

На правах рукописи



АЛЕКСАНДРОВ ЮРИЙ ВИКТОРОВИЧ

**РАЗРАБОТКА МЕТОДОЛОГИИ ЭФФЕКТИВНОГО
ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ РАЗРУШЕНИЯ ДЛИТЕЛЬНО
ЭКСПЛУАТИРУЕМЫХ ГАЗОПРОВОДНЫХ СИСТЕМ,
ПОДВЕРЖЕННЫХ СТРЕСС-КОРРОЗИИ**

Специальность 25.00.19 – Строительство и эксплуатация
нефтегазопроводов, баз и хранилищ

АВТОРЕФЕРАТ
диссертации на соискание ученой степени
доктора технических наук

Ухта - 2013

Работа выполнена в федеральном государственном бюджетном образовательном учреждении высшего профессионального образования «Ухтинский государственный технический университет» на кафедре «Проектирование и эксплуатация магистральных газонефтепроводов и газонефтехранилищ»

Научный консультант: доктор технических наук, профессор **Агиней Руслан Викторович**, заместитель генерального директора по науке ОАО «Гипрогазцентр», г. Нижний Новгород

Официальные оппоненты: доктор технических наук, профессор **Земенков Юрий Дмитриевич**, заведующий кафедрой «Транспорт углеводородных ресурсов» Тюменского государственного нефтегазового университета, г. Тюмень

доктор технических наук, профессор **Кучерявый Василий Иванович**, профессор кафедры «Сопротивление материалов и детали машин» Ухтинского государственного технического университета, г. Ухта

доктор геолого-минералогических наук, профессор **Крапивский Евгений Исаакович**, профессор кафедры «Транспорт и хранение нефти и газа» Национального минерально-сырьевого университета «Горный», г. Санкт-Петербург

Ведущая организация: ООО «Научно-исследовательский институт природных газов и газовых технологий «Газпром ВНИИГАЗ», г. Москва

Защита состоится «13» декабря 2013 г. в 10⁰⁰ ч на заседании диссертационного совета Д 212.291.02 при Ухтинском государственном техническом университете по адресу: 169300, Республика Коми, г. Ухта, ул. Первомайская, 13.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке Ухтинского государственного технического университета.

Автореферат разослан «06» ноября 2013 г.

Ученый секретарь
диссертационного совета,
кандидат технических наук



М. М. Бердник

Общая характеристика работы

Актуальность темы. Газотранспортная система (далее – ГТС) России является крупнейшей в мире по объему оказываемых товаротранспортных услуг. Надежность поставок газа потребителям в первую очередь зависит от работоспособности магистральных трубопроводов газа, большинство из которых эксплуатируется более 20 лет. Основные угрозы целостности магистрального трубопроводного транспорта являются следствием интенсивного развития коррозионных и, главным образом, стресс-коррозионных процессов на внешней поверхности труб, происходящих в грунтовых условиях.

Начиная с 1995 г. по настоящее время наблюдается тенденция увеличения доли аварий на магистральных газопроводах (МГ) по причине стресс-коррозии - коррозионного растрескивания под напряжением (КРН) с 20 до 60 %. Несмотря на то, что благодаря современным методам внутритрубного диагностирования (ВТД) и ремонту трубопроводов абсолютное количество аварий снижается, стресс-коррозия остается доминирующей причиной, снижающей надежность трубопроводных систем. Это обусловлено ограниченной разрешающей способностью внутритрубных снарядов, позволяющей определять наличие трещин с начальной глубиной не менее 15% от номинальной толщины стенки трубы, а также тем, что к пропуску снарядов ВТД не подготовлены около половины всех эксплуатируемых МГ.

Следовательно, развитие методов предупреждения аварий по КРН в условиях сложно прогнозируемого роста трещин заключается, прежде всего, в выявлении очагов их зарождения и не допущения развития трещин на закритическую глубину более 40-50%, которая приводит к аварийным ситуациям, на основе методов комплексного диагностирования, мониторинга и прогнозирования стресс-коррозионного состояния протяженных участков МГ при длительных сроках эксплуатации.

При восстановлении поврежденного КРН газопровода радикальным методом является вырезка дефектных участков с заменой их на новые трубы. Однако с увеличением объемов ремонта этот метод в ряде случаев становится неприемлемым в связи с ограниченностью материальных, финансовых, трудовых ресурсов, а также сроков проведения ремонтных работ. В мировой практике ремонта газопроводов широкое развитие получили ремонтные технологии, не требующие вырезки дефектных участков, а в ряде случаев и остановки транспортировки газа, например, методы, основанные на применении полноохватных муфтовых конструкций. Однако экспериментально-расчетное обоснование повышения несущей способности и прочностного ресурса отремонтированных муфтами газопроводов с дефектами КРН, включая стендовые испытания не проводились.

Задача снижения вероятности развития стресс-коррозии решается не только методами диагностирования и ремонта труб, но и превентивными методами, сдерживающими образование и рост дефектов КРН. К ним относят методы оценки и снижения напряженного состояния стенок труб, как одного из основных факторов стресс-коррозии, а также повышение эффективности

противокоррозионной защиты газопроводов применительно к КРН. В настоящее время технологии неразрушающего контроля напряженно-деформированного состояния (НДС) газопроводов и повышения эффективности действующей системы электрохимической защиты, адаптированные к длительно эксплуатируемым трубопроводам в достаточной степени не разработаны.

Таким образом, разработка технологий диагностирования, ремонта и эффективного противодействия интенсивному развитию стресс-коррозионных процессов на трубах МГ является в настоящее время актуальной ведомственной и государственной задачей, а с учетом увеличения сроков эксплуатации объектов ГТС, данная задача будет актуальна также и в будущем.

При написании диссертации автор основывался на научно-техническом и практическом опыте, отраженном в теоретических и методологических трудах известных отечественных и зарубежных ученых и специалистов по диагностированию, ремонту МГ и исследованию проблемы КРН, среди которых: Ажогин Ф.Ф., Асадуллин М.З., Васильев Г.Г., Велиюлин И.И., Волгина Н.И., Гареев А.Г., Галиуллин З.Т., Глазов Н.П., Э.С. Горкунов, Есиев Т.С., Иванцов О.М., Игнатенко В.Э., Ильюшин А.А., Ключев В.В., Кантор М.М., Камаева С.С., Карпов С.В., Конакова М.А., Кузьбожев А.С., Лисин В.Н., Маршаков А.И., Махутов Н.А., Мейер М., Митрошин С.С., Мирошниченко Б.И., Михайловский Ю.Н., Михеев М.Н., Мужижский В.Ф., Отт К.Ф., Петров Н.А., Притула В.В., Розенфельд И.Л., Сагарадзе В.В., Сергеева Т.К., Сметанин Ф.Е., Стеклов О.И., Теплинский Ю.А., Филиппов Г.А., Харионовский В.В., Шапиро В.Д., Шарыгин В.М., Яковлев А.Я., Sutcliffe I.V., Duquette D.J., Veachem C.D., Baker T.R., Kifner D., Kelti P., Parkins R.N., O.Beirne I., Delanty V. и многие другие.

Связь темы диссертации с плановыми исследованиями.

Результаты диссертации использованы при реализации научно-исследовательских работ в области противокоррозионной защиты газопроводов ОАО «Газпром» и ООО «Газпром трансгаз Ухта» за период 2000-2012 гг.

Цель работы. Разработка, научное обоснование, опытная апробация и внедрение комплекса методов диагностирования, ремонта и предупреждения развития дефектов стресс-коррозии на длительно эксплуатируемых газопроводах.

Основные задачи исследования. Для достижения поставленной цели в работе решались следующие задачи:

1. Исследовать факторы, инициирующие КРН на основе данных аварийных разрушений по причине стресс-коррозии на примере ООО «Газпром трансгаз Ухта», включая:

- анализ особенностей развития КРН по признакам расстояния до нагнетающей компрессорной станции (КС), времени года в момент аварии, физико-химических свойств грунта, положения и стабильности уровня грунтовых вод, потенциала поляризации МГ, типам и маркам трубных сталей;

- анализ влияния напряженного состояния стенок МГ на инициирование КРН;

- исследование характерных для КРН повреждений антикоррозионных покрытий и особенностей их образования.

2. Разработать, научно обосновать и внедрить методы комплексного диагностирования, мониторинга и прогнозирования МГ, подверженных КРН, включая:

- систему идентификации и классификации влияющих факторов при аварийных разрушениях по причине КРН;

- методики и критерии оценки состояния металла труб комплексом неразрушающих методов, а также ранжирования грунтов по трассе газопроводов по степени их влияния на процессы КРН;

- методику имитационного воспроизведения трещин, подобных КРН и номенклатуру стандартных образцов с заданными размерами имитаторов КРН, методику их контрольных оценок при изготовлении.

3. Разработать и провести расчетно-экспериментальную апробацию эффективных методов ремонта дефектов КРН с помощью стальных обжимных муфт, включая:

- расчетный анализ коэффициентов концентрации напряжений в трещиноподобных дефектах;

- методы расчета прочностного ресурса труб с трещиноподобными дефектами, в том числе защищенными муфтами, при циклическом воздействии нагрузки;

- определение эффективности ремонта труб муфтами по результатам полигонных, стендовых и лабораторных испытаний.

4. Разработать метод неразрушающего контроля плосконапряженного состояния стенок газопроводных труб, включая:

- критерии оценки плосконапряженного состояния трубопроводов, обусловленного внутренним давлением среды по коэрцитивной силе металла на основе результатов лабораторных испытаний полых цилиндрических образцов.

- алгоритм и программу для ЭВМ, позволяющие оценить напряженное состояние действующих газопроводов по магнитным параметрам металла, измеряемым по окружности газопровода.

5. Научно обосновать принципы повышения эффективности катодной защиты газопроводов, подверженных КРН, включая сопоставление и статистический анализ результатов внутритрубной диагностики, интенсивных и периодических электрометрических измерений на участке газопровода, предрасположенном к стресс-коррозии, для выбора оптимального диапазона катодной поляризации металла газопроводов.

6. Разработать и внедрить комплекс технологических решений по эффективному контролю и управлению защитным потенциалом трубопровода для снижения вероятности развития КРН, включая:

- программно-аппаратный комплекс контроля и управления работой средств противокоррозионной защиты АРМ ЭХЗ;

- усовершенствованную методику расчета переходного сопротивления защитного покрытия и назначения участков газопровода к ремонту изоляции;

- технологию восстановления глубинных анодных заземлений без вскрытия грунта.

