

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное
учреждение высшего образования
«Северо-Кавказский горно-металлургический институт
(государственный технологический университет)»

На правах рукописи



АБАЕВ ЗАУРБЕК КАМБОЛАТОВИЧ

**ПОВЫШЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ ЛИНЕЙНОЙ ЧАСТИ
МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ ЗА СЧЕТ СОЗДАНИЯ
ПОДСИСТЕМЫ МОНИТОРИНГА КОРРОЗИОННОГО
РАСТРЕСКИВАНИЯ ПОД НАПРЯЖЕНИЕМ**

Специальность 05.13.01 – Системный анализ, управление и обработка ин-
формации (в технике и технологиях)

Диссертация на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Научный руководитель:
кандидат технических наук, доцент
Кодзаев Марат Юрьевич

Владикавказ – 2017

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	5
ГЛАВА 1 ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА, МЕТОДЫ ДИАГНОСТИКИ И УПРАВЛЕНИЯ НАДЕЖНОСТЬЮ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ	14
1.1 Анализ автоматизированного диспетчерского управления транспорта газа...	14
1.2 Единая система газоснабжения и ее технический ресурс.....	17
1.3 Проблема коррозионного растрескивания под напряжением линейной части магистральных газопроводов.....	21
1.4 Анализ показателей надежности магистральных газопроводов	24
1.5 Особенности мониторинга технического состояния участков газопровода, подверженных КРН.....	30
1.6 Современные способы мониторинга КРН и их недостатки	34
1.7 Постановка цели и задачи исследования.....	39
Выводы по главе 1.....	45
ГЛАВА 2 РАЗРАБОТКА КРИТЕРИЯ ОЦЕНКИ СКЛОННОСТИ УЧАСТКА МАГИСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДА К КОРРОЗИОННОМУ РАСТРЕСКИВАНИЮ ПОД НАПРЯЖЕНИЕМ	47
2.1 Механизм КРН и выбор факторов для дальнейшего исследования	47
2.2 Планирование и методика проведения эксперимента.....	52
2.3 Анализ экспериментальных данных методами математической статистики... 58	
2.4 Разработка критерия оценки склонности участка МГ к КРН.....	66
2.5 Пример использования разработанного критерия для оптимизации параметров технологического процесса	76
Выводы по главе 2.....	78

ГЛАВА 3 РАЗРАБОТКА АЛГОРИТМА РАНЖИРОВАНИЯ УЧАСТКОВ МАГИСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДА ПО СКЛОННОСТИ К КОРРОЗИОННОМУ РАСТРЕКИВАНИЮ ПОД НАПРЯЖЕНИЕМ	80
3.1 Определение потенциально опасных участков МГ	80
3.2 Алгоритм ранжирования участков МГ по склонности к КРН	86
3.3. Анализ надежности участка МГ	92
3.4. Рекомендации по повышению надежности участка.....	96
3.5 Оценка точности разработанной методики	100
3.6 Оценка экономической эффективности разработанной методики	105
Выводы по главе 3	113
ГЛАВА 4 РЕАЛИЗАЦИЯ ПОДСИСТЕМЫ МОНИТОРИНГА КОРРОЗИОННОГО РАСТРЕКИВАНИЯ ПОД НАПРЯЖЕНИЕМ ЛИНЕЙНОЙ ЧАСТИ МАГИСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДА.....	115
4.1 Принципы реализации подсистемы мониторинга	115
4.2 Определение исходных данных и методы их получения	117
4.3 Разработка структурной схемы подсистемы мониторинга КРН.....	120
4.4 Нижний уровень подсистемы мониторинга КРН	129
4.5 Средний уровень подсистемы мониторинга КРН	132
4.6 Верхний уровень подсистемы мониторинга КРН	134
4.7 Специализированное программное обеспечение верхнего уровня	136
Выводы по главе 4.....	144
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	146
СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ.....	148
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	149

Приложение А. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2015616136	162
Приложение Б. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2016663508	163
Приложение В. Акт о внедрении результатов диссертационной работы в Моздокском ЛПУ МГ (филиал ОАО «Газпром трансгаз Ставрополь»)	164
Приложение Г. Акт о внедрении результатов диссертационной работы в ООО «Газпром газораспределение Владикавказ»	165

ВВЕДЕНИЕ

Основным способом транспортировки природного газа от мест добычи до потребителей является трубопроводный транспорт.

На сегодняшний день единая система газоснабжения (ЕСГ) Российской Федерации является крупнейшей в мире по объему перекачиваемого продукта. Работоспособность и надежность магистральных газопроводов (МГ) — основа бесперебойных и своевременных поставок газа на внутренний и зарубежный рынок. Отказы магистральных газопроводов сопряжены со значительным материальным и экологическим ущербом, приводят к локальным и общим загрязнениям окружающей среды, создают угрозу безопасности обслуживающему персоналу и населению, проживающему на этой территории. Согласно статистическим данным, основной причиной отказов линейной части магистральных газопроводов (ЛЧМГ) является коррозионное растрескивание под напряжением (КРН, стресс-коррозия) — в 2001 г. — 30 %, в 2005 г. — 42 %, в 2010 г. — до 70 %. Помимо значительного увеличения динамики отказов по причине КРН, расширяется также и география его присутствия — с начала 2000-х годов оно наблюдается почти во всех климатических районах РФ.

Увеличение протяженности трубопроводов, в свою очередь, существенно повышает возможность их разрушения, поэтому чрезвычайную важность, для обеспечения экологической безопасности приобретает задача оценки надежности того или иного участка трубопровода [1, 2].

Магистральные газопроводы, как правило, эксплуатируются при рабочих давлениях 5,5–7,5 МПа при одновременном воздействии коррозионных сред. Коррозионные отказы являются главным фактором, снижающим надежность подземных стальных трубопроводов. Большая часть магистральных трубопроводов страны вступила в период эксплуатации, характеризующийся проявлением различных видов коррозионной повреждаемости труб и ростом вероятности аварийных отказов, наиболее серьезной из которых является проблема КРН (до 70 %

аварий) [3, 4]. Основная причина этого – отсутствие, либо не достаточное научное обоснование существующих методов борьбы и диагностики процесса КРН [5, 6].

Одна из важнейших проблем повышения надежности работы газотранспортных систем состоит в отсутствии контроля технического состояния участков линейной части магистральных газопроводов, подверженных КРН, а также в отсутствии методов эффективного планирования планово-предупредительных и капитальных ремонтов данных участков. Это происходит на фоне крайней изношенности технологического оборудования ЕСГ: эксплуатация большинства главных систем МГ начата в 1960–1980-х гг., более 40 % от общей протяженности ЛЧМГ эксплуатируется свыше 30 лет [7].

Методы борьбы с коррозионным растрескиванием под напряжением и его эффективной диагностики до сих пор не выработаны [8–10]. Разработанные к настоящему времени методы и средства мониторинга КРН, не позволяют в полной мере отразить действительную картину процесса и выявить опасные участки МГ до развития критических дефектов.

Данные методы направлены, в основном, на диагностику одного или нескольких факторов КРН, например, определение глубины дефекта или толщины стенки трубы МГ, что позволяет обеспечить контроль технического состояния газопровода исходя только из его текущего состояния, не давая прогнозных оценок динамики развития процесса КРН и не объясняя причин его возникновения.

Одним из ключевых этапов на пути обеспечения конструктивной надежности ЕСГ является формирование и развитие автоматизированного диспетчерского управления (АСДУ) и применение информационных технологий для обеспечения безопасной эксплуатации МГ.

В данных условиях чрезвычайно актуальной становится задача построения и введения в АСДУ транспортом газа подсистемы мониторинга стойкости к КРН линейной части магистрального газопровода, поскольку база средств диагностики магистральных газопроводов, а также методы оценки влияния различных факторов на интенсивность протекания процессов КРН позволяют ставить вопрос о

создании подобной подсистемы с целью обеспечения конструктивной надежности на весь срок его эксплуатации.

Различные попытки создания подобных систем в настоящее время предпринимаются [11], но почти всегда они ведут к сведению в единую базу данных разнообразной информации о магистральном газопроводе, после чего оператор должен сам принимать решение о его текущем состоянии, исходя из анализа большого количества измеренных факторов и накопленной истории их изменения.

Очевидно, что для повышения безопасности при эксплуатации магистральных газопроводов требуется создание новых математических моделей, способных адекватно описывать состояние участков МГ, разработка алгоритма ранжирования участков по склонности к КРН, позволяющего повысить эффективность планово-диагностических работ и обеспечить конструктивную надежность МГ на весь срок эксплуатации.

Разработка методов прогнозирования состояния линейной части магистральных газопроводов на сегодняшний день является одним из приоритетных направлений в нефтегазовой отрасли Российской Федерации. Вопросы диагностики и мониторинга КРН освещены в работах ученых Харионовского В. В., Губанок И. И., Теплинского М. А., Гареева А. Г., Чучкалова М. В., Климова П. В., Спиридовича Е. А., Есиева Т. С., Отта К.Ф. и других специалистов в области КРН. Однако требуют дальнейшего исследования и разработки методов оценки склонности участков ЛЧМГ к КРН.

Резюмируя вышесказанное, можно сказать, что **актуальность научной проблемы** диссертационной работы определяется необходимостью разрешения нижеследующих противоречий:

Противоречия в практике:

— *с одной стороны*, необходимость выявления и учета особенностей потенциально опасных участков ЛЧМГ с целью повышения срока безотказной работы (повышения эффективности технического диагностирования);

— с другой стороны, отсутствие методов ранжирования и оценки надежности потенциально опасных участков ЛЧМГ, подверженных КРН.

Противоречия в теории:

— с одной стороны, необходимость учета совместного влияния различных факторов на возникновение и развитие КРН в современных системах мониторинга;

— с другой стороны, отсутствие результатов системного анализа (математических моделей, алгоритмов) обработки информации и решения задач мониторинга КРН для обеспечения надежности ЛЧМГ.

Цель исследования — повышение надежности линейной части магистрального газопровода за счет создания подсистемы мониторинга КРН.

Объект исследования — линейная часть магистральных газопроводов.

Предмет исследования — структурные решения, модели и алгоритмы решения задач управления надежностью ЛЧМГ.

Научная задача — разработка структурной схемы, а также математического и алгоритмического обеспечения подсистемы мониторинга КРН.

Для решения поставленной общей научной задачи была проведена ее декомпозиция на ряд следующих **частных задач**:

1. Анализ методов, алгоритмов и критериев оценки технического состояния ЛЧМГ.

2. Разработка критерия оценки склонности участков ЛЧМГ к КРН.

3. Разработка алгоритма ранжирования участков ЛЧМГ по склонности к КРН.

4. Разработка структурной схемы подсистемы мониторинга КРН.

5. Разработка специального программного обеспечения подсистемы мониторинга КРН.

Методы исследования. Решение поставленных задач базируется на применении таких методов как: системный анализ сложных объектов, метод экспертных оценок, экспериментальные исследования в лабораторных условиях, математиче-

ские методы планирования многофакторных экспериментов, аппарат нечетких множеств, методы моделирования систем.

Структура и объем диссертации. Диссертация состоит из введения, четырех глав, заключения, списка использованной литературы и трех приложений. Ее содержание изложено на 165 страницах, проиллюстрировано 73 рисунками и 24 таблицами. Библиографический список литературы содержит 120 наименований.

Во **введении** обоснована актуальность объекта, предмета исследований и темы диссертации, сформулированы цель и научная задача исследований, изложены основные результаты исследований, показана их научная новизна и практическая значимость.

В **первой главе** проведен анализ процессов управления надежностью магистральных газопроводов. Рассмотрены современный подход к обеспечению конструктивной надежности, специфика мониторинга и методы борьбы с КРН. Приведен анализ существующих систем мониторинга КРН, результаты патентного поиска. Обоснована необходимость решения противоречий в теории и практике обеспечения надежности ЛЧМГ. Приведена постановка научной задачи и ее декомпозиция на частные задачи.

Во **второй главе** рассмотрен механизм возникновения и развития КРН. Определены факторы КРН для дальнейших исследований. Обосновано использование методики планируемого эксперимента и показана актуальность метода наименьших квадратов (МНК) применительно к проблеме КРН. Приведены методика и материалы для проведения планируемого эксперимента. Представлены результаты экспериментов, проведена их математическая обработка и получены соответствующие уравнения регрессии. Методами нечеткой логики рассчитывается специальный критерий оценки опасности участка ЛЧМГ. Приведен пример оптимизации параметров технологического процесса в зависимости от ранга опасности КРН.

В **третьей главе** рассмотрены этапы разработки алгоритма ранжирования участков МГ по склонности к КРН. Показаны основные типы потенциально опас-

ных участков и дана методика определения их протяженности. Предложены методика анализа надежности потенциально опасных участков и перечень мероприятий по повышению надежности участков ЛЧМГ. Проведена оценка точности разрабатываемой методики и оценка экономического эффекта от внедрения предлагаемых решений.

В четвертой главе рассматриваются вопросы практической реализации подсистемы мониторинга КРН. Показано место разрабатываемой подсистемы в структуре управления ЕСГ. Разработаны модели, позволяющие определить требуемый состав элементов и структурную схему подсистемы мониторинга КРН. Определены основные функции подсистемы и основные элементы каждого уровня подсистемы, а также их требуемые характеристики. Разработан алгоритм программы верхнего уровня подсистемы, позволяющий проводить мониторинг технического состояния ЛЧМГ в реальном времени.

В заключении обобщены результаты исследований, сформулированы выводы по диссертации, приведены основные положения, выносимые на защиту.

В приложениях приведены свидетельства о государственной регистрации программы для ЭВМ, а также акты о реализации научных результатов.

Обоснованность и достоверность научных положений, выводов и рекомендаций подтверждается: использованием апробированных математических методов планирования многофакторных экспериментов, методов математической статистики и регрессионного анализа; сходимостью результатов математического моделирования с результатами экспериментальных исследований и данными об отказах газопроводов; результатами использования предложенных в диссертации моделей, алгоритмов и программ, подтвержденных актами об их внедрении, а также тем, что полученные результаты имеют ясную физическую трактовку.

Научная новизна работы состоит в следующем:

1. Впервые на основе регрессионного анализа и аппарата нечетких множеств разработан критерий оценки склонности участка МГ к КРН, позволяющий

повысить срок безопасной эксплуатации МГ за счет своевременного определения наиболее опасных участков.

2. Разработан алгоритм ранжирования участков МГ по склонности к КРН, отличающийся способностью учитывать особенности и специфику работы участка, определять длину потенциально опасных участков и производить анализ их надежности.

3. Разработана структурная схема и определены требуемые элементы подсистемы мониторинга КРН, отличающаяся способностью проводить оценку надежности участков ЛЧМГ, подверженных КРН, в режиме реального времени.

4. Впервые предложен алгоритм работы специального программного обеспечения подсистемы мониторинга КРН, обеспечивающий эффективную реализацию функций обеспечения надежности ЛЧМГ.

Практическая значимость диссертационной работы заключается в том, что результаты исследований применимы в решении актуальной задачи обеспечения конструктивной надежности ЛЧМГ и, в частности:

1. Структурная схема подсистемы мониторинга КРН позволяет эксплуатирующим организациям определять наиболее опасные участки линейной части МГ и способствует повышению эффективности технического диагностирования за счет оптимизации планово-диагностических мероприятий.

2. Методика ранжирования участков МГ по склонности к КРН и оптимизации планово-диагностических мероприятий позволит ведущим организациям добиться существенного экономического эффекта за счет снижения объемов диагностики неопасных участков МГ.

3. На основании предложенного алгоритма ранжирования участков МГ по склонности к КРН разработана программы (свидетельство о государственной регистрации программ для ЭВМ №2015616136 и № 2016663508), позволяющие проводить анализ результатов мониторинга технического состояния участков газопровода и оценивать их надежность.

На защиту выносятся следующие научные положения:

1. **Критерий** оценки склонности участка МГ к КРН, позволяющий повысить срок безопасной эксплуатации МГ за счет своевременного определения наиболее опасных участков.

2. **Алгоритм** ранжирования участков магистрального газопровода по склонности к КРН.

3. **Структурная схема** подсистемы мониторинга КРН и ранжирования участков газопровода по склонности к КРН.

4. **Алгоритм** работы прикладного программного обеспечения подсистемы мониторинга КРН.

Области исследования. Диссертационные исследования соответствуют пунктам 4 и 5 паспорта специальности 05.13.01 — Системный анализ, управление и обработка информации.

Апробация работы

Экспериментальная часть работы проводилась в рамках государственного контракта ГК №02.740.11.0690 и федеральной целевой программы «Научные и научно-педагогические кадры инновационной России» (шифр заявки «2012-1.1-12-000-2012-050»).

Результаты работы были доложены: на Международной заочной научно-практической конференции «Экономика, проектный менеджмент, образование, юриспруденция, экология, медицина, социология, философия, филология, психология, техника, математика: состояние и перспективы развития» (Санкт-Петербург, 2013), на Международной научно-практической конференции «Инновационное развитие современной науки» (Уфа, 2014), на Международной научно-практической конференции «Технические науки: теоретический и практический взгляд» (Уфа, 2014), а также в научной школе-семинаре молодых ученых и студентов с международным участием «Современные проблемы механики, энергоэффективность сооружений и ресурсосберегающие технологии» (Москва, 2015) и на 8-й международной конференции «Наука, образование, культура и информа-

ционно-просветительская деятельность — основы устойчивого развития горных территорий» (Владикавказ, 2015).

Результаты работы были внедрены на предприятии ООО «Газпром трансгаз Ставрополь» в Моздокском ЛПУ МГ (г. Моздок) и на ООО «Газпром газораспределение Владикавказ» (г. Владикавказ).

Личный вклад автора. Основные научные положения, а также выводы и рекомендации, содержащиеся в диссертационной работе, получены автором самостоятельно. В совместных публикациях лично автору принадлежит: разработка алгоритма ранжирования и критерия оценки склонности участка МГ к КРН; разработка структурной схемы и определение требуемых элементов подсистемы мониторинга КРН; разработка алгоритма работы специального программного обеспечения подсистемы мониторинга КРН.

Публикации. По теме диссертации опубликовано 11 научных работ, в т. ч. 4 работы (из них 2 без соавторов) в ведущих рецензируемых научных журналах и изданиях, определенных ВАК РФ для публикации основных научных результатов, получено два свидетельства о государственной регистрации программы для ЭВМ.

ГЛАВА 1 ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА, МЕТОДЫ ДИАГНОСТИКИ И УПРАВЛЕНИЯ НАДЕЖНОСТЬЮ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ

1.1 Анализ автоматизированного диспетчерского управления транспорта газа

В настоящее время одним из главных направлений в нефтегазовой отрасли является повышение эффективности процесса добычи и транспорта газа путем оптимизации режимов работы магистральных газопроводов, которая дает значительное снижение себестоимости без дополнительных капитальных вложений. Данная оптимизация достигается за счет процесса оперативно-диспетчерского управления — осуществления комплекса мер по централизованному управлению технологическими режимами работы объектов добычи и транспорта газа предприятия.

К процессу оперативно-диспетчерского управления относятся:

- осуществление комплекса мер, направленных на поддержание надежного функционирования газотранспортной системы предприятия;
- планирование (прогнозирование) режимов работы газотранспортной системы предприятия;
- управление технологическими режимами работы оборудования и устройств объектов предприятия, включенных в перечень объектов диспетчеризации;
- оптимизация режимов работы оборудования и повышение эффективности работы транспортной системы предприятия в целом;
- диагностический контроль состояния оборудования.

Кардинальное изменение информационно-программного и аппаратного обеспечения диспетчерских служб, наблюдаемое в последнее время, объясняется, в первую очередь, качественным скачком в области автоматизации и информатизации системы управления ЕСГ [12, 13]. Но фоне этого изменения, требование

обеспечения надежности всех элементов ЕСГ, в том числе ЛЧМГ, а также исправности самой системы диспетчерского управления стало обязательным [14].

Оценка технического состояния и надежности объектов современных газотранспортных предприятий (ГТП) выполняется диспетчерскими службами на основании экспертных оценок, не поддерживаемых соответствующими информационными системами оценки и мониторинга технического состояния [15].

Применяемая на сегодняшний день система сбора и обработки данных о техническом состоянии участков ЛЧМГ, заключающаяся, в основном, в накоплении результатов диагностики, нуждается в серьезной модернизации [16]. Одним из необходимых этапов этой модернизации является разработка методов и алгоритмов прогнозирования КРН ЛЧМГ, которые позволили бы оптимизировать процесс обследования технического состояния и мероприятий по обеспечению конструктивной надежности.

Анализ вопроса обеспечения надежности МГ АСДУ транспорта газа, показывает, *с одной стороны*, многообразие функций, выполняемых средствами автоматизированного управления, большое разнообразие технических средств диагностики и мониторинга, а *с другой стороны*, — ограниченность («неполноту») возможности решения некоторых прикладных задач, таких как выявление участков, склонных к КРН до возникновения дефектов и отказов элементов.

Решение этой проблемы практически состоит в системном анализе проблемы КРН и использовании его результатов (моделей, алгоритмов) для создания подсистемы мониторинга КРН ЛЧМГ, интегрированной в состав АСДУ ЕСГ.

Задачи бесперебойного снабжения потребителей газа и обеспечения надежности газопоставок, сформулированные в положениях о диспетчерско-технологической службе ОАО «Газпром» [17], требуют развития программно-технических средств современных ГТП, которое позволило бы осуществить повсеместный переход к управлению производственно-технологическим комплексом в режиме реального времени. Подобный переход позволит обеспечить автоматизированный контроль и управление основными и вспомогательными техно-

логическими процессами транспорта газа и контроль исправности отдельных элементов системы. Однако в практике диспетчерского контроля отсутствуют эффективные методы определения участков газопровода, наиболее склонных к растрескиванию, без проведения дорогостоящей диагностики, что создает серьезные препятствия для надежной эксплуатации.

Значительные социально-экономические последствия отказов и крайне экстремальные условия эксплуатации (районы крайнего севера, труднодоступные и труднопроходимые районы и т. п.) ЛЧМГ требуют использования автоматизированных систем (АС), позволяющих добиться максимально малолюдного и безопасного режима эксплуатации и последующего технического обслуживания участков.

Реализация таких тенденций предусматривает не только качественное изменение режима функционирования систем управления, но и предъявляет дополнительные повышенные требования к надежности функционирования технологических объектов. Одним из путей повышения данной надежности является внедрение подсистем мониторинга технического состояния ЛЧМГ по признаку КРН [18].

Разрабатываемая подсистема предназначена для повышения эксплуатационной надежности функционирования ЛЧМГ за счет повышения эффективности функций технического диагностирования АСДУ транспорта газа. Повышение эффективности достигается за счет своевременного определения наиболее опасных участков ЛЧМГ и оптимизации последующих мероприятий по повышению надежности: резервирование, замена фрагментов трубы, проведение планово-предупредительных работ [19]. Ранжирование участков по склонности к КРН должно проводиться на основе математических моделей и информационных технологий, способных адекватно описывать состояние ЛЧМГ и давать прогнозы его дальнейшей работоспособности.

С созданием такой системы диспетчеру предоставляется возможность получать (релевантные по времени) прогнозные оценки работоспособности того или

иною участка газопровода и своевременно принимать решения о дальнейшей эксплуатации.

1.2 Единая система газоснабжения и ее технический ресурс

Магистральный газопровод (МГ) — это трубопровод диаметром до 1420 мм и рабочим давлением перекачиваемого продукта до 10 МПа, осуществляющий транспортировку добываемого природного газа от мест добычи до районов его потребления [20].

Магистральные газопроводы осуществляют транспортировку следующих продуктов:

— природный газ (от головных компрессорных станций (КС) на месте добычи до газораспределительных станций (ГРС) городов- и населенных пунктов-потребителей;

— сжиженный углеводородный газ (упругость насыщенных паров не более 1,6 МПа, температура не более 45 °С);

— товарная продукция в пределах отдельных элементов ЕСГ (головные и промежуточные КС, ГРС, замерные пункты и т. п.).

В зависимости от величины рабочего давления, газопроводы делятся на два класса: от 2,5 до 10 МПа включительно — класс I; от 1,2 до 2,5 МПа — класс II; ниже 1,2 МПа — не относится к магистральным.

Весь добываемый в Российской Федерации газ поступает в единую систему газоснабжения (ЕСГ) — уникальный технологический комплекс, включающий в себя протяженную сеть магистральных газопроводов, объекты добычи, переработки, транспортировки, хранения и распределения газа. На сегодняшний день, единая система газоснабжения (ЕСГ) Российской Федерации является крупнейшей в мире по объему перекачиваемого продукта.

Протяженность ЕСГ составляет 175 тыс. км. В транспортировке газа используются 247 компрессорных станций с общей мощностью газоперекачивающих агрегатов 45,9 млн кВт. Единая система газоснабжения России принадлежит

ОАО «Газпром». В 2013 году введены в эксплуатацию магистральные газопроводы и отводы протяженностью порядка 700 км [21].

На рисунке 1.1 представлены основные элементы магистрального газопровода.

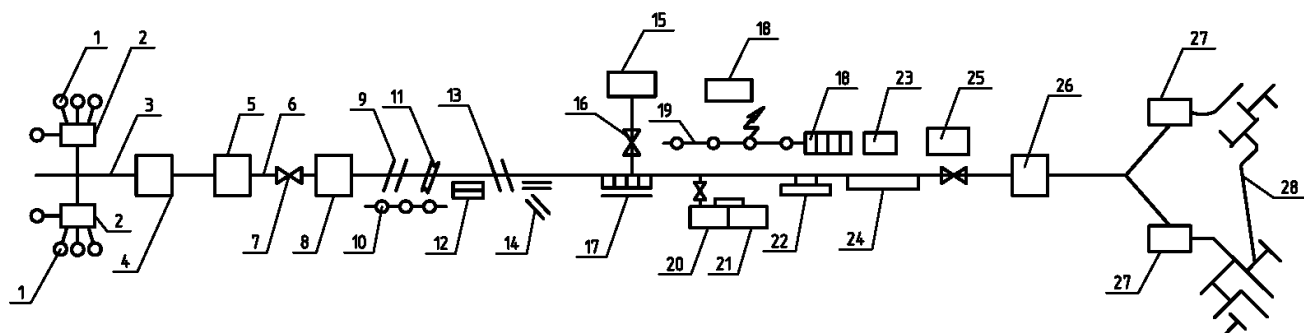


Рисунок 1.1 — Основные элементы магистрального газопровода:

1 — газовая скважина; 2 — газосборный пункт; 3 — газопромысловый коллектор; 4 — головные сооружения; 5 — головная компрессорная станция (ГКС); 6 — магистральный газопровод; 7 — запорная арматура; 8 — промежуточная компрессорная станция; 9, 11, 13 — переходы соответственно через малую преграду, дорогу и крупную водную преграду; 10 — линия связи; 12 — аварийный запас труб; 14 — дорога с подъездами; 15, 26 — газораспределительная станция; 16 — газопровод-отвод; 17 — защитное сооружение; 18 — система электро-химзащиты; 19 — линии электропередач; 20 — подземное хранение газа (ПХГ); 21 — компрессорная станция ПХГ; 22 — водосборник; 23 — дом линейного ремонтника-связиста; 24 — лупинг; 25 — вертолетная площадка; 27 — газорегуляторный пункт; 28 — газовые сети потребителя.

Схема добычи и транспортировки газа состоит в следующем: 1 — по индивидуальным трубопроводам под действием пластового давления природный газ поступает на газосборные пункты, здесь происходит первичный замер давления и, при необходимости, его редуцирование; 2 — далее газ поступает в промысловый газосборный коллектор; 3 — от газосборных коллекторов газ поступает на головные сооружения, где проводят комплекс мероприятий для доведения газа до товарной кондиции (осушка, вторичный замер и редуцирование давления и т. п.); 4 — на головной КС производят компримирование (повышение давления газа с по-

мощью компрессора) до рабочего давления (приблизительно 7,5 МПа) и его подачу в линейную часть магистрального газопровода.

Объектом исследования диссертационной работы является линейная часть магистральных газопроводов (ЛЧМГ) Российской Федерации: эксплуатационная длина — 175 тыс. км; объём перекачки — 500–570 млн т/год; грузооборот — 1200–1300 млрд м³·км.

Линейная часть магистральных газопроводов состоит из следующих элементов: магистральный газопровод, запорная арматура, переходы через естественные и искусственные преграды, линии электропередачи, линии связи, автомобильные подъездные дороги, газопроводы-отводы, защитные сооружения.

В современной нефтегазовой отрасли РФ имеется ряд научно-технических проблем, связанных с обеспечением надежности ЛЧМГ, в частности, защиты от КРН, обусловленных рядом причин: увеличение протяженности ЕСГ, повышение объемов перекачиваемого газа и вызванное этим повышение рабочих параметров (давления газа, диаметра трубопроводов), износ основных элементов ЕСГ (увеличение срока эксплуатации — см. рисунок 1.2), экстремальные условия эксплуатации и т. д. [2, 22].

По состоянию на 2014 г. возрастной состав магистральных газопроводов представлен на рисунке 1.2 [21].

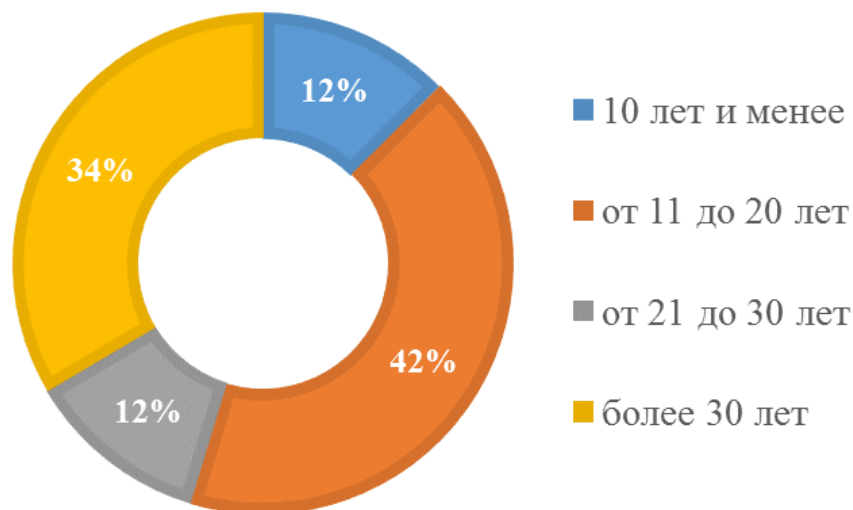


Рисунок 1.2 — Возрастной состав газопроводов ОАО «Газпром»

Из диаграммы видно, что более половины газопроводов, используемых в составе ЕСГ, эксплуатируется более 20–25 лет, что является причиной увеличения отказов ЛЧМГ и сбоев в работе оборудования.

На рисунке 1.3 приведена динамика аварийности на объектах ЕСГ по причине КРН за период с 2004 по 2012 гг. [7].

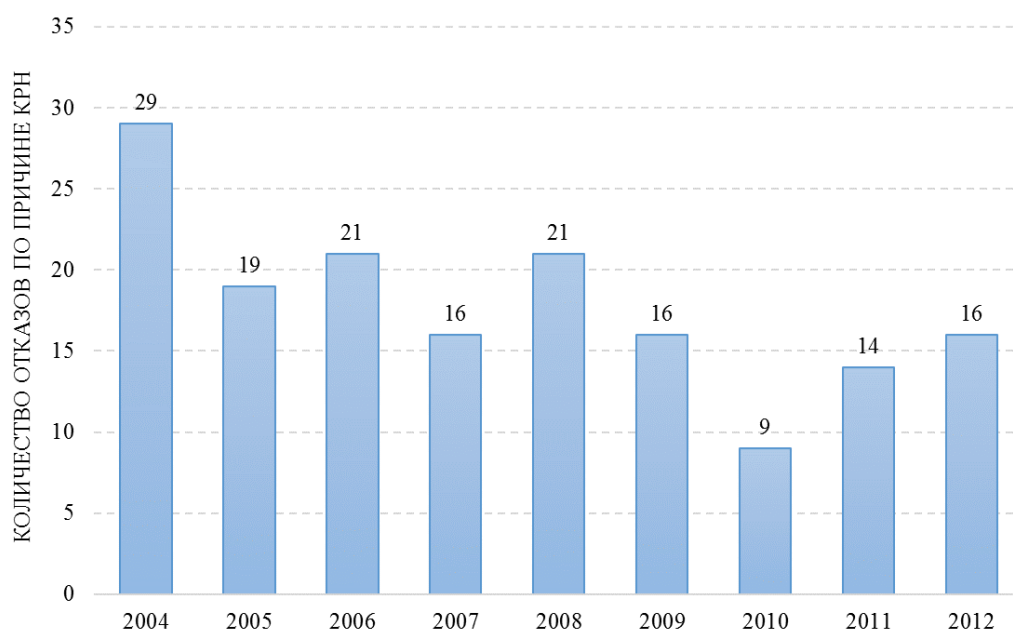


Рисунок 1.3 — Динамика аварийности на объектах ЕСГ по причине КРН

Доля отказов по причине КРН для некоторых лет достигает 70 % от общего количества аварий.

Одним из приоритетных направлений программы реконструкции и технического перевооружения объектов транспорта газа, принятой ОАО «Газпром» на период с 2011 по 2015 гг., является уменьшение технологических потерь газа при транспортировке за счет строительства, реконструкции и технического перевооружения узлов измерений в составе объектов транспорта.

Решение данной проблемы невозможно без применения системного подхода к проблеме коррозионного растрескивания под напряжением — расчет и прогнозирование развития процесса КРН во времени в реальных условиях эксплуатации (мониторинг технического состояния), обеспечение заданных показателей

надежности ЛЧМГ, оптимизация мероприятий комплексного технического диагностирования потенциально опасных участков МГ.

1.3 Проблема коррозионного растрескивания под напряжением линейной части магистральных газопроводов

С точки зрения надежности линейной части магистрального газопровода (ЛЧМГ) проблема коррозионного растрескивания под напряжением является наиболее серьезной и не до конца изученной. Согласно статистическим данным, по этой причине происходит большинство аварий (см. рисунок 1.4) [23, 24].

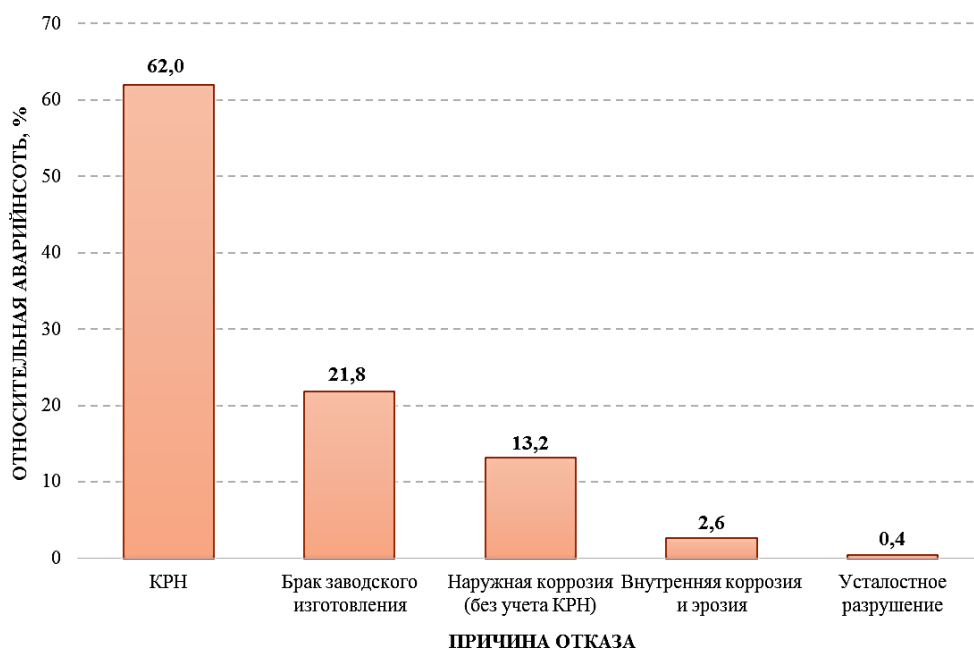


Рисунок 1.4 — Относительная частота аварий ЛЧМГ ОАО «Газпром» в период с 1991–2005 гг.

Термины КРН и стресс-коррозия — абсолютные аналоги.

Первые упоминания о проблеме КРН проявились в 60-х годах XX века в США, а в СССР — в 80-х годах [25, 26].

Особенностью КРН (стресс-коррозии) является образование на внешней поверхности стенки трубы колоний трещин в горизонтальном направлении (см. рисунок 1.5), способных, по истечении определенного времени, объединяться в одну магистральную трещину (см. рисунок 1.6), приводящую к разрыву трубы. Основная опасность этой особенности — неопределенность как о моменте зарождения

трещин, так и об их дальнейшем развитии и объединении в критическую магистральную трещину, и времени, необходимом для этого.

Разрушение чаще всего происходит неожиданно, с выбросом газа и его возгоранием. Образующийся при разрушении котлован, в зависимости от количества разрушенных труб, достигает 45 м в ширину, 60–70 м в длину и 4,5 м в глубину.

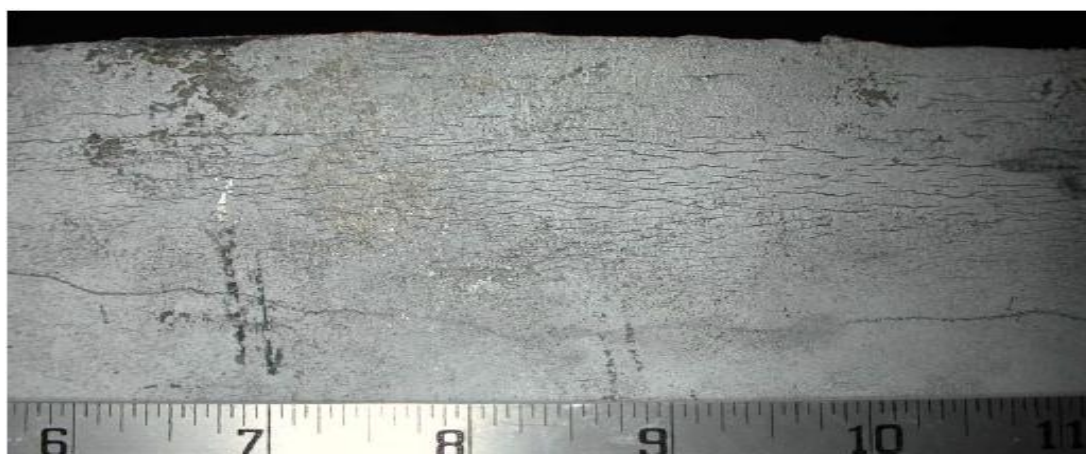


Рисунок 1.5 — Внешний вид повреждений КРН

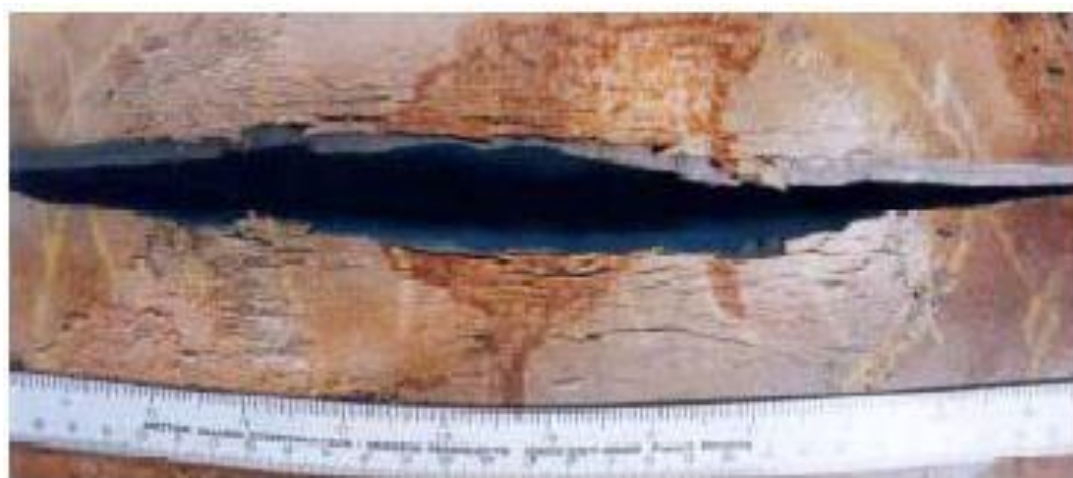


Рисунок 1.6 — Объединение сети трещин в одну критическую

Основной формой растрескивания, характерной для газопроводов ЕСГ является «low pH SCC» (SCC — stress corrosion cracking) — КРН при низком pH, наблюдаемая при кислотности грунтовых электролитов с $\text{pH} < 7,5$. «Low pH SCC» является частным случаем водородного растрескивания поэтому применение катодной защиты, направленное на борьбу с общей коррозией, в случае КРН ускоряет его развитие [26].

Широкомасштабный переход на использование трубных сталей контролируемой прокатки (группы прочности X60, X65, X70), взамен использовавшихся ранее нормализованных сталей (группы прочности X46 и X52), с целью улучшения ударной вязкости при низких температурах и повышения прочностных свойств [27], наметившийся во второй половине 60-х гг. прошлого века, совпадает по времени с первыми массовыми проявлениями КРН на МГ.

Явление КРН состоит из следующих этапов: зарождение трещины на внешней поверхности стенки трубы и предшествующий появлению видимых трещин инкубационный период; развитие трещин по поверхности металла и углубление их в материал — трещины КРН, как правило, направлены перпендикулярно к действию растягивающих напряжений и могут иметь как транскристаллитный, так и межкристаллитный характер; долом по месту наиболее глубокой магистральной трещины — мгновенное разрушение металла [28].

Историю борьбы с КРН в России можно разделить на два больших этапа: до начала эффективного внедрения средств внутритрубной диагностики (ВТД) (до 2000 года) и после него.

В начале 2000-х годов началось активное использование средств внутритрубной диагностики (ВТД), которое позволило эффективно выявлять некоторые типы дефектов, такие как одиночные трещины, колонии трещи, коррозионные язвы и питтинги и т. п., и снизить, тем самым, аварийность на объектах ЕСГ. Однако не смотря на высокую эффективность реализованных мероприятий, они не смогли решить проблему КРН — число отказов в год по этой причине возрастало и составляло до 40–50 % от общего числа отказов ЛЧМГ. На сегодняшний день, наибольшее количество отказов приходится на основные магистрали ЕСГ диаметром 1220–1420 мм.

Значительные темпы роста диагностики и последующего ремонта трубопроводов до сих пор не способствовали снижению аварийности по причине КРН [29].

Также следует отметить, что процессы интенсификации отказов по причине КРН происходят на фоне увеличения общей продолжительности газотранспортной системы (см. рисунок 1.7).