Научная новизна:

1) Предложены и обоснованы критерии накопленной поврежденности металла труб, подверженного КРН на основе статистического анализа многократных определений твердости и анизотропии коэрцитивной силы, позволяющие установить наличие и уровень ухудшения свойств металла труб, способствующих развитию КРН.

2) Получено выражение для расчета остаточного ресурса труб с трещинами, отремонтированных обжимными муфтами, при воздействии циклической нагрузки. Установлено, что при равных значениях толщины стенки муфты и трубы (δ), стальная обжимная неприварная муфта повышает остаточный ресурс трубы в 14,3 раза при начальной относительной глубине дефекта $0,4 \cdot \delta$.

3) Доказан единый характер зависимости коэрцитивной силы, измеренной в направлении деформирования, от величины деформации трубчатых образцов стали 17Г1С, независящий от вида их нагружения. В упругой области нагружения трубчатых образцов экспериментально определено, что при измерении коэрцитивной силы (H_c) в направлении деформирования величина H_c возрастает при отрицательной относительной деформации и убывает при положительной. Установлен порог растягивающих напряжений, составляющий для стали 17Г1С порядка $0,5\sigma_{0,2}$, выше чувствительность коэрцитиметрического метода снижается.

4) Установлено, что плотность дефектов, образовавшихся на участке газопровода КРН, зависит от потенциала в точке дренажа действующей станции защиты. Сопоставлением результатов электроизмерений и данных внутритрубной диагностики обоснованы статистически значимые интервалы катодной поляризации с различной условной вероятностью образования дефектов КРН, включая оптимальные интервалы потенциала трубопровода в точках дренажа катодных станций.

5) Разработана методология применения рекогносцировочных, диагностических, ремонтных и превентивных методов эффективного предупреждения разрушения МГ, подверженных КРН.

Методы исследований. В работе использованы аналитические и экспериментальные методы исследования образцов металла с трещинами КРН и эффективности ремонтных конструкций и противокоррозионной защиты металла трубопроводов на лабораторных, стендовых и натуральных объектах. При выполнении экспериментальных работ применялись методы планирования научных исследований, методы статистической обработки информации.

Основные защищаемые положения диссертации:

- классификация факторов, инициирующих стресс-коррозию по уровню влияния, степени контроля и возможности управления и вывод о том, что катодная поляризация является единственным мультипликативным фактором, имеющим возможность практического контроля, управления и регулирования;

- разработанные методы комплексного диагностирования, мониторинга и прогнозирования стресс-коррозионного состояния газопроводов, подверженных КРН, позволяют обосновать перечень участков для проведения первоочередного ремонта, реконструкции или диагностики с целью предупреждения их разрушения;

- методика воспроизведения трещин КРН на образцах-имитаторах для использования в ультразвуковой и вихретоковой дефектоскопии, позволяет обеспечить подобие реальным дефектам КРН по их конфигурации, геометрическим размерам и физическим свойствам берегов трещин;

- результаты расчетно-экспериментальной оценки работоспособности стальных муфт для ремонта газопроводов с трещинами КРН, включая новые конструкции муфт, подтверждают эффективность ремонта трещиноподобных дефектов глубиной до 50% от толщины стенки.

- разработанный неразрушающий метод контроля плоского напряженного состояния стенок трубопроводов, позволяет с погрешностью не более 10-30% (в зависимости от уровня напряжений) оценивать НДС в МГ и назначать мероприятия для его снижения и предупреждения КРН.

- критерии катодной защиты газопроводов, предрасположенных к стресс-коррозии, установление которых на участках газопровода позволит снизить вероятность образования дефектов стресс-коррозии;

- разработанный алгоритм применения рекогносцировочных, диагностических, ремонтных и превентивных методов, реализация которого на длительно эксплуатируемых МГ, подверженных КРН позволяет эффективно предупреждать их разрушение.

Практическая ценность и реализация результатов работы.

Результаты исследований вошли составной частью в следующие нормативные документы:

1. Временная инструкция на ремонт дефектов труб и сварных соединений действующих магистральных газопроводов и конденсаторов ООО «Севергазпром» стальными сварными муфтами - Ухта: ООО «Севергазпром» - 2006 – 86 с.

2. СТП 60.30.21-00159025-21-003-2009. Стандарт организации «Газпром трансгаз Ухта». Методика по определению состояния изоляции протяженных участков газопроводов методом интегральной оценки для назначения под переизоляцию - Ухта: ООО «Газпром трансгаз Ухта» - 2009 -53 с.

3. СТП 60.30.21-00159025-21-004-2009. Стандарт организации «Газпром трансгаз Ухта». Методические рекомендации по выводу в капитальный ремонт (реконструкцию) средств электрохимзащиты, включая установки катодной, протекторной и дренажной защиты, анодные заземлители - Ухта: ООО «Газпром трансгаз Ухта» - 2009 - 70 с.

4. Стандарт организации «Газпром трансгаз Ухта» Ремонт дефектных участков газоконденсаторов диаметром 530-1420 мм стальными сварными муфтами - Ухта: ООО «Газпром трансгаз Ухта» - 2011 - 40 с.

5. СТО 74.30.9-00159025-007-2011. Технологии поддержания и восстановления исходной работоспособности глубинных анодных заземлений средств электрохимзащиты при эксплуатации магистральных газопроводов -

Ухта: ООО «Газпром трансгаз Ухта» - 2011 - 39 с.

6. Р Газпром 2-2.3-421-2010 Руководство по организации системы мониторинга стресс-коррозионных процессов на трассах действующих и проектируемых магистральных газопроводов – М.: ООО «Газпром экспо» - 2010 - 33 с.

7. Р Газпром 2-2.3-419-2010 Инструкция по обследованию и определению стресс-коррозионного (технического) состояния технологических перемычек и участков магистральных газопроводов между охранными кранами – М.: ООО «Газпром экспо» - 2010 - 30 с.

8. Р Газпром 2-2.3-420-2010 Методические указания по отработке и аттестации средств и методов диагностики характерных дефектов газопроводов – М.: ООО «Газпром экспо» - 2010 - 27 с.

9. СТО Газпром 2-2.3-522-2010 Инструкция по ремонту дефектных участков технологических трубопроводов газа компрессорных станций сварными стальными и стеклопластиковыми муфтами с резьбовой затяжкой – М.: ООО «Газпром экспо» - 2010 - 56 с.

По материалам работы получены восемь патентов РФ, что характеризует новизну и промышленную применимость полученных результатов.

Разработанные стандарты внедрены при проведении диагностирования МГ Пунга-Ухта-Грязовец, Ухта-Торжок, Пунга-Вуктыл-Ухта общества «Газпром трансгаз Ухта». В результате установлены участки трубопроводов, требующие проведения комплексного ремонта, включая отбраковку и замену поврежденных КРН труб.

По результатам промышленного внедрения работ по диагностированию газопроводов общества «Газпром трансгаз Ухта» в 2003-2008 гг. получен экономический эффект около 30 млн. руб., обусловленный снижением материальных затрат на диагностирование поврежденных КРН участков газопроводов за счет применения оптимизированной технологии диагностирования, позволяющей сократить объемы шурфования и выбраковки труб.

Метод оценки напряженного состояния стенок труб внедрен на трубопроводах Мышкинского и Шекснинского Управлений МГ ООО «Газпром трансгаз Ухта» в 2010-2011 гг. Установлены участки трубопроводов, характеризующиеся повышенным уровнем напряжений и требующие проведения плановых ремонтных мероприятий. Экономическая эффективность - более 19 млн. руб.

Расчетный экономический эффект, от внедрения технологий ремонта муфтами труб, поврежденных КРН, в количестве 100 шт. составляет 12,9 млн. руб. в год, а за десятилетний период - 90 млн. рублей с учетом дисконтирования денежных потоков.

Разработан и внедрен в ООО «Газпром трансгаз Ухта» программно-аппаратный комплекс «Подсистема контроля и управления средствами защиты от коррозии филиала эксплуатирующей организации ОАО «Газпром». В комплексе АРМ ЭХЗ программно реализована методика расчета переходного сопротивления изоляционного покрытия и назначения участков МГ к ремонту изоляции.

Технология восстановления работоспособности глубинных анодных заземлителей без вскрытия грунта внедрена на 12 объектах ООО «Газпром трансгаз Ухта», ожидаемый эффект за десятилетний период реализации проекта составил 62 млн. руб.

Апробация работы.

Основные результаты исследований докладывались и обсуждались на Всероссийской конференции «Большая нефть: реалии, перспективы. Нефть и газ Европейского Северо-Востока» (УГТУ, г. Ухта, 2003 г.); III Международной научно-технической конференции «Новые материалы, неразрушающий контроль и наукоемкие технологии в машиностроении», (г. Тюмень, 2005 г.); 7-й Всероссийской научно-технической конференции «Актуальные проблемы состояния и развития нефтегазового комплекса России» (РГУНиГ им. И.М. Губкина, г. Москва, 2007 г.); 6-й Международной научно-технической конференции «Новые материалы и технологии в машиностроении» (БГИТА, г. Брянск, 2006 гг.); Конференциях сотрудников и преподавателей УГТУ (г. Ухта, 2004, 2006, 2007, 2010, 2011 гг.); Всероссийской научно-технической конференции «Нефть и газ Западной Сибири» (г. Тюмень, 2007 г.); Международной конференции «Целостность и прогноз технического состояния газопроводов» (PITSO-2007, 2009) (ООО «Газпром ВНИИГАЗ», г. Москва, 2007, 2009 гг.). Международной конференции «Газопроводные системы: настоящее и будущее» (GTS-2007, 2009) (ООО «Газпром ВНИИГАЗ», г. Москва, 2007, 2009 гг.); V Международной конференции «Обслуживание и ремонт газонефтепроводов» (ДАО «Оргэнергогаз», г. Туапсе, 2010 г.); Девятнадцатой международной деловой встрече «Диагностика 2011» (ДАО «Оргэнергогаз», г. Геленджик, 2011 г.); VII Международной научно-технической конференции «Надежность и безопасность магистрального трубопроводного транспорта» (Республика Беларусь, г. Новополоцк, 2011 г.); VII Международной учебно-научно-практической конференции "Трубопроводный транспорт – 2011" (УГНГУ, г. Уфа, 2011 г.); Межрегиональном семинаре «Рассохинские чтения» (УГТУ, г. Ухта, 2011, 2012 гг.); Международной конференции «Актуальные вопросы противокоррозионной защиты» РАСР-2012 (г. Будва, Республика Черногория, ОАО «Газпром»).

Публикации: по теме диссертации опубликовано 57 работ. В том числе 8 патентов РФ на изобретения и полезные модели, 4 монографии, 33 статьи опубликованы в изданиях, включенных в «Перечень...» ВАК Министерства образования и науки РФ.

Структура и объем работы: диссертация состоит из введения, 7 глав, заключения, содержит 472 страницы текста, 239 рисунков, 65 таблиц и список литературы из 337 наименований.

Благодарности: автор выражает искреннюю благодарность ректору Ухтинского государственного технического университета, профессору Н.Д.

Цхадая, научному консультанту, профессору Р.В. Агинеи, коллективу кафедры ПЭМГ за внимательное отношение и помощь при подготовке и апробировании диссертационной работы, а также своим ученикам, ныне кандидатам технических наук В.О. Соловьёву, М.М. Бердник, А.С. Попкову, В.Н. Юшманову за помощь в проведении исследований и обсуждении результатов работы на всех этапах ее подготовки и написания.

Содержание работы

Во введении дано обоснование актуальности, значимости и масштабности для газовой промышленности выбранной темы, сформулированы цели и задачи исследований, раскрыты степень разработанности темы, ее научная новизна, основные защищаемые положения и практическая ценность полученных результатов.

В первой главе «Аналитический обзор методов повышения работоспособности подземных газопроводов, работающих в условиях КРН» показано, что за период с 1981 года только на МГ ООО «Газпром трансгаз Ухта» произошло около 80 аварий, из них порядка 70 связаны с КРН. Анализ показал, что методы поддержания работоспособности газопроводов, подверженных КРН, можно условно разделить на два класса: методы диагностирования и ремонта сформировавшихся дефектов газопроводов; методы предупреждения образования и развития дефектов КРН (рисунок 1).

В настоящее время наиболее полно и системно реализуется первая группа методов, что позволяет значительно снизить аварийность газопроводов. Но этим методам присущ ряд существенных недостатков, а именно: высокая стоимость ВТД и ремонта; техническая невозможность проведения внутритрубной диагностики на значительной части МГ; высокая вероятность критического развития дефектов КРН между пропусками ВТД в связи с высокой и нелинейной скоростью роста дефекта КРН во времени и недостаточной чувствительностью внутритрубных снарядов.

Кроме этого, целесообразным является развитие методов выявления, мониторинга поврежденных участков газопроводов на основе результатов полевой диагностики и обследования в шурфах, а также экономически эффективных методов ремонта на основе муфтовых конструкций.

Известно, что КРН является следствием воздействия совокупности факторов: растягивающих механических напряжений, коррозионной среды, типа и состояния трубной стали, состояния поверхности труб, длительности эксплуатации или испытаний, электрохимических условий.

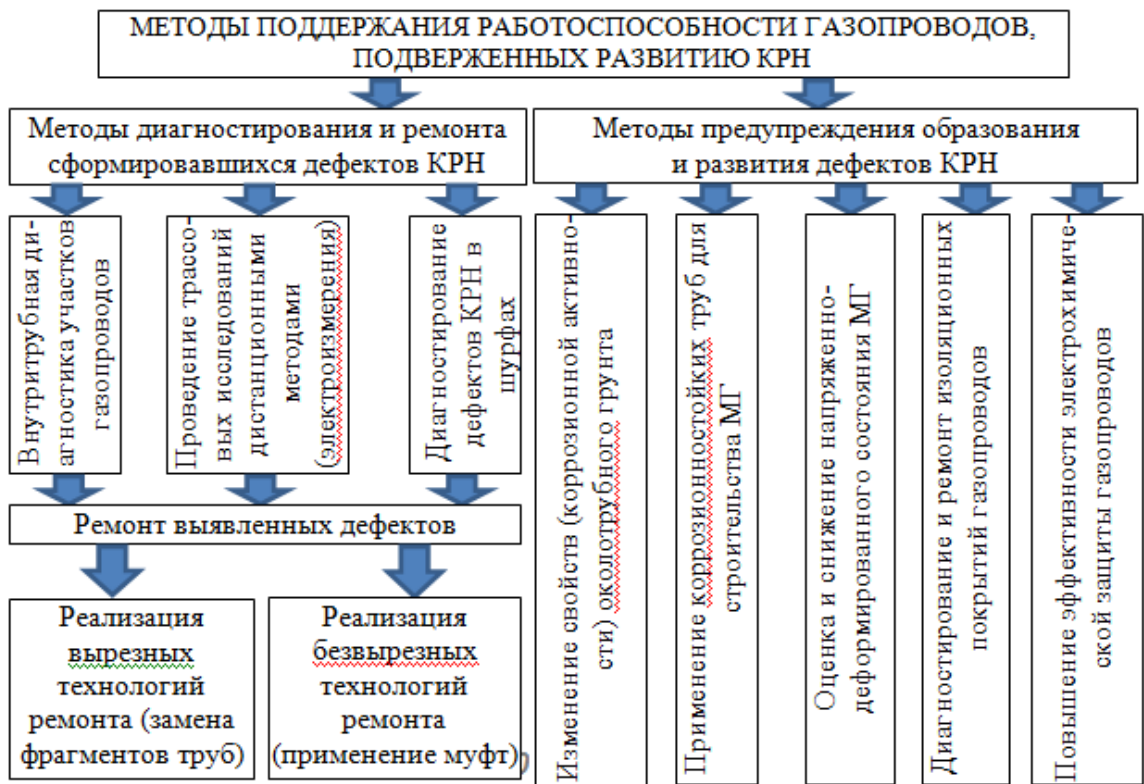


Рис. 1 - Классификация методов предупреждения разрушения МГ, подверженных стресс-коррозии

По совокупности воздействующих факторов проблема КРН МГ носит комплексный характер. Поэтому для своевременного выявления и устранения дефектов КРН их диагностирование должно основываться на системе комплексного мониторинга.

В этой связи важным также является вопрос отработки средств и методы диагностирования дефектов КРН на типовых образцах. Однако применительно к трещинам КРН методы адаптированы недостаточно. Не выделены и не обоснованы наиболее эффективные и точные методы измерения глубины трещин, отсутствует система отработки и стандартизации методов на стандартных образцах, не разработаны простые способы получения трещин заданных размеров в образцах.

В рамках систематизации конструктивно-технологических решений по ремонту трубопроводов пораженных дефектами КРН полноохватными муфтами выполнен анализ методов ремонта трубопроводов в отечественной и зарубежной практике с применением муфт различного типа. Обзор показал, что наиболее высокими технико-экономическими показателями обладают конструкции стальных муфт, что определило их в качестве объектов исследования как эффективных ремонтных конструкций применительно к дефектам КРН.

Предупреждение формирования и развития дефектов КРН основывается на оценке и снижении при необходимости уровня действующих напряжений и повышении эффективности действующей системы электрохимической защиты.

Применительно к оценке напряженного состояния трубопроводов наибольший интерес представляют неразрушающие методы, основанные на измерении коэрцитивной силы, остаточной намагниченности, шумов Баркгаузена, которые регламентированы рядом отраслевых стандартов. Известные методики оценки НДС преимущественно основаны на зависимости коэрцитивной силы от величины напряжений, полученной по результатам растяжения плоских образцов и являются недостаточно корректными, т.к. не учитывают изменения поперечных деформаций образцов. Для исследования зависимости влияния напряженного состояния на величину коэрцитивной силы металла необходимо провести исследование на образцах, моделирующих фрагмент трубопровода, находящийся в плоском напряженном состоянии.

В результате анализа факторов, инициирующих КРН, установлено, что они могут быть классифицированы по уровню воздействия на процесс КРН, по степени контролируемости и по степени управления (регулирования) (рисунок 2).

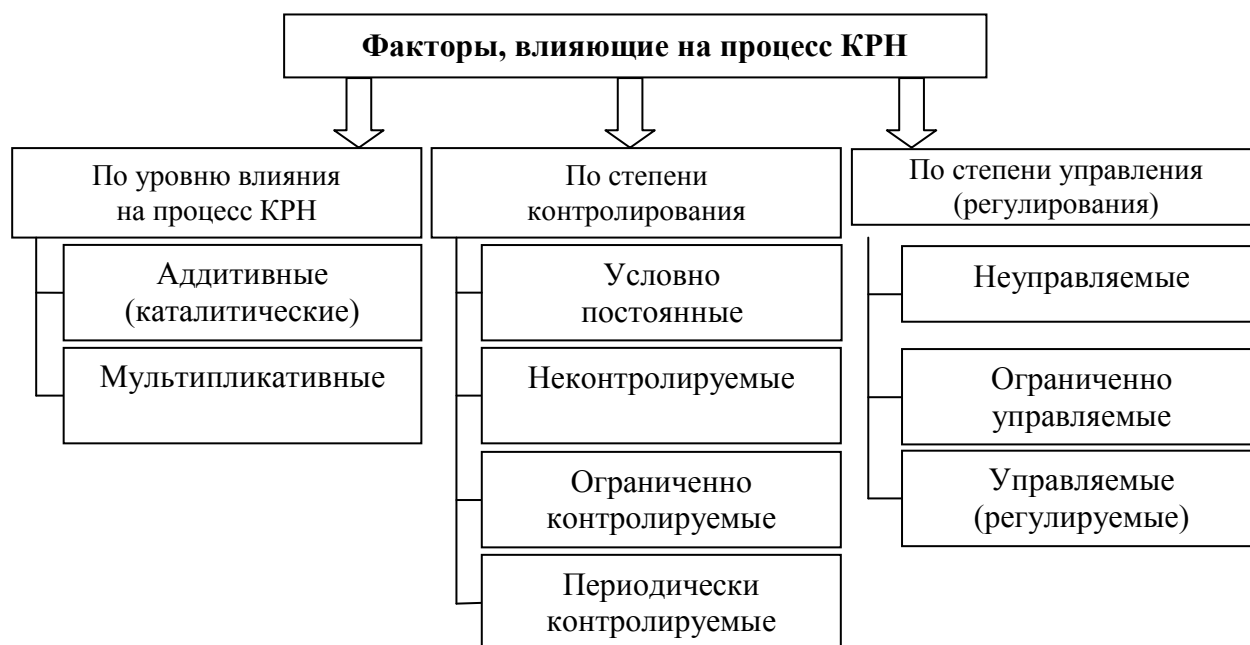


Рис. 2 - Классификация факторов, влияющих на процесс КРН

По уровню влияния факторы делятся на две группы. Первая группа факторов самостоятельно не приводит к развитию КРН (например, близость к подающей КС), а только увеличивает вероятность развития КРН при прочих равных условиях.