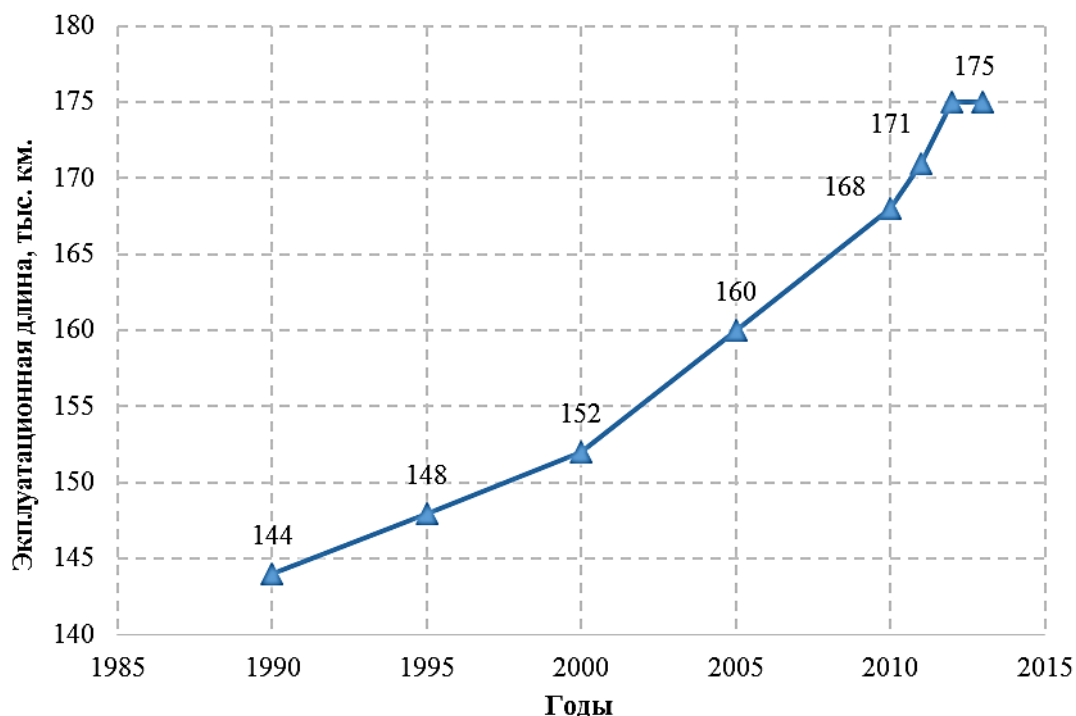


Рисунок 1.7 — Изменение протяженности магистральных газопроводов

1.4 Анализ показателей надежности магистральных газопроводов

Надежность (конструктивная или эксплуатационная) магистрального газопровода — комплексное свойство ЛЧМГ сохранять во времени в установленных пределах значения всех параметров, состоящее из безотказности, долговечности, ремонтпригодности и сохраняемости.

Безотказностью — свойство объекта сохранять работоспособное состояние в течение некоторого времени наработки (срока эксплуатации).

Предельное состояние — состояние объекта при котором дальнейшая эксплуатация объекта по назначению становится невозможной или нецелесообразной. Часто переход в предельное состояние может не сопровождаться отказов или остановкой объекта, т. е. объект остается работоспособным, однако его дальнейшая эксплуатация становится недопустимой по различным основаниям: безопасность, экономичность, эффективность.

Долговечность — способность объекта не достигать предельного состояния в течение длительного времени.

Ремонтопригодность — это свойство объекта, заключающееся в приспособленности к поддержанию и восстановлению работоспособного состояния путем технического обслуживания и ремонта [30].

Иными словами, конструктивная безопасность (безотказная работа) ЛЧМГ — есть ненаступление предельного состояния (критический отказ — авария) магистрального газопровода во время его эксплуатации.

Решение вопросов надежности и безопасности современных магистральных газопроводов осуществляется на всех стадиях жизненного цикла. При этом основными целями расчета надежности являются [31]:

— обоснование и проверка эффективности предлагаемых (реализованных) мер по доработкам конструкции, технологии изготовления, системы технического обслуживания и ремонта;

— решение различных оптимизационных задач: оптимизация структуры объекта, оптимизация систем технического обслуживания и ремонта, обоснование гарантийных сроков и назначенных сроков службы (ресурса) объекта и др.

Выбор показателей надежности является специфической задачей, которая зависит от специфики, характера и назначения объекта исследования, общих требований к технологическому процессу и результатам его функционирования [32].

Поскольку отказы МГ, как правило связаны с существенными материальными и социальными рисками, их следует рассматривать как невосстанавливаемые объекты, основными показателями надежности, которых являются [32, 33]:

1. Вероятность безотказной работы в интервале времени от 0 до t_0 :

а) Вероятностное определение:

$$P(t_0) = P(0; t_0) = P\{\xi_1 \geq t_0\} = 1 - F_1(t_0), \quad (1.1)$$

где $P(t_0)$ — вероятность того, что объект проработает безотказно в течение заданного времени работы t_0 , начав работать в момент времени $t = 0$, или вероятность того, что наработка до отказа окажется больше заданного времени работы t_0 .

б) Статистическое определение:

$$P(t_0) = N(t_0) / N(0) = 1 - n(t_0) / N(0), \quad (1.2)$$

т. е. $P(t_0)$ — отношение числа объектов, безотказно проработавших до момента времени t_0 , к числу объектов, исправных в начальный момент времени $t = 0$, или частность события, состоящего в том, что реализация времени работы объекта до отказа окажется больше заданного времени работы t_0 .

2. Вероятность отказа объекта в интервале времени от 0 до t_0 :

$$Q(t_0) = 1 - P(t_0); \quad (1.3)$$

$$Q(t_0) = 1 - P(t_0). \quad (1.4)$$

3. Вероятность безотказной работы в интервале времени от t до $t + t_0$:

а) Вероятностное определение:

$$P(t, t+t_0) = P\{\xi_1 \geq t+t_0 | \xi_1 > t\} = P(0, t+t_0) / P(0, t) = P(t+t_0) / P(t), \quad (1.5)$$

т. е. $P(t, t+t_0)$ — вероятность того, что объект проработает безотказно в течение заданного времени работы t_0 , начинающегося с момента времени t , или условная вероятность того, что случайная наработка объекта до отказа окажется больше величины $t + t_0$ при условии, что объект уже проработал безотказно до момента времени t .

б) Статистическое определение:

$$P(t, t+t_0) = N(t+t_0) / N(t), \quad (1.6)$$

т. е. $P(t, t+t_0)$ — отношение числа объектов, проработавших до момента времени $t + t_0$, к числу объектов, исправных к моменту времени t , или частость события, состоящего в том, что реализация наработки объекта до отказа окажется больше $t + t_0$ при условии, что эта реализация больше величины t .

4. Вероятность отказа объекта в интервале времени от t до $t + t_0$:

$$Q(t, t+t_0) = 1 - P(t, t+t_0) = \frac{P(t) - P(t+t_0)}{P(t)}; \quad (1.7)$$

$$Q(t, t+t_0) = 1 - P(t, t+t_0). \quad (1.8)$$

5. Плотность распределения отказов:

а) Вероятностное определение:

$$f(t) = \frac{d}{dt} F(t) = \frac{d}{dt} Q(t) = -\frac{d}{dt} P(t), \quad (1.9)$$

т. е. $f(t)$ — плотность вероятности того, что время работы объекта до отказа окажется меньше t , или плотность вероятности отказа к моменту времени t .

б) Статистическое определение:

$$f(t) = \frac{n(t + \Delta t) - N(t)}{N(0)\Delta t} = \frac{\Delta n(t, t + \Delta t)}{N(0)\Delta t}, \quad (1.10)$$

т. е. $f(t)$ — отношение числа отказов в интервале времени $[t, t + \Delta t]$ к произведению числа исправных объектов в начальный момент времени $t = 0$ на длительность интервала времени Δt .

6. Интенсивность отказов объекта в момент времени t :

а) Вероятностное определение:

$$\lambda(t) = \frac{1}{1 - F(t)} \frac{d}{dt} F(t) = \frac{f(t)}{P(t)}, \quad (1.11)$$

т. е. $\lambda(t)$ — условная плотность вероятности отказа объекта к моменту времени t при условии, что до этого момента отказ изделия не произошел.

б) Статистическое определение:

$$\lambda(t) = \frac{n(t + \Delta t) - n(t)}{N(t)\Delta t} = \frac{N(t + \Delta t) - N(t)}{N(t)\Delta t} = \frac{\Delta n(t, t + \Delta t)}{N(t)\Delta t}, \quad (1.12)$$

т. е. $\lambda(t)$ — отношение числа отказов в интервале времени $[t, t + \Delta t]$ к произведению числа исправных объектов в момент времени t на длительность интервала времени Δt .

7. Средняя наработка до отказа:

а) Вероятностное определение:

$$T_1 = M \{ \xi_1 \} = \int_0^{\infty} x f(x) dx = \int_0^{\infty} x dQ(x) = \int_0^{\infty} P(x) dx, \quad (1.13)$$

т. е. T_1 — математическое ожидание (среднее значение) наработки до отказа.

б) Статистическое определение:

$$T_1 = \frac{1}{N(0)} (\xi_1^{(1)} + \xi_1^{(2)} + \dots + \xi_1^{[N(0)]}) = \frac{1}{N(0)} \sum_{i=1}^{N(0)} \xi_1^{(i)}. \quad (1.14)$$

На практике, как правило, используется другой показатель надежности магистральных газопроводов — время до проведения следующей экспертизы промышленной безопасности, которое рассчитывается исходя из того, что за устанавливаемый срок вероятность безаварийной работы участка составит 0,9 (т. е. вероятность отказа $Q(n \geq 1) = 0,1$) [34].

Время $t_{\text{ком}}$ (год) по истечении которого необходимо проводить следующее комплексное диагностирование технического состояния участка МГ, определяется по формуле:

$$t_{\text{ком}} = \frac{\ln(0,9) \cdot 1000}{L_y \cdot \lambda_a}, \quad (1.15)$$

где λ_a — интенсивность аварий обследуемого участка, аварий/1000 км в год;

L_y — длина обследуемого участка, тыс. км.

Интенсивность аварий на одном участке в общем случае определяется как

$$\lambda = \frac{N}{L_y \cdot t}, \quad (1.16)$$

где N — общее число аварий на обследуемом участке;

t — время наблюдения, год.

Из рассмотренных показателей надежности наибольший интерес с практической точки зрения представляет вероятность $Q(n \geq 1)$ возникновения одной или более аварий на обследуемом участке газопровода [34]:

$$Q(n \geq 1) = 1 - \exp(-\lambda_a \cdot t \cdot L / 1000), \quad (1.17)$$

где L_y — длина обследуемого участка, тыс. км;

t — время дальнейшей эксплуатации этого участка (расчетный период), год.

Выбор именно этого показателя надежности в качестве целевой функции обоснован возможностью провести математическую постановку научной задачи

исследования для количественной оценки эффективности предлагаемых решений по повышению надежности, а также возможностью корректировки значения расчетной интенсивности отказов (λ).

Однако следует отметить, что существующий порядок определения времени до проведения диагностического обследования не учитывает особенностей и специфики работы отдельных потенциально опасных участков — согласно стандартному графику пропуск снаряда осуществляется по всем участкам, находящимся в ведомстве линейно-производственного управления (ЛПУ), один раз в пять лет, однако, эксплуатирующая организация может принимать решения о времени и периодичности диагностирования, отличные от стандартного графика, по своему усмотрению и соответствующему обоснованию. В случае отсутствия аварийных разрушений на исследуемом участке, назначается средняя для МГ ОАО «Газпром» интенсивность отказов $\lambda_{\text{ср}}$, равная 0,2 отказа в год на участке МГ длиной 1000 км. Очевидно, что данный показатель нуждается в регулярной корректировке.

В связи с этим возникает необходимость разрешения следующего **противоречия в практике** обеспечения надежности ЛЧМГ:

— с одной стороны, необходимость выявления и учета особенностей потенциально опасных участков ЛЧМГ с целью повышения срока безотказной работы (минимизации вероятности отказов);

— с другой стороны, отсутствие методов ранжирования и оценки надежности потенциально опасных участков ЛЧМГ, подверженных КРН.

Для разрешения данного противоречия требуется разработка специального критерия оценки склонности участка МГ к КРН — «Ранг опасности КРН», учитывающего его особенности и специфику работы, и позволяющего проводить анализ показателей его надежности.

Разрабатываемый критерий является функцией таких факторов КРН, как:

— напряженно-деформированное состояние, выражаемое через главные напряжения — σ_{xy} ;

— величина защитного потенциала — φ .

- pH грунта;
- время эксплуатации МГ.

$$R_{SCC} = f(\sigma_{xy}, \varphi, pH, T) \quad (1.18)$$

1.5 Особенности мониторинга технического состояния участков газопровода, подверженных КРН

Методы борьбы с коррозионным растрескиванием под напряжением и его эффективной диагностики до сих пор не выработаны [2, 23, 29, 35].

Применяемый на сегодняшний день подход заключается в следующем [36]:

- средствами ВТД выявляются уже существующие дефекты (одиночные трещины, колонии трещин, язвы, питтинги и т. п.);
- на основании результатов ВТД определяется опасность обнаруженных дефектов и рассчитывается остаточный ресурс МГ;
- в случае необходимости выполняется ремонт или замена опасных участков трубопровода.

Однако, несмотря на снижение вероятности отказов трубопроводов по причине общей коррозии, такой подход имеет ряд *недостатков*, связанных с КРН:

- вследствие неизученности и специфики возникновения и развития процесса КРН, отмечается низкая точность и достоверность результатов ВТД по отношению к дефектам КРН;
- дефекты, размеры которых меньше разрешающей способности дефектоскопов, не выявляются. Число подобных дефектов значительно больше выявляемых, другими словами, даже при удалении опасных дефектов, процесс КРН не останавливается;
- средства ВТД не в силах диагностировать инкубационный период развития КРН, что не позволяет в полной мере судить о возможности безопасной эксплуатации участка до следующего диагностирования.

Диагностика стресс-коррозионных повреждений магистральных газопроводов имеет ряд особенностей:

— вследствие подпленочной коррозии она не может достоверно выявляться наземными электрометрическими методами;

— затруднена диагностика трещиноподобных дефектов глубиной менее 3 мм при помощи внутритрубной дефектоскопии, особенно протяженных трещин, расположенных в зоне продольных сварных швов.

Поэтому диагностику КРН проводят в два этапа:

— на первом этапе определяют диагностические признаки КРН применительно к обследуемому газопроводу или системе газопроводов и выделяют локальные участки, с которых следует начать обследование в протяженных шурфах;

— на втором этапе проводят обследование в протяженных шурфах, осуществляют непосредственную оценку протяженных трещин и устраняют критические стресс-коррозионные дефекты.

Основным методом определения мест возможного проявления КРН является ВТД. Однако достигнутая достоверность результатов ВТД не позволяет назначать вид ремонта дефекта без его вскрытия. Следовательно, для повышения эффективности диагностики КРН необходимо по результатам ВТД проводить дообследование прилегающих участков неразрушающими методами контроля в протяженных шурфах [37].

Особенности дефектов КРН не позволяют в полной мере выявить общую картину расположения дефектов на стенке трубопровода ввиду чрезвычайной сложности самого процесса.

На рисунках 1.8–1.9 представлены фотографии стресс-коррозионных трещин, полученных в лабораторных условиях [38, 39].

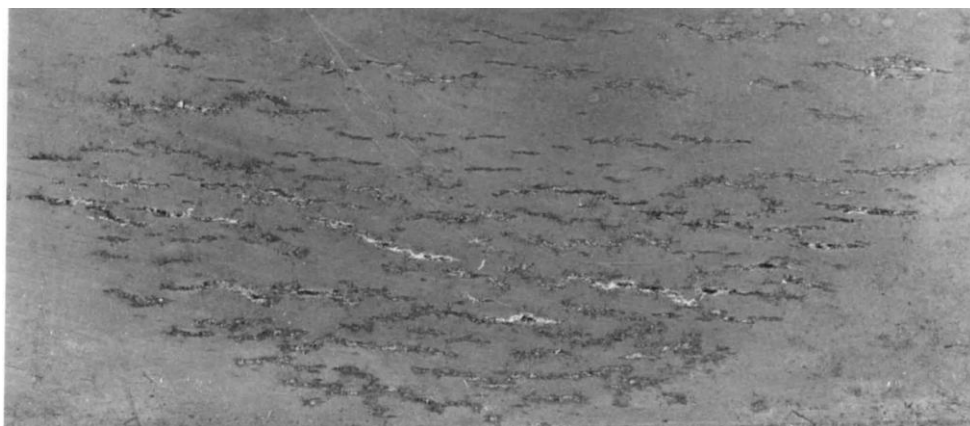


Рисунок 1.8 — Образец в начальной стадии разрушения после испытания в среде 9 мес.

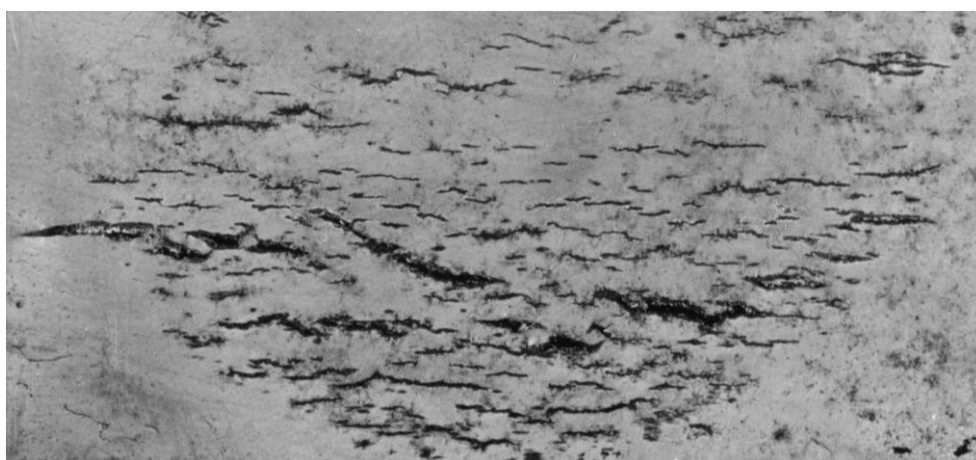


Рисунок 1.9 — Тот же образец после 40 000 циклов нагружения

Исследователи пытались смоделировать поведение трещин на абсолютно упругом фотоматериале. На рисунках 1.10–1.11 представлены результаты экспериментов, свидетельствующие о том, что зоны напряженно-деформированных участков перекрываются и происходит увеличение локальных перенапряжений в вершинах трещин, о чем свидетельствует изменение цвета данных зонах.

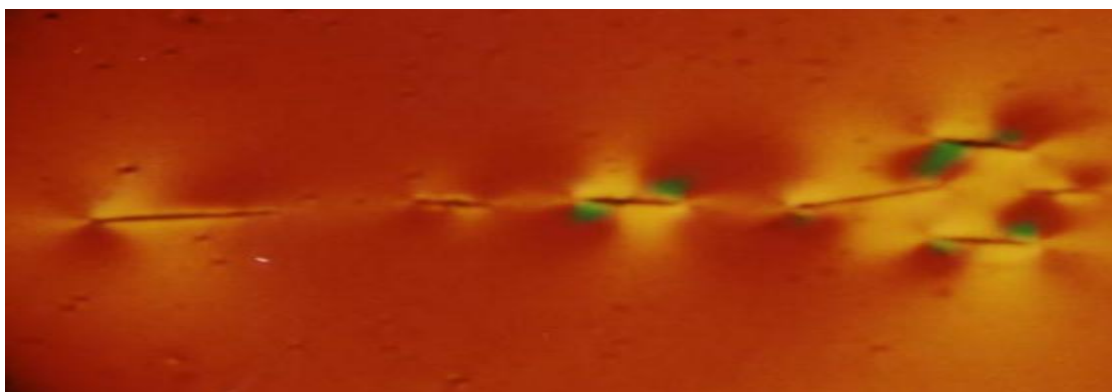


Рисунок 1.10 — Фотоупругая пластина №1 с нанесенными дефектами

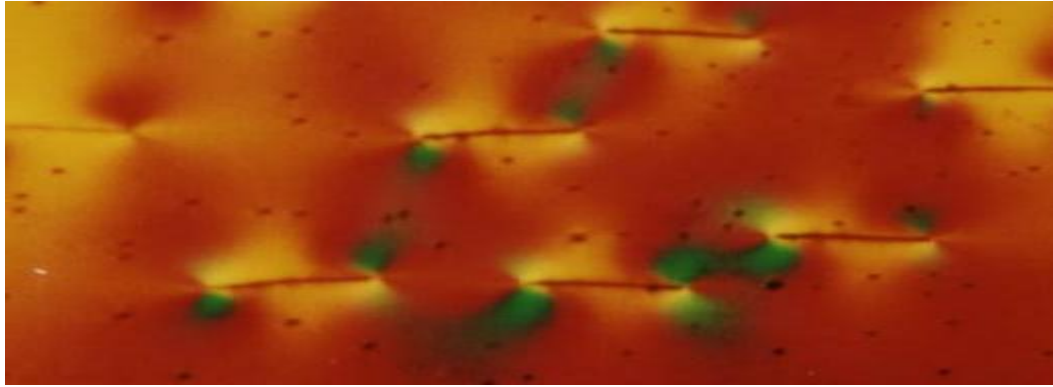


Рисунок 1.11 — Фотоупругая пластина №2 с нанесенными дефектами

На рисунках 1.12–1.13 представлены результаты циклических испытания образцов с дефектами КРН.

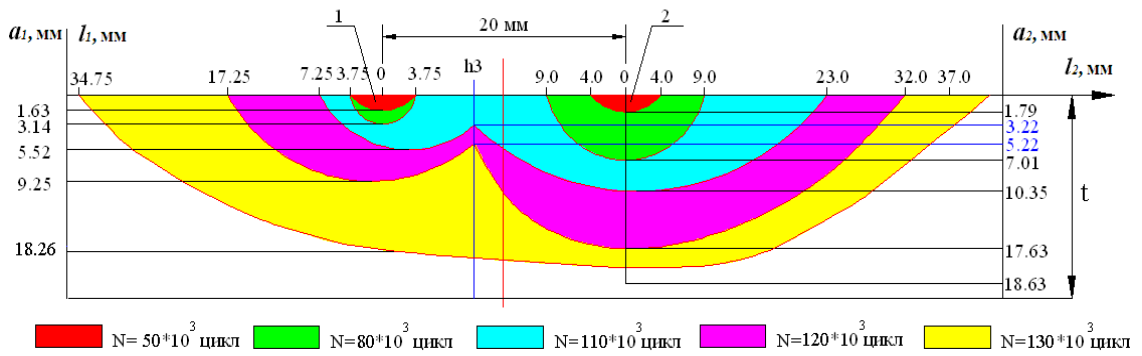


Рисунок 1.12 — Распространение stress-коррозионных трещин по толщине в зависимости от количества циклов нагружения

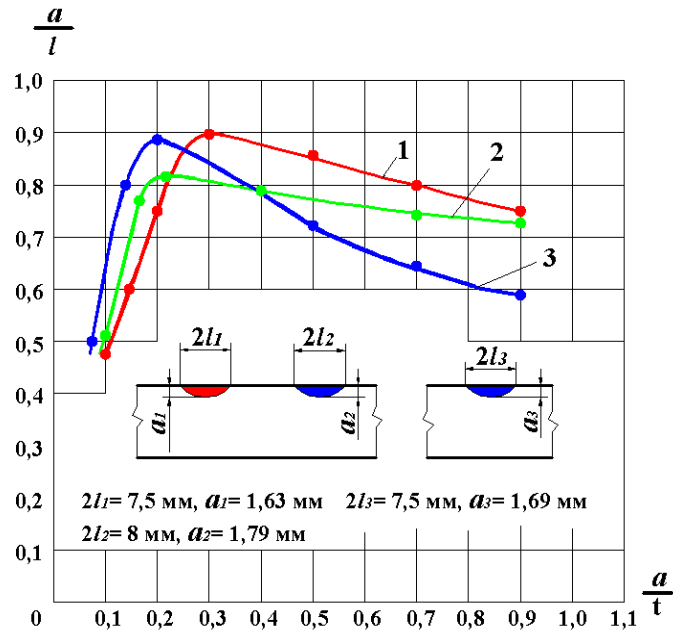


Рисунок 1.13 — Кинетика развития формы stress-коррозионных трещин по поверхности образца для стали в условиях циклического нагружения

Как видно из приведенных рисунков, математически смоделировать совместное влияние даже трех трещин практически невозможно ввиду большого количества факторов (глубина, длина, ширина раскрытия трещин, их взаимное расположение), что также затрудняет качественное определение остаточного ресурса стандартными методами.

В связи с этим появляется необходимость создания методики определения показателей надежности участков ЛЧМГ, предрасположенных к КРН, с целью повышения эффективности проведения мероприятий ВТД.

1.6 Современные способы мониторинга КРН и их недостатки

Для определения приоритетных направлений развития области обеспечения надежности ЛЧМГ требуется провести анализ существующих систем мониторинга КРН [10].

Повышение надежности газотранспортной системы — одна из ключевых задач ОАО «Газпром», и построение автоматизированной подсистемы мониторинга с использованием самых передовых технологий в этой области — один из самых перспективных способов повышения надежности ЛЧМГ [40, 41]. В настоящее время ОАО «Газпром» уделяет большое внимание обеспечению и повышению надежности ЕСГ в целом, а также сохранности отдельных ее элементов — в 2007–2008 гг. было принято решение о разработке «Подсистемы контроля и управления средствами защиты от коррозии», что позволяет сделать вывод о безусловной актуальности темы диссертационного исследования, поскольку разрабатываемая подсистема мониторинга КРН может рассматриваться, как одна из составных частей подсистемы контроля и управления средствами защиты от коррозии.

Для выявления запатентованных методов и средств организации систем коррозионного мониторинга ЛЧМГ проводился патентный поиск. Поиск производился по ключевым словам.

Патентный поиск производился в следующих источниках патентной информации:

— тексты международной патентной классификация (6-й и 7-й версии), международная классификация товаров и услуг 8-й версии, международная классификация промышленных образцов (7-й и 8-й версии);

— базы данных (БД) перспективных изобретений (IMPIN); БД рефератов Российских патентных документов на русском (RUABRU) и английском (RUABEN) языках;

— БД рефератов полезных моделей (RUABU1 A);

— полные тексты Российских патентных документов из последнего бюллетеня (RUPATNEW).

Результаты патентного поиска

Патент № 2325583 «Способ выявления участков газопроводов, подверженных коррозионному растрескиванию под напряжением» [42] заключается в том, что путем определения косвенных признаков КРН, таких как: качество металла трубы, величина действующих напряжений, температура эксплуатации, а также различия градиентов защитного потенциала при различных уровнях грунтовых вод (в периоды высокого и низкого уровней) делается вывод об опасности участка. Полосу переменного смачивания определяют за счет изменения удельного электрического сопротивления грунта, периоды высокого и низкого УГВ — по стабилизации защитного тока на максимальных и минимальных значениях.

Достоинства способа: относительно широкий перечень влияющих факторов, определение полосы переменного смачивания и периодов высокого и низкого УГВ.

Недостатки способа: отсутствие учета кислотности грунтового электролита, влияния защитного потенциала, трудоемкость определения полосы переменного смачивания.

Патент № 2184177 «Способ защиты подземных газопроводов высокого давления от коррозионного растрескивания» [43] заключается в контроле параметров

катодной защиты и нанесении специального защитного покрытия на подземные трубопроводы.

Достоинства способа: использование режимов катодной защиты для контроля состояния КРН, использование эффективного защитного покрытия.

Недостатки способа: узкий перечень влияющих факторов, недостаточная обоснованность выбора мест нанесения защитного покрытия и его высокая стоимость.

Известен способ, описанный в патенте № 2193718 «Способ выявления участков газопроводов, подверженных коррозионному растрескиванию под напряжением» [44], принципиально похожий на способ, описанный в патенте № 2325583 — путем электрометрического обследования и сравнения градиентов защитного потенциала при различных уровнях грунтовых вод (в периоды высокого и низкого уровней), а также определения косвенных признаков КРН, таких как качество металла трубы, превышение уровня действующих напряжений относительно порогового, периодичность увлажнения и температура эксплуатации, определяется склонность обследуемого участка к КРН.

Достоинства способа: учет качества металла и температуры эксплуатации, периодичности увлажнения и уровня действующих напряжений.

Недостатки способа: недостаточная обоснованность оценки вероятности КРН — нет учета таких влияющих факторов, как: состояние изоляционного покрытия, pH грунта.

В патенте № 2277669 «Способ выявления участков газопроводов, подверженных коррозионному растрескиванию под напряжением» [45] описан способ, заключающийся в определении ионной активности грунтового электролита (определение ионов Na^+ , $\text{Ca}^{2+}+\text{Mg}^{2+}$ или ионов Ca^{2+} , Cl , SO_4^{2+}) — потенциометрическое определение ионов производится с помощью ионоселективных электродов и переносного мономера, также определяются такие факторы КРН как, качество металла трубы, превышение уровня действующих напряжений относительно порогового, периодичность увлажнения, температура эксплуатации, разность между

значениями защитного потенциала при различных уровнях грунтовых вод (в периоды высокого и низкого уровней).

Достоинства способа: широкий перечень влияющих факторов.

Недостатки способа: трудоемкость потенциометрического определения ионов Na^+ , Ca^{2+} , Mg^{2+} или Ca^{2+} , Cl , SO_4^{2+}), недостаточная обоснованность взаимного влияния управляющих факторов.

Способ, описанный в патенте № 2147098 «Способ выявления участков магистральных трубопроводов, предрасположенных к коррозионному растрескиванию под напряжением (стресс-коррозии)» [46], заключается в том, что определяется длина диагностируемого участка (начало и конец участка — сечения трубопровода, полностью погруженные в необходимый грунт, либо — в грунтовые воды), длина определяется путем анализа проектного и фактического положения тела трубы относительно уровня длительного стояния грунтовых вод. После чего факторам КРН присваивается индекс P_i , на следующем этапе производят суммирование индексов всех факторов и вычисляют $\sum P_i$. Результатом анализа является назначение соответствующего вида диагностики, в зависимости от опасности участка.

Достоинства способа: учет взаимного влияния управляющих факторов, широкий перечень влияющих факторов.

Недостатки способа: недостаточная адекватность ранжирования бальных оценок, отсутствие учета влияния кислотности грунта и состояния изоляционного покрытия.

В патенте № 2262634 «Способ выявления участков трубопроводов, подверженных коррозионному растрескиванию под напряжением» [47] описан способ, заключающийся в том, что трубопровод делится на дискретные участки, на каждом участке определяются такие параметры, как глубина залегания, направление оси трубопровода, УГВ, содержание водорода в грунтовом электролите, температура трубопровода, которые ложатся в основу построения объемных моделей расположения трубопровода. Полученные модели определяют напряженно-

деформированное состояния (НДС) трубопровода и позволяют осуществлять прогнозирующий мониторинг участков МГ на предмет возможных проявлений КРН.

Достоинства способа: учет влияния водорода на процесс КРН, учет глубины залегания и направления оси трубопровода.

Недостатки способа: трудоемкость получения исходных данных и построения объемных моделей НДС.

Помимо этого, был проведен анализ существующих систем коррозионного мониторинга, который показал, что ни одна из них не направлена на определение склонности участка к КРН, ориентируясь преимущественно на мониторинг от общей коррозии, а также выявил, что большинство из этих систем ориентированы на определенных производителей станций катодной защиты (СКЗ) и каналообразующего оборудования (контроллеры связи) и не предназначены для универсального использования [48]. Многие производители СКЗ, например, «Нефтегазкомплекс-ЭХЗ» (г. Саратов), «Парсек» (г. Москва) являются производителями собственного оборудования, на использование которого и ориентированы предлагаемые ими системы мониторинга. Другие производители — «Радиотелеком» (г. Санкт-Петербург) ориентированы только на использование собственных каналообразующих модулей и своего программного обеспечения, что не позволяет интегрировать предлагаемый ими продукт в другие системы автоматизированного управления ЕСГ.

Результаты проведенного анализа современных способов и систем мониторинга КРН позволяют выявить ряд основных *недостатков*:

- узкий перечень управляющих факторов;
- ориентирование на диагностику одного или нескольких параметров состояния газопровода, без учета взаимного влияния управляющих факторов;
- трудоемкость и специфичность получения исходных данных, требуемых для оценки состояния КРН;
- требование высокой телекоммуникационной оснащенности регионов.

Резюмируя вышесказанное, можно сказать, что современные системы мониторинга, а также существующие в настоящее время способы определения участков МГ, подверженных КРН, имея относительно широкие возможности диагностики и оценки влияния различных факторов, не позволяют в полной мере решить проблему КРН, поэтому возникает необходимость создания **комплексной подсистемы мониторинга КРН**, которая *будет отличаться* от приведенных аналогов следующим:

— в результате системного анализа процесса КРН будет учтено большее количество управляющих факторов;

— будут получены зависимости уровня риска КРН от величины управляющих факторов, а также появится возможность ранжирования управляющих факторов по силе влияния;

— полученная модель будет обладать высокими прогностическими способностями и может быть использована для оптимизации параметров технологического процесса с целью поддержания требуемого уровня работоспособности участка;

— за счет разработки алгоритма ранжирования участков МГ по склонности к КРН появится возможность определения длины потенциально опасных участков без проведения дополнительных обследований: определения ионного состава грунтового электролита, диагностирования тела трубы в шурфах и т. п.;

— предлагаемая структурная схема подсистемы мониторинга КРН позволит получать данные о состоянии участка МГ в реальном времени, сократив количество полевых и/или лабораторных исследований до минимального.

1.7 Постановка цели и задачи исследования

Задачи обеспечения надежности и безопасности всех элементов ЕСГ Российской Федерации являются актуальной и приоритетной задачей современной нефтегазовой отрасли. Один из эффективных решений данной задачи является

техническое перевооружение, реконструкция и развитие АСУТП объектов ОАО «Газпром».

Проведенный анализ позволил сделать вывод, что все управленческие решения в области обеспечения надежности ЛЧМГ делятся на две группы:

— решения, направленные на предотвращение образования и развития КРН;

— решения, направленные на своевременное выявление и устранение дефектов КРН.

Решения второй группы представляются более перспективными в том смысле, что разработка методов, способных адекватно описывать процесс КРН на линейной части МГ, позволяет избежать крайне дорогостоящих и трудоемких методов предотвращения уже образованных дефектов, применение которых, тем не менее, не всегда является гарантией от возможного отказа.

Основные пути решения задач оценки технического состояния ЛЧМГ и своевременного выявления дефектов КРН:

— статистическая обработка данных об отказах и данных внутритрубной диагностики с целью создания соответствующей базы данных;

— методы оценки отдельных параметров и критериев предельных состояний.

Статистическая обработка данных об отказах и данных о ВТД позволяет прогнозировать интенсивность отказов для различных участков, рассчитывать предположительную активность дефектов КРН и их количество, однако, специфика и неизученность процесса КРН не позволяют в полной мере положиться на данные методы и требуют дальнейшего их совершенствования.

Методы оценки параметров и критериев предельных состояний (параметрические методы диагностики) позволяют контролировать отдельные факторы КРН, оценивать степень их опасности, более развитые методы подобного типа проводят оценки нескольких параметров, как правило, балльные. Недостатком подобных методов является отсутствие результатов системного анализа: моделей и алгорит-

мов, позволяющих связывать различные факторы КРН и учитывать их взаимное влияние.

На сегодняшний день, насчитывается около 100 тыс. различных параметрических методов оценки технического состояния трубопроводов [49], отличающиеся способами реализации и использующие в своей основе различные физические особенности. Свои разработки в этой области предлагают более 50 фирм-производителей [7]. Однако следует отметить, что современные аппаратные средства и системы телемеханики, применяемые в трубопроводном транспорте, по сути, исчерпали возможности расширения параметрической базы — в результате чего, ни один из предлагаемых методов не может удовлетворить все более возрастающим критериям обеспечения надежности и безопасности эксплуатации ЛЧМГ.

В связи с этим возникает необходимость разрешения следующего **противоречия в теории** обеспечения надежности ЛЧМГ:

- *с одной стороны*, необходимость учета совместного влияния различных факторов на возникновение и развитие КРН в современных системах мониторинга;
- *с другой стороны*, отсутствие результатов системного анализа (математических моделей, алгоритмов) обработки информации и решения задач мониторинга КРН для обеспечения надежности ЛЧМГ.

Исходя из выявленных противоречий в практике и теории обеспечения надежности ЛЧМГ определяется цель и соответствующая научная задача настоящего исследования (см. рисунок 1.14).



Рисунок 1.14 — К постановке цели и задачи исследования

В настоящей работе предлагается проведение и математическое описание ряда экспериментов, использование аппарата нечетких множеств, методов моделирования систем с целью создания структурной схемы подсистемы мониторинга, эффективных математических моделей и алгоритмов, способных оценивать и прогнозировать состояние КРН на линейной части МГ (см. рисунок 1.15).

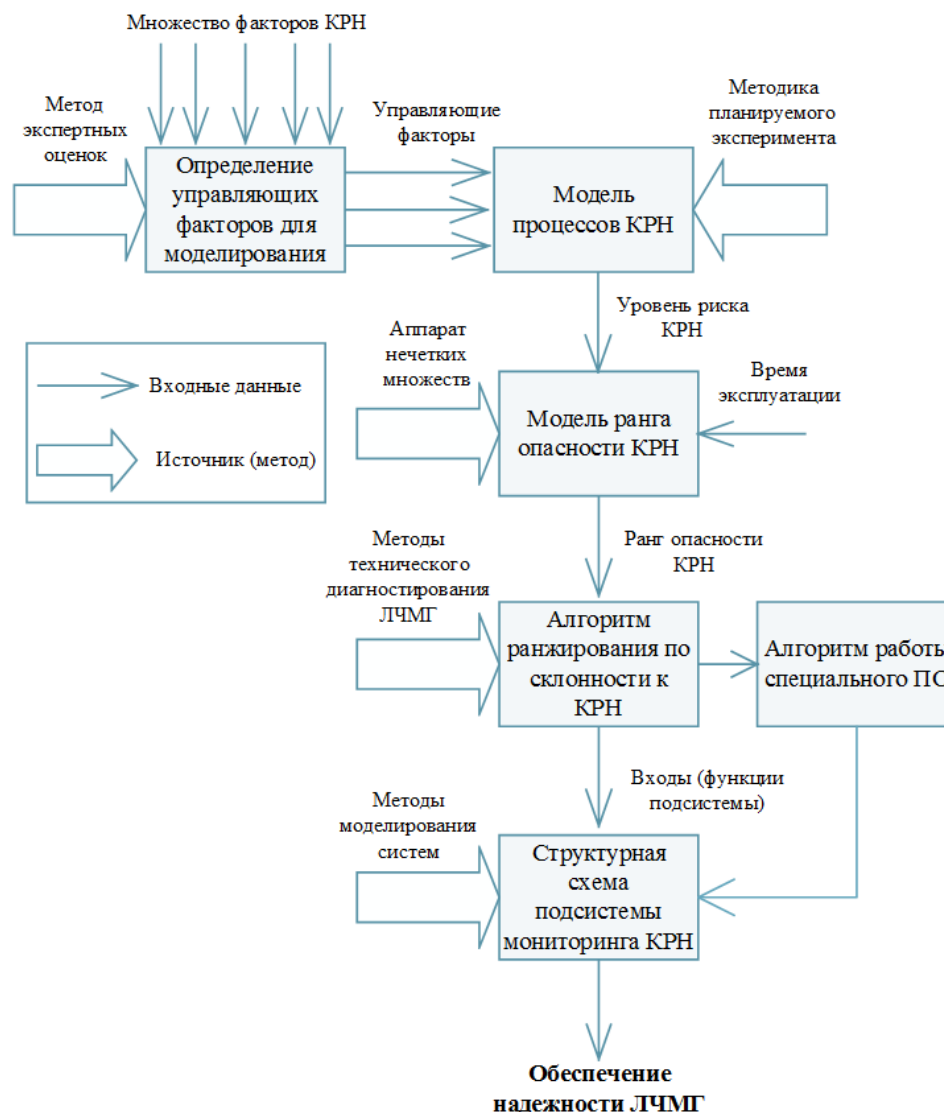


Рисунок 1.15 — Методика и структура исследования

Использование аппарата нечетких множеств обусловлено его эффективностью в тех случаях, когда количественные методы не способны анализировать исследуемые процессы, а также, когда источники информации о процессах неточны и неопределенны. В этих случаях нечеткая логика предоставляет средства для трансформации нечеткой и неопределенной информации, с целью построения моделей, адекватных реальности [49–54].

Цель исследования — повышение надежности линейной части магистрального газопровода за счет создания подсистемы мониторинга КРН.

Научная задача — разработка структурной схемы, а также математического и алгоритмического обеспечения подсистемы мониторинга КРН.

Математическая постановка научной задачи

Дано:

1. Факторы КРН: напряженно-деформированное состояние, внешние условия, время эксплуатации — $\sigma_{xy}, \varphi, pH, T$;
2. Условия: сопротивление изоляции — $R_{из}$; уровень грунтовых вод — U ; критерии потенциальной опасности — O , функции подсистемы мониторинга КРН — F .
3. Ограничения: величины напряжений в стенке трубы $\sigma_{xy} \in (0,5\sigma_t; 0,9\sigma_t)$; величины защитного потенциала $\varphi \in (-3,5B; -0,5B)$; времени до следующего комплексного технического обслуживания $T = t_{ком}$.

Требуется:

Для расчетного периода **минимизировать вероятность отказа** ЛЧМГ по причине КРН при заданных ограничениях технологического процесса:

$$Q = f(\sigma_{xy}, \varphi, pH, T | R_{из}, U, O, F) \rightarrow \min \quad (1.19)$$

Для решения поставленной общей научной задачи была проведена ее декомпозиция на ряд следующих **частных задач**:

1. Анализ методов, алгоритмов и критериев оценки технического состояния ЛЧМГ.
2. Разработка критерия оценки склонности участков ЛЧМГ к КРН.
3. Разработка алгоритма ранжирования участков ЛЧМГ по склонности к КРН.
4. Разработка структурной схемы подсистемы мониторинга КРН.
5. Разработка специального программного обеспечения подсистемы мониторинга КРН.