Мультипликативные факторы, являются определяющими в развитии КРН, при устранении любого мультипликативного фактора – процесс КРН не идет вообще (например, уровень напряженного состояния металла труб).

В связи с предложенной классификацией факторов, присущих КРН, оценить вероятность образования КРН на участке газопровода ($P_{\text{КРН}}$) можно по следующей формуле:

$$P_{\text{КРН}} = \frac{\sum_{i=1}^n N_i}{n} \prod_{j=1}^k K_j, \quad (1)$$

где N_i – балльное значение аддитивного i -того фактора; n – количество, учитываемых аддитивных факторов; K_j – балльное значение мультипликативного j -того фактора; k – количество, учитываемых мультипликативных факторов.

Следовательно, развитие методов предотвращения КРН должно быть ориентировано на выявление мультипликативных факторов с возможностью контроля и регулирования.

Во второй главе «Исследование влияющих на КРН факторов при аварийных разрушениях газопроводов» представлены результаты исследования факторов, влияющих на развитие КРН.

В лабораторных условиях определяли химический состав сталей и грунтов, выполняли приборный дефектоскопический контроль образцов металла, металлографические исследования, определяли физические характеристики металла (акустические, магнитные), определяли твердость, микротвердость, механические характеристики при испытании на растяжение и ударный изгиб.

На рисунке 3 приведено распределение аварий по срокам эксплуатации МГ и по ЛПУ МГ ООО «Газпром трансгаз Ухта». Преимущественно разрушения МГ происходят после 17-27 лет эксплуатации. Наибольшее число аварий (13) приходится на период эксплуатации 23-25 лет.

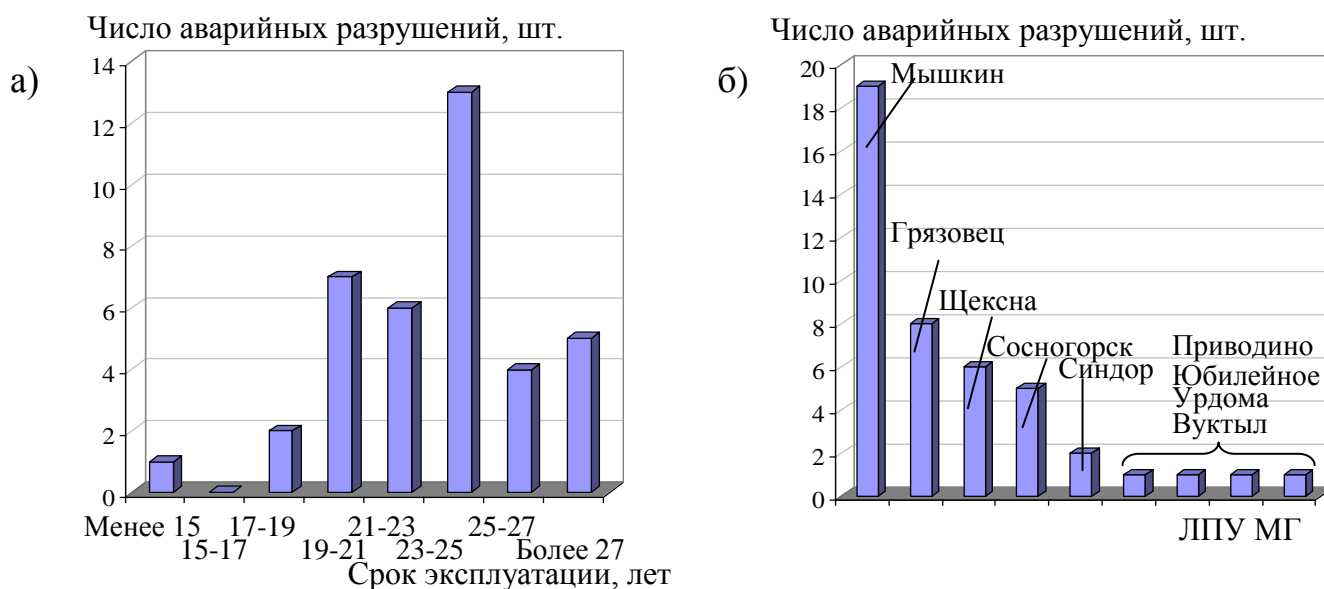


Рис. 3 - Распределение числа аварийных разрушений в ООО «Газпром трансгаз Ухта» по причине КРН по срокам эксплуатации МГ (а) и по ЛПУ МГ (б)

Анализ распределения аварийных разрушений по ЛПУ МГ показал, что их распределение по трассе неравномерно (рисунок 3, б). Наибольшее число аварийных разрушений по причине КРН произошло на южном участке трассы: в Мышкинском (19 аварий), в Грязовецком (8 аварий) и в Шекснинском (6 аварий) ЛПУ МГ.

Однако значительное число аварий (5 аварий) также зафиксировано в Сосногорском ЛПУ МГ, которое расположено в районе Крайнего Севера. В Нюксенском и Микуньском ЛПУ МГ аналогичных аварий не зафиксировано. Такая неоднородность распределения аварийных разрушений по трассе ООО «Газпром трансгаз Ухта» может быть объяснена различными коррозионными параметрами грунтов в различных климатических зонах.

Наибольшее число аварий приходится на апрель, июнь и сентябрь месяцы. Это связано с тем, что в апреле начинается оттаивание и подвижки грунта. В июне – теплом и наиболее влажном месяце с повышением температуры процессы коррозии интенсифицируются. В сентябре температура грунта на уровне заложения МГ максимальна, что обуславливает снижение продольных напряжений в металле труб и соответствующее увеличение эквивалентных напряжений согласно четвертой теории прочности, применяемой для расчета трубопроводных конструкций. Т.е. исходя из этих данных следует, что дополнительными факторами, приводящими к стресс-коррозионным повреждениям и авариям, являются механические напряжения в трубе, температура и влажность грунта.

Состояние грунта в местах аварий, классифицировано на несколько групп. Кроме того, при расследовании аварий имеется некоторое количество данных об уровне грунтовых вод, имеющих неоднозначную интерпретацию, которые обозначены в отчетах как «не наблюдалось», что свидетельствует об отсутствии воды в траншее при расследовании аварии, и может относиться как к переменному уровню грунтовых вод, так и к уровню грунтовых вод ниже нижней образующей трубы (рисунок 4). Наибольшее количество (23,7%) аварий по причине КРН произошло на участках с переменным уровнем грунтовых вод, а если учесть, что переменное увлажнение трубы происходит и при уровне грунтовых вод ниже трубы (воды не наблюдалось), общее количество таких участков возрастает до 71,1%. Из этого следует, что стресс-коррозионная опасность возникает при периодическом появлении влаги на поверхности трубы.

Анализ не выявил зависимости между общей минерализацией и количеством аварий, хотя большее их число приходится на интервал 400-700 мг/кг.

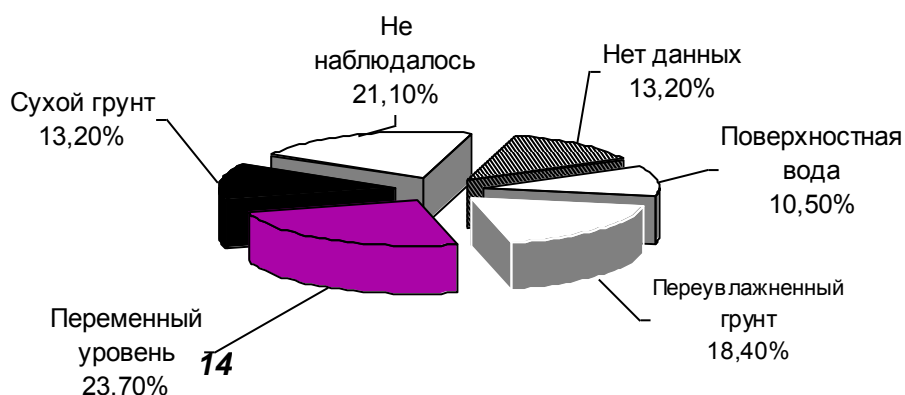
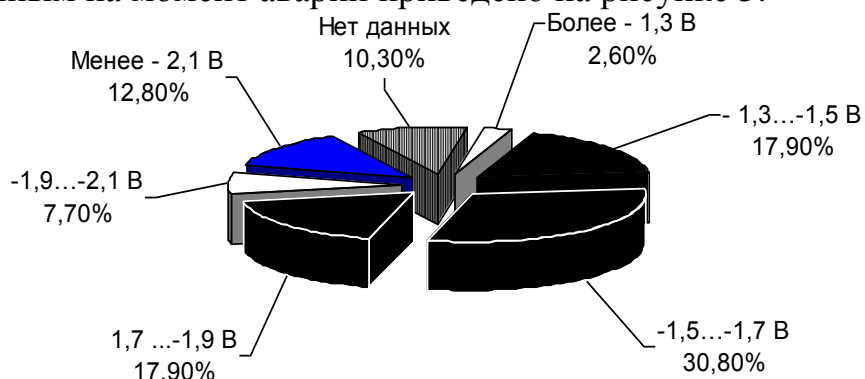


Рис. 4 - Распределение аварий КРН по увлажненности грунта

Потенциал поляризации металла трубопровода не относится к числу постоянных параметров. Тем не менее, опыт показывает, что годовые и сезонные изменения потенциала труба-земля, как правило, не превышают 10%. Распределение аварий в зависимости от значений потенциала катодной защиты с омической составляющей, указанным на момент аварии приведено на рисунке 5.

Рис. 5 - Распределение аварий КРН по защитным потенциалам с омической составляющей



При низких (по модулю) значениях потенциалов происходит всего 2,6% аварий. Как видно из этой диаграммы наибольшее количество аварий (30,8%) произошло при потенциале 1,5-1,7 В (по модулю), что свидетельствует о возможности существования некоторого интервала потенциалов, при котором происходит большее число аварий.

Распределение аварий по причине КРН в зависимости от типов грунта приведено на рисунке 6. Большинство аварий (61,5 %) произошло на участках с тяжелым тугопластичным глинистым грунтом, значительно меньшее их количество (30,8 %) в более легких суглинистых грунтах и только единичные аварии случаются в песках и болотистых почвах.

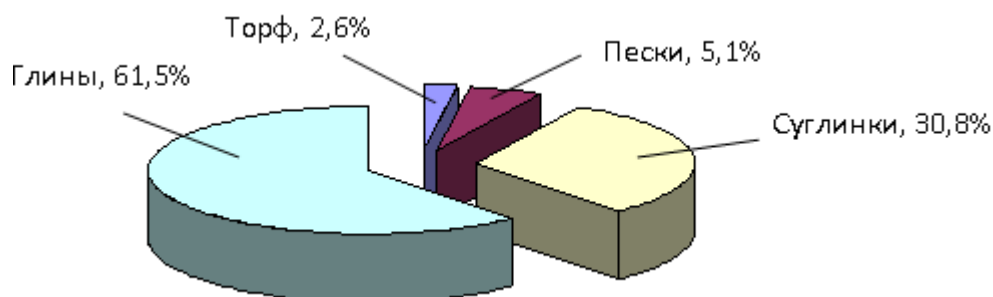


Рис. 6 - Распределение аварий КРН по типам грунта

Исследование состояния покрытия в месте аварийного разрушения выполняется, как правило, на примыкающих участках, так как на разрушенных фрагментах из-за термического воздействия сгораемого газа покрытие отсутствует. Поэтому состояние покрытия в месте трещин КРН исследовалось на основе данных ВТД.

Было установлено, что наиболее характерным типом дефектов изоляционного покрытия (полимерные ленты трассового нанесения) в месте наиболее глубоких и протяженных трещин КРН являются складки покрытия, образованные в результате его сдвига по окружности трубы. Деформация покрытия происходит за счет оседания и уплотнения грунта после укладки газопровода в траншею и ее засыпки в процессе строительства газопровода.

При этом увлажненный глинистый грунт, прилипая к покрытию, инициирует сдвиг покрытия в вертикальном направлении.

В ходе трассового диагностирования состояния покрытия при контрольном шурфовании порядка 500 дефектов КРН была введена классификация повреждений покрытия, характерных для КРН: отслаивания и складки покрытия в нижней части трубы. Наиболее показательна связь трещин КРН и отдельных протяженных прямолинейных продольных складок покрытия, которые формируются преимущественно на расстоянии 0-200 мм от продольного сварного шва трубы в часовой ориентации 3-5; 7-9 ч и характеризуются значительной длиной до 10-11 м (длина трубы).

По результатам трассового диагностирования установлены две закономерности. Во-первых, местоположение складки на окружности трубы зависит от местоположения продольного сварного шва. Усиление сварного шва выступает в роли механического препятствия или, напротив, инициатора деформации покрытия. Во-вторых, трещины КРН развиваются строго по направлению, заданному складкой покрытия. Это приводит к тому, что наибольшее число продольных дефектов (трещин КРН и ручейковой коррозии) расположено в ближней зоне (до 100 мм) продольного сварного шва труб (рисунок 7):

- 83% трещин и порядка 82% продольных канавок при их расположении на 6-8 ч;
- 70% трещин и 68 % продольных канавок на 3-5 ч.

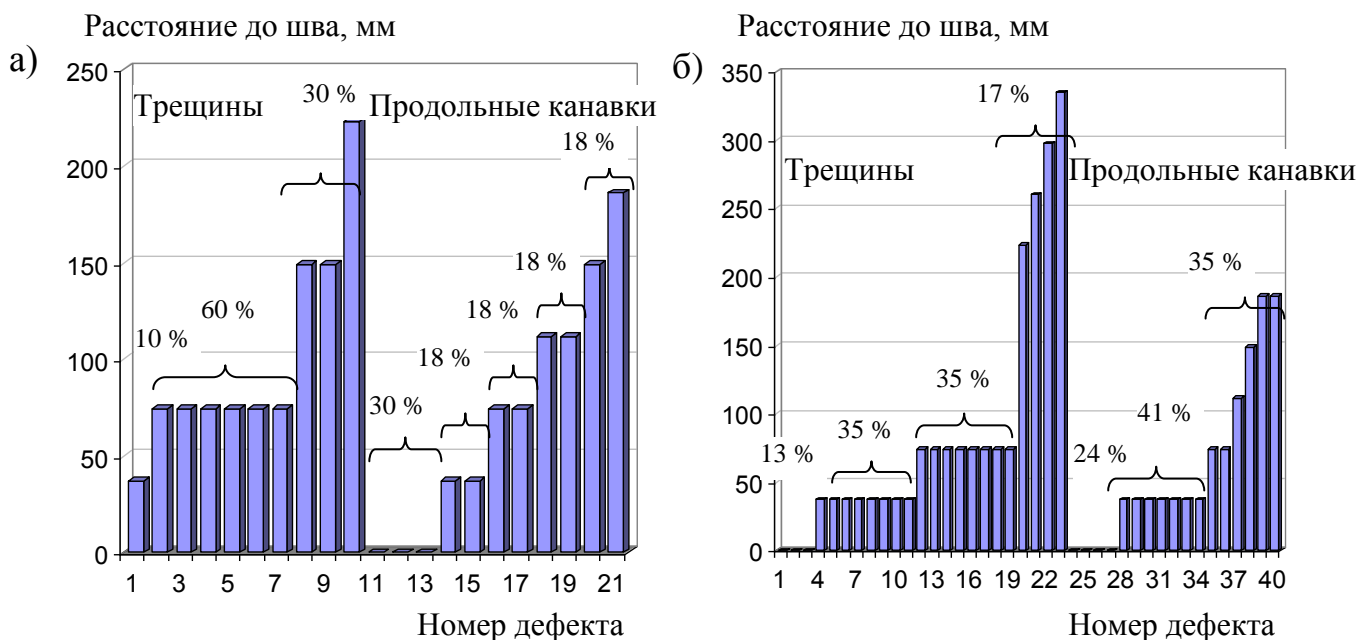


Рис. 7 - Распределение трещин и продольных канавок по расстоянию до продольного сварного шва труб на МГ Пунга-Ухта-Грязовец, 0-25 км: а) в угловой ориентации 6-8 ч, б) в угловой ориентации 3-5 ч

Таким образом, определена первопричина образования трещин КРН в отслаиваниях и складках изоляционных покрытий. Однако в ряде случаев в складках образуется ручейковая коррозия, не приводящая к разрушениям, в

других - трещины КРН. Отсюда вытекает необходимость решения задач диагностирования состояния металла труб и определения электрохимических условий, приводящих к КРН.

В третьей главе «Разработка методов комплексного диагностирования и прогнозирования КРН на участках газопроводов» автором разработаны и усовершенствованы неразрушающие методы диагностирования состояния металла труб и электрохимические методы ранжирования грунтов по вероятности развития процессов КРН. Для определения критериев оценки состояния металла труб и ранжирования их поврежденности при КРН выбран комплекс неразрушающих методов определения твердости (микротвердости) и магнитных параметров металла труб. Наиболее информативным оказался метод определения твердости с малой нагрузкой, приближенный к измерению микротвердости. Использовали ультразвуковой измеритель твердости УЗИТ-2М с диапазоном измерения твердости по Бринеллю в диапазоне 100-350 НВ, усилие на инденторе – 15 Н.

Выполнены сравнительные исследования металла, примыкающего к области дефекта КРН и металла этой же трубы, расположенного на некотором удалении от дефекта. Исследовали металл аварийных труб, разрушенных по причине КРН, так и металл дефектных труб, удаленных из МГ по данным ВТД. Последние образцы более предпочтительны, так как они не подвергались критическому термическому и ударному механическому воздействию при разрушении.

Установлено, что в бездефектных зонах металла значения твердости более стабильны (рисунок 8), чем на поврежденных участках в зоне трещины КРН. В зонах с трещинами КРН отмечены локальные участки как повышенной, так и пониженной твердости. Максимальное значение твердости, как правило, зарегистрированы непосредственно у трещины и до 37 % превышают средние величины.

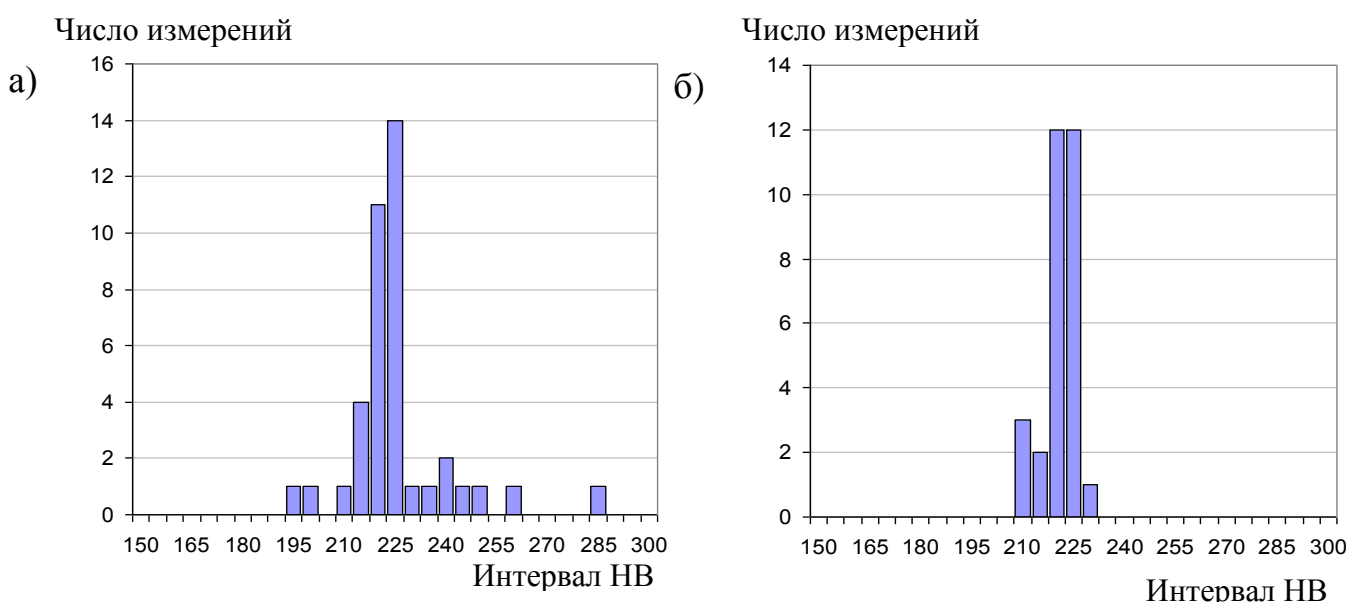


Рис. 8 - Статистические распределения твердости в области трещины КРН (а) и в бездефектной области (б)

Максимальные значения твердости в бездефектных зонах выше средних значений не более чем на 8%. Средние значения твердости в исследуемых сечениях не имеют существенных отличий ни в бездефектных зонах, ни в зонах с трещинами КРН.