Выводы по главе 1

1. Коррозионное растрескивание под напряжением (КРН, стресс-коррозия) является наиболее частой причиной отказов линейной части магистрального газопровода (ЛЧМГ). Методы борьбы с коррозионным растрескиванием под напряжением и его эффективной диагностики до сих пор не выработаны

2. Проведенный анализ показал, что существующие системы управления надежностью ЛЧМГ и созданные модели вносят существенный вклад в комплексную надежность газотранспортных систем, например, защиту от общей коррозии, однако, позволил выявить следующее **противоречие в практике** обеспечения надежности ЛЧМГ:

— *с одной стороны*, необходимость выявления и учета особенностей потенциально опасных участков ЛЧМГ с целью повышения срока безотказной работы (повышения эффективности технического диагностирования);

— *с другой стороны*, отсутствие методов ранжирования и оценки надежности потенциально опасных участков ЛЧМГ, подверженных КРН.

3. Основной **целью** данного диссертационного исследования является повышение надежности линейной части магистрального газопровода за счет создания подсистемы мониторинга КРН и устранения выявленных противоречий в науке и практике.

4. Анализ существующего НМА позволяет сделать вывод о том, что большинство современных методик выявления КРН направлены, в основном, на диагностику одного или нескольких факторов КРН. Основной недостаток данных методов состоит в преимущественной ориентации на диагностику какого-либо одного единственного фактора, определяющего развитие КРН, либо на определение фактического состояния стенки трубы, наличие дефектов КРН, глубину и протяженность трещин и т. п. Это лишь с некоторой долей вероятности позволяет оценивать текущее состояние газопровода, но почти не позволяет давать прогнозные

оценки развития состояния КРН, проводить ранжирование участков МГ по склонности к КРН.

5. Проведенный анализ позволил также выявить следующее **противоречие в теории** обеспечения надежности ЛЧМГ:

— *с одной стороны*, необходимость учета совместного влияния различных факторов на возникновение и развитие КРН в современных системах мониторинга;

— *с другой стороны*, отсутствие результатов системного анализа (математических моделей, алгоритмов) обработки информации и решения задач мониторинга КРН для обеспечения надежности ЛЧМГ.

6. На сегодняшний день единая система газоснабжения (ЕСГ) Российской Федерации является крупнейшей в мире по объему перекачиваемого продукта. Переход от регламентного ремонтно-технического обслуживания линейной части магистральных газопроводов к эксплуатации, исходя из текущего технического состояния, наметившийся в последнее время, требует разработки и применения новых эффективных методов диагностики и оценки надежности участков ЛЧМГ, подверженных КРН. Работоспособность и надежность магистральных газопроводов — основа бесперебойных и своевременных поставок газа на внутренний и зарубежный рынок, в связи с чем, решение проблемы коррозионного растрескивания ЛЧМГ является приоритетной задачей современной нефтегазовой отрасли.

ГЛАВА 2 РАЗРАБОТКА КРИТЕРИЯ ОЦЕНКИ СКЛОННОСТИ УЧАСТКА МАГИСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДА К КОРРОЗИОННОМУ РАСТРЕСКИВАНИЮ ПОД НАПРЯЖЕНИЕМ

2.1 Механизм КРН и выбор факторов для дальнейшего исследования

Для создания модели, способной прогнозировать условия, благоприятные для возникновения и развития процесса КРН, необходимо опеределить ключевые факторы, участвующие в механизме КРН, а также определить интервалы их значений.

Понятие коррозионного растрескивания под напряжением (стресс-коррозия) включает в себя совместное действие двух групп факторов: *коррозионных* и *механических*, при соответствующей *склонности металла* трубы.

Рассмотрим механизм возникновения и развития КРН [55–60].

Для начала процесса развития дефекта необходим контакт тела трубы с грунтовым электролитом, или, другими словами, нарушение сплошности изоляционного покрытия, поэтому первым этапом в механизме КРН следует считать отслоение изоляции, оголение тела трубы и создание в зоне подпленочной изоляции анаэробной среды.

На следующем этапе преобладает доля влияния коррозионных факторов — происходит увеличение концентрации растворенных поверхностно-активных элементов агрессивной среды на поверхности металла в результате чего уменьшается поверхностная энергия трубы и облегчается разрушение поверхностного слоя [59]. Адсорбция поверхностно-активных веществ коррозионной среды понижает поверхностную энергию металла труб, облегчает зарождение микропластических сдвигов в приповерхностном слое в объемах с достаточными остаточными напряжениями и в зонах концентрации атомов примесных элементов. Вместе с этим, процесс наводораживания облегчает микропластическую деформацию поверхностного слоя.

Согласно [61–63], границы зерен являются зонами концентрации чужеродных атомов примесей, повышенного содержания углерода и так называемые «пустоты» [62], в которых скапливаются примесные атомы (карбиды, нитриды). Вследствие этого, энергетически, границы зерен являются более активными и процесс растворения, при воздействии механических напряжений, начинается с них. По поверхности формируются протяженные трещиноподобные дефекты у которых металл в вершине дефекта электрохимически более отрицательный к окружающему объему. Острая форма такого дефекта повышает механическое напряжение в её вершине, потенциал между берегами дефекта и его вершиной сдвигается в более отрицательную сторону, анодное растворение по границам зерен ускоряется. Развитие электрохимического растворения энергетически более неустойчивых границ зерен поверхностного слоя металла трубы приводит к увеличению концентрации напряжений в вершине трещиноподобного дефекта до опасных критических значений.

Механические напряжения на начальном этапе разрушают защитные пленки, образующиеся на поверхности металла, и увеличивают общую энергетическую гетерогенность поверхностного слоя металла, способствуя тем самым ускорению процессов, описанных выше. Одновременное действие поверхностно-активных элементов коррозионной среды и микропластической деформации локальных объемов металла трубы увеличивает значение внутренних напряжений поверхностного слоя и количество поглощенного металлом водорода. Совокупность перечисленных факторов вместе с неравномерностью микропластической деформации по поверхности металла способствует зарождению микротрещин на поверхности металла и характеризует склонность металла к зарождению стресс-коррозионных трещин.

По мере развития микротрещины по глубине и по поверхности увеличивается роль механических факторов, а роль коррозионных идёт на убыль. С течением времени происходит объединение последовательно расположенных микротрещин в одну магистральную. Такая коалесценция микротрещин при достаточ-

ном уровне потенциальной энергии постепенно уменьшает рабочее сечение металла трубы, а дальнейшее развитие магистральной трещины происходит с преобладанием механического фактора над коррозионным за счет концентрации напряжений в вершине трещины. При достижении уровня напряжений предела временного сопротивления развитие трещины проходит и без учета коррозионной среды с высокой скоростью.

Основной задачей данного этапа является выбор переменных (управляющих факторов) для дальнейшего исследования и экспериментального моделирования.

Ввиду чрезвычайной сложности процесса и различных взглядах на проблему КРН, отбор переменных выполняется с помощью метода экспертных оценок.

Метод экспертных оценок нередко используют при постановке задачи исследования и выбора переменных (независимых и зависимых). Этот метод позволяет выделить наиболее сильно влияющие переменные и отсеять слабо влияющие факторы. Иначе говоря, метод экспертных оценок позволяет произвести априорное ранжирование факторов [64].

Для этого составляют анкету, в которой перечисляют все возможные факторы (X_j), интервалы их варьирования, размерности, предполагаемые параметры оптимизации (Y). Анкеты раздают специалистам в области проводимого исследования и просят их проранжировать независимые переменные по силе влияния на какой-то определенный Y . При этом экспертов предупреждают, что переменные расположены случайным образом, а не проранжированы заранее.

Эксперт может сам добавить новые факторы.

Затем данные всех анкет сводят в одну таблицу и проводят обработку специальным образом.

Проведенный анализ нормативно-технической литературы, касаемо стресс-коррозии позволил, выделить ряд независимых переменных или управляющих

факторов, которые были предложены экспертам для ранжирования (в случайном порядке):

1. Литология участка магистрального газопровода (X1).
2. pH грунта (X2).
3. Температура стенки газопровода (X3).
4. Величина механических напряжений (X4).
5. Ионный состав грунтового электролита (X5).
6. Коррозионная агрессивность грунта (X6).
7. Величина защитного потенциала (X7).

Необходимо провести ранжирование управляющих факторов по силе их влияния на возникновение и развитие КРН:

- 1 — самое сильное влияние;
 2 — по влиянию на 2-м месте;

 7 — по влиянию на 7-м (последнем) месте.

Результаты проведенного ранжирования приведены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 — Результаты оценки влияния управляющих факторов

№ специалиста	X1	X2	X3	X4	X5	X6	X7
1	7	2	6	3	5	4	1
2	4	3	5	2	7	6	1
3	4	3	6	2	5	7	1
4	4	2	7	1	6	5	3
5	4	3	6	1	5	7	2
6	3	4	7	2	5	6	1
7	5	3	7	1	4	6	2
Сумма рангов $\sum a_{ij}$	31	20	44	12	37	41	11
$\sum \bar{a}_{ij}$	28						
$ \Delta_{ij} = \sum a_{ij} - \sum \bar{a}_{ij} $	3	8	16	16	9	13	17
$ \Delta_{ij} ^2$	9	64	256	256	81	169	289
$\sum \Delta_{ij} ^2$	1124						

Необходимо проверить гипотезу о согласии (несогласии) в мнениях экспертов. Гипотеза согласия проверяется с помощью статистического критерия — коэффициента конкордации:

$$W = \frac{12 \cdot \sum |\Delta_{ij}|^2}{N^2 \cdot (k^3 - k)}, \quad (2.1)$$

где N — число исследователей ($N = 7$);

k — число факторов ($k = 7$).

Решая уравнение (2.1), получаем:

$$W = \frac{12 \cdot 1124}{7^2 \cdot (7^3 - 7)} = 0,82$$

Статистическую значимость коэффициента конкордации проверяют с помощью χ^2 -критерия (критерия Пирсона).

$$\chi^2 = N \cdot (k - 1) \cdot W = 7 \cdot (7 - 1) \cdot 0,82 = 34,41 \quad (2.2)$$

Коэффициент W считают статистически значим если $\chi^2 \geq \chi_{\alpha;f}^2$.

Табличные значения $\chi_{0,05;f}^2$ могут быть аппроксимированы с помощью следующего уравнения регрессии:

$$\chi_{0,05;f}^2 = 2,705 + 1,799f - 0,02921f^2 + 0,000554f^3 \quad (2.3)$$

Согласно уравнению (2.3) табличное значение χ^2 -критерия для уровня значимости $\alpha = 0.05$ (статическая надежность 95 %) и числа степеней свободы $f = k - 1 = 7 - 1 = 6$ составляет:

$$\chi_{0,05;f}^2 = 2,705 + 1,799 \cdot 6 - 0,02921 \cdot 6^2 + 0,000554 \cdot 6^3 = 12,6$$

В связи с тем, что $\chi^2 \geq \chi_{\alpha;f}^2$ можно считать, что во мнениях экспертов есть согласие.

На рисунке 2.1 представлен полученный график ранжирования управляющих факторов по силе влияния их на возникновение и развитие КРН (расположение факторов по возрастанию от большего к меньшим). Пунктиром показана линия, ниже которой факторы считают незначимыми (по мнению экспертов).

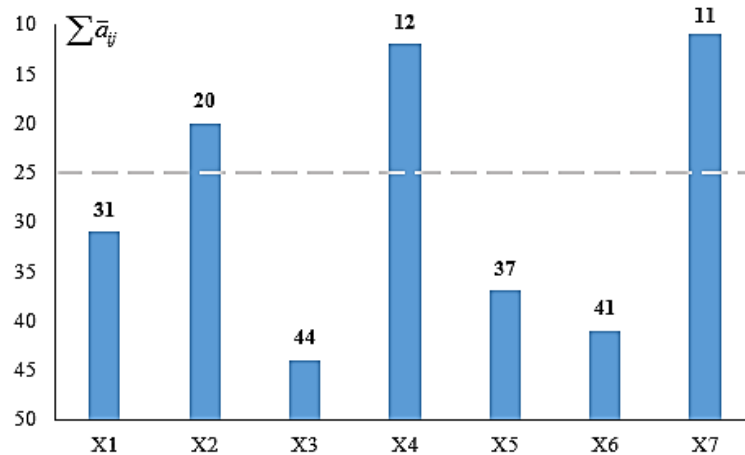


Рисунок 2.1 — Результаты ранжирования управляющих факторов

Поскольку большинство отказов МГ по причине КРН происходит при низких значениях pH , то одним из коррозионных факторов является *pH грунта*, а также *величина защитного потенциала*, поскольку катодная защита является неотъемлемой частью защиты любого газопровода, но в то же время — одной из основных причин КРН.

Основным механическим фактором является *величина механических напряжений*, МПа.

2.2 Планирование и методика проведения эксперимента

Для построения регрессионной модели процессов КРН используется план Бокса (см. таблица 2.2) с количеством опытов:

$$N = 2^n + n - 2 = 8 + 6 = 14, \quad (2.4)$$

где $n = 3$ — количество управляющих факторов.

Были использованы симметричные композиционные планы типа B_k , обладающие D -оптимальностью. D -критерий является одним из наиболее мощных критериев оптимальности, обладающих максимальным значением определителя матрицы управляющих факторов. В этом случае рассматривается не дискретное распределение заданного числа опытов по отдельным экспериментальным точкам, а некоторая непрерывная функция, определяющая частоту наблюдений в точках плана [64].

Для управляющего фактора — *pH грунта* используется интервал значений 2–9, поскольку большинство отказов МГ происходит при кислых, слабокислых и нейтральных значениях pH [56].

Оптимальный защитный потенциал, при котором достигается полная остановка анодного растворения металла, равен интервалу значений минус 0,25...0,3 В от равновесного потенциала стали в грунте (приблизительно минус 0,5 В), то есть минус 0,75...0,85 В (по медносульфатному электроду сравнения).

На практике значения защитного потенциала могут достигать значений минус 3,5 В [67], поэтому управляющий фактор — *величина защитного потенциала φ* используется в интервале значений от минус 3,5 до минус 0,5 В.

Магистральные газопроводы эксплуатируются, как правило, при напряжениях $\sigma = 0,5\text{--}0,9 \sigma_{0.2}$ [20], поэтому интервал значений для независимой переменной — *величина механических напряжений σ* составляет 0,5–0,9 $\sigma_{0.2}$.

Для построения математической модели преобразуем управляющие факторы в безразмерные величины:

$$X_1 = \frac{pH - \overline{pH}}{\Delta pH}; X_2 = \frac{\sigma - \overline{\sigma}}{\Delta \sigma}; X_3 = \frac{\varphi - \overline{\varphi}}{\Delta \varphi};$$

$$\Delta pH = pH(\max) - \overline{pH}, \Delta \sigma = \sigma(\max) - \overline{\sigma}, \Delta \varphi = \varphi(\max) - \overline{\varphi}.$$

Таблица 2.2 — План эксперимента

№ опыта	Безразмерный масштаб			Размерный масштаб		
	X ₁	X ₂	X ₃	pH, ед.	φ , В	σ , доли от $\sigma_{0.2}$
1	-1	-1	-1	2	0,5	0,5
2	+1	-1	-1	9	0,5	0,5
3	-1	+1	-1	2	3,5	0,5
4	+1	+1	-1	9	3,5	0,5
5	-1	-1	+1	2	0,5	0,9
6	+1	-1	+1	9	0,5	0,9
7	-1	+1	+1	2	3,5	0,9
8	+1	+1	+1	9	3,5	0,9
9	-1	0	0	2	2	0,7
10	+1	0	0	9	2	0,7
11	0	-1	0	5,5	0,5	0,7
12	0	+1	0	5,5	3,5	0,7
13	0	0	-1	5,5	2	0,5
14	0	0	+1	5,5	2	0,9

Для расчета уровня риска КРН проведем аппроксимацию экспериментальных данных, используя Mathcad.

В качестве зависимой переменной выступает уровень риска КРН (Y), численно характеризующийся отношением ползучести «эталонного» образца к ползучести образца соответствующего опыта. За «эталонную» ползучесть принята ползучесть, соответствующая появлению первых дефектов КРН, которая была определена в работе [68] — $\Delta L = 150$ мкм.

Для определения зависимой переменной (Y) воспользуемся гипотезой о пластифицирующем действии водорода [55], согласно которой, водород в кристаллической решетке металла под влиянием градиента напряжений диффундирует в область трехосных растягивающих напряжений, понижая когезионную прочность решетки, инициируя тем самым в локальных объёмах процессы микродеформации.

Методика проведения эксперимента

Для экспериментальных исследований был использован 3%-й водный раствор хлорида натрия с добавлением концентрированной соляной кислоты. В качестве буферного раствора использовали уксусную кислоту (CH_3COOH). Для увеличения скорости реакций в коррозионной ячейке предусмотрена возможность барботажа раствора углекислым газом по ГОСТ 8050-64.

Диссоциация соляной кислоты обеспечивает лабораторный раствор поверхностно-активным веществом (Cl^-), адсорбция которого на поверхности металла затрудняет образование пассивирующей защитной пленки и уменьшает поверхностную энергию связи (уменьшение когезионной прочности, называемой эффектом Ребиндера). Степень минерализации лабораторного раствора хлористым натрием также обеспечивает наибольшую скорость анодного растворения как при обычном, так и при повышенном давлении коррозионной среды.

Для коррозионных испытаний на одноосное растяжение (приложение статического механического поля напряжений) применяли герметичные коррозионные камеры. Каждая камера состояла из двух стальных и двух винипластовых крышек. Винипластовые крышки в условиях испытаний контактировали непо-

средственно со средой. Для удобства визуального наблюдения за состоянием образцов в процессе эксперимента стенки камеры были выполнены из стекла. Образцы крепили в камере на двух захватах, заведенных на резьбе с двух сторон каждого образца. Один из захватов имел облегченный ход, необходимый для свободного перемещения при нагружении образца (см. рисунок 2.2).

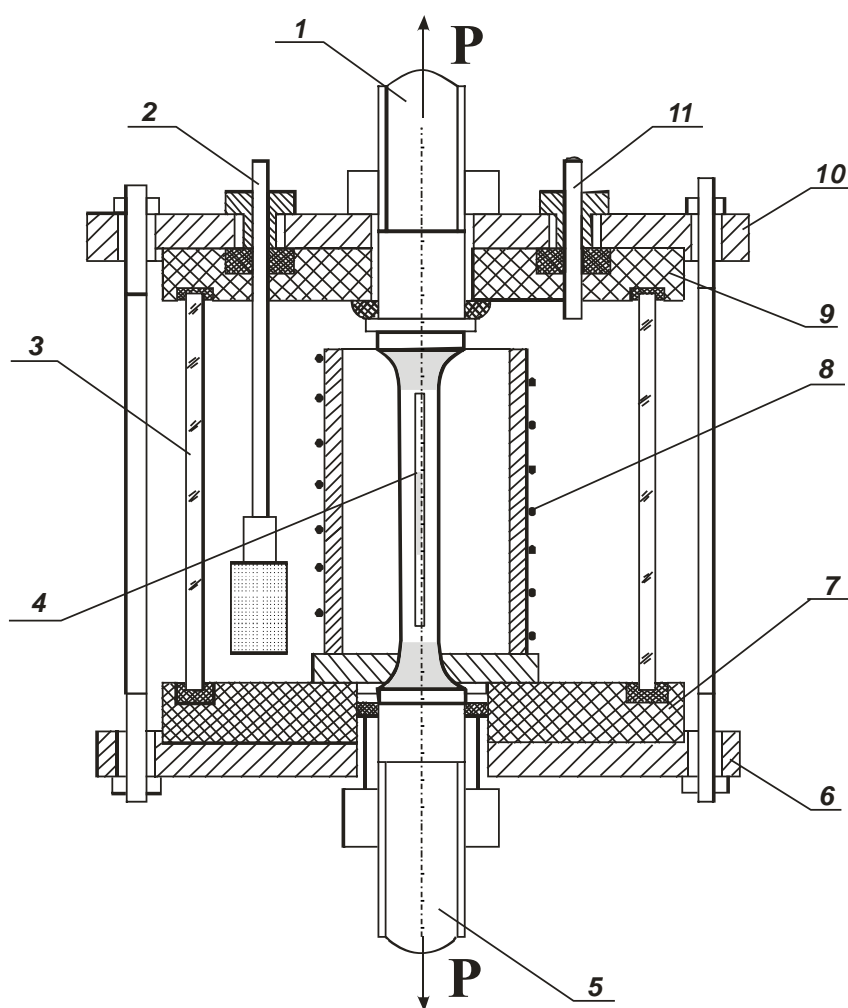


Рисунок 2.2 — Схема коррозионной камеры для электролитического наводороживания образцов:

1, 5 — опорные захваты, 2, 11 — газоподводящая и газотводящая трубки, 3 — стеклянная колба, 4 — образец (катод), 6, 10 — металлические крышки, 7, 9 — коррозионностойкие крышки, 8 — анод (платиновая проволока).

Для достижения в опытных образцах необходимого уровня механических напряжений применялись малогабаритные нагружающие устройства. Продольные усилия на образец подавались за счет сжатия стальных динамометрических колец

с абсолютно упругими свойствами. Схема испытательной установки представлена на рисунках 2.3 и 2.5.

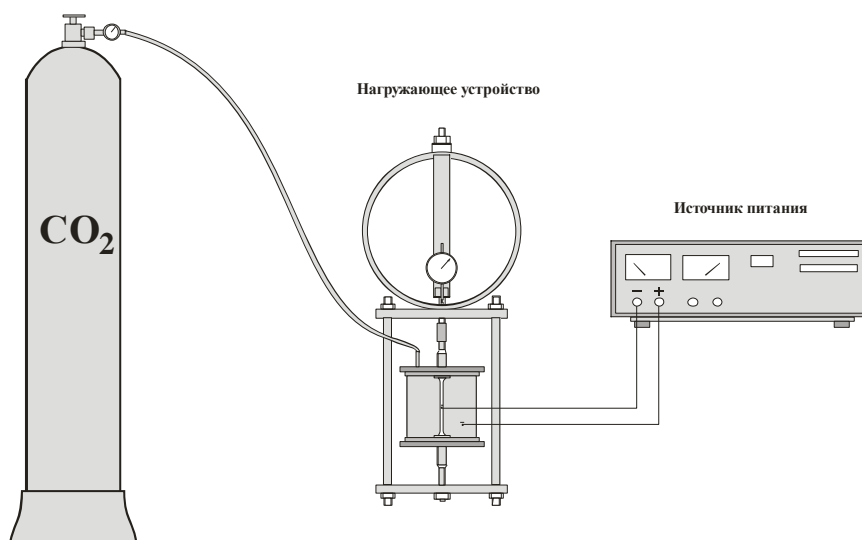


Рисунок 2.3 — Схема испытательной установки

Исследовались стандартные образцы из стали X70 сплошного сечения с длиной рабочей части 30 мм.

Выбор марки стали X70 обоснован анализом статистики отказов (см. рисунок 2.4), подтверждающей, что трубопроводы, построенные из высокопрочных сталей, в условиях стресс-коррозии разрушаются быстрее трубопроводов, сооруженных из умеренно упрочненных сталей.

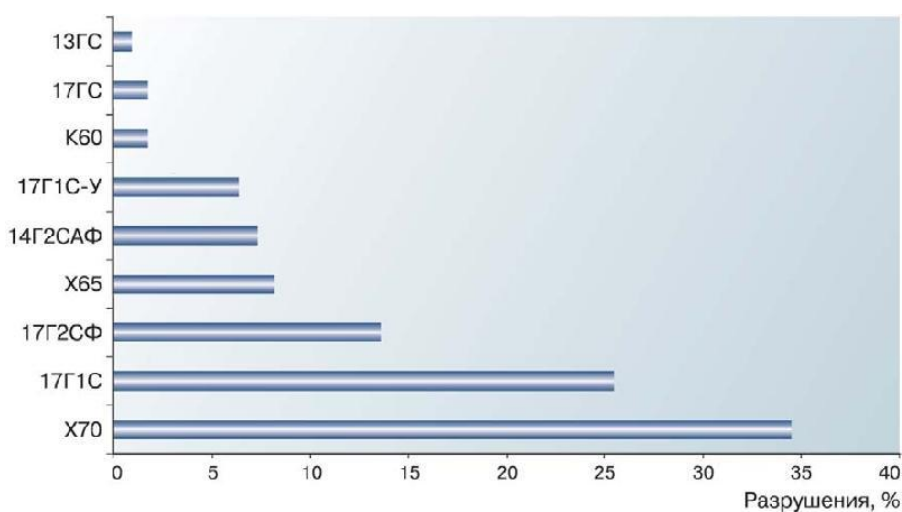


Рисунок 2.4 — Анализ аварийных разрушений магистральных газопроводов ОАО «Газпром», изготовленных из различных марок сталей, по причине КРН (за период с 1991 по 2010 гг.) [69]

Поверхность опытных образцов, не предусмотренная для контакта с коррозионной средой, покрывалась изолирующим покрытием (БФ-2 ГОСТ 12172) стойким к действию лабораторного раствора.

Механические свойства стали после проведения экспериментов определяли по ГОСТ 1497-84 путем растяжения на разрывной машине 2054 Р-5 при комнатной температуре. В качестве источника поляризующего тока использовали гальваностат Р-150.

Время каждого эксперимента составляло 14 суток при комнатной температуре.



Рисунок 2.5 — Установки для испытания стандартных образцов в различных средах на одноосное нагружение

После каждого эксперимента проводился визуальный осмотр, проверяли наличие трещин и общей язвенной коррозии. Каждый день снимали показания измерителя часового типа ИЧ-10.

На рисунке 2.6 показан график изменения длины образца за время эксперимента для опыта №5 из таблицы 2.2.

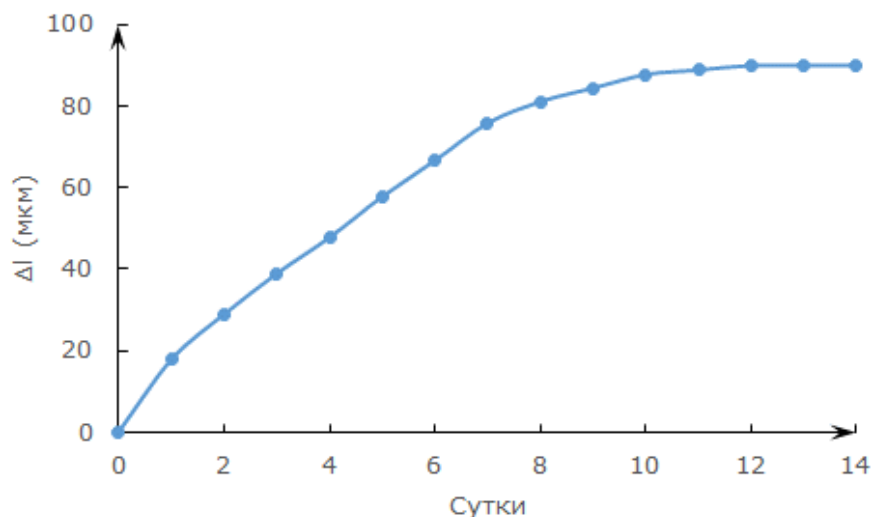


Рисунок 2.6 — Ползучесть стали X70 в 3% растворе NaCl, 0,5% CH₃COOH, CO₂, HCl с pH = 2 при 0,5 $\sigma_{0,2}$ и $\varphi = -0,5$ В

2.3 Анализ экспериментальных данных методами математической статистики

Занесем полученные экспериментальные данные для независимой переменной в таблицу 2.3 [70, 71].

Таблица 2.3 — Результаты эксперимента

№ опыта	Безразмерный масштаб			Размерный масштаб			ΔL , мкм	Уровень риска КРН – Y, доли ед.
	X1	X2	X3	pH, ед.	φ , В	σ , доли от $\sigma_{0,2}$		
1	-1	-1	-1	2	0,5	0,5	37,5	0,25
2	+1	-1	-1	9	0,5	0,5	4,5	0,03
3	-1	+1	-1	2	3,5	0,5	70,5	0,47
4	+1	+1	-1	9	3,5	0,5	48	0,32
5	-1	-1	+1	2	0,5	0,9	90	0,60
6	+1	-1	+1	9	0,5	0,9	60	0,40
7	-1	+1	+1	2	3,5	0,9	139,5	0,93
8	+1	+1	+1	9	3,5	0,9	102	0,68
9	-1	0	0	2	2	0,7	94,5	0,63
10	+1	0	0	9	2	0,7	72	0,48
11	0	-1	0	5,5	0,5	0,7	64,5	0,43
12	0	+1	0	5,5	3,5	0,7	120	0,80
13	0	0	-1	5,5	2	0,5	60	0,40
14	0	0	+1	5,5	2	0,9	105	0,65

Безразмерные значения управляющих факторов в таблице 2.2:

$$X_1 = \frac{pH - \overline{pH}}{\Delta pH}; X_2 = \frac{\sigma - \overline{\sigma}}{\Delta \sigma}; X_3 = \frac{\varphi - \overline{\varphi}}{\Delta \varphi};$$

$$\Delta pH = pH(\max) - \overline{pH}, \Delta \sigma = \sigma(\max) - \overline{\sigma}, \Delta \varphi = \varphi(\max) - \overline{\varphi}.$$

Для расчета уровня риска КРН проведем аппроксимацию экспериментальных данных, используя программный продукт Mathcad.

Исходные матрицы для расчета представлены на рисунке 2.7.

Исходные данные:

$N = 14$ — число данных;

$k = 10$ — число коэффициентов регрессионной модели, включая свободный член.

$$\begin{array}{c}
 \begin{pmatrix} 1 \\ 1 \\ 1 \\ 1 \\ 1 \\ 1 \\ 1 \\ 1 \\ 1 \\ 1 \\ 1 \\ 1 \\ 1 \\ 1 \end{pmatrix} \\
 X_0 :=
 \end{array}
 \begin{array}{c}
 \begin{pmatrix} -1 \\ 1 \\ -1 \\ 1 \\ -1 \\ 1 \\ -1 \\ 1 \\ -1 \\ 1 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \end{pmatrix} \\
 X_1 :=
 \end{array}
 \begin{array}{c}
 \begin{pmatrix} -1 \\ -1 \\ 1 \\ 1 \\ -1 \\ -1 \\ 1 \\ 1 \\ 0 \\ -1 \\ 1 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \end{pmatrix} \\
 X_2 :=
 \end{array}
 \begin{array}{c}
 \begin{pmatrix} -1 \\ -1 \\ -1 \\ -1 \\ 1 \\ 1 \\ 1 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ -1 \\ 1 \\ 0 \end{pmatrix} \\
 X_3 :=
 \end{array}
 \begin{array}{c}
 \begin{pmatrix} -1 \\ -1 \\ -1 \\ -1 \\ 1 \\ 1 \\ 1 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ -1 \\ 1 \\ 1 \end{pmatrix} \\
 Y :=
 \end{array}
 \begin{array}{c}
 \begin{pmatrix} 0.25 \\ 0.03 \\ 0.47 \\ 0.32 \\ 0.60 \\ 0.40 \\ 0.93 \\ 0.68 \\ 0.63 \\ 0.48 \\ 0.43 \\ 0.80 \\ 0.40 \\ 0.65 \end{pmatrix}
 \end{array}$$

Рисунок 2.7 — Исходные матрицы для расчета

где X_0 — единичная матрица-столбец;

Y — уровень риска КРН, доли ед.

Сформируем матрицу управляющих факторов с целью аппроксимации экспериментальных данных уравнением регрессии с дополнительными нелинейными членами X_1^2 , X_2^2 , X_3^2 , $X_1 \cdot X_2$, $X_1 \cdot X_3$, $X_2 \cdot X_3$, которая представлена на рисунке 2.8.

Для этого воспользуемся формулой и запишем её в Mathcad 15:

$$X := \text{augment} \left[X_0, X_1, X_2, X_3, X_1^2, X_2^2, X_3^2, (\overline{X_1 \cdot X_2}), (\overline{X_1 \cdot X_3}), (\overline{X_2 \cdot X_3}) \right] \quad (2.5)$$

	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
0	1	-1	-1	-1	1	1	1	1	1	1
1	1	1	-1	-1	1	1	1	-1	-1	1
2	1	-1	1	-1	1	1	1	-1	1	-1
3	1	1	1	-1	1	1	1	1	-1	-1
4	1	-1	-1	1	1	1	1	1	-1	-1
5	1	1	-1	1	1	1	1	-1	1	-1
6	1	-1	1	1	1	1	1	-1	-1	1
7	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
8	1	-1	0	0	1	0	0	0	0	0
9	1	1	0	0	1	0	0	0	0	0
10	1	0	-1	0	0	1	0	0	0	0
11	1	0	1	0	0	1	0	0	0	0
12	1	0	0	-1	0	0	1	0	0	0
13	1	0	0	1	0	0	1	0	0	0

Рисунок 2.8 — Сформированная матрица управляющих факторов

Коэффициенты регрессии рассчитываются по формуле:

$$B = (X^T X)^{-1} X^T Y, \quad (2.6)$$

где B — коэффициенты регрессионного уравнения;

X^T — транспонированная матрица независимых переменных;

Y — матрица-столбец зависимой переменной.

В результате вычисления формулы (2.6) получаем 9 коэффициентов регрессии для безразмерной модели, представленных на рисунке 2.9:

	0
0	0.618
1	-0.097
2	0.149
3	0.179
4	-0.063
5	$-2.5 \cdot 10^{-3}$
6	-0.093
7	$2.5 \cdot 10^{-3}$
8	-0.01
9	0.013

Рисунок 2.9 — Коэффициенты регрессии для безразмерной модели

Уравнение для расчетных значений зависимой переменной:

$$YR = X \cdot B \quad (2.7)$$

На рисунке 2.10 представлены расчетные и экспериментальные матрицы-столбцы зависимой переменной.

	0
0	0.234
1	0.055
2	0.502
3	0.333
4	0.587
5	0.368
6	0.905
7	0.696
8	0.652
9	0.458
10	0.466
11	0.764
12	0.346
13	0.704

 $YR =$

	0
0	0.25
1	0.03
2	0.47
3	0.32
4	0.6
5	0.4
6	0.93
7	0.68
8	0.63
9	0.48
10	0.43
11	0.8
12	0.4
13	0.65

 $Y =$

Рисунок 2.10 — Расчетные и экспериментальные значения зависимой переменной

На рисунке 2.11 представлены ошибки аппроксимации по всем опытам.

 $\epsilon := Y - YR =$

	0
0	0.016
1	-0.025
2	-0.032
3	-0.013
4	0.013
5	0.032
6	0.025
7	-0.016
8	-0.022
9	0.022
10	-0.036
11	0.036
12	0.054
13	-0.054

Рисунок 2.11 — Ошибки аппроксимации

Оценка адекватности модели экспериментальным данным

$$\bar{e} = \frac{1}{N} \cdot \left| \frac{\sum Y - YR}{\sum Y} \right| \cdot 100 = 0,4 \quad \text{— средняя ошибка аппроксимации, \%};$$

$$\text{corr}(Y, YR) = 0,991 \quad \text{— коэффициент корреляции};$$

$$\bar{Y} = \frac{\sum Y}{N} = 0,505 \quad \text{— средняя арифметическая зависимой переменной};$$

$$D = \frac{\sum (Y - \bar{Y})^2}{N - 1} = 0,054 \quad \text{— дисперсия зависимой переменной } Y;$$

$$D_{ad} = \frac{\sum (Y - YR)^2}{N - k} = 3,385 \cdot 10^{-3} \quad \text{— дисперсия адекватности};$$

$$FR = \frac{DY}{D_{ad}} = 15,87 \quad \text{— расчетное значение } F\text{-статистики};$$

$$F = qF(0,95, N - 1, N - k) = 5,891 \quad \text{— табличное значение } F\text{-критерия}.$$

Вывод 1. В связи с тем, что $FR > F$ — уравнение регрессии признано адекватным экспериментальным данным коррозионно-механических испытаний на уровне значимости 0,05, что соответствует доверительной вероятности $p = (1 - 0,05) \cdot 100 = 95,0 \%$.

В итоге было получено следующее адекватное уравнение регрессии для определения уровня риска КРН (безразмерное):

$$Y = 0,618 - 0,097 \cdot X_1 + 0,149 \cdot X_2 + 0,179 \cdot X_3 - 0,063 \cdot X_1^2 - 0,025 \cdot X_2^2 - 0,093 \cdot X_3^2 + 0,025 \cdot X_1 \cdot X_2 + 0,01 \cdot X_1 \cdot X_3 + 0,013 \cdot X_2 \cdot X_3 \quad (2.8)$$

На рисунках 2.12–2.14 показаны частные графики (в безразмерном масштабе: «–1, 0, +1») зависимости уровня риска КРН от управляющих факторов.

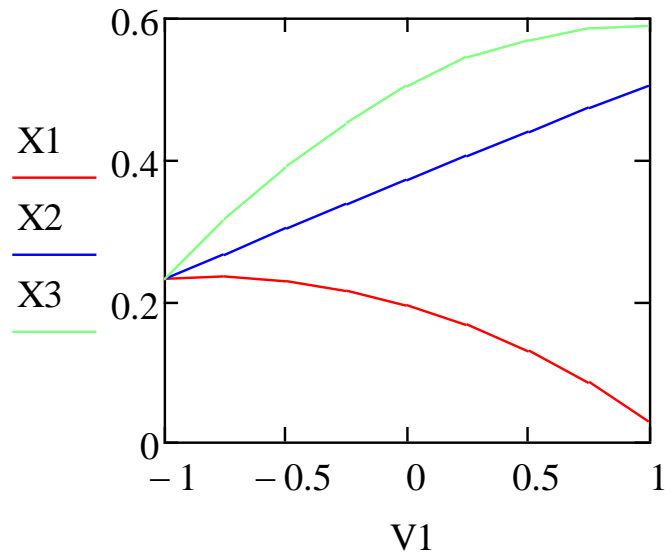


Рисунок 2.12 — Частные графики зависимости уровня риска КРН от управляющих факторов при их постоянных значениях на минимальном (-1) уровне в безразмерном масштабе при комнатной температуре

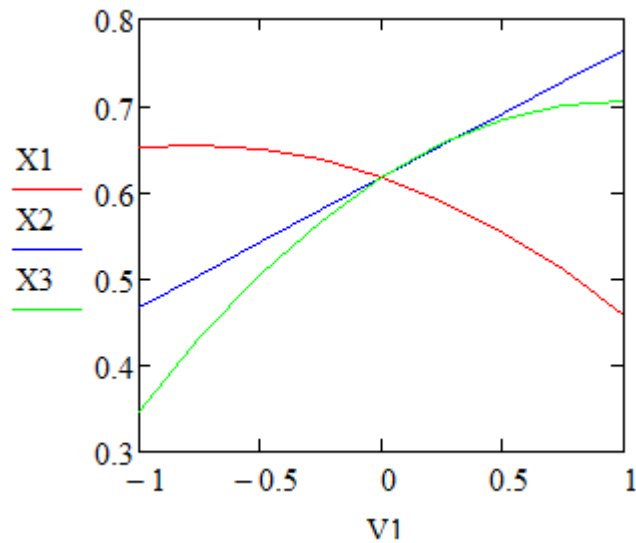


Рисунок 2.13 — Частные графики зависимости уровня риска КРН от управляющих факторов при их постоянных значениях на основном (нулевом) уровне в безразмерном масштабе при комнатной температуре

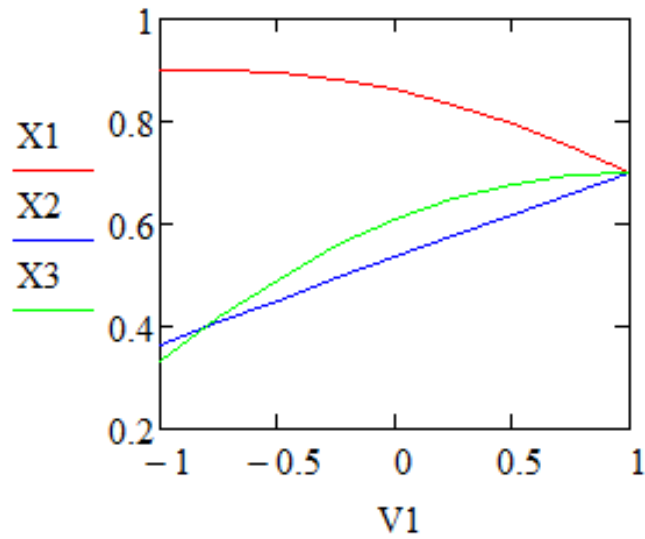


Рисунок 2.14 — Частные графики зависимости уровня риска КРН от управляющих факторов при их постоянных значениях на максимальном (+1) уровне в безразмерном масштабе при комнатной температуре

На рисунке 2.15 представлены 9 коэффициентов регрессии, для размерной модели.

	0
0	-0.289
1	0.03
2	0.73
3	0.265
4	$-5.102 \cdot 10^{-3}$
5	-0.062
6	-0.041
7	$3.571 \cdot 10^{-3}$
8	$-1.905 \cdot 10^{-3}$
9	0.042

Рисунок 2.15 — Коэффициенты регрессии для размерной модели

В результате получаем размерную математическую модель для определения уровня риска КРН:

$$Y = -0,289 + 0,03 \cdot pH + 0,73 \cdot \sigma + 0,265 \cdot \varphi - 0,005 \cdot pH^2 - 0,062 \cdot \sigma^2 - 0,041 \cdot \varphi^2 + 0,003 \cdot pH \cdot \sigma - 0,002 \cdot pH \cdot \varphi + 0,042 \cdot \sigma \cdot \varphi \quad (2.9)$$

Максимальный уровень риска КРН (0,83) при заданных ограничениях возможен при следующих значениях управляющих факторов: $pH = 2,574$, $\sigma = 0,9 \sigma_{0,2}$, $\varphi = -3,5$ В.

Прогнозирование

Запишем уравнение регрессии для размерных величин управляющих факторов:

$$f(pH, \sigma, \varphi) = B1_0 + B1_1 \cdot pH + B1_2 \cdot \sigma + B1_3 \cdot \varphi + B1_4 \cdot pH^2 + B1_5 \cdot \sigma^2 + B1_6 \cdot \varphi^2 + B1_7 \cdot pH \cdot \sigma + B1_8 \cdot pH \cdot \varphi + B1_9 \cdot \sigma \cdot \varphi, \quad (2.10)$$

где $B1_{C0} \dots B1_{C9}$ — коэффициенты регрессии для размерной модели.

$D_{ad} = 3,385 \cdot 10^{-3}$ — дисперсия адекватности;

$B = X \cdot (X^T X)^{-1} X^T$ — ошибки прогноза;

$t = qt(0,975, N - 2) = 2,179$ — табличное значение t-критерия Стьюдента.

$i = 0 \dots 13$

$S_{i,i} = t \cdot \sqrt{D_{ad} \cdot (1 + D_{i,i})}$ — доверительный интервал коридора ошибок.