Анализ статистических характеристик подтверждает, что в бездефектных зонах твердость более стабильна в сравнении с зонами трещин КРН (рисунок 9).

Очевидно, что дисперсия выборок твердости принимает минимальные значения в диапазоне 21-30 на участках контрольных измерений образцов в неповрежденной зоне. Минимум дисперсии на поврежденных участках с трещинами КРН установлен на участке №3 образца №3 ($HB^2=31$).

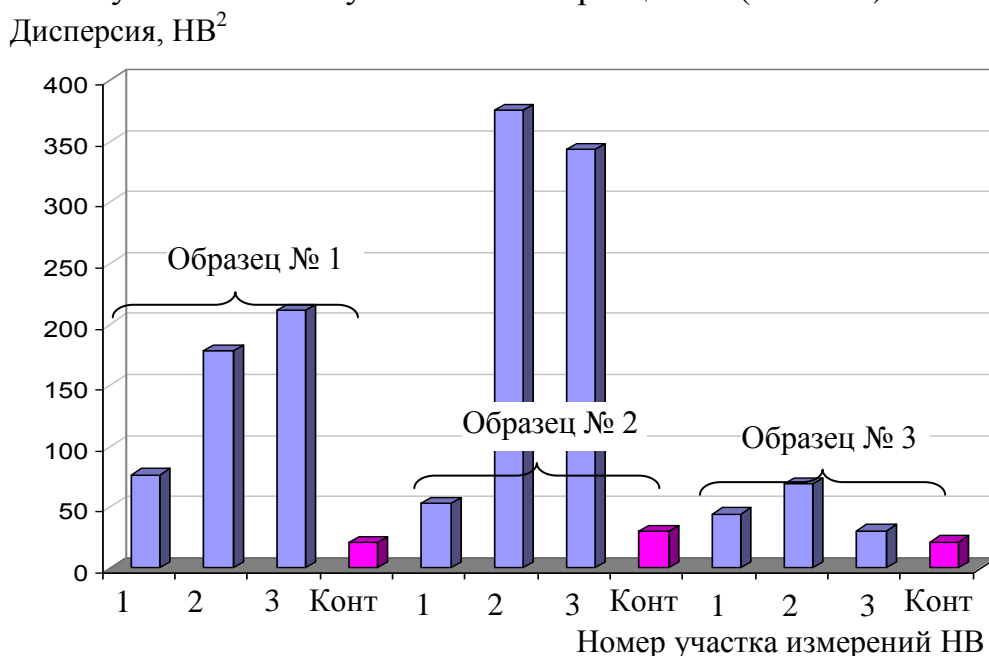


Рис. 9 - Распределение дисперсии твердости по участкам измерений на образцах № 1-3

Максимальное значение дисперсии на этом же образце составляет 69, т.е. в 2,2 раза выше. Гораздо более заметная разница в величинах дисперсий твердости поврежденной КРН и неповрежденной областей металла наблюдается на образцах № 1 и 2. Максимальные значения показателя составляют 212 и 375, превышая минимальное значение 10 и 12,5 раз, соответственно.

Таким образом, увеличение дисперсии в зонах, поврежденных КРН, свидетельствует, с одной стороны, о снижении твердости наименее прочных фаз за счет образования структурных нарушений сплошности (микродефектов), с другой – об увеличении твердости прочных фаз за счет деформационного старения или о совместном действии обоих явлений. Так как трещины КРН ориентированы в большинстве случаев вдоль продольной оси трубы, можно предположить, что механические свойства металла труб в месте образования

трещины КРН в направлении по окружности трубы характеризуются локальной неоднородностью.

При этом свойства металла труб в продольном направлении труб гораздо стабильнее, что доказывается результатами механических испытаний. Для исследования этой неоднородности использовался магнитный метод измерения коэрцитивной силы H_c .

Наиболее важным является то, что определение коэрцитивной силы дает возможность исследовать свойства в определенном направлении трубы. Направление намагничивания (магнитного потока) будет соответствовать тому направлению, в котором производится оценка свойств металла трубы.

Исследования проводили на образцах металла, отобранных из аварийно-разрушенных труб. Измеряли коэрцитивную силу с помощью прибора КРМ-ЦК-2М. Диапазон измерения коэрцитивной силы 1-20 А/см, основная погрешность - не более 5%.

Измерения проводили в трех точках образцов металла, расположенных вдоль кромки очага аварийного разрушения (точки № 1-3, удаление по нормали к линии разрушения не более 30 мм), а также в одной точке (№4) на удалении не менее 300 мм от очага, считая это место как неповрежденный металл. Измерение выполняли при намагничивании магнитным потоком параллельно линии разрушения (характеристика продольных свойств) и перпендикулярно линии разрушения (характеристика поперечных свойств).

Рассчитывали анизотропию коэрцитивной силы (АКС) как разность средних величин коэрцитивной силы вдоль и поперек оси трубы по формуле:

$\Delta H_c = \bar{H}_c^{\text{п}} - \bar{H}_c^{\text{пп}}$ и как их отношение $\Delta H_c = \frac{\bar{H}_c^{\text{п}}}{\bar{H}_c^{\text{пп}}}$. Наиболее показательным

является пример исследования образца из трубы 1220×12 мм, сталь 17Г1С, вырезанного из разрушившегося 02.08.2002 г. по причине КРН участка газопровода. МГ Ухта – Торжок - 2 в Мышкинском ЛПУ МГ ООО «Севергазпром», км 1105. Среди рассмотренных точек № 1-3 отметим точку №2, расположенную напротив очага разрушения и характеризующуюся максимальными значениями, измеренными на наружной поверхности трубы 4,6 А/см (вдоль) и 5,2 А/см (поперек). Продольные значения в очаге и в основном металле отличаются не существенно, а поперечные, напротив, значительно. Анизотропия неповрежденного металла имеет отрицательные значения на наружной и на внутренней поверхностях образца. Отношение АКС принимает значения, меньшие единицы. Напротив, вдоль кромки разрушения анизотропия на обоих образцах положительна, а отношение АКС превышает единицу. В месте очага разрушения анизотропия параметра максимальна и принимает значения до 0,8 А/см при отношении АКС до 1,2.

Таким образом, экспериментально получен диагностический критерий предрасположенности металла труб к КРН, заключающийся в определении коэрцитивной силы металла на наружной поверхности трубы вдоль и поперек продольной оси газопровода и расчете ее анизотропии.

Разработана методика комплексного диагностирования и мониторинга процессов КРН (рисунок 10).

Назначение участков для диагностирования проводится на основе анализа имеющейся информации по типам грунта, изоляции, уровня грунтовых вод (УГВ), аварийности, номенклатуре труб по типам и маркам сталей, наличию фактических дефектов КРН по ВТД.

В работе представлена методика моделирования КРН и аттестации средств и методов диагностирования дефектов КРН газопроводов. Для воспроизведения трещин, подобных КРН, специально выбранный образец металла трубы подвергают воздействию механических напряжений, коррозионной среды и поляризации.

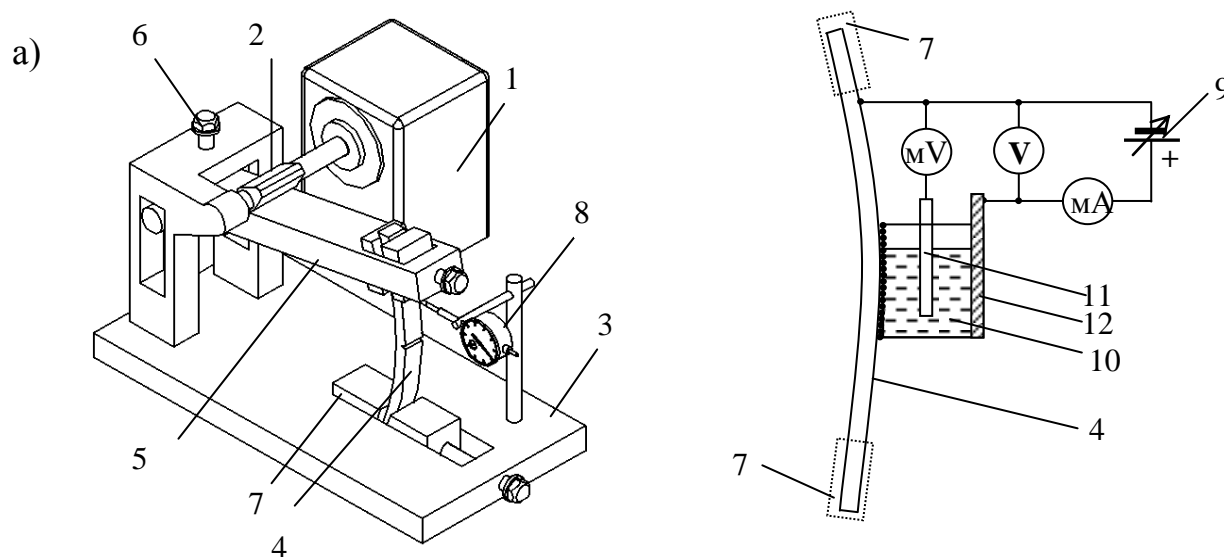
Образцы, вырезают по окружности трубы без их механической правки. Нагрузка прикладывается так, чтобы остаточные растягивающие напряжения, возникающие на внешней поверхности трубы при ее изготовлении, получали приращение (рис. 11, а).



Рис. 10 - Схема выполнения мониторинга стресс-коррозионного состояния МГ

Наружная поверхность образца механически не очищается и не выравнивается. Для инициирования развития трещины на образце выбирают заготовку металла с поверхностью, предрасположенной к образованию трещин.

Используют фрагмент металла из трубы с места аварийного разрушения МГ по причине КРН. При этом в средней части рабочего образца выбирали область металла с измененной структурой, определяемой по дисперсии твердости и анизотропии коэрцитивной силы. Условия для начального роста и дальнейшего развития трещины обеспечивали путем создания на поверхности образца электрохимической неоднородности, сосредоточенной на структурных дефектах металла и в вершине трещины. Для создания электрохимической нестабильности попеременно накладывали анодную и катодную поляризацию на образец (рис. 11, б).



1 – электродвигатель; 2 – эксцентрик; 3 – основание; 4 – образец; 5 – балка; 6 – нагружающий болт; 7 – зажим, 8 – индикатор часового типа; 9 – источник постоянного тока; 10 - электролитическая ванна; 11 - электрод сравнения; 12 - вспомогательный электрод (анод)

Рис. 11 - Устройство для циклического нагружения образца (а) и электролитическая ванна (б)

Экспериментально установлено, что статическое нагружение не приводит к образованию и росту трещин. Появление трещин происходит под действием изменяющихся нагрузок, обеспечивающих знакопостоянный цикл растяжения, с локализацией максимальных напряжений на внешней поверхности образца.

Таким образом, разработана и реализована методика изготовления образцов-имитаторов трещин, рекомендуемая для опытно-исследовательской отработки и аттестации методик дефектоскопического контроля. Для калибровки средств и методов диагностирования дефектов КРН на МГ разработана номенклатура стандартных образцов с имитаторами трещин КРН, позволяющая установить зависимости между показаниями прибора и измеряемыми характеристиками трещины КРН.

В четвертой главе «Разработка и расчетно-экспериментальное обоснование технологий ремонта дефектов КРН с помощью стальных муфт» предложен подход по определению силовой эффективности муфты

коэффициентом усиления $k_{ус}$ независимо от параметров защищаемого дефекта по одной из формул, встречающихся в работах Велиюлина И.И., Шарыгина А.М.:

$$k_{ус} = \begin{cases} p / (p - p_k), & (2) \\ \sigma_{кц} / \sigma_{кцм}, & (3) \\ p_{прм} / p_{пр}, & (4) \\ \Delta R_p / \Delta R_m, & (5) \end{cases}$$

где p , p_k , $p_{прм}$, $p_{пр}$ – внутреннее давление среды в трубопроводе (p), контактное давление между муфтой и трубой (p_k), предельное давление среды для трубы с установленной муфтой ($p_{прм}$), предельное давление среды для трубы в этом же сечении без муфты ($p_{пр}$), МПа; $\sigma_{кц}$, $\sigma_{кцм}$ – кольцевые напряжения в трубе без муфты ($\sigma_{кц}$) и с муфтой ($\sigma_{кцм}$), МПа; ΔR_p – изменение радиуса трубы под давлением вдали от муфты, м; ΔR_m – изменение радиуса трубы под давлением под муфтой, м.

Формулы (2) и (3) применяют для расчета $k_{ус}$, когда металл трубы и муфты деформируется в упругой стадии, формулу (4) – при анализе предельного состояния конструкции «труба-муфта» (предел текучести металла или разрушение), а формулу (5) в процессе экспериментальных исследований при отсутствии тензометрии.

В результате решения задачи осесимметричного нагружения внутренним давлением среды цилиндрической оболочки (трубы), усиленной снаружи бандажом (муфтой) с учетом различных условий их взаимодействия по площади контакта (наличие воздушного зазора или промежуточного слоя, заполняющего зазор, с определенными свойствами при сжатии) получен ряд зависимостей, приведенных ниже.

При наличии радиального воздушного зазора Δ_k между трубой и муфтой напряжения $\sigma_{кцм}$ определяют по формуле:

$$\sigma_{кцм} = \frac{2 \cdot \Delta_k \cdot E}{(1 - \mu^2) D_n} + \frac{p \cdot D_n}{2(\delta + \delta_m)} - \frac{2 \cdot \Delta_k \cdot \delta \cdot E}{(1 - \mu^2)(D_n - 2\delta)(\delta + \delta_m)}, \quad (6)$$

где E – модуль упругости трубной стали, МПа; μ – коэффициент Пуассона; D_n – наружный диаметр трубы, мм; δ – толщина стенки трубы, мм; δ_m – толщина стенки муфты, мм.

С целью учета деформационных свойств твердого заполнителя и повышенной относительной толщины стенки трубы и муфты, что характерно для труб категории В компрессорных станций (КС), используя решение задачи Ляме, получено выражение для контактного давления между слоем заполнителя и трубой.

Исходя из равенства радиальных перемещений на границах раздела сред конструкции «труба-заполнитель-муфта», получим следующие выражения:

$$\left. \begin{aligned} 2p + p_1(\mu \bar{R}_1^2 - \mu - \bar{R}_1^2 - 1) &= em[-2p_2 \bar{R}_2^2 + p_1(\mu_k \bar{R}_2^2 - \mu_k + \bar{R}_2^2 + 1)], \\ e[2p_1 + p_2(\mu_k \bar{R}_2^2 - \mu_k - \bar{R}_2^2 - 1)] &= n[p_2(1 + \bar{R}_3^2) + p_2(\mu \bar{R}_3^2 - \mu)] \end{aligned} \right\} \quad (7)$$

где p – внутреннее давление среды, МПа; p_1, p_2 – контактные давления заполнителя на трубу (p_1) и муфту (p_2); $\bar{R}_1, \bar{R}_2, \bar{R}_3$ - относительные значения радиусов - наружного радиуса трубы к внутреннему (\bar{R}_1); внутреннего радиуса муфты к наружному радиусу трубы (\bar{R}_2); наружного радиуса муфты к внутреннему (\bar{R}_3); $e = E/E_k$; E_k – модуль упругости при сжатии заполнителя, МПа; $m = (\bar{R}_1^2 - 1)/(\bar{R}_2^2 - 1)$; $n = (\bar{R}_2^3 - 1)/(\bar{R}_3^3 - 1)$; μ_k - коэффициент Пуассона заполнителя.

Вводя в систему уравнений (5) следующие обозначения:

$$A_1 = \mu \bar{R}_1^2 - \mu - \bar{R}_1^2 - 1; \quad A_2 = \mu_k \bar{R}_2^2 - \mu_k - \bar{R}_2^2 - 1;$$

$$B_1 = \mu_k \bar{R}_2^2 - \mu_k + \bar{R}_2^2 + 1; \quad B_2 = 1 + \bar{R}_3^2 + \mu(\bar{R}_3^2 - 1),$$

получим контактное давление на трубу $p_1 = p_k$:

$$p_k = \frac{2 \cdot p(e \cdot A_2 - nB_2)}{(A_1 - e \cdot m \cdot B_1)(e \cdot A_2 - n \cdot B_2) - 4m \cdot e^2 \cdot \bar{R}_2^2}. \quad (8)$$

Расчет по формуле (8) показывает, что контактное давление p_k в широком диапазоне изменения модуля E_k от 100 до 10000 МПа и толщины прослойки δ_k от 0,5 до 1,5 мм практически не изменяется для фиксированного значения δ_m (рисунок 12). При низких значениях E_k контактное давление, во-первых, сильно зависит от толщины δ_k , а во вторых, и это главное, резко снижается.

Рассмотренные выше методы расчета силовой эффективности муфт не учитывают краевой эффект в окрестности торцевых сечений муфты, где реализуется нелинейная зависимость между контактным давлением на трубу и радиальными перемещениями трубы и муфты (рисунок 13). В этих местах силовой эффект муфты существенно снижен.

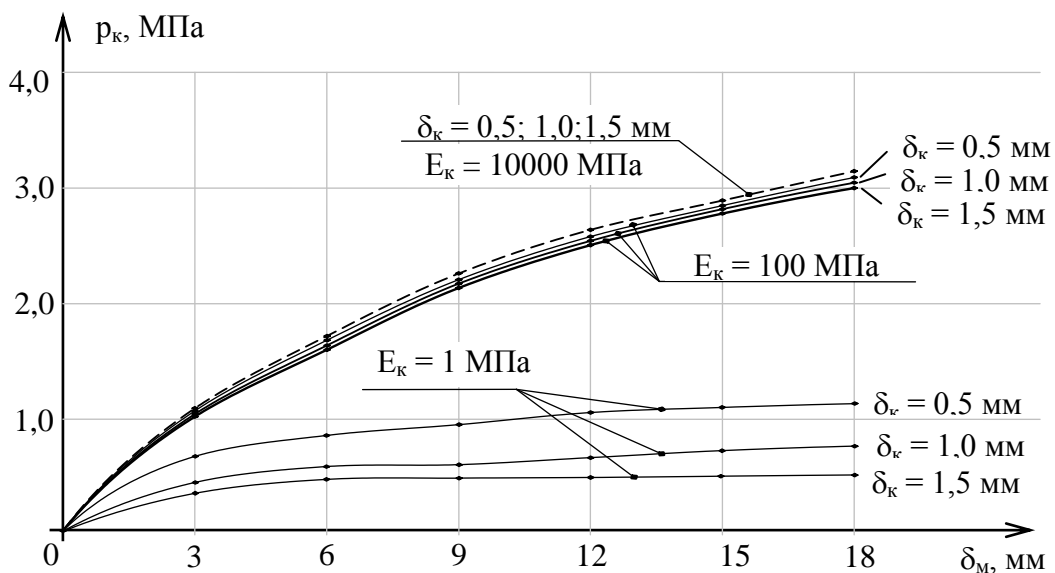
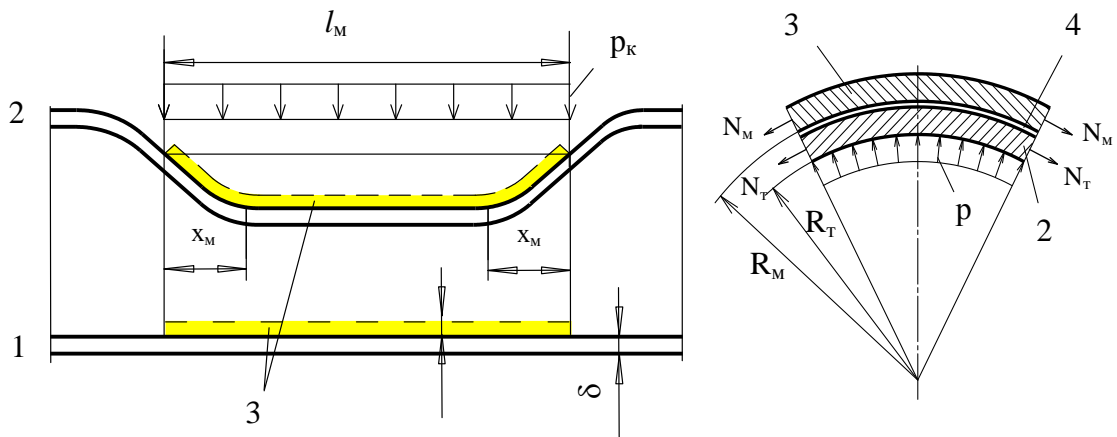