Вектор-строка управляющих факторов в прогнозной точке:

$$ZP = (1 \quad pH \quad \sigma \quad \varphi \quad pH^2 \quad \sigma^2 \quad \varphi^2 \quad pH \cdot \sigma \quad pH \cdot \varphi \quad \sigma \cdot \varphi) \quad (2.11)$$

Для оценки прогностических свойств модели выберем значения управляющих факторов, выходящие за пороговые на 10 %:

$$pH = 1,9, \sigma = 1,1 \sigma_{0,2}, \varphi = -3,85 \text{ В.}$$

Тогда 2.18 запишется как:

$$ZP = (1 \quad 1,9 \quad 1,1 \quad 3,85 \quad 3,61 \quad 1,21 \quad 14,82 \quad 2,09 \quad 7,32 \quad 4,24)$$

$$YP = ZP^T \cdot B1 = 1,058 \quad \text{— значение зависимой переменной в прогнозируемой точке;}$$

$$S_{13,13} = 0,16 \quad \text{— коридор ошибок в прогнозной точке.}$$

$$Y_{\max} = YP + S_{13,13} \quad Y_{\max} = 1,218$$

$$YP = 1,058$$

$$Y_{\min} = YP - S_{13,13} \quad Y_{\min} = 0,897$$

Вывод 2. В связи с тем, что значение уровня риска КРН в прогнозной точке ($YP = 1,058$) входит в доверительный интервал от 0,897 до 1,218, прогноз является корректным.

2.4 Разработка критерия оценки склонности участка МГ к КРН

Одной из основных задач на пути обеспечения безопасной эксплуатации и конструктивной надежности линейной части МГ является своевременное определение участков МГ, склонных к КРН, и ранжирование их по рангу опасности с целью определения дальнейших методов превентивного контроля.

Полученное в предыдущем разделе адекватное уравнение регрессии способно определять уровень риска КРН или, другими словами, определять участки газопровода, условия в которых благоприятны для зарождения процесса растрескивания.

Однако очевидно, что трубопровод, срок эксплуатации которого мал, при одинаковом уровне риска менее склонен к растрескиванию, чем трубопровод, эксплуатирующийся давно, в связи с этим, для адекватного ранжирования участков газопровода необходимо учитывать срок эксплуатации МГ, для чего предлагается использовать критерий — ранг опасности КРН (R_{SCC}).

Ранг опасности КРН (R_{SCC}) — критерий оценки склонности участка к КРН.

Рассмотрим влияние срока эксплуатации газопровода на склонность к КРН.

В условиях малоциклового усталости, характерной для большинства МГ, происходят необратимые структурные изменения в металле, что вызывает существенное снижение его физико-механических характеристик, а также понижает сопротивляемость КРН, с течением времени данный процесс усиливается.

Магистральные газопроводы обладают повышенной потенциальной энергией перекачиваемого продукта [72], что наряду с длительными статическими и циклическими нагрузками приводит к постепенному охрупчиванию даже пластичных сталей. Основная причина этого, заключается в том, что происходит локализация пластических деформаций и последующее возникновение и развитие дефектов в наиболее напряженных объемах металла. Наличие коррозионно-активной среды способствует процессам замедленного разрушения [73].

На рисунках 2.16–2.17 приведены статистические данные по отказам МГ в зависимости от срока эксплуатации.

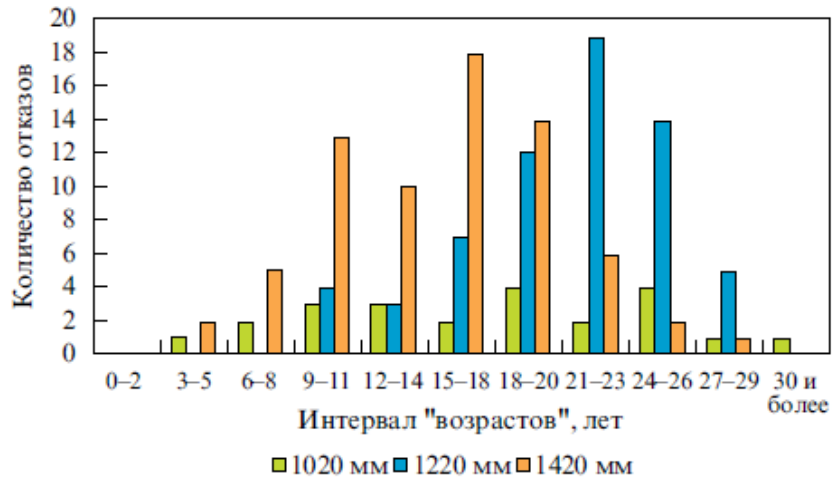


Рисунок 2.16 — «Возрастное» распределение стресс-коррозионных аварий ЛЧМГ различных диаметров [74]

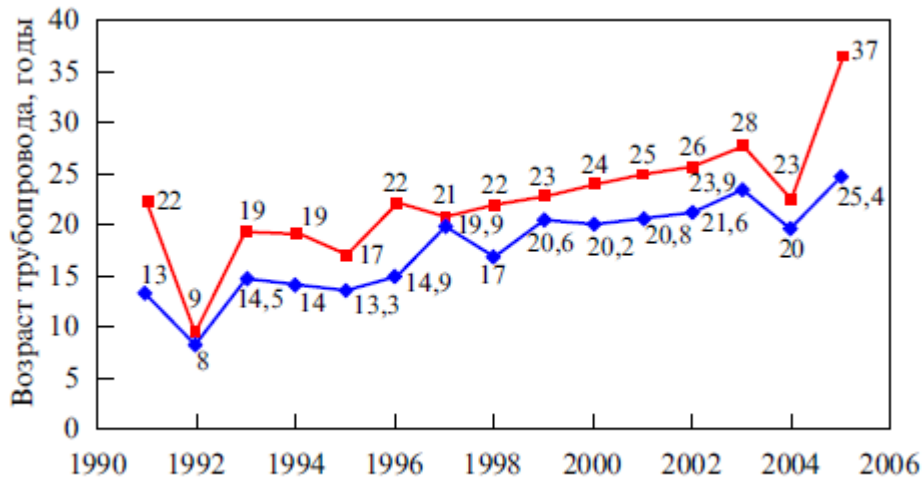


Рисунок 2.17 — Динамика изменений аварийного возраста МГ (20 ± 10 лет), потерпевших КРН-аварии в период 1991–2005 гг. [75]

Таким образом, срок эксплуатации МГ (старение) оказывает существенное влияние на эксплуатационные свойства сталей:

- старение приводит к снижению трещиностойкости;
- старение приводит к снижению коррозионной стойкости и способствует развитию коррозионного растрескивания под напряжением.

Для использования переменной ранг опасности КРН (R_{SCC}) воспользуемся методами нечеткой логики. Поскольку на сегодняшний день отсутствуют точные зависимости, описывающие влияние срока эксплуатации на процесс КРН, то ис-

пользование нечеткой логики позволит создать математическую модель, основанную на анализе статистических данных и эмпирических гипотезах, используя аппарат нечеткой логики [54].

Ранг опасности КРН (R_{SCC}) характеризует возможное развитие дефекта КРН магистрального газопровода в зависимости от активности управляющих факторов k_i , допуская, что подобный дефект может возникнуть в любой точке потенциально опасного участка.

Ранг опасности КРН в общем виде выражается из формулы:

$$R_{SCC} = \frac{\sum k_i}{n}, \quad (2.12)$$

где n — число коэффициентов k_i , принятых для расчета ранга опасности КРН.

Оценить влияние каждого фактора k_i на ранг опасности можно лишь с некоторой долей вероятности, поэтому в этих условиях целесообразным представляется использование именно методов нечеткой логики, поскольку с их помощью можно строить модели, оперирующие неполными или неточными данными, однако, позволяющие, тем не менее, адекватно отразить реальные процессы [50–54, 76–78]. В настоящее время аппарат нечетких множеств все шире применяется для решения различных управленческих задач во многих отраслях науки и промышленности, в том числе и в нефтегазовой отрасли.

Впервые понятие нечетких множеств как обобщение обычных множеств было введено американским математиком Л. Заде [79]. Функция $\mu_A(x)$ считается равной 1, если элемент x принадлежит множеству A , и равной 0 — в противном случае. Однако помимо этих двух случаев (полная принадлежность и полное отсутствие принадлежности), элемент может принадлежать множеству частично, а его степень принадлежности множеству A , называется функцией принадлежности $\mu_A(x)$, причем $\mu_A(x) \in [0; 1]$ [44].

Основная цель применения аппарата нечетких множеств состоит в преобразовании значений управляющих факторов (входных переменных), характеризую-

щих состояния ЛЧМГ, в выходную переменную. Для этого необходимо наличие специальной базы правил (базы знаний) для реализации нечеткого вывода заключений на основе лингвистических условий, представленных в нечеткой форме [80].

Нечеткий вывод состоит из следующих этапов:

- составление базы правил в виде лингвистических условий, представленных в нечеткой форме;
- преобразование множества входных данных в нечеткое множество — фаззификация;
- приписывание единственного значения, описывающего многомерное условие — агрегирование;
- активация подзаключений;
- объединений заключений нечетких правил
- преобразование нечетких множеств в конкретное значение выходной переменной — дефаззификация.

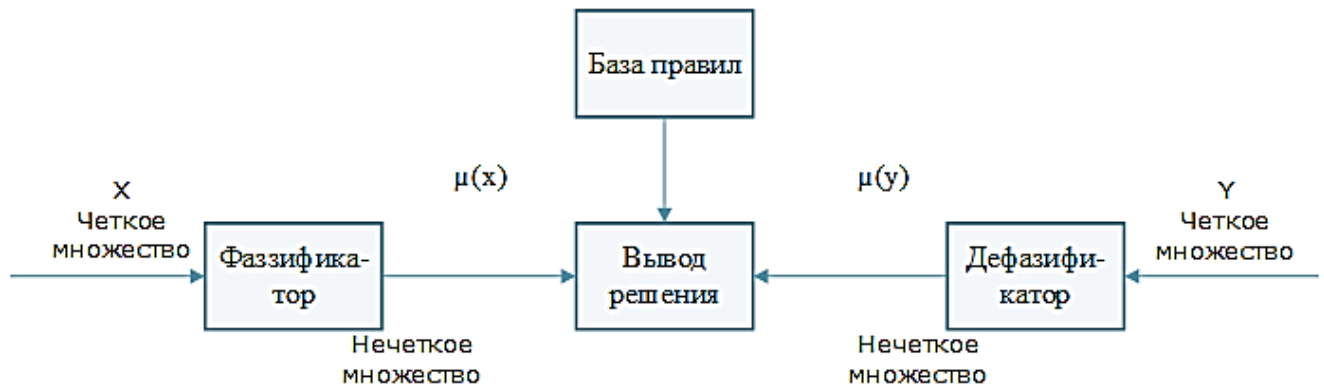


Рисунок 2.18 — Схема организации нечеткого вывода

Нечеткие переменные обозначаются соответствующими *лингвистическими переменными* — фразами естественного языка, отражающими эвристические знания об исследуемом процессе.

Общий вид правил нечеткого вывода — *нечеткая импликация* представляет собой выражение типа — «если x это A (предпосылка), то y это B (заключение)» или в сокращенном виде — $A \rightarrow B$, где A и B — лингвистические переменные, оп-

ределенные через соответствующие функции принадлежности для переменных x и y .

Заключение из множества нечетких импликаций типа $A \rightarrow B$, принимающих вид «если x_1 это A_1 и x_2 это A_2 ... и x_n это A_n , то A_n это B », где x_1, x_2, \dots, x_n — n -мерный входной вектор x , который является аргументом условия, для которого A_1, A_2, \dots, A_n — величины коэффициентов принадлежности $\mu_A(x_i)$, определяется в процессе *нечеткого рассуждения*.

Интерпретация случайных значений функций принадлежности производится с помощью определенных нечетких операций (пересечение — $(\mu_A(x) = \min_{i=1 \dots n}(\mu_A(x_i)))$, произведение — $(\mu_A(x) = \prod_{i=1}^n(\mu_A(x_i)))$ и д. р.). Каждой импликации можно приписать единственное значение функции принадлежности $\mu_{A \rightarrow B}(x, y)$ или, другими словами, провести *агрегирование*. В данном случае наиболее популярные интерпретаций также имеют форму пересечения $\mu_{A \rightarrow B}(x, y) = \min(\mu_A(x), \mu_B(y))$ и произведения $\mu_{A \rightarrow B}(x, y) = (\mu_A(x) \cdot \mu_B(y))$.

Множество используемых в системе правил и описание функций принадлежности лингвистических переменных, правила импликации и нечетких рассуждений, а также механизм агрегирования создают систему нечеткого вывода (см. рисунок 2.18).

Существуют несколько типов алгоритмов нечеткого вывода — Мамдани, Сугэно, Ларсена, Цукамото и др., отличающиеся друг от друга используемыми методами дефаззификации, логическими операциями и правилами. Наиболее широкое распространение получили алгоритмы типа Мамдани и Сугэно.

Основное отличие между системами Мамдани и Сугэно — разные способы задания входной переменной в правилах, входящих в базу знаний:

— для систем Мамдани: правила вида «Если $x_1 = \text{низкий}$ и $x_2 = \text{средний}$, то $y = \text{высокий}$ ». Значения выходной переменной задаются нечеткими термами.

— для систем Сугэно: правила вида «Если $x_1 = \text{низкий}$ и $x_2 = \text{средний}$, то $y = a_0 + a_1x_1 + a_2x_2$ ». Значения выходной переменной задаются как линейная комбинация входных переменных [81].

В настоящем исследовании используется метод нечеткого вывода типа Мамдани. Выбор данной системы обоснован интуитивно понятной пользователю процедурой нечеткого вывода и простотой интерпретации результатов расчета [82].

Преобразование четкого множества входных данных в нечеткое множество называется *фаззификацией*. Решение обратной задачи — формирование однозначного решения (одного конкретного значения) на основании преобразования диапазона многих нечетких выводов называется *дефаззификацией* (см. рисунок 2.19).

В случае использования алгоритма типа Мамдани, дефаззификация представляет собой метод центра тяжести:

$$R_{SCC} = \frac{\int_{\min}^{\max} \mu(R_{SCC}) dx}{\int_{\min}^{\max} \mu(R_{SCC})}, \quad (2.13)$$

где *min* и *max* — левая и правая граница интервала нечеткого множества переменной R_{SCC} .

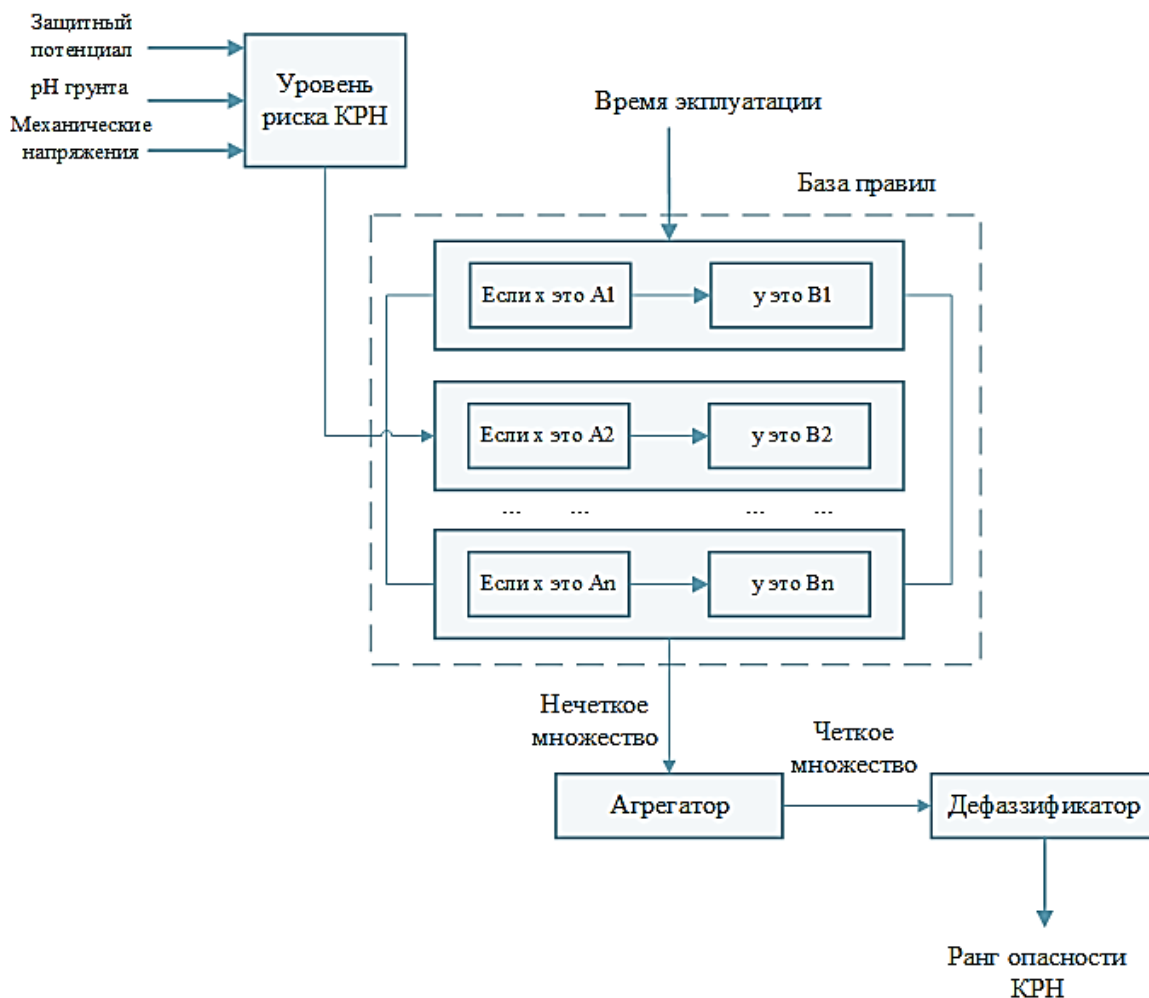


Рисунок 2.19 — Организация вывода переменной в нечеткой системе

База правил, представленная в форме нечетких лингвистических высказываний, формально представляющих эмпирические (экспертные) знания в предметной области, необходима для преобразования входных переменных в выходную. База правил представляет собой конечное множество нечетких выражений (правил), чаще всего представленных в текстовом виде, согласованных относительно используемых в них лингвистических переменных.

В качестве входных переменных для определения ранга опасности КРН (R_{SCC}) будем использовать следующие факторы:

- уровень риска КРН (r_{SCC}), доли ед.,
- срок эксплуатации МГ, годы.

В основе нечеткого вывода используются следующие эвристические правила, полученные в результате анализа экспериментальных и теоретических данных:

1. Если уровень риска КРН высокий, то ранг опасности высокий;
2. Если уровень риска КРН средний, то ранг опасности средний;
3. Если уровень риска КРН низкий, то ранг опасности низкий;
4. Если срок эксплуатации длительный, то ранг опасности высокий;
5. Если срок эксплуатации небольшой, то ранг опасности низкий.

Для представления входной переменной «Уровень риска КРН» будем использовать множество $T_1 = \{\text{«низкий»}; \text{«средний»}; \text{«высокий»}\}$ с функциями принадлежности, изображенными на рисунке 2.20.

Для представления входной переменной «Срок эксплуатации» используется множество $T_2 = \{\text{«небольшой»}; \text{«длительный»}\}$ с функциями принадлежности, изображенными на рисунке 2.21.

Для представления выходной переменной «Ранг опасности КРН» используется множество $T_3 = \{\text{«низкий»}; \text{«средний»}; \text{«высокий»}\}$ с функциями принадлежности, изображенными на рисунке 2.22.

Реализация нечеткой модели осуществляется с использованием графических средств системы MATLAB (пакет расширения «*Fuzzy Logic Toolbox*»).

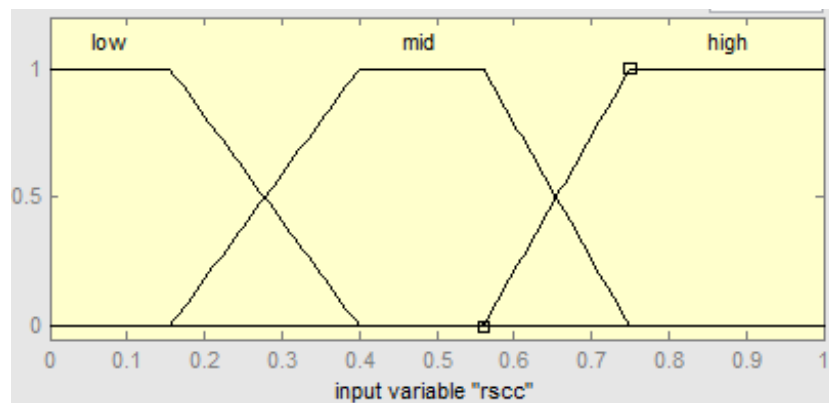


Рисунок 2.20 — Функции принадлежности переменной «Уровень риска КРН»

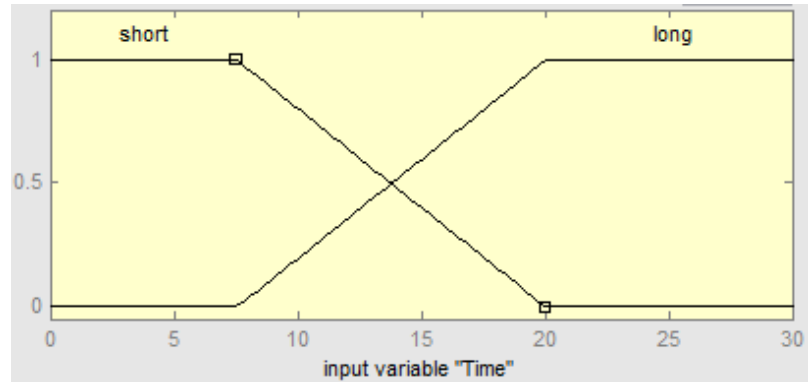


Рисунок 2.21 — Функции принадлежности переменной «Срок эксплуатации»

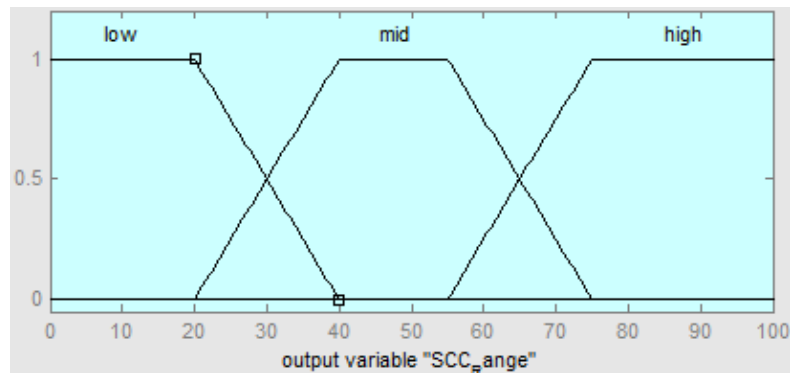


Рисунок 2.22 — Функции принадлежности переменной «Ранг опасности КРН»

Вид графического интерфейса редактора «*fuzzy inference system*» (*FIS*) после определения входных и выходной переменных системы нечеткого вывода приведен на рисунке 2.23.

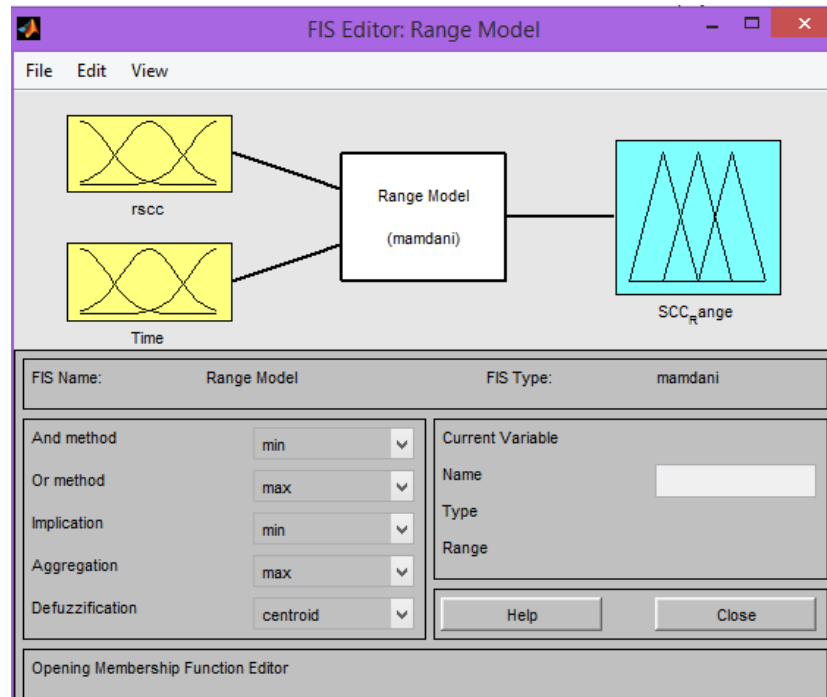


Рисунок 2.23 — Окно редактора FIS

На рисунке 2.24 представлена зависимость ранга опасности КРН от уровня риска и времени эксплуатации.

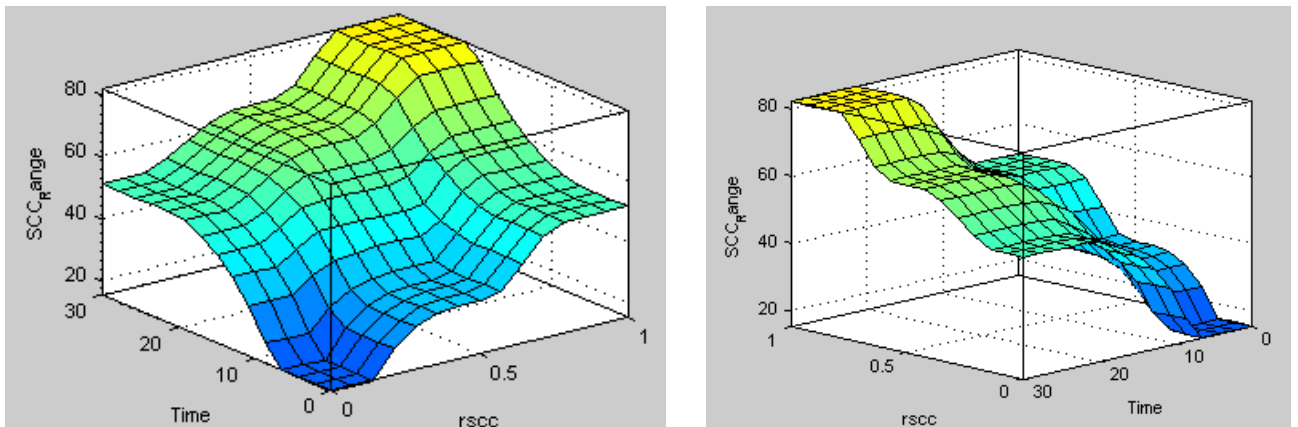


Рисунок 2.24 — Зависимость ранга опасности КРН от уровня риска и времени эксплуатации

2.5 Пример использования разработанного критерия для оптимизации параметров технологического процесса

Полученная модель, помимо адекватного определения уровня опасности участка, позволяет также прогнозировать его изменение в зависимости от величины управляющих факторов. С ее помощью можно контролировать техническое состояние газопровода, изменяя параметры технологического процесса, например, понижая рабочее давление или величину защитного потенциала [71].

Ограничения на приемлемую величину ранга опасности КРН и параметры технологического процесса ставятся эксплуатирующей организацией в зависимости от текущих задач, например, невозможности понижения рабочего давления в связи с большим объемом требуемой поставки газа или требований обеспечения величины защитного потенциала не ниже заданной.

Рассмотрим пример оптимизации параметров технологического процесса для обеспечения заданного ранга опасности участка.

Дано:

$\sigma = 0,8 \sigma_{0,2}$ — текущее значение напряжений в стенке трубы;

$\varphi = -2,0$ В — текущее значение величины защитного потенциала;

$pH = 5$ — значение pH на рассматриваемом участке;

$T = 29$ лет — срок эксплуатации газопровода;

$Y = 0,704$ — текущее значение уровня риска по уравнению 2.9;

$R_{SCC} = 74,1$ % — текущее значение ранга опасности участка (рис. 2.25, «а»);

$[R_{SCC}] = \leq 65$ % — ограничение по рангу опасности;

$[\varphi] = \leq -0.95$ В — ограничение минимальной величины защитного потенциала;

$[\sigma] \geq 0,4 \sigma_{0,2}$ — ограничение минимального напряжения в стенке трубы (ограничения минимального рабочего давления).

Решение:

1. Определяем уровень риска для заданного ограничения (рис. 2.25, «б»).

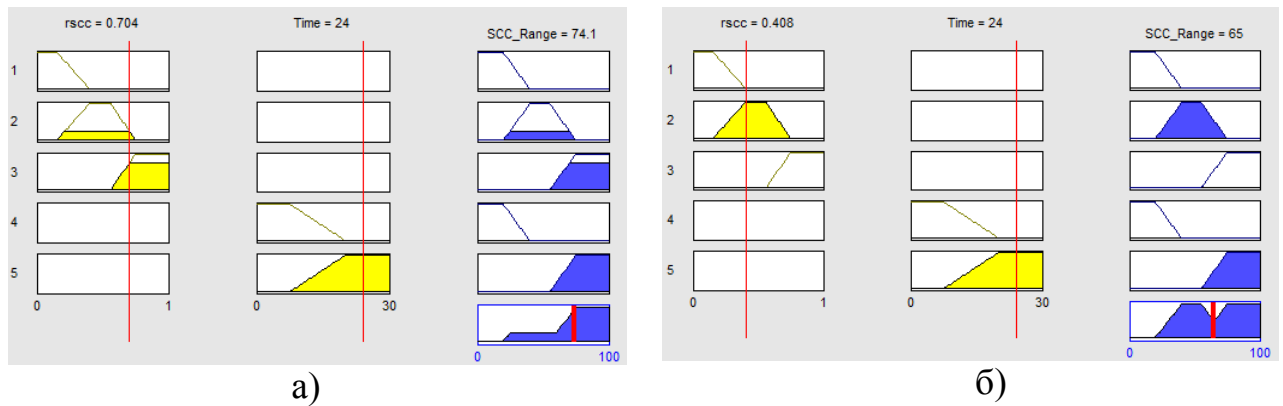


Рисунок 2.25 — Определение уровня риска КРН для примера оптимизации:
 а) текущий уровень риска КРН; б) уровень риска КРН для заданного ограничения

2. Производим оптимизацию параметров (в терминах Mathcad):

Целевая функция (2.10):

$$f(pH, \sigma, \varphi) = B1_0 + B1_1 \cdot pH + B1_2 \cdot \sigma + B1_3 \cdot \varphi + B1_4 \cdot pH^2 - B1_5 \cdot \sigma^2 + \\ + B1_6 \cdot \varphi^2 + B1_7 \cdot pH \cdot \sigma + B1_8 \cdot pH \cdot \varphi + B1_9 \cdot \sigma \cdot \varphi$$

$pH = 5$; $\sigma = 0,7$; $\varphi = -2,25$ — начальные приближения;

Given

$5 \leq pH \leq 5$ $0,4 \leq \sigma \leq 0,9$ $-0,95 \leq \varphi \leq -3,5$ — ограничения по управляющим факторам;

$f(pH, \sigma, \varphi) \leq 0,408$ — ограничения по уровню риска КРН;

$S = \text{Maximize}(f, pH, \sigma, \varphi)$

$$S = \begin{pmatrix} 5 \\ 0,628 \\ 0,95 \end{pmatrix}$$

Вывод: достижение требуемого ранга опасности КРН при заданных ограничениях достигается путем понижения рабочего давления до значения напряжений в стенке трубы $\sigma = 0,628 \sigma_{0,2}$ и величины защитного потенциала $\varphi = -0,95$ В.

Выводы по главе 2

1. Методом экспертных оценок из множества факторов КРН выявлены три основных управляющих фактора: рН грунта, величина защитного потенциала, величина механических напряжений, МПа.

2. Проведены коррозионно-механические испытания трубных сталей. Для создания математической модели процессов КРН использовалась методика планируемого эксперимента с 14 опытами.

3. Произведена аппроксимация экспериментальных данных методами математической статистики, в результате которой были получены следующие адекватные уравнения регрессии для определения уровня риска КРН:

— в безразмерном масштабе:

$$Y = 0,618 - 0,097 \cdot X_1 + 0,149 \cdot X_2 + 0,179 \cdot X_3 - 0,063 \cdot X_1^2 - 0,025 \cdot X_2^2 - 0,093 \cdot X_3^2 + 0,025 \cdot X_1 \cdot X_2 + 0,01 \cdot X_1 \cdot X_3 + 0,013 \cdot X_2 \cdot X_3$$

— в размерном масштабе:

$$Y = -0,289 + 0,03 \cdot pH + 0,73 \cdot \sigma + 0,265 \cdot \varphi - 0,005 \cdot pH^2 - 0,062 \cdot \sigma^2 - 0,041 \cdot \varphi^2 + 0,003 \cdot pH \cdot \sigma - 0,002 \cdot pH \cdot \varphi + 0,042 \cdot \sigma \cdot \varphi$$

4. Определено, что максимальный уровень риска КРН (0,83) при заданных ограничениях достигается при следующих значениях управляющих факторов: $pH = 2,574$, $\sigma = 0,9 \sigma_{0,2}$, $\varphi = -3,5$ В.

5. Проведена оценка прогностических свойств модели. Доказано, что полученная по результатам исследований полезная регрессионная модель способна адекватно определять уровень риска КРН, а также прогнозировать его изменение в зависимости от величины управляющих факторов.

6. Разработан критерий оценки склонности участка МГ к КРН — *ранг опасности КРН* (R_{SCC}), представляющий собой двухфакторную нечеткую математическую модель, в качестве входных переменных в которой выступают: уровень риска КРН и срок эксплуатации МГ.

7. Получен график зависимости ранга опасности КРН от уровня риска и времени эксплуатации, реализованный в пакете расширения «Fuzzy Logic Toolbox» программного комплекса MATLAB.

8. Рассмотрен пример оптимизации параметров технологического процесса для обеспечения заданного ранга опасности участка, свидетельствующий о том, что с помощью разработанных моделей можно контролировать техническое состояние газопровода, изменяя параметры технологического процесса, например, понижая рабочее давление или величину защитного потенциала.

ГЛАВА 3 РАЗРАБОТКА АЛГОРИТМА РАНЖИРОВАНИЯ УЧАСТКОВ МАГИСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДА ПО СКЛОННОСТИ К КОРРОЗИОННОМУ РАСТРЕКИВАНИЮ ПОД НАПРЯЖЕНИЕМ

3.1 Определение потенциально опасных участков МГ

Участок газопровода — это часть магистрального газопровода или весь магистральный газопровод, имеющий одинаковые технические параметры (диаметр, толщина стенки трубы, марка стали, тип изоляционного покрытия, срок укладки и ввода в эксплуатацию, срок ввода в эксплуатацию электрохимической защиты и т. п.) и построенный по одному проекту [83].

Для обеспечения конструктивной надежности ЛЧМГ практический интерес представляют определение потенциально опасных участков (ПОУ) газопровода и разработка алгоритма ранжирования ПОУ по склонности к КРН.

Потенциально опасный участок газопровода (ПОУ) — участок, пролегающий в зоне наличия факторов риска возникновения отказов, а также особо ответственный участок МГ. К факторам риска относятся: слабонесущие, вечномёрзлые и пучинистые грунты, территории с риском возникновения различных эндогенных и экзогенных процессов, таких как, оползни, эрозия почвы, сейсмические колебания, сели, сходы лавин и т. п. К особо ответственным участкам МГ относят: переходы через различные дороги (автомобильные, железные), подводные и наземные переходы, места нарушения зон минимальных расстояний и другие [84].

На рисунке 3.1 представлены типы ПОУ, выделяемые эксплуатирующими организациями как наиболее представительные.

Основными факторами риска являются: дефекты изоляции и повышенный уровень грунтовых вод.

Как было отмечено в предыдущей главе, нарушение сплошности изоляции является начальным этапом зарождения дефектов КРН, поэтому участки МГ без нарушений изоляции не склонны к КРН.

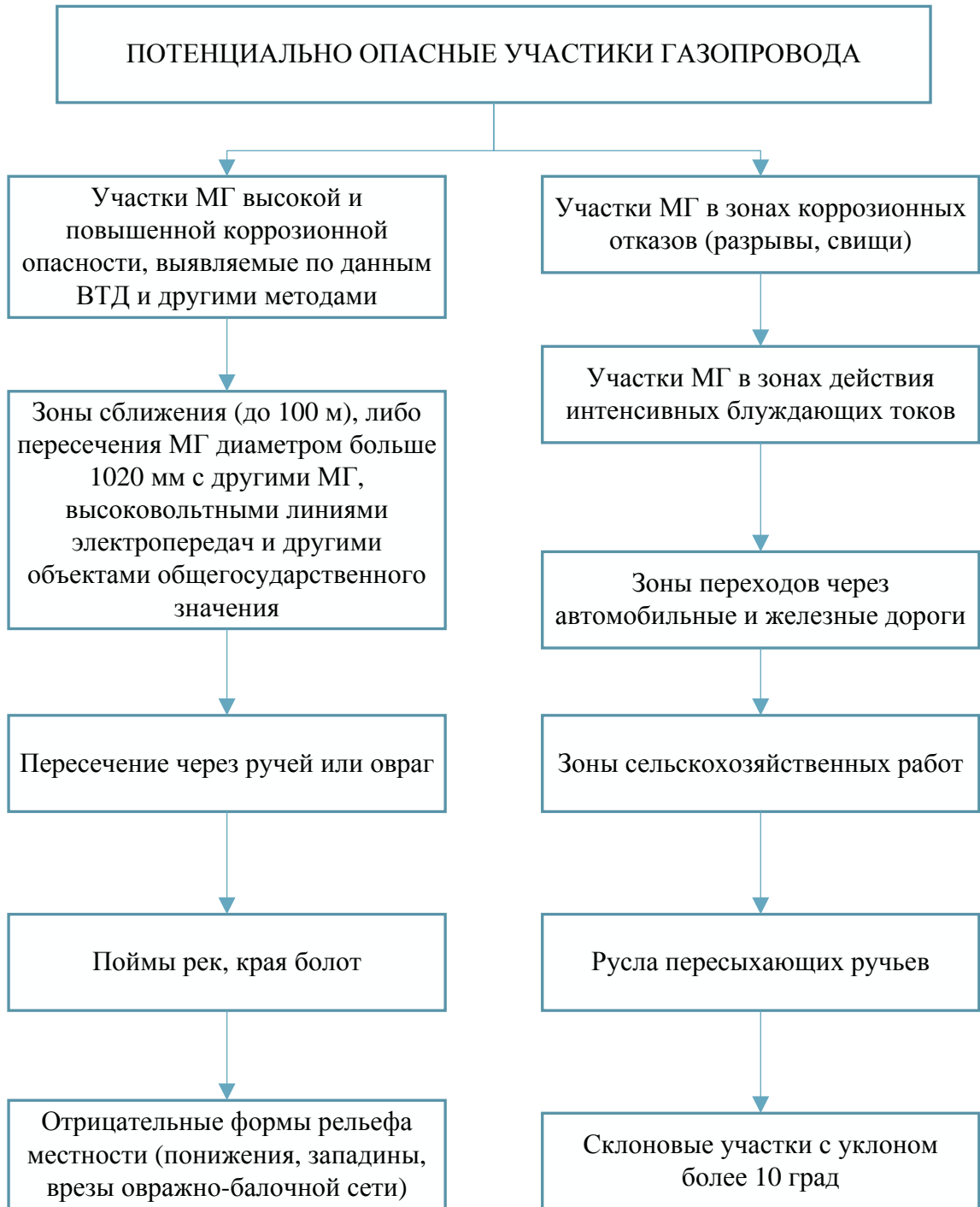


Рисунок 3.1 — Потенциально опасные участки МГ

С другой стороны, даже частичный контакт с грунтовым электролитом существенно увеличивает риск возникновения дефектов КРН, поскольку отслоившиеся покрытия действуют как барьер для защитного тока, под отслоениями формируется специфичная среда, которая может интенсифицировать процесс коррозионного растрескивания.

На рисунке 3.2. представлен схематический вид подпленочного скопления грунтового электролита при нарушении адгезии изоляционного покрытия.

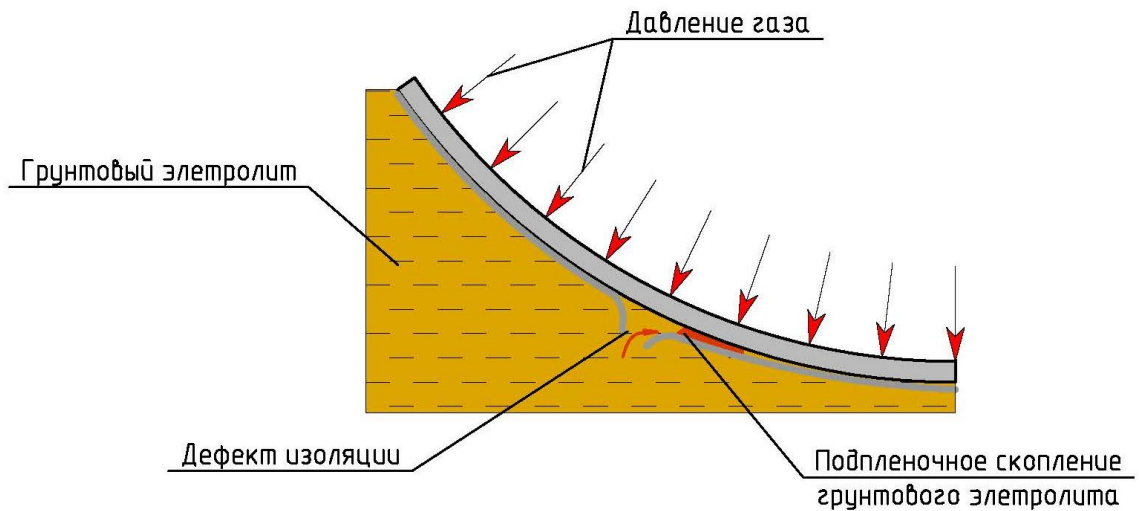


Рисунок 3.2 — Нарушение адгезии изоляционного покрытия

Электролит под отслоениями отличается от почвенного по многим параметрам: pH, температуре, химическому составу. Кроме того, в процессе коррозионных реакций концентрация кислорода в нем падает и меняется значение pH в сторону слабокислых и, возможно, кислых значений. При этом разрушается пассивная оксидная пленка на поверхности металла.

Покрyтия, использовавшиеся в нашей стране вплоть до начала 90-х годов прошлого столетия, такие как: битумно-мастичные, полимерные ленточные и комбинированные ленточно-полиэтиленовые, обеспечивали защиту от коррозии не более 10–12 лет, хотя прогнозируемые сроки их службы были 35–40 лет. Это было связано в первую очередь с крайне узким температурным диапазоном их применения. В зимнее время, при отрицательных температурах воздуха, покpытия охрупчивались и разрушались при незначительных механических нагрузках и деформациях. В летний же период, а также при температурах выше плюс 30 °С, они размягчались, переходя в вязко-текучее состояние, оплывали и продавливались как под воздействием грунта, так и под весом трубопровода. Кроме того, данные покpытия обладали высоким водопоглощением. Это приводило к ухудшению их диэлектрических характеристик, к снижению переходного сопротивления покpы-

тия, в результате чего со временем в значительной степени возрастали расходы на катодную защиту трубопроводов [85].

В настоящее время интегральная оценка состояния изоляционного покрытия проводится по значению переходного сопротивления [86].

Сопротивление изоляции $R_{из}$, Ом·м² на контролируемом участке вычисляют по формуле [87]:

$$R_{из} = \frac{\bar{U}}{j} - R_p, \quad (3.1)$$

где \bar{U} — среднее значение смещения потенциала на длине зоны действия одной установки катодной защиты, В, которое вычисляют по формуле:

$$U = \frac{L^2}{\left(\sum_{i=1}^k \frac{L_i}{\sqrt{U_i}}\right)^2}, \quad (3.2)$$

где L — длина, определяемая расстоянием между минимальными защитными значениями потенциалов по обе стороны от места установки катодной защиты, м;

L_i — длина i -го участка (половина расстояния между соседними с данным контрольно-измерительными пунктами), м, с потенциалом U_i , В, рассчитываемым по формуле:

$$U_i = U_{Тзи} - U_e, \quad (3.3)$$

где $U_{Тзи}$ — потенциал на i -м участке, измеренный после включения установки катодной защиты, В;

U_e — естественная разность потенциалов на i -м участке, В;

k — количество контрольно-измерительных пунктов на контролируемом участке;

j — плотность тока, А/м, вычисляемая по формуле:

$$j = \frac{I}{\pi DL}, \quad (3.4)$$

где I — сила тока установки катодной защиты, А;

D — диаметр трубопровода, м.

Сопротивление изоляции трубопровода R_{uzL} , Ом·м², вычисляют по формуле:

$$R_{uzL} = \frac{L^2}{\left(\sum_{i=1}^m \frac{L_i}{\sqrt{R_{uz}}}\right)^2}, \quad (3.5)$$

где m — число установок катодной защиты на участке трубопровода длиной L , м.

В таблице 3.1 представлены состояния изоляционного покрытия при различной величине интегрального сопротивления Ом·м².

Таблица 3.1 — Показатель состояния изоляционного покрытия согласно [87]

Интегральная величина сопротивления, Ом·м ²	Состояние покрытия	Дефектность покрытия
$> 1 \cdot 10^4$	Отличное	Нет дефектов
$2,5 \cdot 10^3 - 1 \cdot 10^4$	Хорошее	Самые мелкие одиночные дефекты
$5 \cdot 10^2 - 2,5 \cdot 10^3$	Удовлетворительное	Мелкие дефекты в небольшом количестве
50–500	Плохое	Значительная площадь оголения
5–50	Очень плохое	Покрытие сильно разрушено
< 5	Разрушено	Следы покрытия

Как видно из таблицы 3.1, первые частичные оголения тела трубы случаются уже при величине сопротивления меньше $2,5 - 2,0 \cdot 10^3$ Ом·м², что является показателем потенциальной опасности возникновения дефектов КРН, поэтому участки с $R_{uzL} \leq 2 \cdot 10^3$ Ом·м² следует считать потенциально опасными и требующими мониторинга.

Еще одним фактором риска, для оценки склонности участка к КРН, является уровень грунтовых вод. Грунтовые воды, пересекающие или частично пересекающие тело трубы, опасны в первую очередь тем, что могут образовать скопления грунтового электролита в местах слабоуплотненного грунта и при длительном контакте понижать адгезионную прочность изоляции.

На рисунках 3.3–3.4 показано расположение неуплотненного грунта в нижней части трубы в пределах 5–7 часов, обусловленного зачастую трудоемкостью работ и труднодоступностью данных участков, а также несоблюдением правил строительного-монтажных работ [35].

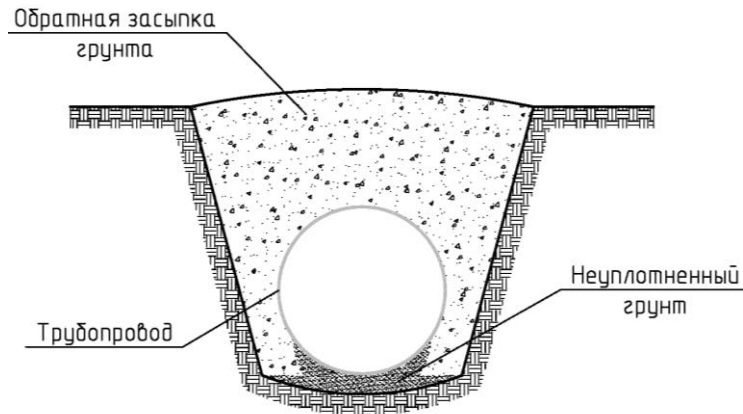


Рисунок 3.3 — Расположение неуплотненного грунта в нижней части трубы

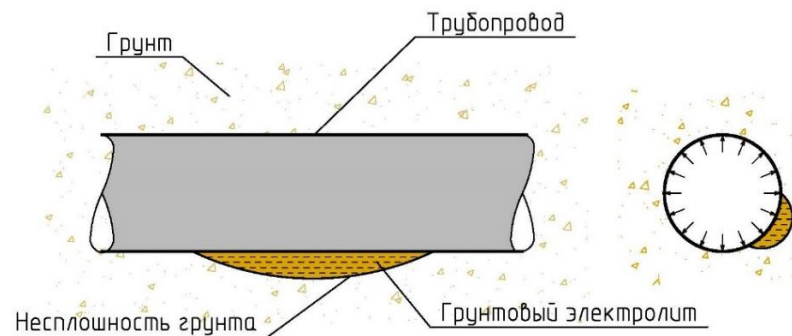


Рисунок 3.4 — Скопление грунтового электролита в нижней части трубы

В результате чего, изменяется расчетная схема газопровода, появляются дополнительные напряжения в нижней зоне от действия изгибающего момента (см. рисунок 3.5).

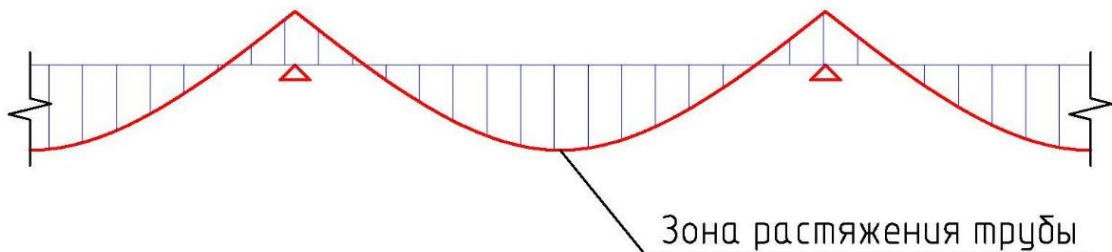


Рисунок 3.5 — Общий вид эпюры изгибающих моментов для трубопровода, лежащего в неуплотненном грунте

На основании вышесказанного, к ПОУ также следует относить участки МГ с уровнем грунтовых вод, пересекающим или частично пересекающим тело трубы.

Границы ПОУ определяют по наличию хотя бы одного из перечисленных факторов риска, а также по данным проектной документации на МГ.

3.2 Алгоритм ранжирования участков МГ по склонности к КРН

Ранжирование участков МГ начинается с проверки условий потенциальной опасности в соответствии с рисунком 3.2. Данные о типе участка и местности, а также о протяженности ПОУ ($L1$) получают из рабочей документации магистрального газопровода.

Далее определяется состояние изоляционного покрытия на рассматриваемом участке. В соответствии с этим условием ПО участками считаются участки МГ, величина интегрального сопротивления которых $R_{изЛ} \leq 2000 \text{ Ом} \cdot \text{м}^2$. Если расстояние между точками повреждения изоляции $l \leq 20 \text{ м}$, участок считается сплошным. Длина участка ($L2$) считается равной расстоянию между крайними точками повреждения изоляции плюс 5 м с каждой стороны.

После этого определяется наличие пересечений уровня грунтовых вод с телом трубы. Данные о УГВ берутся из проектно-сметной и исполнительной документации на МГ, либо по данным полевой диагностики. Длина участка ($L3$) считается равной расстоянию между крайними точками пересечения УГВ плюс 5 м с каждой стороны.

В случае отсутствия признаков ПО участка, участок считается не склонным к КРН и производится мониторинг следующего участка.

Окончательная длина участка определяется по формуле:

$$L_y = L1 + L2 + L3 \quad (3.6)$$

После определения длины участка получают данные измерений защитных (с омической составляющей) потенциалов труба-земля в виде графиков или таб-

лиц. Измерения величины защитного потенциала проводят службы ЭХЗ линейно-производственного управления МГ либо сторонние диагностические организации.

pH грунта получают путем проведения полевых и лабораторных исследований по апробированным методикам [88].

На следующем этапе следует определить величину механических напряжений в стенке трубы.

В следствие работы компрессорных станций (изменение режимов работы, аварийных отключений, возможных ошибок управляющего и обслуживающего персонала и т. п.) возникают интенсивные волновые и вибрационные процессы, которые приводят к возникновению переменных во времени напряжений в стенках трубопроводов [89]. Величина и само наличие подобных напряжений обусловлены конкретными условиями эксплуатации, и могут носить случайный или постоянный характер, ввиду чего вычислить точное численное значение напряжения от влияния подобных факторов довольно сложно. Однако оценить воздействие давления перекачиваемого продукта на стенку газопровода, и вызванное этим кольцевое напряжение, зависящее от диаметра и толщины стенки, а также влияние продольных напряжений, обусловленных температурным влиянием, — возможно по известным методикам [20].

Одним из управляющих факторов для расчета ранга опасности участка, согласно предыдущей главе, является *величина механических напряжений* σ [доли от $\sigma_{0.2}$]. В разрабатываемом алгоритме в качестве переменной σ предлагается использовать отношение условного предела текучести стали $\sigma_{0.2}$ к величине главных напряжений, определяемых по формуле:

$$\sigma_L = \sqrt{\sigma_{кц}^2 - \sigma_{кц} \cdot \sigma_{np} + \sigma_{np}^2}, \quad (3.7)$$

где $\sigma_{кц}$ — кольцевые напряжения от нормативного (рабочего) давления, МПа;
 σ_{np} — продольное осевое напряжение от расчетных нагрузок и воздействий, МПа.

Кольцевые напряжения, возникающие в стенке трубопровода, распространяются перпендикулярно его оси (это объясняет продольное расположение дефектов КРН) рассчитываются по следующей формуле [30]:

$$\sigma_{кц} = \frac{P_{раб} \cdot (D_n - 2s)}{2s}, \quad (3.8)$$

где D_n — наружный диаметр трубопровода;
 s — толщина стенки трубы номинальная;
 $P_{раб}$ — рабочее давление.

Вследствие работы компрессорных станций, величина рабочего давления постепенно снижается равными долями по длине газопровода.

Для учета удаленности (изменения давления по трассе газопровода) ПОУ от КС величину напряжения корректируют по формуле:

$$\sigma_{кцУ} = \sigma_{кц} \cdot \frac{P_y}{P_{раб}} = \sigma_{кц} \cdot \sqrt{1 - \eta \cdot l_y}, \quad (3.9)$$

где $P_{раб}$ — рабочее давление в газопроводе;
 P_y — давление в газопроводе на середине ПО участка l_y ;
 η — коэффициент, учитывающий степень расширения газа на единицу длины газопровода, принимаемый равным $\eta = 0,0038 \text{ км}^{-1}$.

Для расчета главных напряжений, помимо кольцевых напряжений, требуется также определить величину продольных напряжений, обусловленных влиянием температурных перепадов, вызывающих деформации металла трубы. Продольное напряжение рассчитывается по формуле:

$$\sigma_{пр} = \mu \cdot \sigma_{кц} - E \cdot \alpha \cdot \Delta t, \quad (3.10)$$

где α — коэффициент линейного расширения, град⁻¹;
 E — модуль упругости, МПа;
 μ — безразмерный коэффициент поперечной деформации стали (μ равен 0,3 для подземной прокладки линейных участков МГ);

Δt — расчетный температурный перепад, ($^{\circ}\text{C}$), при котором толщина стенки определяется только из условия восприятия внутреннего давления и вычисляется по формуле:

$$\Delta t = \frac{\mu \cdot R}{\alpha \cdot E}, \quad (3.11)$$

где R — расчетное сопротивление стали, МПа.

После определения величины механических напряжений определяются локальные значения уровня риска КРН в точках, соответствующих точкам измерения защитного потенциала по уравнению (2.9).

Проведенное исследование показало, что значения уровня риска КРН, большие либо равные 0,7 ед., соответствуют пластической деформации, способной инициировать развитие дефектов КРН.

При этих значениях уровня риска КРН происходит более интенсивное поглощение водорода металлом и, как следствие, образование поверхностных микротрещин, которые являются зародышами трещин КРН, на тех участках поверхности, неравномерность пластической деформации которых, максимальна. Поверхностно-активные элементы, присутствующие в грунтовом электролите, способствуют убыванию поверхностной энергии образовавшихся трещин с поверхности до вершины, за счет уменьшения взаимосвязи атомов основного металла, что существенно облегчает разрыв межатомных связей атомов металла в зонах концентрации напряжений, в результате чего происходит образование и развитие микротрещин. Помимо этого, поверхностные микродеформации перенапряженных участков способствуют дестабилизации внутреннего энергетического состояния и повышению, вследствие этого, чувствительности к концентрации напряжений в местах скопления водорода. Дальнейшее повышение напряжений способствует понижению пластичности металла, что повышает его склонность к коррозионному растрескиванию под напряжением.

Поэтому следующим этапом после расчета локальных значений уровня риска КРН является определение координат опасных точек участка, значения уровня риска в которых больше 0,7.

Во всех опасных точках следует проводить незамедлительное диагностирование в шурфах (шурф I категории). Обследование в шурфах включает в себя проведение визуально-измерительного и неразрушающего контроля труб, и рассматривается в качестве метода обследования, дополняющего результаты внутритрубной диагностики, либо как самостоятельный вид диагностики, позволяющий получить информацию о состоянии металла труб, с целью повышения достоверности оценки технического состояния линейной части магистральных газопроводов.

Для определения распределения уровня риска КРН по трассе газопровода дискретные значения показателей аппроксимируются сплайн-функциями следующего вида:

$$S_i(l_r) = A_m^i + B_m^i(l_r - l_m) + C_m^i(l_r - l_m)^2 + D_m^i(l_r - l_m)^3, \quad (3.12)$$

где l_m — координаты точек, в которых определены значения уровня риска;

$S_i(l_r)$ — сплайн-функция;

$A_m^i, B_m^i, C_m^i, D_m^i$ — коэффициенты сплайн-функции, интерполирующей значения уровня риска.

Сплайн-функцией называется кусочно-полиномиальная функция, определенная на отрезке $[a, b]$ и имеющая на этом отрезке некоторое количество непрерывных производных. Преимущества интерполяции сплайнами по сравнению с обычными методами интерполяции — в сходимости и устойчивости вычислительного процесса [66].

После сплайн интерполяции определяется интегральный показатель риска КРН для рассматриваемого участка. Интегральный показатель риска каждого участка длиной L определяется по формуле:

$$r_{scc} = \frac{\int_0^{L_y} S_i(l_r) \cdot dl_s}{L_y}, \quad (3.13)$$

где L_y — длина участка, км;

l_s — текущее расстояние по оси газопровода от начала ПО участка, км.

Далее производится расчет ранга опасности ПО участка и анализ его надежности, описанный в следующем пункте данного исследования.

Окончательный алгоритм ранжирования участков МГ по склонности к КРН представлен на рисунке 3.6.

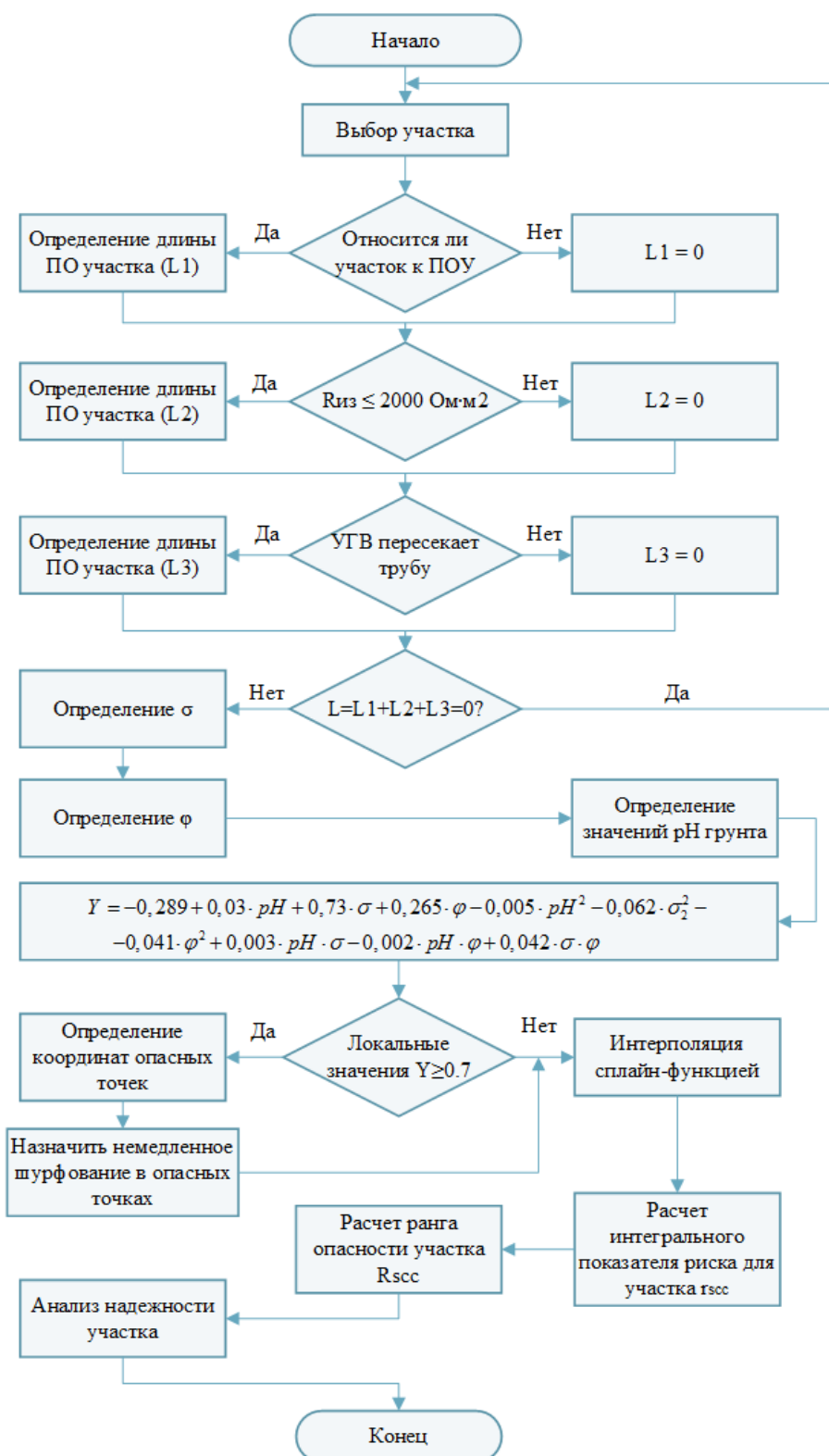


Рисунок 3.6 — Алгоритм ранжирования участков МГ по склонности к КРН

3.3. Анализ надежности участка МГ

Следующим пунктом после определения ранга опасности участка является анализ надежности участка МГ.

На первом этапе анализа надежности необходимо построить график распределения ранга опасности КРН по трассе трубопровода: для этого производится деление участков на 1 км, определяются значения максимального ранга опасности выявленных дискретных участков (R_{SCC}) для каждого километра рассматриваемого участка, по которым и строится окончательный график.

На рисунке 3.7 приведен характерный вид графика распределения ранга опасности для участка длиной 100 км (диаметр — 1420 мм; время эксплуатации — 26 лет; рабочее давление — 7,5 МПа).

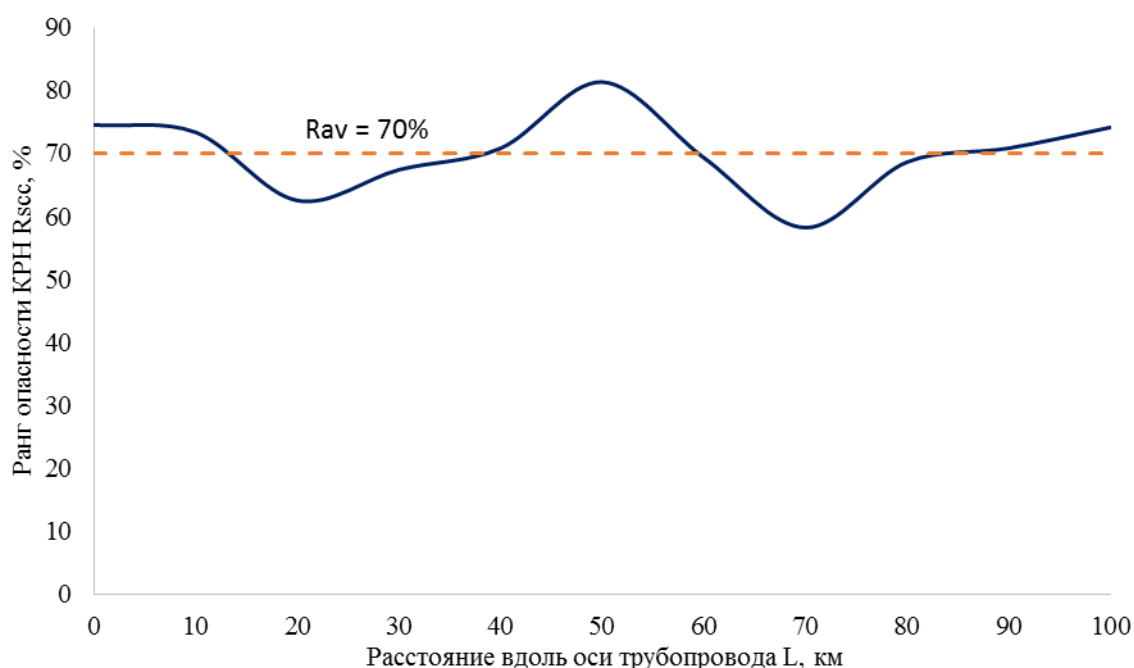


Рисунок 3.7 — График распределения ранга опасности участка ($L = 100$ км)

После построения графика распределения ранга опасности рассчитывается интегральный показатель R_{av} участка (на рисунке 3.7 пунктирной линией и равен 70 %):

$$R_{av} = \frac{\int_0^{L_y} S_i(l_r) \cdot dl_s}{L_y}, \quad (3.14)$$

где L_y — длина обследуемого участка, км;

l_s — текущее расстояние по оси газопровода от начала ПО участка, км;

$S_i(l_r)$ — сплайн-функция.

Согласно [90] вероятность $Q(n \geq 1)$ возникновения одной или более аварий на обследуемом участке газопровода, с учетом значения интенсивности аварий на рассматриваемом участке, вычисляют по формуле:

$$Q(n \geq 1) = 1 - \exp(-\lambda_n \cdot t \cdot L / 1000), \quad (3.15)$$

где λ_n — интенсивность аварий обследуемого участка, $\frac{\text{аварий}}{1000 \text{ км} \cdot \text{год}}$;

t — время дальнейшей эксплуатации этого участка (расчетный период), годы.

Среднее время безотказной работы данной системы определяется как:

$$T = \frac{1}{\lambda_n} \quad (3.16)$$

Однако на практике, как правило, используется другой показатель, аналогичный времени безотказной работы — время до проведения следующей экспертизы промышленной безопасности, которое рассчитывается исходя из того, что за устанавливаемый срок вероятность безаварийной работы участка составит 0,9 (т. е. вероятность отказа $Q(n \geq 1) = 0,1$).

Время $t_{\text{ком}}$ (годы), по истечении которого необходимо проводить следующее комплексное диагностирование технического состояния участка МГ, определяются по формуле:

$$t_{\text{ком}} = \frac{\ln(0.9) \cdot 1000}{L_y \cdot \lambda_n}, \quad (3.17)$$

Для определения локальной интенсивности отказов на рассматриваемом участке в зависимости от ранга опасности участка, предлагается использовать шкалу вероятности, представленную в таблице 3.2.

Таблица 3.2 — Шкала вероятности отказа магистральных трубопроводов по причине КРН

Шкала вероятности	Частота отказов
Низкая	Никогда или не более часто, чем 1 раз в 30 лет
Вероятно	От 2 до 3 отказов на протяжении 30 лет
Средняя	Отказ произойдет на протяжении 10 лет
Высокая	Отказ произойдет на протяжении 3 лет

Шкала вероятности, представленная в таблице 3.2, позволяет определить расчетную локальную интенсивность отказов для каждой категории опасности.

Для расчета интенсивности отказов (λ), в зависимости от ранга опасности КРН (R_{SCC}), используется аппарат нечетких множеств.

База правил для расчетной модели включает в себя следующие правила:

1. Если ранг опасности КРН (R_{SCC}) высокий, то интенсивность отказов (λ) высокая;
2. Если ранг опасности КРН (R_{SCC}) средний, то интенсивность отказов (λ) средняя;
3. Если ранг опасности КРН (R_{SCC}) умеренный, то интенсивность отказов (λ) умеренная;
4. Если ранг опасности КРН (R_{SCC}) низкий, то интенсивность отказов (λ) низкая.

Для представления входной переменной «Ранг опасности КРН» будем использовать множество $T_1 = \{\text{«низкий»}; \text{«средний»}; \text{«умеренный»}; \text{«высокий»}\}$ с функциями принадлежности, изображенными на рисунке 3.8.

Для представления входной выходной переменной «Интенсивность отказов» будем использовать множество $T_3 = \{\text{«низкая»}; \text{«средняя»}; \text{«умеренная»}; \text{«высокая»}\}$ с функциями принадлежности, изображенными на рисунке 3.8.

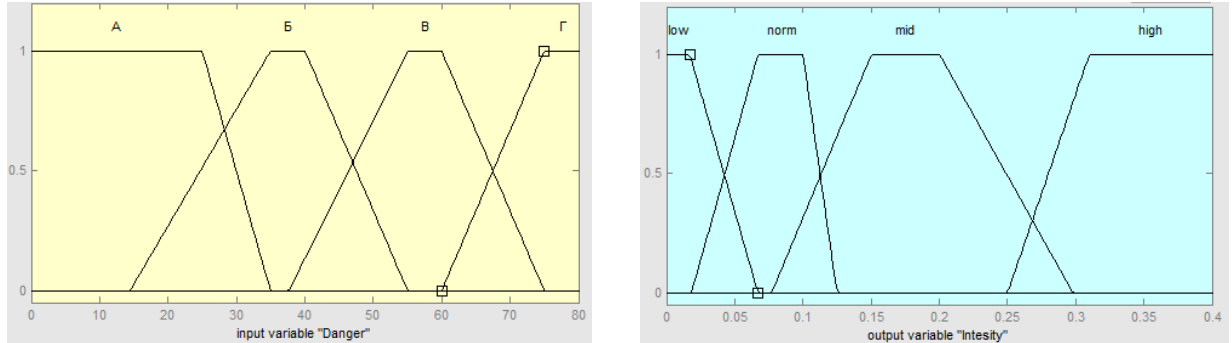


Рисунок 3.8 — Функции принадлежности для переменных «Ранг опасности КРН» и «Интенсивность отказов»

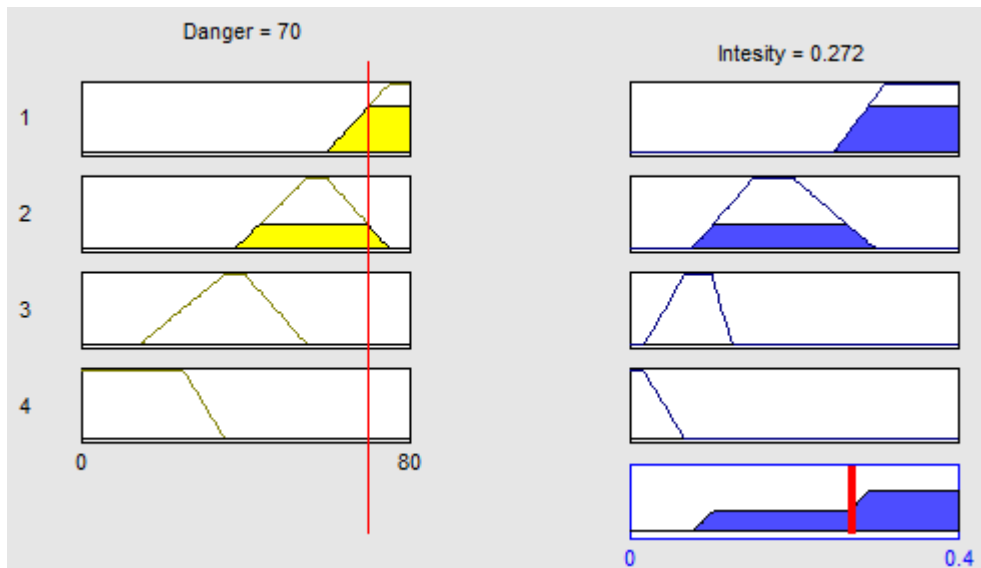


Рисунок 3.9 — Окно расчета значения интенсивности отказов λ

После определения расчетной интенсивности отказов производится расчет времени до следующего комплексного диагностирования и определяется вероятность отказа рассматриваемого участка (формулы 3.15 и 3.17).

Для примера, приведенного на рисунке 3.9, показатели надежности $Q(n \geq 1)$ и $t_{\text{КОМ}}$ составляют:

$$Q(n \geq 1) = 1 - \exp(-0,272 \cdot 10 \cdot 100 / 1000) = 0,238,$$

$$t_{\text{КОМ}} = \frac{\ln(0,9) \cdot 1000}{100 \cdot 0,272} = 3,87 \text{ лет},$$

где $\lambda_{\text{д}} = 0,272$ — расчетная интенсивность аварий обследуемого участка (см. рисунок 3.9);

$t = 10$ лет — расчетный период.

3.4. Рекомендации по повышению надежности участка

Для повышения надежности участка эксплуатирующие организации могут использовать следующий перечень мероприятий [35].

- проведение внепланового диагностирования средствами ВТД;
- техническое обследование участка в шурфах;
- изменение параметров технологического процесса;
- переизоляция трубы в полевых условиях;
- реконструкция участка — замена дефектных труб на новые трубы с заводской изоляцией;
- дренирование участка — искусственное понижение уровня грунтовых вод, путем устройства водопропускных сооружений;
- заглубление трубопровода ниже уровня грунтовых вод, без изменения его направления;
- удаление агрессивных грунтов и их замена на хорошо дренируемые грунты, или ингибирование опасных участков для повышения рН грунта — подщелачивание грунта (данный способ при большой протяженности грунта, может сопровождаться значительными финансовыми затратами).

Данные рекомендации могут быть дополнены или заменены другими, по усмотрению инженерного состава эксплуатирующей организации, в соответствии с технико-экономическими возможностями предприятия.

Выбор окончательного перечня мероприятий по повышению надежности участка, анализ их эффективности и выбор оптимального решения не входят в рамки данного диссертационного исследования, поэтому для оценки эффекта повышения надежности рассматривается пример использования лишь определенных мероприятий.

1. Проведение внепланового диагностирования средствами ВТД

Для приведенного примера (рисунок 3.7) требуемое время до следующего технического диагностирования (3.17) — $t_{\text{КОМ}} = 3,87$ лет.

Тогда внеплановое диагностирование требуется провести через $t'_{\text{КОМ}} = 3$ года.

По результатам диагностики требуется проведение комплекса мероприятий (реконструкция, переизоляция, изменение параметров технологического процесса и т.п.), результаты которых, обеспечат минимальное повышение срока эксплуатации (срока до следующего комплексного диагностирования) не менее, чем на срок $t'_{\text{КОМ}}$, т.е. $t \geq t'_{\text{КОМ}}$. В таком случае можно рассчитать:

$$\Delta t_{\text{КОМ}} = t + t'_{\text{КОМ}} - t_{\text{КОМ}} = 3 + 3 - 3,87 = 2,13 \text{ года} \quad (3.18)$$

Коэффициент повышения срока эксплуатации в таком случае:

$$k = (t + t'_{\text{КОМ}}) / t_{\text{КОМ}} = 6 / 3,87 = 1,55 \quad (3.19)$$

Тогда расчетная интенсивность аварий обследуемого участка с учетом повышения срока службы составит:

$$\lambda' = \lambda_{\text{н}} / k = 0,272 / 1,55 = 0,176 \quad (3.20)$$

Вероятность $Q(n \geq 1)$ возникновения одной или более аварий на обследуемом участке газопровода, с учетом скорректированного значения интенсивности аварий:

$$Q^{\text{коpp}}(n \geq 1) = 1 - \exp(-0,176 \cdot 10 \cdot 100 / 1000) = 0,161 \quad (3.21)$$

Снижение вероятности аварий в таком случае составит:

$$Q / Q^{\text{коpp}} = 0,238 / 0,161 = 1,69 \quad (3.22)$$

Оценка экономического эффекта от проведения внепланового диагностирования представлена в разделе 3.5 данного исследования.

2. Изменение параметров технологического процесса

Для продления срока службы за счет изменения технологического процесса эксплуатирующие организации могут понижать рабочее давление и величину защитного потенциала (не ниже минимальных значений, необходимых для подавления общей коррозии).

Рассмотрим пример продления срока службы за счет понижения рабочего давления (к примеру, представленному на рисунке 3.7).

Дано:

— $R_{SCC} = 70\%$ — текущее значение ранга опасности участка.

— $[R_{SCC}] = \leq 60\%$ — ограничение по рангу опасности (задается эксплуатирующей организацией).

Решение:

1. Определяем текущий уровень риска КРН (рисунок 3.10, «а») $r_{SCC} = 0,666$.

2. Определяем показатели надежности участка (см. предыдущий пункт)

$Q(n \geq 1) = 0,238$ и $t_{\text{КОМ}} = 3,87$ лет.

3. Определяем уровень риска КРН для заданного ограничения (см. рисунок 3.10, «б») $r_{SCC} = 0,31$.

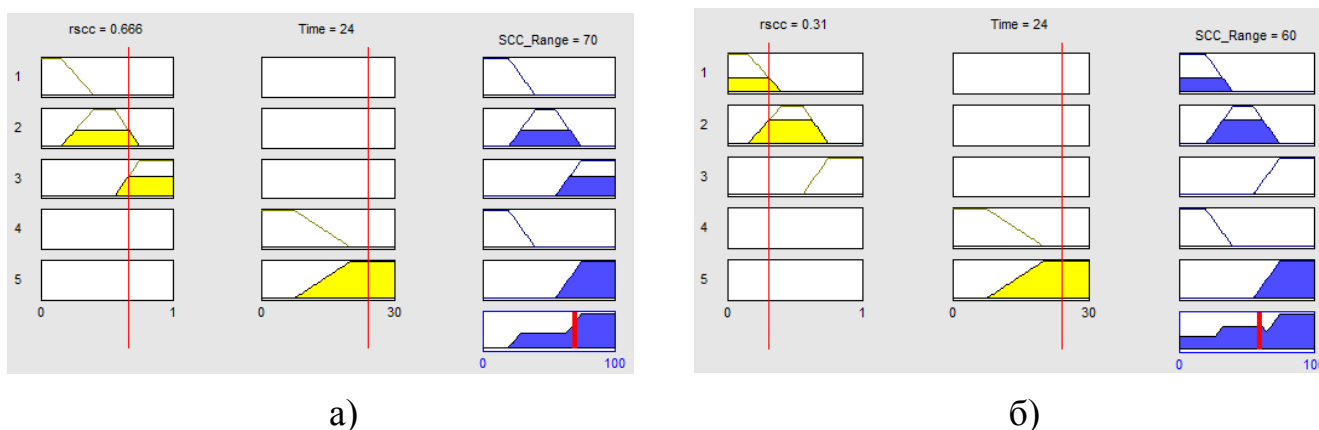


Рисунок 3.10 — Определение ранга опасности КРН:

а) текущий уровень риска КРН; б) уровень риска КРН для заданного ограничения

4. Составляем пропорцию и находим требуемую величину рабочего давления:

$$\frac{7,5}{0,666} = \frac{X}{0,31}$$

$$X = \frac{7,5 \cdot 0,31}{0,666} = 3,49 \text{ МПа}$$

5. Определяем новые скорректированные показатели надёжности участка:

— скорректированное значение интенсивности аварий (см. рисунок 3.11)

$\lambda' = 0,183$.

— время до следующего диагностирования $t'_{\text{КОМ}} = 5,76$ лет;

— повышение срока эксплуатации:

$$\Delta t = t'_{\text{КОМ}} - t_{\text{КОМ}} = 5,76 - 3,87 = 1,89 \text{ года};$$

— коэффициент повышения срока службы:

$$k = \Delta t / t_{\text{КОМ}} + 1 = 1,89 / 3,87 + 1 = 1,49;$$

— вероятность $Q(n \geq 1)$ возникновения аварии:

$$Q^{\text{коп}}(n \geq 1) = 1 - \exp(-0,183 \cdot 10 \cdot 100 / 1000) = 0,167;$$

— снижение вероятности возникновения аварий:

$$Q / Q^{\text{коп}} = 0,238 / 0,167 = 1,63.$$

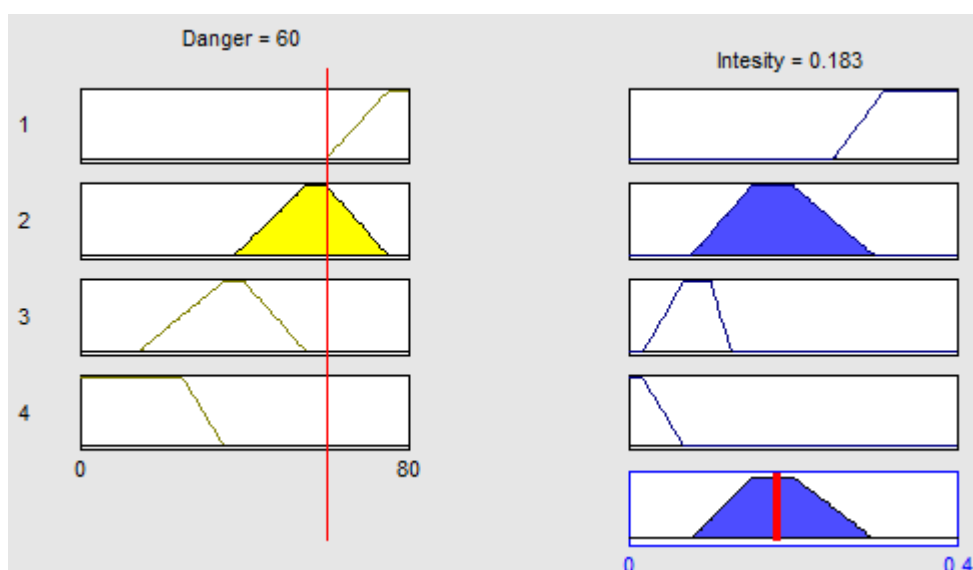


Рисунок 3.11 — Расчет интенсивности отказов

Однако следует отметить, что понижение рабочего давления — временная мера, необходимая для поддержания безаварийной эксплуатации газопровода на заданном уровне до уточнения действительного состояния трубы или проведения ремонтно-восстановительных работ, как правило, вызванная недостаточными технико-экономическими возможностями предприятия для проведения дополнительных исследований.

Вывод: приведенные примеры показали, что при своевременном применении мероприятий по повышению надежности для рассматриваемого участка можно добиться снижения вероятности аварий по причине КРН до 1,69 раз.

Данные результаты позволяют сделать вывод об эффективности предлагаемой методики повышения показателей надежности и безопасной эксплуатации ЛЧМГ.

3.5 Оценка точности разработанной методики

Для проверки работоспособности предложенной модели необходимо провести оценку ее точности, однако, в связи со спецификой рассматриваемой проблемы, сравнить результаты расчета с фактическим состоянием газопровода возможно лишь с помощью обследования в шурфах, вскрытия тела трубы или по результатам ВТД (исключая дефекты в инкубационной стадии), поэтому для оценки точности предлагаемых решений в данной работе предлагается проанализировать характеристики участков МГ, отказавших по причине КРН, и проверить адекватность полученных оценок.

Для анализа использовали различные данные об аварийных отказах магистральных газопроводов [68, 91–95].

Диаметр труб разрушенных участков — 1020, 1220, 1420 мм; толщина стенки труб варьируется в диапазоне от 9 до 16.5 мм (для всех диаметров). Материал труб — сталь, трубы отечественного и импортного производства, марки стали X60, X70, 14Г2САФ, 17Г1С, 17Г1С-У, 17Г2СФ с расчетными характеристиками, приведенными в таблице 3.3.

Таблица 3.3 — Расчетные характеристики сталей отказавших трубопроводов

Марка стали	Временное сопротивление σ_B , МПа	Предел текучести σ_T , МПа
X60	590	420
X70	650	495
14Г2САФ	500	350
17Г1С	500	350
17Г1С-У	500	350
17Г2СФ	500	350

На разрушенных участках были определены характеристики грунтов, что позволит, в случае отсутствия данных о рН грунта, воспользоваться значениями кислотности различных грунтов, приведенными в таблице 3.4.

Таблица 3.4 — Кислотность различных типов грунтов

Типа грунта	рН грунта, ед.
Торф	2,5—3,0
Глины	3,5—4,5
Суглинки	4,0—5,5
Пески и супеси	5,0—6,5

Исходные данные анализируемых участков приведены в таблице 3.5.

Таблица 3.5 — Характеристики участков МГ, отказавших по причине КРН

№	1	2	3	4	5
Диаметр, мм	1420	1420	1220	1220	1020
Толщина стенки, мм	16,5	17,4	10,5	12	9
Марка стали (класс)	X70	X70	17Г2СФ	17Г1С	X60
Рабочее давление P_w , МПа	6,9	7,5	4,0	3,6	3,9
рН грунта	3,8	глина (4,0)	торф (3,5)	суглинки (5,0)	глина (4,0)
Величина защитного потенциала φ , -В	-2,14	-1,92	-2,0	-2,2	-2,35
Время эксплуатации Т, годы	24	32	27	26	30

Пример расчета для участка №1 из таблицы 3.5.

1. Расчет кольцевых напряжений:

$$\sigma_{\text{кц}} = \frac{P_{\text{раб}} \cdot (D_{\text{н}} - 2s)}{2s} = \frac{6,9 \cdot (1420 - 2 \cdot 16,5)}{2 \cdot 16,5} = 290 \text{ МПа}$$

2. Расчет продольных напряжений:

$$\Delta t = \frac{\mu R}{\alpha E} = \frac{0,3 \cdot 650}{12 \cdot 2 \cdot 10^5} = 8,125 \cdot 10^{-5} \text{ } ^\circ\text{C}$$

$$\sigma_{\text{пр}} = \mu \cdot \sigma_{\text{кц}} - E \cdot \alpha \cdot \Delta t = 0,3 \cdot 290 - 2 \cdot 10^5 \cdot 12 \cdot 8,13 \cdot 10^{-5} = -108 \text{ МПа}$$

3. Расчет главных напряжений:

$$\sigma_L = \sqrt{\sigma_{\text{кц}}^2 - \sigma_{\text{кц}} \cdot \sigma_{\text{пр}} + \sigma_{\text{пр}}^2} = \sqrt{290^2 - 290 \cdot (-108) + (-108)^2} = 370 \text{ МПа}$$

4. Отношение $\frac{\sigma_L}{\sigma_T} = \frac{370}{495} = 0,746$.

5. Расчет уровня риска КРН по уравнению (2.9):

$$Y = -0,289 + 0,03 \cdot 3,8 + 0,73 \cdot 0,746 + 0,265 \cdot 2,14 - 0,005 \cdot 3,8^2 - 0,062 \cdot 0,746 - \\ - 0,041 \cdot 2,14^2 + 0,003 \cdot 3,8 \cdot 0,746 - 0,002 \cdot 3,8 \cdot 2,14 + 0,042 \cdot 0,746 \cdot 2,14$$

$$Y = 0,700$$

6. Расчет ранга опасности КРН (см. рис, 3,12 «а») $R_{\text{SCC}} = 73,6 \%$.

7. Расчет интенсивности отказов (см. рис, 3,12 «б») $\lambda' = 0,317$.

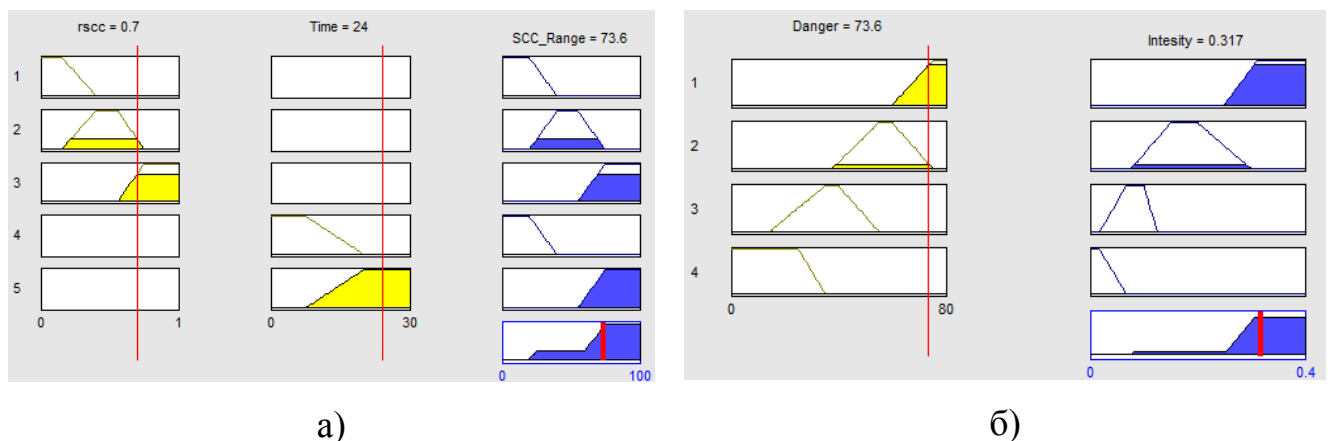


Рисунок 3.12 — Определение ранга опасности КРН:

а) текущий уровень риска КРН; б) уровень риска КРН для заданного ограничения

8. Расчет показателей надёжности участка:

— $t_{\text{ком}} = 3,37$ года (на момент проведения расчета);

— $Q(n \geq 1) = 0,272$ (на 10 лет).

Вывод: полученные показатели надежности свидетельствуют о крайне опасном состоянии участка и необходимости применения рекомендаций по повышению надежности согласно пункту 3.4 данного исследования.

Отказ на участке произошел по причине превышения допустимого срока эксплуатации в таком режиме 3,37 года.

Результаты расчетов ранга опасности КРН и интенсивности отказов для всех участков приведены в таблицах 3.6 и 3.7.

Таблица 3.6 — Результаты расчета ранга опасности КРН участков

№ участка	$\sigma_{кц}$, МПа	$\sigma_{пр}$, МПа	σ_L , МПа	$\frac{\sigma_L}{\sigma_T}$	Y, доли ед,	R _{SCC} , %
1	290	-108	370	0,746	0,700	73,6
2	298	-105	362	0,733	0,654	69,1
3	228	-81,5	278	0,795	0,722	76,8
4	179	-96	242	0,692	0,646	68,5
5	217	-111	289	0,690	0,678	72,4

Таблица 3.7 — Показатели надежности участков

№ участка	λ' , аварий на 1000 км в год	$t_{ком}$, лет	Q, ед,	$t'_{ком}$, лет
1	0,317	3,37	0,272	3,37
2	0,263	3,99	0,231	3,99
3	0,340	3,10	0,288	3,10
4	0,257	4,10	0,227	4,10
5	0,295	3,57	0,255	3,57

Из таблиц 3.6 и 3.7 видно, что для каждого участка, отказавшего по причине КРН, значения показателей надежности находятся на крайне опасном уровне (максимальное время до следующего диагностирования не превышает 4,1 года).

Следует также отметить, что данные, приведенные в таблице 3.7, являются завышенными, поскольку показывают остаточный ресурс и аварийность участка на момент проведения расчета, не учитывая текущий срок эксплуатации участка при таком ранге опасности.

Проведенная оценка позволяет сделать вывод о точности разработанной методики и ее эффективности в вопросе определения потенциально опасных участков ЛЧМГ.

В таблице 3.8 представлены результаты расчетов показателей надежности отказавших участков, при условии своевременного применения мероприятий, предложенных в пункте 3.4 настоящего исследования, а именно:

- 1 вариант ($Q^{корр1}$) — проведение внепланового диагностирования средствами ВТД;
- 2 вариант ($Q^{корр2}$) — изменение параметров технологического процесса (снижение рабочего давления до величины $R_{SCC} = 60 \%$).

Таблица 3.8 — Изменение показателей надежности участков

№ участка	Q , ед.	$Q^{корр1}$, ед.	$Q/Q^{корр1}$	$Q^{корр2}$, ед.	$Q/Q^{корр2}$
1	0,272	0,163	1,96	0,167	1,63
2	0,231	0,160	1,64	0,167	1,38
3	0,288	0,161	2,11	0,167	1,72
4	0,227	0,123	2,08	0,167	1,36
5	0,255	0,162	1,83	0,167	1,53

Результаты, представленные в таблице 3.8, показывают, что возможное понижения вероятности отказов по причине КРН для отказавших участков МГ колеблется в пределах от 1,36 до 2,11 раза (см. рисунок 3.13).

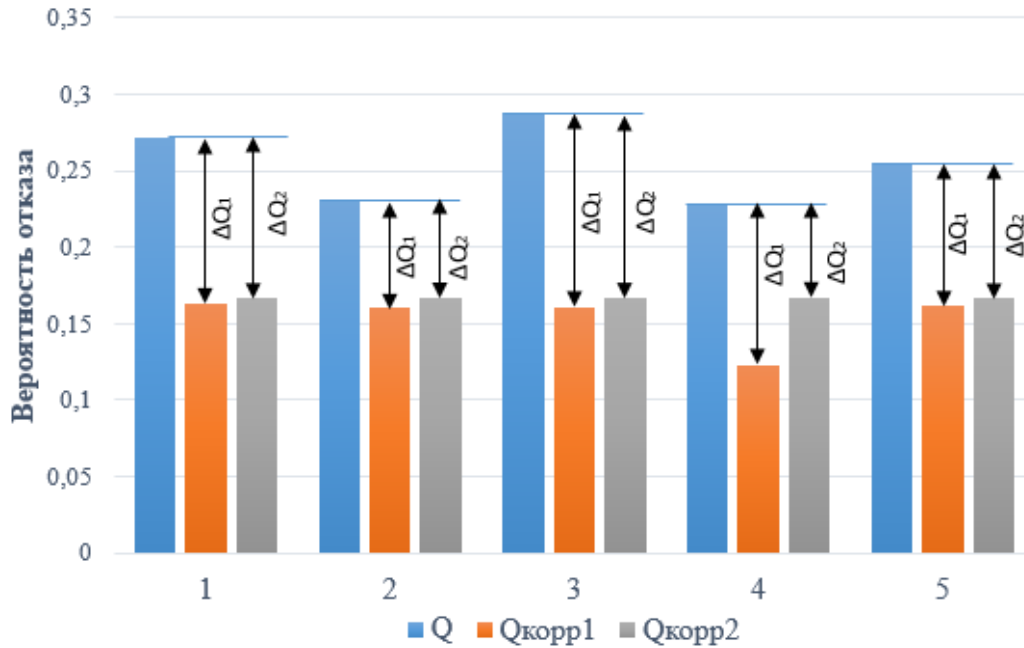


Рисунок 3.13 — Изменение показателей надежности

3.6 Оценка экономической эффективности разработанной методики

После оценки точности разработанной модели, необходимо оценить экономический эффект от внедрения предлагаемых решений. В работе [91] предложена методика подобной оценки экономической эффективности решений, направленных на оптимизацию мероприятий по диагностике и мониторингу технического состояния.

Для оценки экономической эффективности рассмотрим условную схему участков ЛЧМГ, включая камеры приема и запуска ВТД (КПиЗ ВТД). На рисунке 3.14 представлена схема газопровода, состоящего из 5 участков с разной протяженностью.

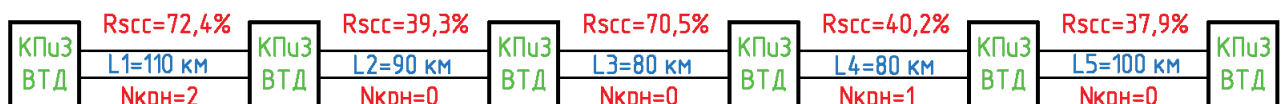


Рисунок 3.14 — Схема участков ЛЧМГ для оценки экономической эффективности

Диаметр газопровода — 1420 мм.

Сталь — X70.

Срок эксплуатации — 27 лет.

В таблице 3.9 представлены характеристики рассматриваемых участков МГ.

Таблица 3.9 — Характеристики рассматриваемых участков МГ

Наименование участка	Длина участка l , км	Ранг опасности КРН $R_{сcc}$, %	Количество аварий по причине КРН
Участок 1	110	72,4	2
Участок 2	90	39,3	—
Участок 3	80	70,5	1
Участок 4	80	40,2	—
Участок 5	100	37,9	—

Базовый вариант предусматривает проведение ВТД по стандартному графику (по всем участкам 1 раз в 5 лет), мероприятий для предотвращения КРН (реконструкции, обследования в шурфах, ингибирование грунта и т. д.) не предусмотрено. Отказы по причине КРН происходят с текущей интенсивностью λ .

Для участков №1 и №3 предусмотрена реконструкция (замена дефектных труб на новые трубы с заводской изоляцией) — на участке №1 реконструируется 3 км наиболее опасных локальных участков, на участке №3 — 1 км.

Расчетный период оценки — $t = 10$ лет.

В таблице 3.10 представлены результаты корректировки интенсивности аварийных разрушений (λ) и расчета времени до проведения диагностических мероприятий ($t_{ком}$) для обоих вариантов.

Таблица 3.10 — Результаты расчета интенсивности аварий и времени до следующего диагностирования для базового и предлагаемого вариантов

Наименование участка	Базовый вариант		Предлагаемый вариант	
	λ	$t_{ком}$	λ	$t_{ком}$
Участок 1	0,2	5	0,3	3,19
Участок 2	0,2	5	0,1	11,71
Участок 3	0,2	5	0,28	4,70
Участок 4	0,2	5	0,1	13,17
Участок 5	0,2	5	0,08	13,17

По результатам расчетов в таблице 3.9 составлены графики проведения всех мероприятий для расчетного периода представленных в таблицах 3.11 и 3.12. С учетом интенсивности аварий и длины газопровода определено, что в базовом варианте произойдет одно аварийное разрушение.

Таблица 3.11 — График проведения мероприятий для базового варианта

Наименование участка	Годы									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Участок 1	D					D				
Участок 2		D					D			
Участок 3			D					D		
Участок 4				D					D	
Участок 5					D					D

Примечание:

D — проведение внутритрубной диагностики.

Таблица 3.12 — График проведения мероприятий для предлагаемого варианта

Наименование участка	Годы									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Участок 1	R		D			D			D	
Участок 2										
Участок 3	R			D				D		
Участок 4										
Участок 5										

Примечание:

D — проведение внутритрубной диагностики,

R — реконструкция участка.

Проведем расчет показателей эффективности внедрения предлагаемых решений согласно [88, 93].

Состав затрат:

1. Проведение внутритрубной диагностики, $Z_{\text{ВТД}}$, тыс. руб.:

$$Z_{\text{ВТД}} = C_{\text{ВТД}} \cdot l \cdot n_{\text{ВТД}}$$

где $C_{\text{ВТД}}$ — стоимость проведения ВТД 1 км газопровода, (тыс. руб.)/км;
 l — длина диагностируемого участка, км;
 $n_{\text{ВТД}}$ — назначенное количество диагностических мероприятий.

2. Реконструкция потенциально опасного участка, $Z_{\text{ПОУ}}$, тыс. руб.:

$$Z_{\text{ПОУ}} = C_{\text{ПОУ}} \cdot l_{\text{ПОУ}},$$

где $C_{\text{ПОУ}}$ — стоимость реконструкции 1 км газопровода, (тыс. руб.) / км;
 $l_{\text{ПОУ}}$ — длина потенциально опасного участка, склонного к КРН.

3. Ликвидация аварийного разрушения, $Z_{\text{рем}}$, тыс. руб.:

$$Z_{\text{рем}} = C_{\text{рем}} \cdot N,$$

где $C_{\text{рем}}$ — стоимость ликвидации аварийного разрушения, тыс. руб.;;
 N — число аварийных разрушений на исследуемом участке.

В качестве **показателей эффективности внедряемых решений** используются (согласно [93]):

- чистый доход (ЧД);
- чистый дисконтированный доход (ЧДД);
- внутренняя норма доходности (ВНД);
- срок окупаемости (простой);
- срок окупаемости с учетом дисконтирования;
- индекс доходности инвестиций (ИД);
- индекс доходности дисконтированных инвестиций (ИДД).

Условия расчетов:

- норма дисконта — 10 %;
- горизонт расчета — 10 лет;
- система цен — в постоянных ценах 2013 года (без учета инфляции).

Сравнение двух вариантов диагностики технического состояния ЛЧМГ:

— используемый в настоящее время согласно стандарту организации (СТО) Газпром метод диагностики технического состояния ЛЧМГ (вариант «без проекта»);

— предлагаемый метод диагностики технического состояния ЛЧМГ, исходя из текущего состояния опасности участка (вариант «с проектом»).

Состав затрат для варианта **«без проекта»:**

— проведение внутритрубной диагностики, исходя из расчета 100 тыс. руб. на 1 км диагностируемого участка и общего количества мероприятий;

— ликвидация аварий, исходя из расчета 6000 тыс. руб. на каждое аварийное разрушение с учетом вероятности его возникновения;

— затраты, связанные с потерей газа, исходя из: стоимости 1000 м³ газа — 0,518 тыс. руб., потеря газа — 20 тыс. м³/км; средней протяженности участков (для рассматриваемого примера — 110 км) с учетом вероятности возникновения аварии;

— оплата загрязнения окружающей среды — 3 500 тыс. руб.

Состав затрат для варианта **«с проектом»:**

— проведение внутритрубной диагностики, исходя из расчета 100 тыс. руб. на 1 км диагностируемого участка и общего количества мероприятий;

— реконструкция (замена дефектных труб) потенциально опасных участков, исходя из: 40 000 тыс. руб. — стоимость 1 км новых труб, 16 000 тыс. руб. — стоимость монтажа 1 км существующего газопровода.

Результаты расчета экономических показателей представлены в таблицах 3.13–3.15

Таблица 3.15 — Показатели эффективности внедрения предлагаемых мероприятий

Чистый денежный поток по варианту без проекта	10245	10245	10245	10245	10245	10245	10245	10245	10245	10245
Чистый денежный поток по варианту без проекта	27150	4750	4750	4750	4750	4750	4750	4750	4750	4750
Разносный денежный поток	-16905	5495	5495	5495	5495	5495	5495	5495	5495	5495
Разносный денежный поток нарастающим итогом	-16905	-11409	-5914	-419	5077	10572	16067	21562	27058	32553
Период	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Норма дисконта	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
Коэффициент дисконтирования	1,000	0,909	0,826	0,751	0,683	0,621	0,564	0,513	0,467	0,424
Чистый дисконтированный поток	-16905	4996	4542	4129	3753	3412	3102	2820	2564	2331
Чистый дисконтированный поток нарастающим итогом	-16905	-11909	-7367	-3239	515	3927	7029	9849	12412	14743
Внутренняя норма доходности (ВНД), %	29 %									
Чистый дисконтированный доход (ЧДД), тыс. руб.	14743									
Простой срок окупаемости, лет	4									
Дисконтированный срок окупаемости, лет	4,09									
Индекс доходности инвестиций, %	1,87									

На рисунке 3.14 представлены сравнение экономического эффекта для различных вариантов диагностирования участков:

- Вариант 1 — внутритрубное диагностирование двух участков (рассмотренный пример);
- Вариант 2 — внутритрубное диагностирование трех участков;
- Вариант 3 — внутритрубное диагностирование четырех участков;
- Вариант 4 — внутритрубное диагностирование пяти участков;

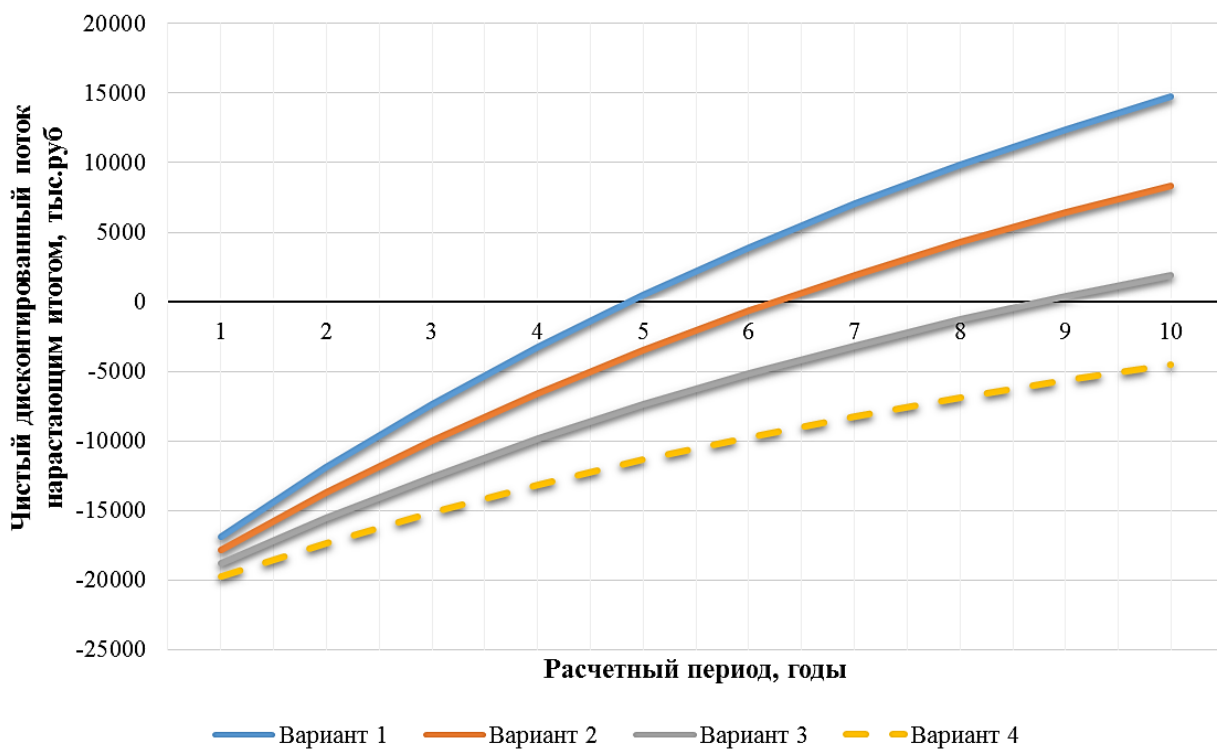


Рисунок 3.15 — Сравнение экономического эффекта для различных вариантов диагностирования участков

Как видно из рисунка 3.15 положительный экономический эффект достигается даже при диагностировании четырех участков и становится негативным лишь при диагностировании пяти участков, т. е. фактически при полном дублировании варианта «без проекта» с учетом дополнительных мероприятий по реконструкции ПО участков.

Выводы по главе 3

1. Определены типы потенциально опасных участков и факторы риска возникновения КРН, такие как дефекты изоляций и повышенный уровень грунтовых вод, определяющие потенциальную опасность участка и его склонность к КРН.

2. Разработан алгоритм и критерий ранжирования участков МГ по склонности к КРН, позволяющий определять длину потенциально опасных участков и проводить анализ их надежности.

3. Предложена методика анализа надежности потенциально опасных участков согласно, которой определяется время до проведения следующей экспертизы промышленной безопасности $t_{\text{ком}}$ и вероятность отказа $Q(n \geq 1)$ рассматриваемого участка, за счет использования нечеткой модели, определяющей локальную интенсивность отказов.

4. Предложен перечень мероприятий по повышению надежности участков ЛЧМГ. Проведена количественная оценка повышения показателей надежности для применения внепланового диагностирования средствами ВТД и изменения параметров технологического процесса. Показано, что при своевременном применении мероприятий по повышению надежности можно добиться снижения вероятности аварий по причине КРН от 1,36 до 2,11 раза.

5. Проведена оценка точности разрабатываемой методики. Для анализа использовались различные данные об аварийных отказах магистральных газопроводов. Результаты расчетов показывают, что для каждого рассмотренного участка, отказавшего по причине КРН, значения показателей надежности находятся на крайне опасном уровне (максимальный ресурс работы не превышает 4,1 года), что позволяет сделать вывод о точности разработанной методики и ее эффективности в вопросе определения потенциально опасных участков МГ.

6. Проведена оценка экономического эффекта от внедрения предлагаемых решений. На примере газопровода показано сравнение двух вариантов проведения диагностики: базового («без проекта») — диагностирование по стандартному

графику и предлагаемого («с проектом») — с применением рекомендаций по повышению надежности и корректировкой времени до проведения диагностических мероприятий ($t_{\text{ком}}$) для наиболее опасных участков. Показано, что для рассматриваемого примера экономический эффект составит 14743 тыс. руб., а срок окупаемости 4 года.

ГЛАВА 4 РЕАЛИЗАЦИЯ ПОДСИСТЕМЫ МОНИТОРИНГА КОРРОЗИОННОГО РАСТРЕСКИВАНИЯ ПОД НАПРЯЖЕНИЕМ ЛИНЕЙНОЙ ЧАСТИ МАГИСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДА

4.1 Принципы реализации подсистемы мониторинга

Основной целью разработки подсистемы мониторинга КРН для ЛЧМГ является повышение конструктивной надежности и экологической безопасности на весь срок эксплуатации газопровода за счет применения эффективного аппарата прогнозирования и предотвращения чрезвычайных ситуаций и выбора методов превентивного контроля [18, 97, 98].

В настоящее время ни одна из систем подобного рода не в состоянии определять участки трубопроводов, склонные к КРН, ориентируясь, главным образом, на контроль и защиту от общей подземной коррозии. Поэтому создание системы предупреждения отказов ЛЧМГ от воздействия КРН как-никогда более актуально, в связи с чем необходим своевременный мониторинг показателей надежности магистральных газопроводов.

Информационное взаимодействие разрабатываемой подсистемы мониторинга КРН в иерархии АСДУ ЕСГ показано на рисунке 4.1. Как видно из рисунка, подсистема базируется на уровне линейно-производственного управления (ЛПУ), либо на уровне управления магистральных газопроводов (УМГ). Подобная структура позволяет сохранять необходимую информацию для дальнейшей передачи ее на верхние уровни управления — производственно-диспетчерские службы (ПДС) и центральный производственно-диспетчерский департамент (ЦПДД). Данная передача осуществляется за счет использования системы сбора данных «Инфотех», что позволяет обеспечить основу для нижнего уровня АСДУ [99].

Одним из условий обеспечения прочной основы контроля технического состояния и оценки показателей надежности является введение систем мониторинга в диспетчерские службы ЕСГ.

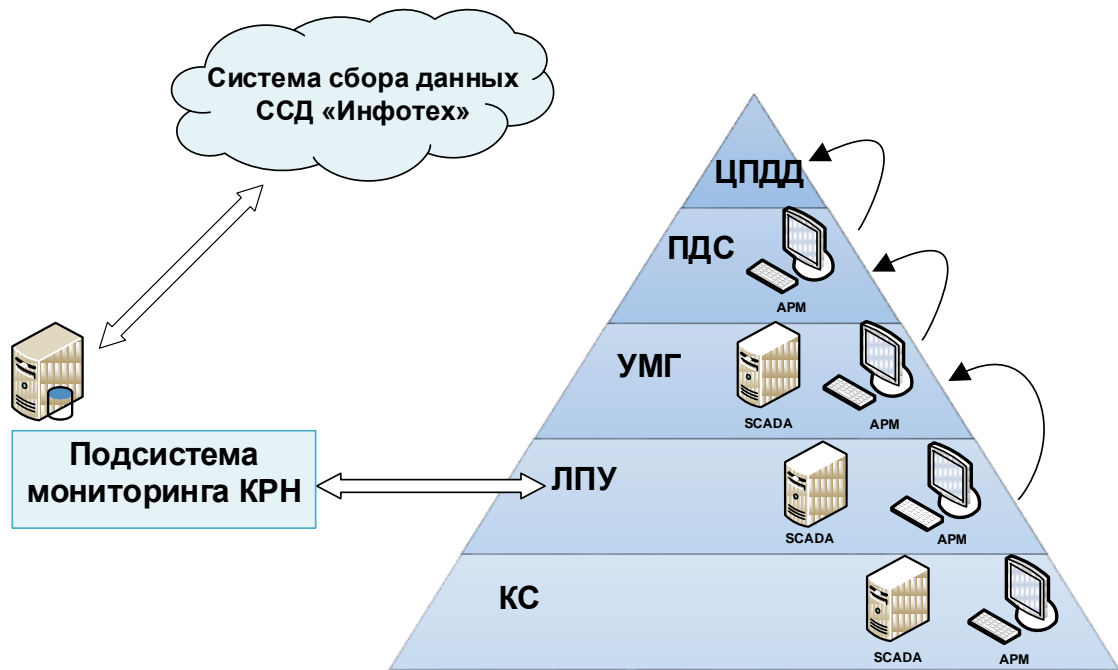


Рисунок 4.1 — Место разрабатываемой подсистемы в иерархии АСДУ ЕСТ

Как видно из проведенного анализа литературы в первой главе данной работы, ни одна из систем коррозионного мониторинга в настоящее время не решает проблемы КРН. Как правило, они ориентированы на получении узкого спектра данных об общей и язвенной коррозии. Для этого применяются индикаторы коррозии, определяющие скорость коррозионных процессов и общую потерю металла стенки газопровода. Анализ, проведенный в начале данного исследования, показал, что такие данные не в состоянии учитывать всех факторов, способствующих возникновению и развитию КРН.

Следующим недостатком систем коррозионного мониторинга является и то, что в результате работы они собирают большое количество разнообразных данных, анализ которых, как правило, выполняют операторы, инженеры и техники, что существенно снижает производительность труда, а также повышает риск возникновения ошибок.

Для устранения этих недостатков в данной диссертационной работе разработан алгоритм ранжирования участков МГ по склонности к КРН, который может быть интегрирован в любую из вышеперечисленных систем коррозионного мониторинга в качестве эффективного дополнения.

Однако в рамках данного исследования требуется разработать структурную схему подсистемы мониторинга КРН, способную реализовать предложенные ранее методы и алгоритмы.

Для создания подобной системы требуется решение ряда последовательных этапов:

- определение исходных данных для проведения мониторинга и методов их получения;
- определение основных функций подсистемы мониторинга;
- определение требуемого состава элементов для осуществления основных функций;
- разработка структурной схемы подсистемы мониторинга КРН.

4.2 Определение исходных данных и методы их получения

Важнейшей функцией системы является получение исходных данных для расчетов уровня риска КРН и ранжирования участков МГ по склонности к КРН. Состав необходимых для измерения параметров МГ определяется согласно разработанному в предыдущей главе алгоритму ранжирования участков МГ по склонности к КРН.

Исходными данными для разрабатываемой системы являются:

1. pH грунта;
2. Величина защитного потенциала φ , [В];
3. Рабочее давление газопровода, $P_{\text{раб}}$ [МПа];
4. Диаметр газопровода, D , [мм];
5. Толщина стенки газопровода, s [мм];
6. Марка стали газопровода;
7. Температура газопровода, [°С];
8. Время эксплуатации газопровода, T [годы];
9. Уровень грунтовых вод;
10. Интегральная величина сопротивления изоляции, [Ом·м²];

11. Тип местности участка МГ;

12. Координаты участка [м].

Способы получения данных для ранжирования участков МГ:

1. С первичных преобразователей, установленных на магистральном газопроводе;

2. Полевые и лабораторные исследования (исследование свойств прилегающего грунта, определение уровня грунтовых вод, определение состояния изоляции);

3. Анализ документации на МГ (паспорт металла труб, карты прокладки трубопровода, литология прилегающих грунтов).

Выбор того или иного способа определяется как конкретной физической природой данных, так и практико-экономической целесообразностью получения данных тем или иным способом.

Поэтому все данные, необходимые для работы системы делятся на три типа в зависимости от их изменчивости во времени:

— данные, не меняющиеся с течением времени — постоянные;

— данные, которые могут меняться при определенных условиях (изменения времени года и т. п.) — относительно постоянные;

— данные, меняющиеся с течением времени непрерывно — переменные.

Получение постоянных данных не сопряжено с какими-либо трудностями, поскольку информация о них предполагается — априорно-известна. К таким факторам относят: срок эксплуатации МГ, тип местности участка, марка стали МГ, диаметр газопровода и др. Эти данные вносятся оператором вручную непосредственно в соответствующее программное обеспечение верхнего уровня подсистемы мониторинга.

В таблице 4.1 показаны результаты оценки периодов и причин изменения значений переменных и относительно постоянных факторов.

Таблица 4.1 — Оценка периодов и причин изменения факторов КРН

Название фактора	Ед. изм.	Область изменений	Период изменения	Причина изменения
1	2	3	4	5
Рабочее давление газопровода	МПа	0...8	сутки	протекание технологического процесса в МГ
Величина защитного потенциала	В	0...-3,5	часы	работа УКЗ
pH грунта	Ед.	0... 12	годы	кислотность грунта
Температура МГ	°С	-25 ...+40	сутки	протекание технологического процесса в МГ
Уровень грунтовых вод	м	0...20	месяцы	выпадение осадков, таяние снега и т. п.
Интегральная величина сопротивления изоляции	Ом·м ²	5-10000	месяцы	агрессивное воздействие среды, механические повреждения

Из таблицы 4.1 видно, что к переменные факторы — обусловленные протеканием технологического процесса (перекачка газа в ЛЧМГ, катодная защита) и влиянием метеорологических процессов (дождь, засуха, заморозки).

Изменения данных факторов невозможно проконтролировать путем проведения разовых измерений, поэтому для их получения необходима установка первичных преобразователей (измерительных датчиков) на МГ.

Однако получение относительно-постоянных данных таким же путем — нецелесообразно, поскольку для установки и поддержания датчиков и линий связи в исправном состоянии, требуются постоянные денежные расходы. Поэтому относительно-постоянные данные предлагается получать путем проведения лабораторных и полевых исследований, проводимых в соответствии с техническим регламентом и требованиями эксплуатирующей организации.

В таблице 4.2 приведены оптимальные способы сбора данных для ранжирования участков МГ по склонности КРН.

Таблица 4.2 — Способы получения исходных данных

Способ сбора данных	Фактор
Из проектно-сметной документации	— Марка стали; — Диаметр газопровода; — Толщина стенки газопровода; — Тип местности; — Время эксплуатации; — Координаты участка.
От первичных преобразователей	— Рабочее давление газопровода; — Величина защитного потенциала; — Температура газопровода.
Полевые и/или лабораторные исследования	— Значение рН грунта; — Уровень грунтовых вод; — Интегральная величина сопротивления изоляции.

4.3 Разработка структурной схемы подсистемы мониторинга КРН

Для разработки подсистемы мониторинга воспользуемся методами и приемами системного анализа [100–104] для создания моделей систем. Общая схема моделирования структурной схемы подсистемы мониторинга КРН представлена на рисунке 4.2.

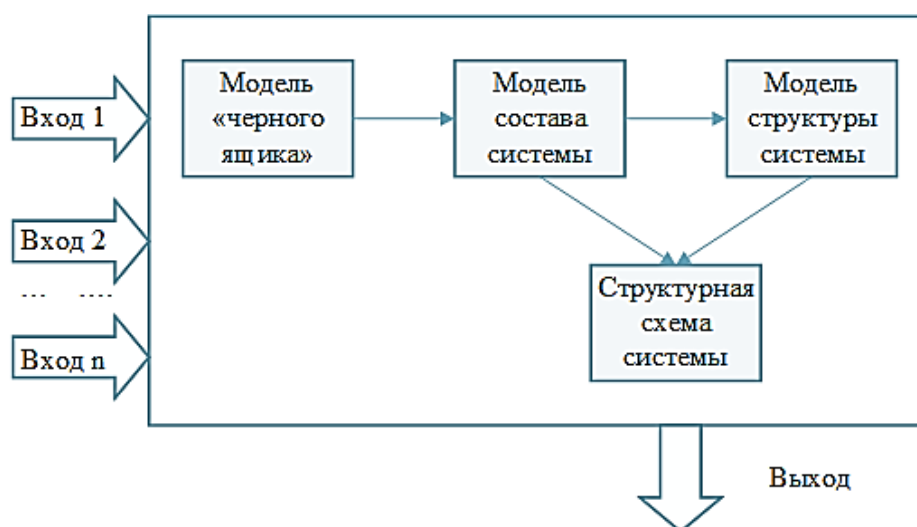


Рисунок 4.2 — Последовательность разработки структурной схемы подсистемы

В начале создадим модель «черного ящика» и определим требуемые входы и выходы системы. Такая модель позволяет выделить систему из окружающей среды, подчеркивает ее целостное единство. Построение такой модели позволит перейти к следующему этапу и разработать модель структуры («серого ящика»).

Основная задача данного этапа — четко сформулировать те входы — связи, направленные из среды в сторону системы, и выходы, — результирующее воздействие на внешнюю среду, которые необходимы для эффективного функционирования системы, исключив из них несущественные для поставленной цели исследования.

Основные функции подсистемы мониторинга КРН (входы в систему):

— получение исходных данных и определение уровня риска КРН участка МГ (вход 1);

— расчет ранга опасности КРН участка, анализ надежности и выдача своевременных предупреждений оператору (вход 2);

— хранение и архивирование исходных данных и результатов расчетов (вход 3);

— контроль исправности оборудования подсистемы (проверка исправности цепей питания, проверка целостности измерительных преобразователей и линий связи) (вход 4);

— интеллектуализация взаимодействия с оператором (вход 5);

— обмен данными с другими системами (вход 6).

Выход — анализ надежности участков линейной части магистральных газопроводов.

Модель «черного ящика» представлена на рисунке 4.3.

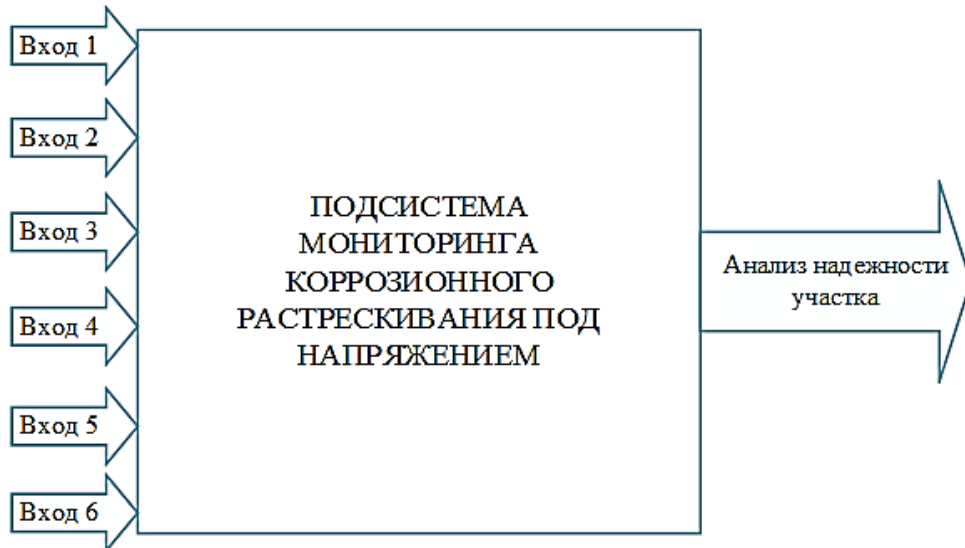


Рисунок 4.3 — Модель «черного ящика» подсистемы мониторинга КРН

Далее следует определить необходимый состав элементов, т. е. создать модель состава системы («серый ящик»).

Свойства системы, отраженные в модели черного ящика, целостность и обособленность, являются внешними и не раскрывают внутреннего содержания системы, поэтому на данном этапе требуется усложнить модель и ее внутреннее содержание путем определения требуемых подсистем и блоков.

Для получения исходных данных в системе требуется наличие датчиков и измерительных преобразователей, сбором информации от которых занимается специальный контроллер.

Для выполнения функции сбора данных система должна состоять из следующих первичных преобразователей: датчика температуры газопровода, преобразователя давления в газопроводе (манометра).

Критериями выбора линии связи являются: доступность, стоимость и качество передаваемого сигнала. Окончательный типа линии связи определяется эксплуатирующей организацией не является принципиальным моментом для подсистемы мониторинга КРН.

Контроллер может подключаться к системе различными способами:

- посредством канала связи GSM;
- посредством радиоканала;

— прямым подключением по проводному каналу [105].

Как было отмечено ранее, выбор типа линии связи не принципиален для разрабатываемой подсистемы и осуществляется по усмотрению инженерного состава эксплуатирующей организации и в зависимости от ее технико-экономических возможностей.

Для приема первичной информации от линии связи требуется специальный блок сопряжения с оборудованием нижнего уровня.

Полученная информация должна передаваться в блок хранения информации для оперативного хранения. Архивирование и хранение полученной информации необходимо для анализа, проведения исследования и вычислений с целью дальнейшей модернизации используемого ПО. Глубина хранения архивов, количество необходимых данных и общая схема хранения архивной информации не являются принципиальными моментами в разработке подсистемы мониторинга КРН и могут быть организованы любым, удобным в каждом конкретном случае, способом.

Помимо этого, в составе системы должны присутствовать блок обработки информации и блок интерфейсной связи. Обмен данными с другими системами мониторинга также целесообразно вынести в отдельный блок.

Для наглядного представления текущей информации следует ввести блок операторского интерфейса. Общее управление и контроль всех элементов системы должны производиться SCADA-системой, аппаратные возможности которой позволяют решать задачи подобного типа.

Использование специализированных SCADA-систем, широко распространенных в настоящее время, позволит решать задачи, связанные с обращением к разным источникам, поскольку имеющиеся в их арсенале удобные средства формирования операторского интерфейса позволяют оператору легко настроить связи с аппаратными устройствами различных уровней.

Использование SCADA-систем и средств контроллера среднего уровня позволит также осуществлять контроль (автоматический и полуавтоматический) исправности всех элементов системы: устройств, датчиков и преобразователей, линий связи,

цепей питания. Функция контроля исправности оборудования присутствует почти в каждой современной SCADA-системе и не вызывает никаких сложностей.

Создание удобного пользовательского интерфейса для обеспечения взаимодействия оператора с разрабатываемой системой является одной из самых важных ее функций, поскольку оператор должен вручную вводить некоторые исходные данные, анализировать результаты расчетов и рекомендации, выдаваемые системой. Взаимодействие с оператором осуществляется специализированным ПО.

Реализацию функции расчета по разработанному алгоритмическому и математическому обеспечению также следует назначить отдельному блоку, смежному со SCADA-системой.

Для проведения расчетов, необходимых для ранжирования участков МГ по склонности к КРН, а также для выдачи рекомендации оператору, предлагается использовать специализированное программное обеспечение (ПО), в основу которого положен алгоритм и математические модели, разработанные в предыдущих главах.

В соответствии со всем вышесказанным, окончательными элементами структуры подсистемы являются:

- датчики и измерительные преобразователи;
- контроллер для сбора и передачи информации;
- линия связи;
- автоматизированное рабочее место (АРМ) оператора, состоящий из следующих функциональных блоков: ввода информации от датчиков и преобразователей; хранения и обработки информации; операторского интерфейса; интерфейсной связи.

Полученная модель состава системы («серый ящик») представлена на рисунке 4.4.

После определения требуемого состава системы, необходимым этапом является разработка модели структуры подсистемы, т. е. распределение элементов системы по уровням и функциональная структуризация смежных элементов в одном уровне.

Модель структуры является наиболее подробной моделью, описывающей систему в рамках заданных ограничений (входы–выход), она позволяет отразить композицию системы, установить между элементами определенные связи и отношения.

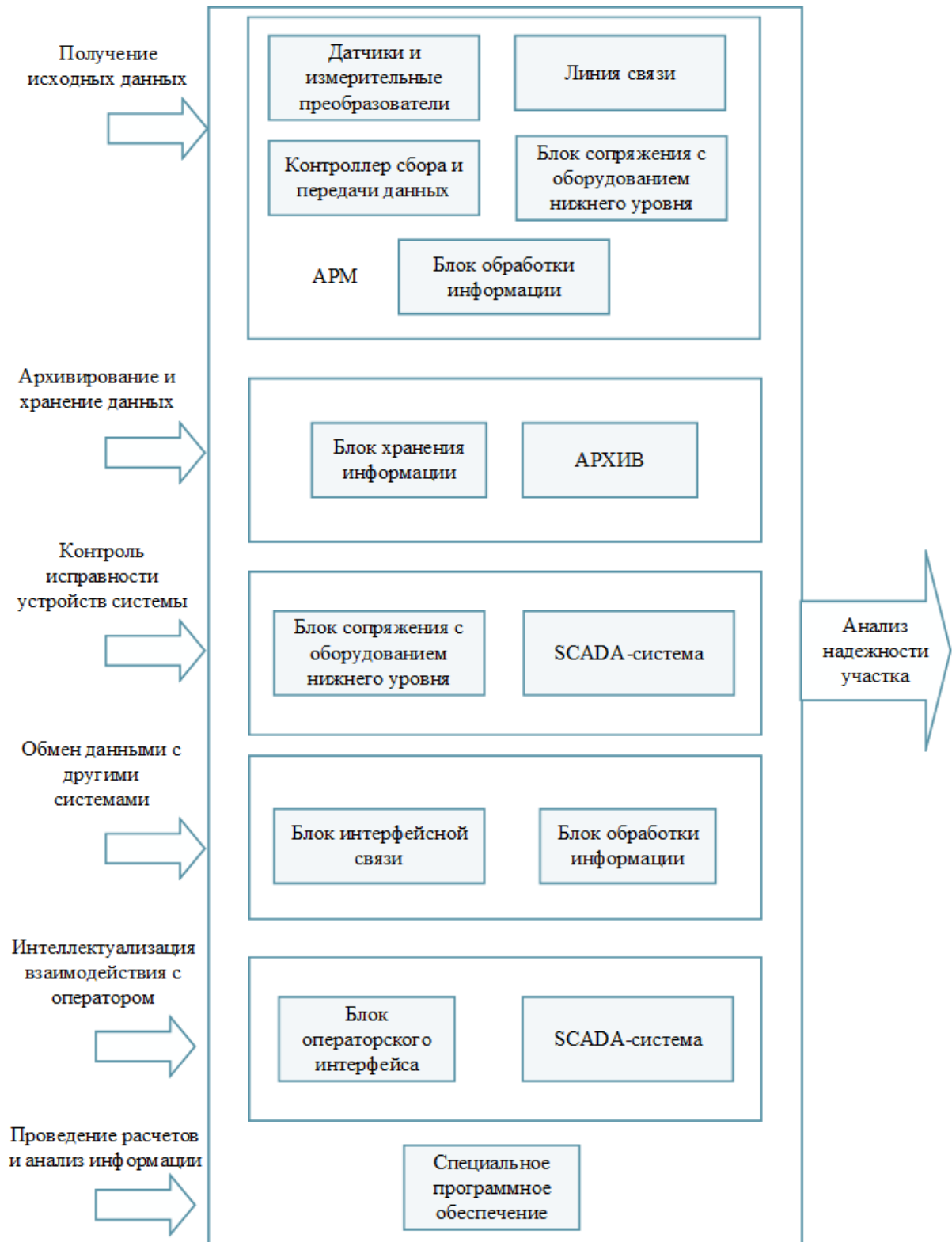


Рисунок 4.4 — Модель состава подсистемы мониторинга КРН

Для осуществления всех вышеперечисленных функций предлагается разнести систему по трем различным уровням.

Нижний уровень подсистемы состоит из измерительных приборов и различных датчиков и занимается лишь сбором данных о состоянии ЛЧМГ.

Поскольку измерительные преобразователи и вычислительная станция, находясь на значительном расстоянии друг от друга, то для организации эффективной связи между нижним и верхним уровнями системы необходимо ввести дополнительный уровень связи и передачи данных — **средний уровень** подсистемы мониторинга КРН.

Верхний уровень производит обработку и анализ полученной информации по разработанному в предыдущей главе алгоритму ранжирования участков МГ по склонности к КРН, а также осуществляет взаимодействие с оператором: представляет данные о ранге опасности участка, уровне риска КРН и методах предупреждения отказа ЛЧМГ.

Резюмируя вышесказанное, — предлагается организовать трехуровневую подсистема мониторинга КРН:

- уровень сбора данных о состоянии объекта или **нижний уровень** — датчики и измерительные преобразователи;
- уровень сбора и передачи данных от датчиков и измерительных преобразователей на более высший уровень подсистемы — **средний уровень**;
- уровень обработки, хранения и представления полученной информации и результатов расчетов — **верхний уровень**.

Использование в алгоритме ранжирования объемных математических вычислений (аппарата нечетких множеств, регрессионного анализа), а также необходимость сбора и обработки данных различного типа с удаленных устройств с использованием ЭВМ, обуславливает реализацию именно трехуровневой системы. Помимо этого, трехуровневая структура обеспечит возможность хранения архивных данных, отчетов мониторинга и анализа динамики технического состояния участка.

На рисунке 4.5 представлена первичная модель структуры подсистемы мониторинга.

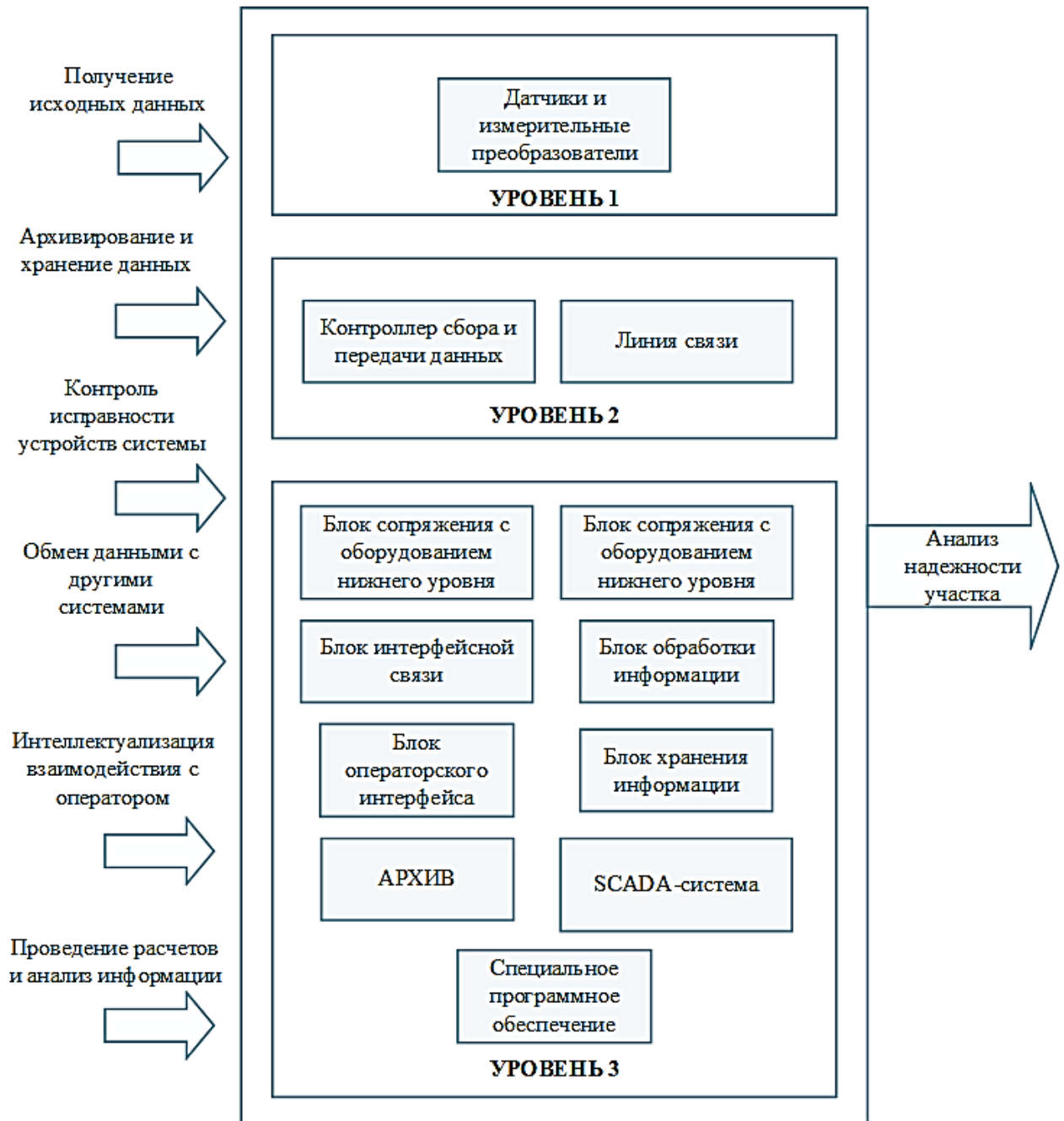


Рисунок 4.5 — Модель структуры подсистемы мониторинга КРН

Окончательная структурная схема подсистемы мониторинга представлена на рисунке 4.6.

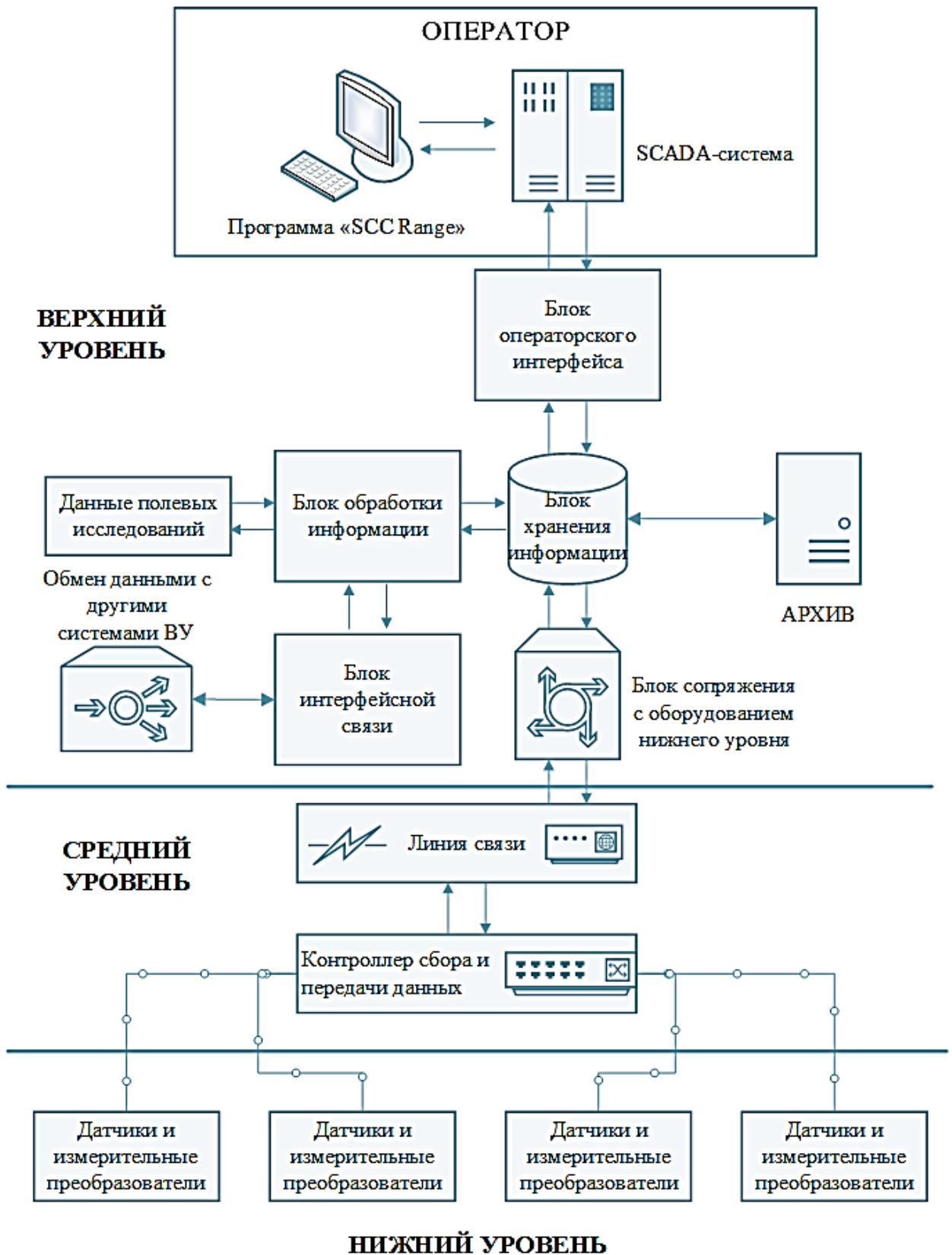


Рисунок 4.6 — Структурная схема подсистемы мониторинга КРН

Важнейшим компонентом АРМ является программа «SCC Range 1.0», созданная на основе математических моделей и алгоритма, разработанных в преды-

дущих главах. «SCC Range 1.0» способна проводить ранжирование участков МГ по склонности к КРН, давать рекомендации о дальнейшей эксплуатации МГ для снижения или устранения влияния критических факторов на процессы КРН, развивающиеся на ЛЧМГ, обеспечивая тем самым конструктивную надежность и экологическую безопасность эксплуатации газопровода.

4.4 Нижний уровень подсистемы мониторинга КРН

Задача **нижнего уровня** системы — это сбор информации о состоянии магистрального газопровода. Для этого он должен состоять из датчиков и измерительных преобразователей.

В таблице 4.3 приведены типы датчиков, требуемых для реализации алгоритма ранжирования, предложенного в предыдущей главе.

Таблица 4.3 — Типы датчиков, требуемых для получения исходных данных

Параметр алгоритма	Требуемые данные	Блок/датчик
Расчет напряжений — σ	Температура стенки МГ, °С	Датчик температуры
Расчет напряжений — σ	Рабочее давление, МПа	Преобразователь избыточного давления
Определение УГВ*	Влажность, %	Датчик влажности
Расчет напряжений — σ^*	Напряжение в металле, МПа	Струнный тензометрический датчик

Примечание:

* — опционально.

В таблице 4.3 представлены также датчики, установка которых носит опциональный (необязательный) характер — датчика влажности и струнного тензометрического датчика. В некоторых случаях бывает невозможно или трудоемко определить УГВ, поэтому для оценки воздействия грунтовой влаги может потребоваться установка датчика влажности. Установка тензометрического датчика позволит получать данные о напряжении в металле труб без проведения дополнительных расчетов, однако это не всегда возможно по технико-экономическим соображениям.

Целесообразным является группировка датчиков в блоки, находящиеся в непосредственной близости с устройствами катодной защиты (УКЗ).

Информация, поступающая от датчиков и установки катодной защиты должна быть точной и стабильной. Основное требование к способу передачи информации — удобство ее получения и дальнейшей обработки.

Рекомендуемые типы датчиков приведены в таблице 4.4.

Таблица 4.4 — Рекомендуемые типы датчиков

Датчик	Наименование	Производитель
Датчик температуры	Датчик температуры ПИМБ-900	ЗАО Научно-производственное объединение «ВНИИЭФ-Волгогаз», г. Саров [106]
Преобразователь избыточного давления	Датчик избыточного давления АИР-20/М2-МВ	ООО НПП «ЭЛЕМЕР», г. Москва [107]
Датчик влажности	Датчик влажности почвы 10HS	ООО «ЛабДепо», г. Санкт-Петербург [108]
Струнный тензометрический датчик	Струнный тензометрический датчик СПРУТ 11.01	ООО «СИТИС», г. Екатеринбург [109]

В качестве установки катодной защиты нижнего уровня подсистемы мониторинга КРН рекомендуется использовать устройство распределительной катодной защиты низковольтное типа УКЗН «Озерск» [110], с характеристиками, представленными в таблице 4.5.

Таблица 4.5 — Основные технические характеристики установки катодной защиты

Характеристика	Значение/описание
Номинальное напряжение питания	220 В, переменное
Вид изоляции	комбинированный
Степень защиты оболочки по ГОСТ 1454-96	IP43/IP31
Регулировка	автоматическая
Выходная мощность	5 кВт
Количество блоков катодной защиты	2
Габаритные размеры (длина, ширина, высота)	1944 x 1700 x 2347 мм
Масса	Не более 970 кг

На рисунке 4.7 представлена схема установки датчиков на магистральный газопровод.

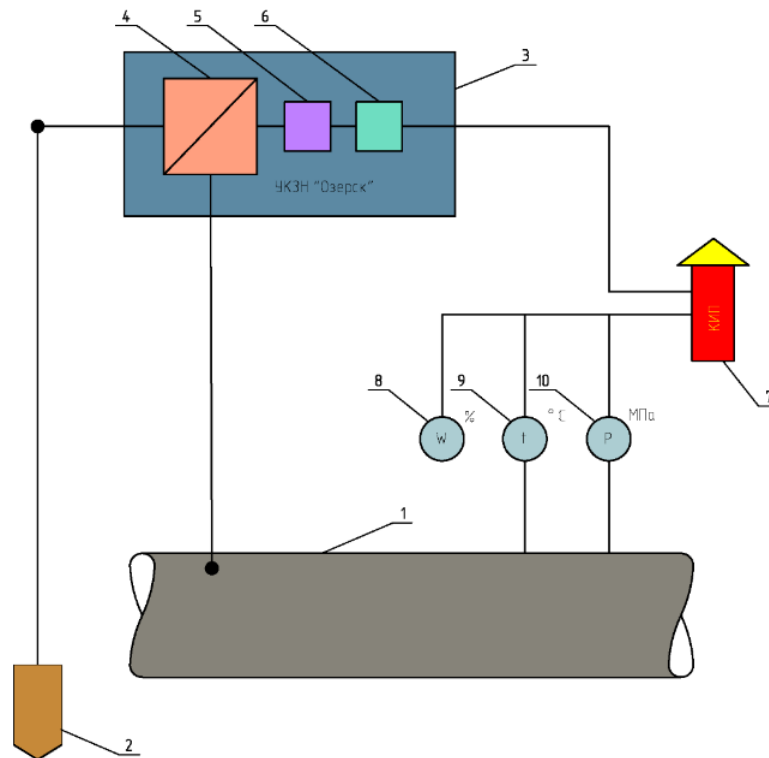


Рисунок 4.7 — Схема установки датчиков и измерительных преобразователей на линейную часть магистрального газопровода [111]:

1 —линейная часть магистрального газопровода; 2— анодный заземлитель; 3 — установка катодной защиты; 4 — преобразователь катодной защиты; 5 — программируемый блок регулирования параметров; 6— приемо-передающая станция связи; 7— контрольно-диагностический пункт; 8 — датчик влажности грунта;
9 — датчик температуры; 10 —датчик давления.

Установка требуемых датчиков не должна проводиться в труднодоступных районах (болота, реки, горные участки) в связи с физической невозможностью эксплуатации данного оборудования — в таких районах исходные данные необходимо получать полевыми измерениями.

4.5 Средний уровень подсистемы мониторинга КРН

Сигналы от всех датчиков и измерительных устройств, установленных на газопроводе, должны передаваться на верхний уровень системы, для этого необходимо наличие контроллера.

Средний уровень подсистемы мониторинга КРН осуществляет следующие функции: сбор данных, полученных оборудованием нижнего уровня; передача полученной информации на вышележащий уровень подсистемы; получение и обработка различных запросов и команд от вышележащего уровня; проверка надежности и исправности основного оборудования нижнего уровня и линии связи подсистемы; синхронизация системного времени.

Для выполнения всех этих функции система должна иметь в своем составе, помимо контроллера, также и линию связи — физическая среда, по которой осуществляется передача данных и соответствующее каналобразующее оборудование. Основное требование к линии связи — обеспечение качества сигнала, а также доступность реализации.

Для сбора информации с датчиков предлагается использовать программируемый логический контроллер (ПЛК) РС–363D, (производство фирмы «Контэл», г. Москва [112]) с характеристиками, представленными в таблице 4.6.

Таблица 4.6 — Основные технические характеристики контроллера РС–363D

Характеристика	Значение/описание
Дискретные входы 24В/10мА	20 шт,
Универсальные входы 24В/10мА / выходы 24В/100мА	4 шт,
Силовые выходы 220В/1А	16
Аналоговые входы 0-20мА	8
Размер корпуса	157x86x60 мм
Степень защиты	IP–20
Выходные интерфейсы	— RS232 / RS485
Потребляемая мощность, не более	35 Вт

Для обеспечения резервирования входов контроллера, либо с целью расширения подсистемы (установки и подключения дополнительных датчиков) возможно использование резерва входных сигналов более 10 % от общего количества необходимых каналов. Помимо этого, неиспользуемые для основных функций подсистемы мониторинга входы контроллеров используются для передачи аварийных сигналов от дополнительного оборудования (охранная и противопожарные системы, датчик задымления, датчик температуры и т. п.), а также для получения сигналов о работе и состоянии УКЗ.

В качестве каналобразующего оборудования для передачи собранных на контрольно-измерительном пункте данных предлагается использовать волоконно-оптическую линию связи (ВОЛС). Для этого необходимо с двух сторон линии связи установить оптические кроссы и конверторы RS232/422/485 — оптоволокно TCF-142-M (производство фирмы «Моха Technologies», Тайвань).

В зонах прокладки газопровода, охваченных зонами мобильной связи, предлагается использовать 3G/GPRS терминал TELEOFIS WRX968-R4U (V4.1) (производство фирмы TELEOFIS, г. Москва [113]). Основная задача терминала — обеспечить удаленный доступ к последовательному порту RS-232/RS-485 и обмен данными через 3G/GPRS сеть по TCP протоколу. Основным каналом передачи данных поддерживается в онлайн режиме, что позволит оператору своевременно реагировать на изменения, произошедшие в системе. Терминал имеет два способа резервирования канала связи: через CSD-соединение (входящий звонок), или с помощью второй SIM карты. Терминал, кроме основного канала передачи данных, также обеспечивает работу и второго, служебного канала, который используется для удаленной настройки по TCP, обновления прошивки и снятия логов работы устройства (режим TCP клиент). По умолчанию служебный канал настроен на работу с сервером TCP соединений M2M24.ru, благодаря которому можно управлять и настраивать удаленные устройства, без выделения им статических IP адресов.

4.6 Верхний уровень подсистемы мониторинга КРН

Верхний уровень подсистемы мониторинга КРН выполняется следующие функции: получение данных от среднего уровня, обработка информации (реализация алгоритма ранжирования), хранение и архивирование исходной информации и результатов расчетов, контроль исправности оборудования среднего уровня, обеспечение взаимодействия с оператором и обработка операторских запросов, представление результатов расчетов и рекомендаций для обеспечения надежности ЛЧГМ.

Автоматизированное рабочее место (АРМ) оператора — персональный компьютер с блоком бесперебойного питания и с установленным программным обеспечением для реализаций всех функций системы.

Предлагаемый состав АРМ оператора подсистемы мониторинга КРН:

- HP xw8000 Xeon 2.4GHz 512MB/36GB Dn Ultra320 SCSI No graphics DVD Windows 7–10;
- монитор — ACER S220HQLBBD;
- видеокарта — AMD Radeon R5 230;
- оперативная память (ОЗУ) — 8 ГБ.
- сетевой адаптер для передачи данных;
- устройства ввода данных, акустическая система;
- принтер — Xerox Phaser 3140;
- блок бесперебойного питания — ББП-20;
- операционная система — Windows Windows 7 и старше;
- SCADA-система;
- программное обеспечение для оценки надежности ЛЧМГ.

Взаимодействие оператора с подсистемой, проведение вычислений, анализ результатов происходят посредством программного обеспечения, состоящего из двух частей:

- SCADA-системы;

— прикладного (специализированного) программного обеспечения для определения уровня риска КРН и остаточного ресурса.

SCADA-система предназначена для обеспечения работы в реальном времени систем сбора, обработки, отображения и архивирования информации о газопроводе, а также контроль исправности оборудования системы, то есть, другими словами, SCADA система выполняет основные системные и интерфейсные функции [111].

В качестве SCADA системы предлагается использовать систему «TRACE MODE 6», которая в состоянии эффективно выполнять функции связи с оборудованием среднего и верхнего уровня, а также обеспечивать операторский интерфейс [115].

Немаловажным является и тот факт, что SCADA «TRACE MODE 6» хорошо взаимодействует с базами данных и другими приложениями, что позволит сделать разрабатываемую систему мониторинга более гибкой.

На рисунке 4.8 представлен внешний вид операторского интерфейса SCADA системы «TRACE MODE 6».

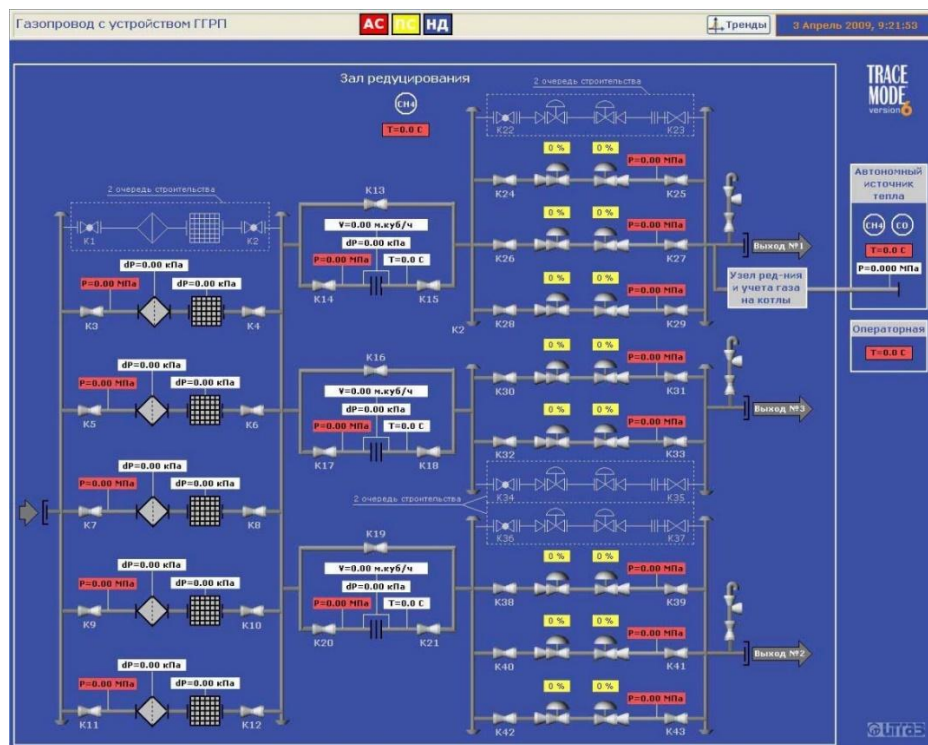


Рисунок 4.8 — Окно операторского интерфейса SCADA-системы

4.7 Специализированное программное обеспечение верхнего уровня

Разработка специального программного обеспечения «SCC Range 1.0» представляет собой реализацию алгоритма ранжирования участков МГ.

Программное обеспечение предназначено для реализации функций мониторинга и ранжирования участков МГ и разработано в программной среде Microsoft Visual Studio 2013 на программном языке C# [116].

При разработке программы «SCC Range 1.0» [117–119] учитывались все современные требования к алгоритмическому и программному обеспечению [120], требования удобства ввода и анализа данных оператором, а также возможность дальнейшего развития и интеграции с современными офисными программами семейства Microsoft Office 2007–2016.

Программное обеспечение «SCC Range 1.0» позволяет выводить на экран результаты расчетов (показатели надежности, ранг опасности участка, уровень риска КРН), и при необходимости, их распечатку. Также можно построить графики, показывающие динамику изменения технического состояния участка.

Структурная схема работы программного обеспечения «SCC Range 1.0» представлена на рисунке 4.9.

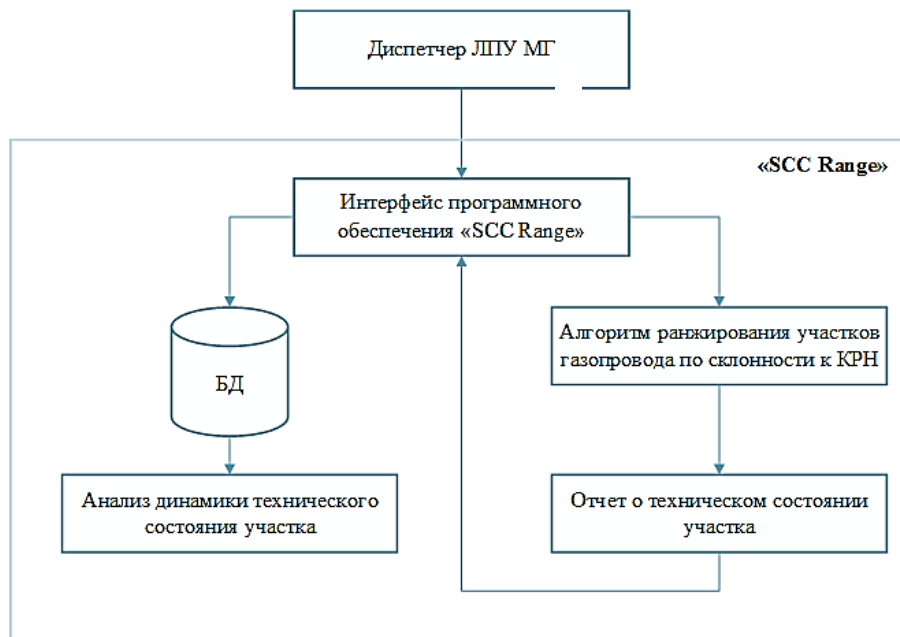


Рисунок 4.9 — Структурная схема программы «SCC Range»

В системе также предусмотрена возможность хранения истории проведенных расчетов за выбранный период.

Программа «SCC Range 1.0» предназначена для использования на операционных системах Microsoft Windows 7 и старше, а также совместима с Mac OS и Linux. Системные требования к аппаратному обеспечению ЭВМ — стандартные, не требующие использования большого объема ресурсов процессора и оперативной памяти, и позволяющие работать на ЭВМ со стандартной комплектацией (см. пункт 4.7 данной работы) с наличием одной из вышеназванных операционных систем.

Для обеспечения надежного хранения и архивирования данных, используемый в качестве сервера компьютер должен иметь резервные источники питания, вентиляторы, позволяющие обеспечить продолжение работы в случае аварийных сбоев и отключений подачи электропитания.

К подготовке пользователей программного обеспечения «SCC Range 1.0» какие-либо специфические требования, дополнительно к их профессиональным знаниям не предъявляются.

Пользовательский интерфейс разрабатываемой программы «SCC Range 1.0» учитывает требования адаптивности к изменению состава и структуры информационных массивов.

Далее рассмотрим разработанный интерфейс программного обеспечения «SCC Range 1.0» для ЛПУ МГ, который представлен на рисунке 4.10.

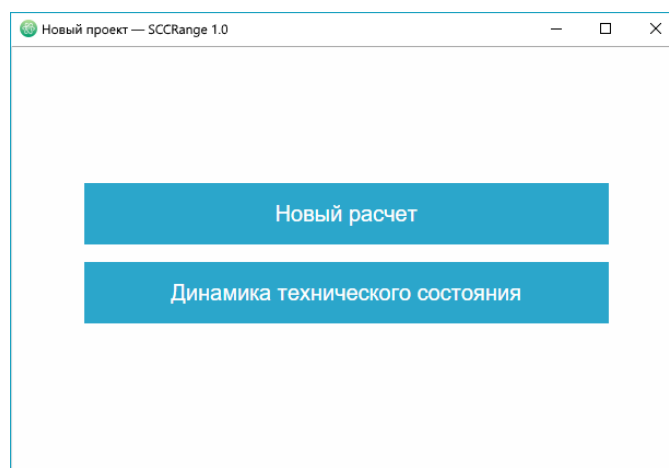


Рисунок 4.10 — Начальный экран программы «SCC Range 1.0»

Запуская программу, пользователь выбирает вид дальнейшей работы:

- новый расчет;
- анализ участка.

Если выбрать модуль «новый расчет», то открывается окно ввода начальных данных для расчета, представленное на рисунке 4.11.

The screenshot shows a window titled "Исходные данные" (Initial Data) with the following fields and controls:

- Характеристики участка**: Dropdown menu with "Измайловка-Петрово" selected and a "..." button.
- Расстояние от КС до начала участка**: Text input field with "9.6" and "км" unit.
- Рабочее давление**: Text input field with "7.4" and "МПа" unit, with a "..." button.
- Температура МГ**: Text input field with "-5" and "°C" unit, with a "..." button.
- Тип ПОУ**: Dropdown menu with "Поймы рек, края болот" selected.
- Протяженность ПОУ**: "..." button.
- Пересечение с УГВ**: "..." button.
- Интегральная величина сопротивления изоляции, $R_{из}$** : "Загрузить" button and "..." button.
- Величина защитного потенциала, φ** : "Загрузить" button and "..." button.
- pH**: Text input field with "4.8" and "ед" unit.
- Файл нечеткой модели**: "Загрузить" button.

At the bottom center, there is a large blue button labeled "Расчет" (Calculate).

Рисунок 4.11 — Окно ввода начальных данных

На первом этапе пользователю необходимо загрузить файл нечеткой модели *.fis*, который учитывается программой. Если модель не изменяется, то при дальнейшем использовании данный этап пропускается, поскольку загруженная модель остается в памяти программы.

После этого оператор заполняет поле «Характеристики участка» (см. рисунок 4.12). Оператор вносит название ветки, срок эксплуатации, а также диаметр газопровода, толщину стенки и марку стали. Причем после заполнения данных,

программа сохраняет их и при следующем запуске оператор может выбирать ветку из выпадающего списка.

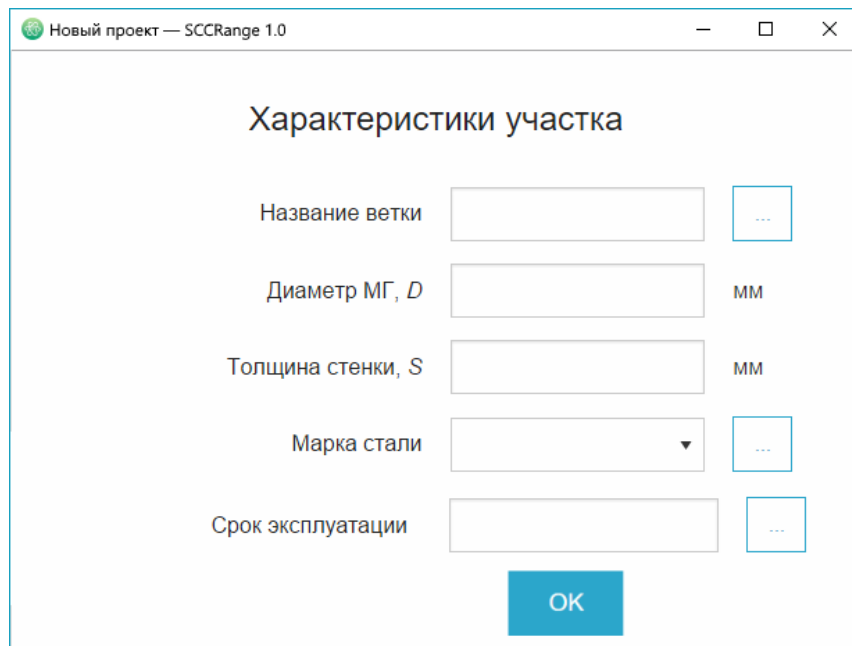


Рисунок 4.12 — Окно «Характеристики участка»

Далее оператор вносит данные о расстоянии от ближайшей КС до начала рассматриваемого участка.

Если программа «SCC Range 1.0» получает данные от SCADA-системы, то поля «Рабочее давление» и «Температура» заполняются автоматически, в противном случае — оператор вносит их вручную.

Далее оператор выбирает тип местности участка из выпадающего списка «Тип местности», сформированного в соответствии с пунктом 3.1 данной работы, а также указывает его протяженность (км).

После этого оператор вводит данные об уровне грунтовых вод на участке в поле «Пересечение с УГВ», если пересечение с телом трубы отсутствует — выставляется значение «0».

Данные об интегральном сопротивлении изоляции ($R_{из}$) и величине защитного потенциала (φ) загружаются из внешних файлов формата *.xls*. При отсутствии данных диагностики, либо неисправности файлов, данные можно ввести вручную (см, рисунок 4.13).

The image shows two side-by-side screenshots of a software application window titled 'Новый проект — SCCRange 1.0'. The left window is titled 'Интегральная величина сопротивления изоляции, $R_{из}$ ' and contains two columns of input fields. The first column is labeled 'км' and the second is labeled 'Ом * кв. м'. There are four rows of input fields in each column. A blue 'OK' button is located at the bottom center. The right window is titled 'Величина защитного потенциала, φ ' and also contains two columns of input fields. The first column is labeled 'км' and the second is labeled 'В'. There are four rows of input fields in each column. A blue 'OK' button is located at the bottom center.

Рисунок 4.13 — Окно ручного ввода данных об интегральной величине сопротивления изоляции и величине защитного потенциала

После заполнения всех данных, пользователю необходимо нажать по кнопке «Расчет». После чего программа рассчитывает ранг опасности участка, производит анализ показателей надежности и предоставляет отчет о техническом состоянии участка.

Форма отчета представлена на рисунке 4.14.

При нажатии на кнопку «Подробнее» пользователю предоставляются графики интегральной величины сопротивления изоляции, величины защитного потенциала и уровня риска КРН для участка (см. рисунок 4.15). Показываются опасные места, в которых рекомендуется провести обследование технического состояния в шурфах, а также определяется их протяженность.

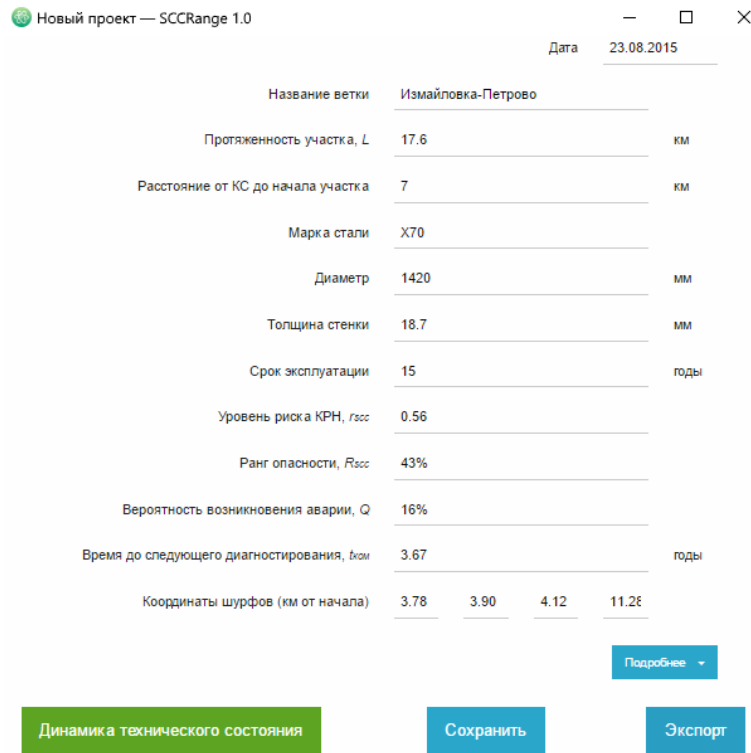


Рисунок 4.14 — Окно «Отчет о техническом состоянии участка»

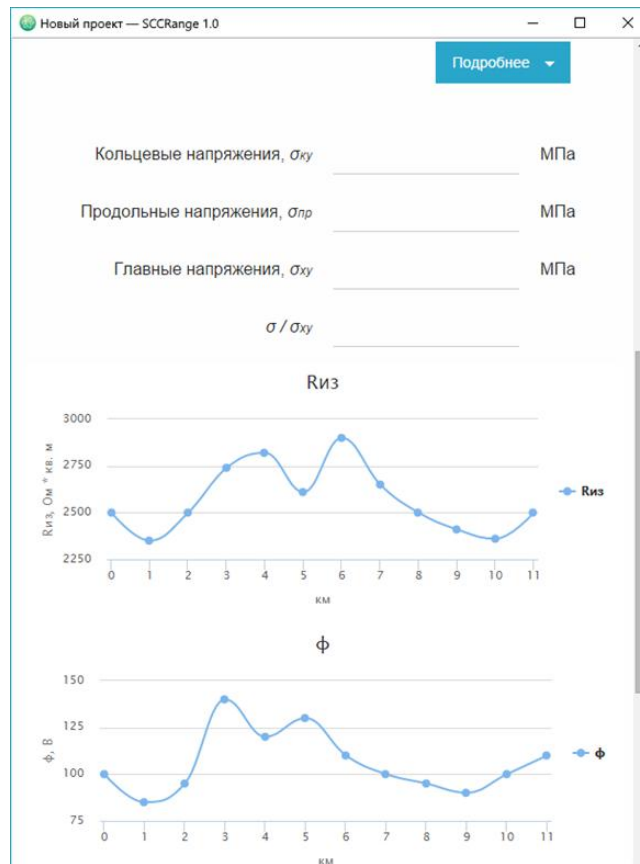


Рисунок 4.15 — Окно «Отчет о техническом состоянии участка» — подменю «Подробнее»

Оператор может просмотреть динамику изменения технического состояния нажав на кнопку «Динамика технического состояния». После нажатия этой кнопки оператору предоставляется возможность выбрать необходимые параметры, отображаемые в отчете (рисунок 4.16).

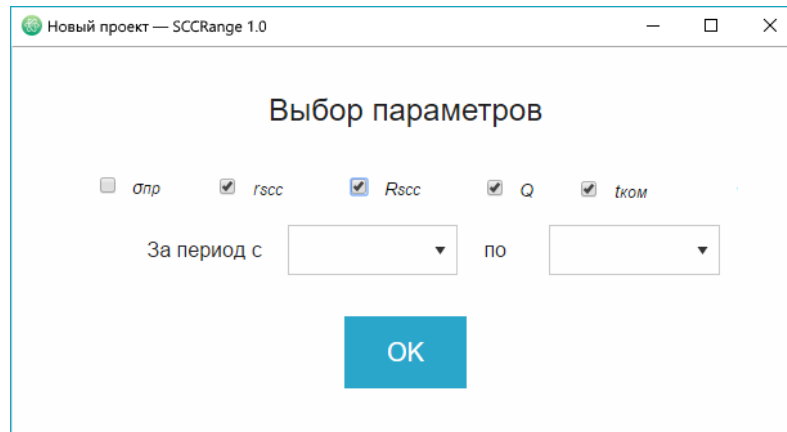


Рисунок 4.16 — Выбор параметров для анализа

На рисунке 4.17 представлено окно «Динамика технического состояния». Такое же окно выводится при выборе режима «Анализ участка» в начале работы программы.



Рисунок 4.17 — Окно «Динамика технического состояния»

Все результаты расчетов сохраняются в БД.

Алгоритм работы программы представлен на рисунке 4.18.

Программное обеспечение «SCC Range 1.0» [117, 118] предназначенное для проведения математических расчетов и реализации алгоритма ранжирования участков ЛЧМГ по склонности к КРН обеспечивает работу верхнего уровня подсистемы мониторинга КРН и поддерживает реализацию системой функций эффективного мониторинга и оценки надежности участков ЛЧМГ, подверженных КРН.

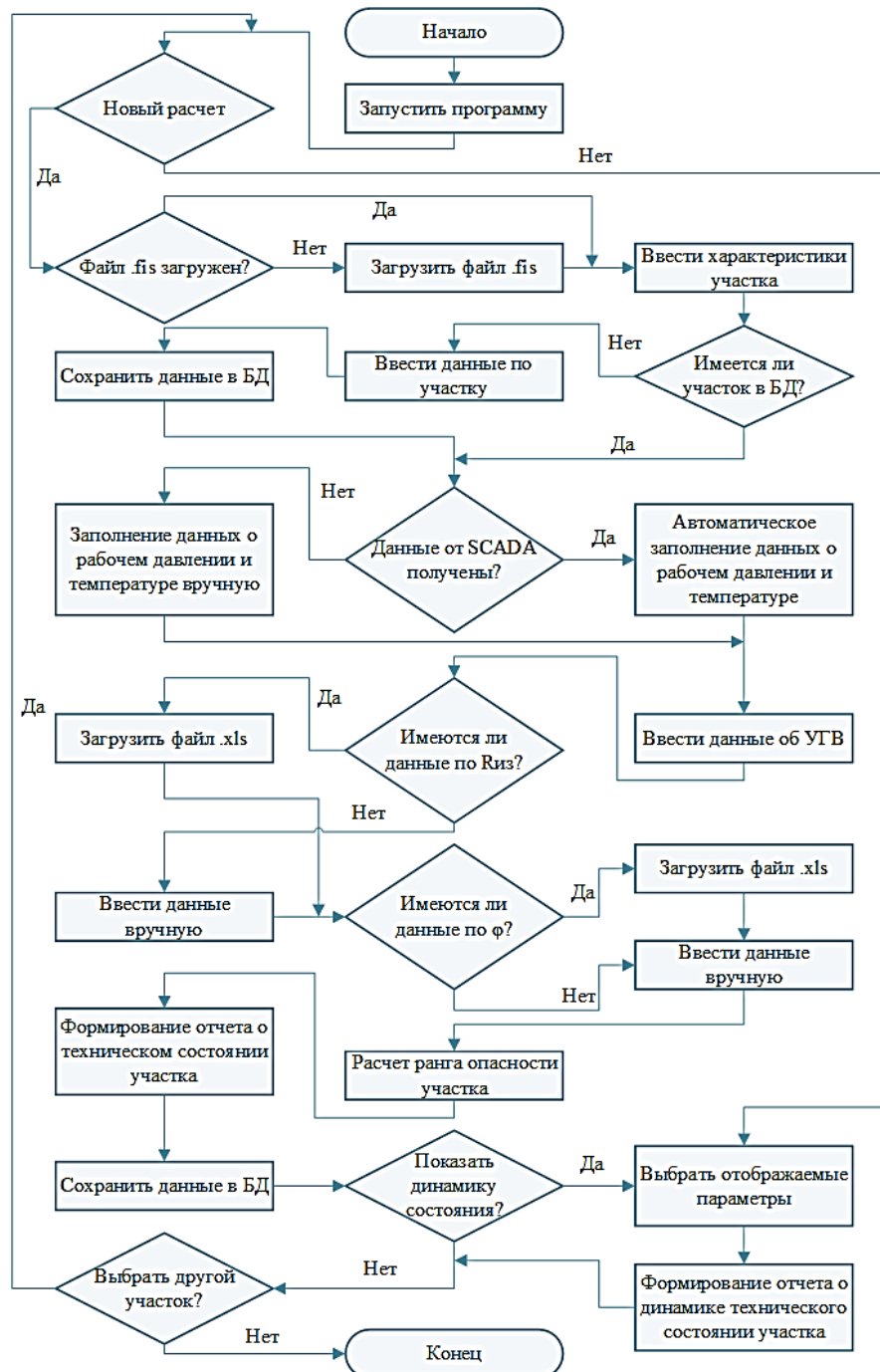


Рисунок 4.18 — Алгоритм работы программы «SCC Range 1.0»

Выводы по главе 4

1. Предложено место разрабатываемой подсистемы в иерархии автоматизированной системы диспетчерского управления единой системы газоснабжения — система должна быть ориентирована на уровень линейно-производственного управления и управления магистральных газопроводов.

2. Определен перечень необходимых исходных данных для оценки надежности ЛЧМГ и способы их получения: с первичных преобразователей, установленных на магистральном газопроводе; по данным полевых и лабораторных исследований; посредством анализа исполнительной и проектно-сметной документации на МГ.

3. Определены основные функции разрабатываемой подсистемы:

— получение исходных данных и определение уровня риска КРН участка МГ;

— расчет ранга опасности КРН участка, анализ надежности и выдача своевременных предупреждений оператору;

— хранение и архивирование исходных данных и результатов расчетов;

— контроль исправности оборудования подсистемы (проверка исправности цепей питания, проверка целостности измерительных преобразователей и линий связи);

— интеллектуализация взаимодействия с оператором (вход 5);

— обмен данными с другими системами (вход 6).

4. Разработана структурная схема подсистемы мониторинга КРН. Путем последовательного моделирования систем («черный ящик» — модель состава — модель структуры) обосновано применение конкретных функциональных блоков. Окончательными элементами структуры подсистемы мониторинга КРН являются:

— датчики и измерительные преобразователи;

— линия связи (каналообразующая аппаратура и физическая среда для передачи данных);

— автоматизированное рабочее место оператора, включая специализированное программное обеспечение.

5. Определена требуемая номенклатура датчиков и измерительных преобразователей, их основные характеристики, а также схема установки на магистральных газопроводах.

6. Определены основные элементы среднего уровня подсистемы мониторинга: контролер сбора и линии связи для передачи данных, а также их основные характеристики.

7. Предложен состав АРМ оператора верхнего уровня подсистемы мониторинга, а также характеристики требуемой SCADA-системы верхнего уровня.

8. Разработан алгоритм работы специального программного обеспечения подсистемы мониторинга КРН. Программа позволяет рассчитывать ранг опасности КРН, проводить анализ показателей надежности, отслеживать динамику технического состояния участка по выбранным параметрам, архивировать и хранить результаты отчетов.

9. Представлены основные экранные формы, разработанного программного обеспечения.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Выполнена научно-квалификационная работа, в которой изложены научно обоснованные технические решения и разработки в области мониторинга технического состояния магистральных газопроводов, обеспечивающие конструктивную надежность процесса транспортировки газа, внедрение которых вносит значительный вклад в развитие нефтегазовой отрасли страны.

Основные выводы:

1. Анализ существующего НМА позволяет сделать вывод о том, что большинство современных методик мониторинга не в состоянии эффективно бороться с явлением КРН. Переход от регламентного ремонтно-технического обслуживания линейной части магистральных газопроводов к эксплуатации, исходя из текущего технического состояния, требует развития новых методов диагностики состояния ЛЧМГ и разработки методик оценки надежности участков, подверженных КРН.

2. Разработана полезная математическая модель зависимости уровня риска КРН линейной части магистрального газопровода от величины рН значения грунта, величины защитного потенциала и величины механических напряжений, обладающая высоким качеством аппроксимации и прогностическими свойствами.

3. Установлено, что в рамках диапазона управляющих факторов, использованных в настоящем исследовании, максимальный уровень риска КРН соответствует: $pH = 2,67$; $\varphi = -3,5$ В; $\sigma = 0,9 \sigma_{0,2}$.

4. Разработан критерий оценки склонности участка МГ к КРН — *ранг опасности КРН* (R_{SCC}), представляющий собой двухфакторную нечеткую математическую модель, в качестве входных переменных в которой выступают: уровень риска КРН и срок эксплуатации МГ.

5. Разработан алгоритм ранжирования участков МГ по склонности к КРН, позволяющий определять длину потенциально опасных участков ЛЧМГ, и дана методика анализа надежности потенциально опасных участков, согласно которой

определяется время до проведения следующей экспертизы промышленной безопасности и вероятность отказа рассматриваемого участка.

6. Проведена количественная оценка повышения показателей надежности для применения внепланового диагностирования средствами ВТД и изменения параметров технологического процесса. Показано, что при своевременном применении мероприятий по повышению надежности можно добиться снижения вероятности аварий по причине КРН от 1,36 до 2,11 раза.

7. Проведена оценка экономического эффекта от внедрения предлагаемых решений. Показано, что для рассматриваемого примера экономический эффект составит 14743 тыс. руб., а срок окупаемости 4 года.

8. Разработана структурная схема подсистемы мониторинга КРН. Предлагается организовать трехуровневую подсистема мониторинга КРН: датчики и измерительные преобразователи; линия связи (каналообразующая аппаратура и физическая среда для передачи данных); автоматизированное рабочее место оператора, включая специализированное программное обеспечение.

9. Разработан алгоритм работы специального программного обеспечения подсистемы мониторинга КРН. Программа позволяет рассчитывать ранг опасности КРН, проводить анализ показателей надежности, отслеживать динамику технического состояния участка по выбранным параметрам, архивировать и хранить результаты отчетов.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

FIS — fuzzy inference system

SCC — stress-corrosion cracking

SCADA — Supervisory Control and Data Acquisition

АРМ — автоматизированное рабочее место

АСДУ — автоматизированная система диспетчерского управления

АСУ — автоматизированная система управления

ВТД — внутритрубная диагностика

ГРС — газораспределительная станция

ГТП — газотранспортное предприятие

ЕСГ — единая система газоснабжения

КИП — контрольно-измерительный пункт

КРН — коррозионное растрескивание под напряжением

КС — компрессорная станция

ЛПУ — линейно-производственное управление

ЛЧМГ — линейная часть магистрального газопровода

МНК — метод наименьших квадратов

НДС — напряженно-деформированное состояние

НМА — научно-методический аппарат

ПДС — производственно-диспетчерские службы

ПОУ — потенциально опасные участки

РД — руководящий документ

ССД — система сбора данных

СТО — стандарт организации

УМГ — управление магистральных газопроводов

ЦПДД — центральный производственно-диспетчерский департамент

ЭХЗ — электрохимическая защита

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. О федеральной целевой программе «Снижение рисков и смягчение последствий чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера в Российской Федерации до 2015 года»: Постановление Правительства Российской Федерации от 7 июля 2011 г. № 555 (ред. от 31 янв. 2012 г. № 68) // Собрание законодательства Российской Федерации. – 2011. – № 30 (Ч. 2). – ст. 4633; 2012. – № 6. – Ст. 697.
2. Трубопроводный транспорт: эксплуатация и ремонт / интервью с Харионовским В. В. // Газовая промышленность. – 2012. – №3. – С. 42–44.
3. Отчет о деятельности Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору в 2014 году. – М.: ЗАО НТЦ ПБ, 2015. – 442 с.
4. Отчет о деятельности Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору в 2015 году. – М.: ЗАО НТЦ ПБ, 2016. – 361 с.
5. Конакова, М. А. Коррозионное растрескивание под напряжением трубных сталей / М. А. Конакова, Ю. А. Теплинский. – СПб.: Инфо-да, 2004. – 358 с.
6. Бирилло, И. Н. Оценка прочностного ресурса газопроводных труб с коррозионными повреждениями. Под общей редакцией д.т.н., профессора И. Ю. Быкова. / И. Н. Бирилло и др. – М.: Центр ЛитНефтеГаз, 2008. – 168 с.
7. Официальный сайт Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору (Ростехнадзор) Российской Федерации. – Режим доступа: <http://www.gosnadzor.ru> .
8. Кутуков, С. Е. Комплексная система безопасности трубопроводов: Кто против? / С.Е. Кутуков // Oil & Gas Eurasia. – 2006. – №12. – С. 20–25.
9. Харионовский, О. В. Мониторинг объектов линейной части магистральных газопроводов / О. В. Харионовский // Территория Нефтегаз. – 2009. – №4. – С. 36–41.
10. Петров, Н. А. Перспективные задачи полевой диагностики, коррозионного прогноза и мониторинга магистральных газопроводов / Н. А. Петров и др. // Надежность и ресурс газопроводных конструкций. Сборник научных трудов. – М.: ВНИИГАЗ, 2003. – С. 231–235.

11. Колосова, А. Л. Разработка технической системы мониторинга скорости коррозии магистральных газопроводов / А. Л. Колосова / Энергосбережение и инновационные технологии в топливно-энергетическом комплексе: материалы региональной научно-практической конференции студентов, аспирантов, молодых ученых и специалистов. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2011. – С. 61–64.
12. Панкратов, В. С. АРМ диспетчера газотранспортного объединения / В. С. Панкратов, В. И. Никишин, А. С. Вербило. – М.: ВНИИЭ Газпром, 1990. – 32 с.
13. Панкратов, В. С. Развитие АСДУ ГТП на базе современных SCADA-систем: обзорн. информ. / В. С. Панкратов, С. А. Сарданашвили, С. А. Николаевская. – М., 2003. – 66 с.: ил.
14. Григорьев, Л. И. Проблема оценки надежности диспетчерского управления газотранспортными системами, современные проблемы надежности систем энергетики: модели, рыночные отношения, управление реконструкцией и развитием / Л. И. Григорьев, М. Р. Маринов; под ред. М. Г. Сухарева и др. – М.: ГУЛ Издательство «Нефть и газ» РГУ Нефти и газа им. И. М. Губкина, 2000. – 258 с.
15. Григорьев, Л. И. Информационно-аналитическая система оценки и мониторинга надежности АСДУ (АСУТП) / Л. И. Григорьев, И. А. Седых / Автоматический контроль и автоматизация производственных процессов: материалы международной научно-технической конференции. – Минск, 2009. – С. 249–251.
16. Сухарев, М. Г. Технологический расчет и обеспечение надежности газо и нефтепроводов / М. Г. Сухарев, А. М. Карасевич. – М.: ГУЛ Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2000. – 272 с.
17. СТО Газпром 2-3.5-454-2010 Правила эксплуатации магистральных газопроводов. – М., 2010. – 174 с.
18. Абаев, З. К. Система мониторинга коррозионного растрескивания под напряжением магистральных газопроводов / З. К. Абаев // Известия Кабардино-Балкарского государственного университета. – 2015. – Том 4. – №4. – С. 68–73.
19. Зверев, Г. Я. Оценка надежности изделия в процессе эксплуатации. Изд. 2-е / Г. Я. Зверев. – М.: ЛЕНАНД, 2010. – 96 с.

20. СП 36.13330.2012 Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85*. – Введ. 2013-07-01. – М.: Госстрой, ФАУ «ФЦС», 2012. – IV. – 93 с.
21. Официальный сайт ПАО «Газпром». – Режим доступа: <http://www.gazprom.ru>.
22. Кугрышева, Л. И. Факторы обеспечения надежности и безопасности трубопроводов / Л. И. Кугрышева, С. А. Стахов // Сборник научных трудов СевКав-ГТУ. Серия «Естественнонаучная». – 2008. – №4. – С. 71–78.
23. Варламов, Д. П. Мониторинг дефектности и прогноз состояния магистральных газопроводов России / Д. П. Варламов и др. – Екатеринбург: Уральский центр академического обслуживания, 2012. – 250 с.
24. Газпром в цифрах 2008–2012 гг.: справочник. – М.: ОАО «Газпром», 2012. – 76 с.
25. Гареев, А. Г. Прогнозирование долговечности магистральных трубопроводов, эксплуатирующихся в условиях коррозионно-механических воздействий: дис. ... д-ра техн. наук: 05.15.13, 15.17.14 / Гареев Алексей Габдуллович. – Уфа, 1998. – 284 с.
26. Сергеева, Т. К. Состояние проблемы стресс-коррозии в странах СНГ и за рубежом / Т. К. Сергеева и др. – М.: ИРЦ Газпром, 1997. – 99 с.
27. Отт, К. Ф. Стресс-коррозия на газопроводах / К. Ф. Отт. – Югорск: ООО «Тюменьтрансгаз», 2002. – 184 с.
28. Коррозия. Справ. изд. Под ред. Л. Л. Шрайера. Пер. с англ. – М.: Metallurgia. 1981. – 632 с.
29. Чучкалов, М. В. Особенности проявления поперечного коррозионного растрескивания под напряжением / М. В. Чучкалов, Р. М. Аскарлов // Газовая промышленность. – 2014. – № 3 (703). – С. 37–39.
30. РД 51-4.2-003-97 Методические рекомендации по расчетам конструктивной надежности магистральных газопроводов. – М.: ИРЦ «Газпром», 1997. – 126 с.
31. ГОСТ 27.301-95 Надежность в технике. Расчет надежности. Основные положения. Введ. 01.01.1997 г. – М.: Издательство стандартов, 1997. – 19 с.

32. Надежность технических систем: Справочник / Ю. К. Беляев и др.; под ред. И. А. Ушакова. – М.: Радио и связь, 1985. – 608 с.
33. Надежность в машиностроении: Справочник / Под ред. В. В. Шашкина, Г. П. Карзова. – СПб.: Политехника, 1992. – 719 с.
34. СТО Газпром 2-3.5-045-2006 Порядок продления срока безопасной эксплуатации линейной части магистральных газопроводов ОАО «Газпром». – Введен 26.12.2005. – Дата актуализации 17.06.2011. – М.: ИРЦ Газпром, 2005. – 91 с.
35. Салюков, В. В. Диагностика и ремонт магистральных газопроводов / В. В. Салюков. – М., 2007. – 352 с.
36. СТО Газпром 2-2.3-253-2009 Методика оценки технического состояния и целостности газопроводов. – Введ. 2009-09-30. – М.: ООО «Газпром экспо», 2009. – V. – 73 с.
37. Салюков, В. В. Анализ аварийности газопроводов ОАО «Газпром» по причине КРН / В. В. Салюков // Опыт эксплуатации и технической диагностики магистральных газопроводов с дефектами КРН. – М.: ИРЦ Газпром, 2002. – ч. 1. – С. 3–17.
38. Басиев, К. Д. Оценка циклической трещиностойкости сталей и сварных соединений магистральных нефтегазопроводов / К. Д. Басиев, М. Ю. Кодзаев, В. А. Гулуев / Научно-технические проблемы прогнозирования надежности и долговечности конструкций и методы их решения: материалы IV Международной конференции. – Санкт-Петербург, 2001. – С.37–48.
39. Басиев, К. Д. Метод оценки степени неравномерности распределения микропластических деформаций по поверхности металла с течением времени / К. Д. Басиев, М. Ю. Кодзаев / Устойчивое развитие горных территорий: проблемы и перспективы интеграции науки и образования: материалы V-ой Международной конференции (21–23 сентября 2004 г.). – Владикавказ, 2004. – С.45–55.
40. Пат. 2343438 Рос. Федерация: МПК G 01 M 3/00. Автоматический беспилотный комплекс диагностики протяженных объектов, оснащенных собственной информационной системой / Аникин В. А., Шибанов Ю. В.; заявитель и патентообладатель ООО «Камов». – № 200712544/28; заявл. 08.06.2007; опубл. 10.01.2009.

41. Перминов, В. Б. Модернизация распределенной системы управления линейной части магистрального газопровода / В. Б. Перминов и др. // Современные технологии автоматизации. – 2003. – №4. – С. 30–36.

42. Пат. 2325583 Рос. Федерация: МПК F 16 L 58/00. Способ выявления участков газопроводов, подверженных коррозионному растрескиванию под напряжением / Цхадая Н. Д., Кузьбожев А. С., Агиней Р. В., Селуянова Е. Г.; заявитель и патентообладатель Государственное образовательное учреждение высшего профессионального образования Ухтинский государственный технический университет. – № 2006108593/06; заявл. 21.03.2006; опубл. 21.03.2006.

43. Пат. 2184177 Рос. Федерация: МПК С 23 F 13/02, С 23 F 15/00. Способ защиты подземных газопроводов высокого давления от коррозионного растрескивания / Кузнецов А. М., Зенцов В. Н., Теребилов Ю. В., Кузнецов М. В., Рахманкулов Д. Л., Жданов М.А.; заявитель и патентообладатель Уфимский государственный нефтяной технический университет. – № 2000112732/02; заявл. 22.05.2000; опубл. 27.06.2002.

44. Пат. 2193718 Рос. Федерация: МПК F 16 L 58/00. Способ выявления участков газопроводов, подверженных коррозионному растрескиванию под напряжением / Асадуллин М. З., Амниев Ф. М., Аскарров Р. М., Усманов Р. Р., Теребилов Ю. В., Аверин Н. М., Исмагилов И. Г., Файзуллин С. М.; заявитель и патентообладатель ООО «Баштрансгаз» ОАО «Газпром». – № 2001103058/06; заявл. 02.02.2011; опубл. 27.11.2002.

45. Пат. 2277669 Рос. Федерация: МПК F 16 L 58/00. Способ выявления участков газопроводов, подверженных коррозионному растрескиванию под напряжением / Волков А. А., Теплинский Ю. А., Конакова М. А., Мамаев Н. И., Бурдинский Э. В.; заявитель и патентообладатель ООО «ВНИИГАЗ». – № 2004128732/06; заявл. 29.09.2004; опубл. 10.06.2006.

46. Пат. 2147098 Рос. Федерация: МПК F 16 L 58/00, G 01 N 27/00. Способ выявления участков магистральных трубопроводов, предрасположенных к коррозионному растрескиванию под напряжением (стресс-коррозии) / Лисин В. Н., Пужайло А. Ф., Спиридович Е. А., Щеголев И. Л., Лисин И. В., Шайхутдинов А. З.; заявитель и патен-

тообладатель ОАО «Газпром» ДО АО «Гипрогазцентр». – № 99111247/06; заявл. 03.06.1999; опубл. 27.03.2000.

47. Пат. 2262634 Рос. Федерация: МІЖ F 16 L 58/00. Способ выявления участков трубопроводов, подверженных коррозионному растрескиванию под напряжением / Королев Ю. А., Нестеров В. А., Смирнов А. А., Алфеев Н. В., Тычкин И. А.; заявитель и патентообладатель ООО «ПАРСЕК». – № 20044107421/06; заявл. 15.03.2004; опубл. 20.10.2005.

48. Нефёдов, С. В. Модель прогнозирования коррозионной поврежденности магистральных газопроводов и метод прогнозирования роста протяженности коррозионно-опасных участков газопроводов / С. В. Нефёдов, А. Ю. Прокопенко // Вести газовой науки: Управление техническим состоянием и целостностью газопроводов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2014. – № 1 (17). – С. 22–28

49. Сызранцев, В. Н. Расчет прочностной надежности изделий на основе методов непараметрической статистики / В. Н. Сызранцев, Я. П. Невелев, С. Л. Голофаст. – Новосибирск: Наука, 2008. – 218 с.

50. Деменков, Н. П. Нечеткие системы экологического мониторинга и управления / Н. П. Деменков, В. А. Матвеев // Промышленные АСУ и контроллеры. – 2004. – №1. – С. 29–33.

51. Фазылова, М. В. Алгоритм обучения нейронных сетей для задач диагностики состояния оборудования нефтегазовой отрасли / М. В. Фазылова // Нефтегазовое дело. – 2007. – №1. – 7 с.

52. Алтунин, А. Е. Модели и алгоритмы принятия решений в нечетких условиях: Монография / А. Е. Алтунин, М. В. Семухин. – Тюмень: Издательство Тюменского государственного университета, 2000. – 352 с.

53. Круглов, В. В. Нечёткая логика и искусственные нейронные сети / В. В. Круглов, М. И. Дли, Р. Ю. Голунов. – М.: Физматлит, 2001. – 221 с.

54. Дьяконов, А. П. MATLAB. Математические пакеты расширения. Специальный справочник / А. П. Дьяконов, В. В. Круглов. – СПб.: Питер, 2001. – 480 с.

55. Карпенко, Г. В. Влияние среды на прочность и долговечность металлов / Г. В. Карпенко. – Киев: Наукова думка, 1976. – 128 с.
56. Сергеева, Т. К. Стресс-коррозионное разрушение магистральных газопроводов России / Т. К. Сергеева // Безопасность трубопроводов. – 1995. – №4. – С.139–159.
57. Климов, П. В. О механизме стресс-коррозии трубопроводов / П. В. Климов, А. Г. Гумеров, А. К. Гумеров / Энергоэффективность. Проблемы и решения: материалы научн.-практ. конф. (20–23 окт. 2009). – Уфа, 2009. – С. 147–148.
58. Oriani, R. A. A mechanical theory of hydrogen embrittlement of steels / R. A. Oriani // Berichte der Bunsen Gesellschaft fur phisikalische chemie. – 1972. – В. 76. – № 8 – Р. 848–847.
59. Лихтман, В. И. Физико-химическая механика материалов / В. И. Лихтман, Е. Д. Щукин, П. А. Ребиндер. – М.: Изд. АН СССР, 1962. – 302 с.
60. Troiano, A. R. The role of hydrogen and other interstitials in the mechanical behavior of metals / A. R. Troiano // Trans. Amer. Soc. for Metals. – 1960. – V. L II. – P. 54–80.
61. Мак Лиин Д. Границы зерен в металлах / Д. Мак Лиин. Пер. с англ. – М.: Металлургиздат, 1960. – 332 с.
62. Гуляев, А. П. Металловедение / А. П. Гуляев. – М.: Metallurgiya, 1977. – 646 с.
63. Савченков, Э. А. Критерии динамической и статической водородной хрупкости стали при электрохимических процессах / Э. А. Савченков // Деп. ВИНТИ. – 1984. – № 6778. – 24 с.
64. Новик, Ф. С. Оптимизация процессов технологии металлов методами планирования экспериментов / Ф. С. Новик, Я. Б. Арсов. – М.: Машиностроение; София: Техника, 1980. – 304 с.
65. Кремер, Н. Ш. Теория вероятностей и математическая статистика: учебник для студентов взов, обучающихся по экономическим специальностям / Н. Ш. Кремер. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: ЮНИТИ-ДАНА, 2010. – 551 с.

66. Красс, М. С. Математические методы и модели для магистрантов экономики: Учебное пособие / М. С. Красс, Б. П. Чупрынов. – СПб.: Питер, 2006. – 496 с.
67. Ткаченко, В. Н. Электрохимическая защита трубопроводных сетей: Учебное пособие / В. Н. Ткаченко. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Стройиздат, 2004. – 320 с.
68. Кодзаев, М. Ю. Повышение экологической безопасности при эксплуатации магистральных нефтегазопроводов: дис. ... канд. техн. наук: 25.00.36 / Кодзаев Марат Юрьевич. – Владикавказ, 2006. – 170 с.
69. Гареев, А. Г., Повышение безопасности эксплуатации газонефтепроводов в условиях коррозионно-механических воздействий / А. Г. Гареев и др. – СПб.: Недра, 2012. – 220 с.
70. Влияние примесей в электролите (на примере олова, германия и сурьмы) на выход тока цинка / В. М. Алкацев, М. И. Алкацев, В. А. Линьков, И. В. Дарчиев // Изв. вузов. Цвет металлургия. – 2014. – № 3. – С. 20–24.
71. Абаев, З. К. Исследование процесса ползучести образцов из стали X–70 в условиях ускоренной химической коррозии / З. К. Абаев // Известия ВУЗ. Северо-Кавказский регион. Технические науки. – 2016. – №2. – С. 90–96.
72. Абаев, З.К. О влиянии потенциальной энергии сжатого газа на стресс–коррозионное разрушение магистральных газопроводов / З. К. Абаев, Х. Р. Сугаров // Инновационное развитие современной науки: материалы междунар. науч.-практ. конф. (31 января 2014). – Уфа: Башкирский государственный университет, 2014. – С. 3–6.
73. Зорин, Н. Е. Экспериментальная оценка работоспособности труб магистральных газопроводов при циклическом нагружении: дис. ... канд. техн. наук: 25.00.19 / Василенко Анто Федорович. – М., 2010. – 149 с.
74. Зайцев, А. И. Исследование причин и механизмов коррозионно-механического разрушения сталей магистральных газопроводов / А. И. Зайцев и др. // Проблемы черной металлургии и материаловедения. – 2013. – № 3. – С. 65–74.
75. Болдин, М. С. Исследование процесса зарождения трещин коррозионного растрескивания под напряжением в малоуглеродистых низколегированных сталях /

М. С. Болдин и др. // Вестник нижегородского университета им. Н. И. Лобачевского. – 2010. – №5-2. – С. 186–189.

76. Новак, В. Математические принципы нечёткой логики [пер. с англ.] / В. Новак, И. Перфильева, И. Мочкрож. – М.: Физматлит, 2006. – 352 с.

77. Абаев, З. К. Методика определения уровня риска коррозионного растрескивания под напряжением / З. К. Абаев / Современные проблемы механики, энергоэффективность сооружений и ресурсосберегающие технологии: материалы научной школы-семинара молодых ученых и студентов с международным участием (15–17 сентября 2015). – Москва: Российский университет дружбы народов, 2015. – С. 154–160.

78. Рутковская, Д. Нейронные сети, генетические алгоритмы и нечеткие системы. / Рутковская Д., Пилиньский М., Рутковский Л. Пер. с польского И. Д. Рудинского. – М.: Горячая линия – Телеком, 2004. – 452 с.

79. Заде, Л. Понятие лингвистической переменной и его применение к принятию приближенных решений / Л. Заде. – М.: Мир, 1976. – 166 с.

80. Колосова, А. Л. Нечеткое моделирование коррозионных процессов магистральных газопроводов в среде MathLab / А. Л. Колосова, О. Н. Кузяков // Вестник Тюменского Государственного университета. – 2011. – №7. – С. 150–154.

81. Круглов, В. В. Гибридные нейронные сети / В. В. Круглов, В. В. Борисов. – Смоленск: Русич, 2001. – 224 с.

82. Абаев, З. К. Методика определения уровня риска коррозионного растрескивания под напряжением / З. К. Абаев / Современные проблемы механики, энергоэффективность сооружений и ресурсосберегающие технологии: материалы научной школы-семинара молодых ученых и студентов с международным участием (15–17 сентября 2015). – Москва: Российский университет дружбы народов, 2015. – С. 154–160.

83. РД 12-411-01 Инструкция по диагностированию технического состояния подземных стальных газопроводов. – М., 2002. – 75 с.

84. Пужайло, А. Ф. Анализ данных о состоянии участка магистрального газопровода с целью выявления факторов, влияющих на возникновение и развитие стресс-коррозионных дефектов / А. Ф. Пужайло, Е. А. Спиридович // Журнал нефтегазового строительства. – 2013. – № 3. – С. 36–39.

85. Кодзаев, М. Ю. Влияние качества изоляционного покрытия на коррозионный мониторинг магистральных нефтегазопроводов / М. Ю. Кодзаев, З. К. Абаев, Т. М. Дзуцев // Технические науки: теоретический и практический взгляд: материалы междунар. науч.-практ. конф. (8 августа 2015). – Уфа: Аэтерна, 2015. – С. 9–14.

86. СТО Газпром 2-2.3-095-2007 Методические указания по диагностическому обследованию линейной части магистральных газопроводов. – Введен 28.08.2007. – М.: ИРЦ Газпром, 2007. – 91 с.

87. ГОСТ Р 51164-98 Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии. Введ. 01.07.1997 г. № 144 – М.: Издательство стандартов, 1998. – 52 с.

88. ГОСТ 26423–85 Почвы. Методы определения удельной электрической проводимости, рН и плотного остатка водной вытяжки. – М.: Стандартинформ, 2011. – 8 с.

89. Низамов, Х. Н. Защита магистральных трубопроводов нефти и нефтепродуктов от колебаний давления / Х. Н. Низамов // Монтажные и специальные работы в строительстве. – 2001. – №8–9. – С. 29–32.

90. СТО Газпром 2-3.5-252-2008 Методика продления срока безопасной эксплуатации магистральных газопроводов ОАО «Газпром». Введ. 2009-04-15. – М., 2010. – 174 с.

91. Спиридович, Е. А. Повышение надежности магистральных газопроводов в условиях коррозионного растрескивания под напряжением: дис. ... д-ра техн. наук: 25.00.19 / Спиридович Евгений Апполинарьевич. – М., 2014. – 422 с.

92. Климов, П. В. Исследование и разработка методов торможения стресс-коррозии на магистральных газопроводах: дис. ... д-ра техн. наук: 25.00.19 / Климов Павел Викторович. – Уфа., 2012. – 422 с.

93. Соловей, В. О. Оценка работоспособности газопроводов, подверженных коррозионному растрескиванию под напряжением: дис. ... канд. техн. наук: 25.00.19 / Соловей Валерий Олегович. – М.: ООО «Газпром ВНИИГАЗ», 2010. – 201 с.
94. Теплинский, Ю. А. Альбом аварийных разрушений на объектах ЛЧ МГ ООО «Севергазпром»: Альбом / Ю. А. Теплинский и др. – Ухта: Севернипигаз, 2006. – 345 с.
95. Теплинский, Ю. А. Коррозионное растрескивание под напряжением трубных сталей: Атлас / Ю. А. Теплинский, М. А. Конакова. – Ухта: Севернипигаз, 2004. – 374 с.
96. Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов (вторая редакция). – Утв. Минэкономки РФ, Минфином РФ, Госстроем РФ 21.06.1999 N ВК 477. – М., 2004. – 59 с.
97. Есиев, Т. С. Разработка системы мониторинга стойкости к коррозионному растрескиванию под напряжением магистрального газопровода в горных территориях / Т. С. Есиев, З. К. Абаев // Устойчивое развитие горных территорий. – 2015. – №3 (25). – С. 71–76.
98. Абаев, З. К. О принципах построения системы коррозионного мониторинга магистральных газопроводов / З. К. Абаев / Экономика, проектный менеджмент, образование, юриспруденция, экология, медицина, социология, философия, филология, психология, техника, математика: состояние и перспективы развития: материалы междунар. заоч. науч.-практ. конф. (4–5 июля 2013). – СПб., 2013. – 10 с.
99. Ерехинский, Б. А. Сопровождение программы диагностического обследования объектов добычи газа в информационной системе «Инфотех» / Б.А. Ерехинский и др. // Газовая промышленность. – 2014. – №12. – С.91–94.
100. Барский, Л. А. Системный анализ в обогащении полезных ископаемых / Л. А. Барский, В. З. Козин. – М.: Недра, 1978. – 486 с.
101. Тарасенко, Ф. П. Прикладной системный анализ: учебное пособие / Ф. П. Тарасенко. – М.: КРОНУС, 2010. – 224 с.

102. Качала, В. В. Основы теорий систем и системного анализа: Учебное пособие для вузов. 2-е изд., испр. / В. В. Качала. – М.: Горячая линия–Телеком, 2014. – 210 с.

103. Перегудов, Ф. И. Введение в системный анализ: Учебное пособие для вузов / Ф. И. Перегудов, Ф. П. Тарасенко. – М.: Высшая школа, 1989. – 367 с.

104. Антонов, А. В. Системный анализ: Учебное пособие для вузов. 2-е изд., стер. / А. В. Антонов. – М.: Высшая школа, 2006. – 454 с.

105. Василенко, А.Ф. Анализ, управление и обработка информации в системах катодной защиты газопроводов: дис. ... канд. техн. наук: 05.13.01 / Василенко Антов Федорович. – Краснодар, 2011. – 146 с.

106. Официальный сайт ООО «Энергогазприбор». – Режим доступа: <http://www.vvgnn.com/>.

107. Официальный сайт ООО НПП «ЭЛЕМЕР». – Режим доступа: <http://www.elemer.ru/>.

108. Официальный сайт ООО «ЛабДепо». – Режим доступа: <http://www.labdepot.ru/>.

109. Официальный сайт ООО «СИТИС». – Режим доступа: <http://sitis.ru/>.

110. Официальный сайт ООО «Озерский завод энергоустановок» (ОЗЭУ). – Режим доступа: <http://www.ozeu.ru/catalog/ehz/ukzn.shtml>.

111. Колосова, А. Л. Усовершенствованная система мониторинга скорости коррозии и прогноза технического состояния магистральных газопроводов / А. Л. Колосова // Вестник кибернетики. – 2012. – №11. – С. 64–70.

112. Официальный сайт ООО «ПКФ «Контэл». – Режим доступа: <http://www.kontelvolga.ru/>.

113. Официальный сайт ОАО «Телеофис». – Режим доступа: <http://www.teleofis.ru/>.

114. Corrosion Monitoring and Simulation Using SCADA // Pipeline & Gaz Journal. – 2008. – №3. – С 24–28.

115. Официальный сайт разработчика SCADA-системы TRACE MODE 6. – Режим доступа: <http://www.adastra.ru/products/dev/>.
116. Johnson B. Professional Visual Studio 2013. – Wrox., 2014. – 1014 p.
117. Свидетельство № 2015616136 Российская Федерация. Программа «SCCplus 1.0»: свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ / З. К. Абаев, С. Г. Кануков; заявители и правообладатели З. К. Абаев, С. Г. Кануков – № 2015612874; заявл. 09.04.2015; зарегистр. 01.06.2015. – 1 с.
118. Свидетельство № 2016663508 Российская Федерация. Программа «SCC Range 1.0»: свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ / З. К. Абаев; заявитель и правообладатель З. К. Абаев, – № 2016660764; заявл. 14.10.2016; зарегистр. 09.12.2016. – 1 с.
119. Абаев, З. К. Разработка программного обеспечения системы мониторинга коррозионного растрескивания под напряжением / З. К. Абаев, Б. А. Бачиев // Вестник Дагестанского технического университета. – 2016. – №1 (40). – С. 38–45.
120. Wiegers K. Software Requirements (3rd Edition) (Developer Best Practices) / Karl Wiegers, Joy Beatty. – Microsoft Press, 2013. – 672 p.

**Приложение А. Свидетельство о государственной регистрации программы
для ЭВМ № 2015616136**

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



СВИДЕТЕЛЬСТВО

о государственной регистрации программы для ЭВМ

№ 2015616136

SCCplus 1.0

Правообладатели: *Абаев Заурбек Камболатович (RU), Кануков Сергей Георгиевич (RU)*

Авторы: *Абаев Заурбек Камболатович (RU),
Кануков Сергей Георгиевич (RU)*

Заявка № **2015612874**

Дата поступления **09 апреля 2015 г.**

Дата государственной регистрации

в Реестре программ для ЭВМ **01 июня 2015 г.**



Врио руководителя Федеральной службы
по интеллектуальной собственности

Л.Л. Курий

**Приложение Б. Свидетельство о государственной регистрации программы
для ЭВМ № 2016663508**

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



СВИДЕТЕЛЬСТВО

о государственной регистрации программы для ЭВМ

№ 2016663508

SCC Range 1.0

Правообладатель: *Абаев Заурбек Камболатович (RU)*

Автор: *Абаев Заурбек Камболатович (RU)*

Заявка № **2016660764**

Дата поступления **14 октября 2016 г.**

Дата государственной регистрации

в Реестре программ для ЭВМ **09 декабря 2016 г.**

Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности

Г.П. Исиев Г.П. Исиев



**Приложение В. Акт о внедрении результатов диссертационной работы в
Моздокском ЛПУ МГ (филиал ОАО «Газпром трансгаз Ставрополь»)**

УТВЕРЖДАЮ

Главный инженер «Моздокского ЛПУ МГ»
(филиал ОАО «Газпром трансгаз Ставрополь»)

И.М. Бородаев



2015 г.

АКТ

о внедрении результатов исследований

Абаева Заурбека Камболатовича

Комиссия в составе:

Председатель: гл. инженер «Моздокского ЛПУ МГ» И.М. Бородаев.

Члены комиссии: начальник СЗотК — С.Г. Минчиев;

инженер СЗотК — А.М. Чернов;

мастер СЗотК — А.В. Ганюшкин.

Составили настоящий акт о том, что результаты работы Абаева Заурбека Камболатовича, связанной с разработкой системы мониторинга коррозионного растрескивания под напряжением (КРН) и ранжирования участков линейной части магистрального газопровода по степени риска КРН, и представленной на соискание ученой степени кандидата технических наук, внедрены на предприятии «Моздокское ЛПУ МГ» (филиал ОАО «Газпром трансгаз Ставрополь») (г. Моздок) в виде прикладной программы «SCC Range».

Результаты использования данной программы коррелировали с результатами проведениям планово-диагностических мероприятий, позволяя с большой точностью выявлять участки газопровода, склонные к КРН.

Также было отмечено снижение трудоемкости диспетчерского контроля за счет простоты использования продукта и рекомендаций о категории работоспособности МГ.

Председатель:

Члены комиссии:

И.М. Бородаев.

С.Г. Минчиев;

А.М. Чернов;

А.В. Ганюшкин.

**Приложение Г. Акт о внедрении результатов диссертационной работы в
ООО «Газпром газораспределение Владикавказ»**


ТВЕРЖДАЮ
 «Газпром газораспределение Владикавказ»
 Главный инженер ООО «Газпром газораспределение Владикавказ»
 И.М. Хетагуров
 «15» ноября 2016 г.

АКТ

внедрения использования результатов исследований Абаева З.К.

Мы, нижеподписавшиеся, представители ООО «Газпром газораспределение Владикавказ» начальник службы ЭХЗ Дзукаев Г.В., с одной стороны, и Северо-Кавказского горно-металлургического института (государственного технологического университета) «СКГМИ (ГТУ)» аспирант кафедры «СМ и СМ» Абаев З.К., с другой стороны, составили настоящий акт в том, что основные результаты диссертационной работы З.К. Абаева, содержащиеся в представленной технической документации, а именно: математическая модель зависимости уровня риска КРН линейной части магистрального газопровода от величины рН значения грунта, величины защитного потенциала и величины механических напряжений; алгоритм ранжирования участков газопровода по склонности к КРН; структурная схема подсистемы мониторинга КРН, организованную на трех уровнях аппаратно-программной реализации (датчики и измерительные приборы — контроллер и линия связи — вычислительные и операционные элементы), приняты для внедрения и использования в процессе технического диагностирования газопроводов.

Результаты работы Абаева З.К. могут быть интегрированы в существующие системы обеспечения надежности газопроводов; предложенная структурная схема подсистемы мониторинга и алгоритм ранжирования могут быть использованы не только для защиты от КРН, но и общей коррозии металла, помимо этого предложенные результаты могут использоваться при разработке прикладного математического обеспечения для АСУ транспорта газа.

Внедрение результатов работы Абаева З.К. позволило повысить точность, снизить затраты труда и время оценки технического состояния газопроводов.

От ООО «Газпром газораспределение

Владикавказ»

Начальник службы ЭХЗ

Дзукаев Г.В. Дзукаев

«15» ноября 2016 г.

От «СКГМИ (ГТУ)»

аспирант кафедры «СМ и СМ»

З.К. Абаев З.К. Абаев

«15» ноября 2016 г.