Рис. 12 – Зависимость контактного давления p_k от толщины муфты δ_m для различных значений модуля упругости (E_k) и толщины (δ_k) заполнителя для трубы сечением $D_n = 1220$ мм, $\delta = 12,5$ мм



1 - положение стенки трубы до нагружения; 2 - то же под нагрузкой; 3 – муфта; 4 – слой композита; p – давление среды в трубопроводе; p_k – контактное давление; R_M – радиус внутренней поверхности муфты; R_T – радиус внутренней поверхности трубы; N_T – окружное растягивающее усилие в трубе, N ; N_M – окружное растягивающее усилие в муфте; δ - толщина стенки трубы; δ_m – толщина стенки муфты; x_M – участки краевого эффекта; l_M – длина муфты

Рис. 13 – Расчетная схема взаимодействия муфты с участком трубопровода

Рассматривая осесимметричную задачу, получаем формулу усредненного значения контактного давления p_k :

$$p_k = \frac{\kappa_\beta \cdot \gamma_1 (p - p_{ост})}{\kappa_\Delta + \gamma_1 \left(1 + \frac{2\delta}{R_M}\right) \frac{\delta}{\delta_m}} \quad (9)$$

где $\kappa_\beta = 1 - [1 + e^{-\beta l_M} (\sin \beta l_M - \cos \beta l_M)] (2 \cdot \beta \cdot l_M)^{-1}$ - безразмерный коэффициент учета краевого эффекта муфты, м; $\beta = 1,285 / \sqrt{R_T \cdot \delta}$ - параметр оболочки, m^{-1} ; $p_{ост}$ - остаточное давление среды при установке муфты, МПа; γ_1 – коэффициент условий защемления концов трубы, равный значению: $(1 - \mu^2)$ - для подземной прокладки и $(1 - 0,5\mu)$ - для надземной прокладки; $\kappa_\Delta = E \cdot \delta \cdot \delta_k / E_k \cdot R_B^2$ – коэффициент влияния слоя заполнителя.

Важным фактором надежной эксплуатации магистральных газопроводов является достаточный прочностной ресурс труб, определяющий срок их службы. Развитие трещин до критической глубины, вызывающей разрушение трубы, можно связать с количеством циклов переменной нагрузки – внутреннего давления, а имея фактические данные в виде годичных диаграмм его изменения, можно определить остаточный срок эксплуатации трубы с трещиной.

Для анализа роста трещин от начальной глубины до заданной, в том числе критической, используется известная зависимость Пэриса-Эрдогана:

$$\frac{dt}{dN_{II}} = c(\Delta K)^n, \quad (10)$$

где dt/dN_{II} - скорость развития трещины по глубине, мм/цикл; N_{II} – количество циклов; n, c – константы материала трубы, ΔK – размах коэффициента интенсивности напряжений, $Pa \sqrt{mm}$.

Интегрируя зависимость (10), с разделением переменных t и $N_{ц}$, получим формулу для определения количества циклов $N_{цс}$, приводящих к критической глубине трещины от известной начальной глубины:

$$N_{цс} = \frac{(\bar{t}_н^{1-0,5n} - \bar{t}_с^{1-0,5n})}{2^{n-1} \cdot (n-2) \cdot (1+6 \cdot \bar{t}^2)^n} \cdot \frac{\delta^{1-0,5n}}{c \cdot \Delta\sigma^n}, \quad (11)$$

где $\bar{t}_н = t_н / \delta$ - относительная начальная глубина трещины; δ - толщина стенки трубы, мм; $t_н$ - начальная глубина трещины (средневзвешенная), мм; $\bar{t}_с = t_с / \delta = (1,23 \cdot p_т - \Delta p) / (1,23 \cdot p_т - \Delta p \cdot M^{-1})$ - относительная критическая глубина трещины; Δp - изменение внутреннего давления в цикле (при отнулевом цикле $\Delta p = p$ - для трубы; $\Delta p = p - p_k$ - для трубы с муфтой), МПа; $M = \sqrt{1 + (0,8 \cdot \ell_{деф}^2) / (D_н \cdot \delta)}$ - коэффициент Фолиаса; $D_н$ - наружный диаметр трубопровода, мм; $\ell_{деф}$ - длина дефекта, мм; $t_с$ - критическая глубина трещины, приводящая к разрушению стенки трубы одним циклом нагрузки, мм; $\Delta\sigma = \Delta p (D_н / 2\delta - 1)$ - изменение кольцевых напряжений в цикле, МПа.

Для трубных сталей в режиме циклического нагружения при использовании размерностей [Н, мм] и константы $n = 2,66$ значение $c = 2 \cdot 10^{-12}$. Для оценки усиливающего эффекта муфты также используется формула (11) с изменением двух параметров $\Delta\sigma$ и $t_с$.

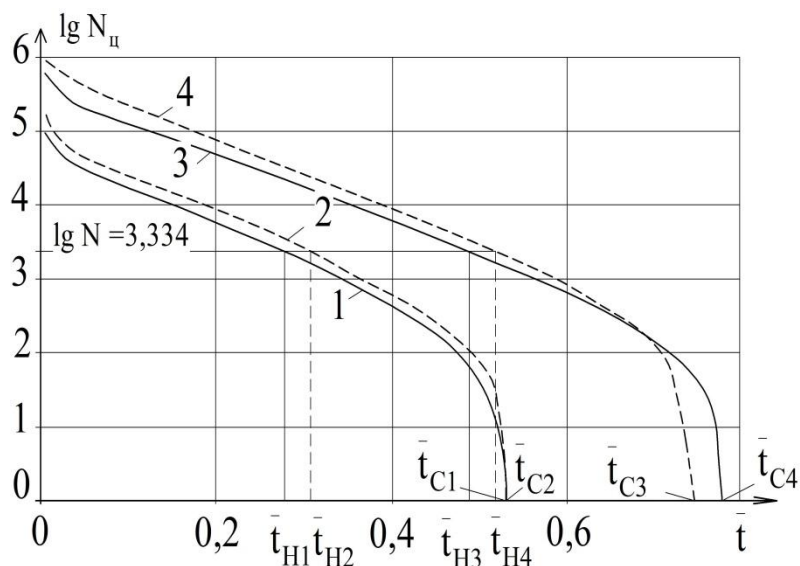
Графики зависимости логарифма числа циклов $\lg N_{ц}$ нагрузки в режиме $0 \div p_{раб}$ от относительной глубины трещины \bar{t} показывают ресурс труб диаметром 1220, 1420 мм с различной изначальной глубиной трещины $t_н$ (рисунок 14). Применение муфты существенно увеличивает число циклов. Так, при начальной глубине $\bar{t}_н = 0,4$ ($t = 6,6$ мм) ресурс трубы диаметром 1420 мм с дефектом составляет 440 циклов. Сварная муфта увеличивает число циклов до значения 6270 циклов или в 14,3 раза.

Методами полигонных, лабораторных и стендовых испытаний показана работоспособность сварных муфт, установленных на дефекты труб, вырезанных из действующих газопроводов диаметром 530-1420 мм. Испытания проводились в пять этапов.

Рис. 14 – Зависимость логарифма числа циклов $\lg N_{ц}$ от относительной глубины \bar{t} трещины без муфты (1, 2) и с муфтой (3, 4) для труб диаметром 1420 мм (1, 3) и 1220 мм (2, 4);

$\bar{t}_{н1} - \bar{t}_{н4}$ - значения начальной глубины дефекта, при которой ресурс трубы с трещиной составляет 30 лет;

$\bar{t}_{с1} - \bar{t}_{с4}$ - критические значения глубины трещин



На первом этапе были испытаны экспериментальные муфты трех типов, установленных на стресс-коррозионные дефекты трубы $D_n = 1420$ мм, $\delta = 12$ мм: тип А - приварная с гарантированным зазором, заполненным маслом, тип Б – неприварная обжимная с болтовой затяжкой и тип В - неприварная обжимная, состоящая из двух полумуфт, соединенных приварными пластинами. Несмотря на достаточно высокие значения k_{yc} (таблица 1) при давлении среды $p = 7,4$ МПа муфты типа А, Б не нашли практического применения ввиду сложности в изготовлении, а испытания муфты В были продолжены после упрощения конструкции - приварные пластины заменили сваркой продольных кромок полумуфт встык.

Таблица 1 – Коэффициенты усиления стальных муфт

Тип муфты	Метод установки	Промежуточный слой между муфтой и трубой	Коэффициент усиления	
			Расчет	Эксперимент
А	Приварка	Трансформаторное масло под давлением 0,3 МПа	1,68	1,47-1,79
Б	Болтовая затяжка	Эпоксидный компаунд	1,34-2,04	1,61
В	Накладка полумуфт с приваркой пластин	Эпоксидный компаунд	1,42	1,39

Цель испытаний на втором этапе – определение k_{yc} с учетом элементов технологии монтажа муфты. На объекте испытаний - трубе $D_n = 1220$ мм, $\delta = 12$ мм были нанесены дефекты имитирующие КРН длиной $\ell_{деф} = 1000 - 1050$ мм, глубиной $t_{max} = 9,0 - 10,5$ мм, шириной 3,5 мм, допускающие разрушение трубы под муфтой. Дефекты ремонтировались тремя муфтами В с разными элементами технологии (V_1, V_2, V_3).

Муфту V_1 устанавливали без приварки к трубе, без слоя композита, путем однократного прижатия полумуфт двумя гидравлическими цепными зажимами с последующей сваркой полумуфт. Муфту V_2 устанавливали также без композита, но путем прижатия нижней полумуфты за счет использования сварочных прихваток и пошагового изгиба полумуфты по поверхности трубы. Муфту V_3 устанавливали на эпоксидный клей при однократном прижатии и сварки кромок полумуфт. Результаты испытаний на предельную нагрузку доказали преимущество силовой эффективности муфты V_3 (таблица 2).

Расчетные значения разрушающего давления для нее составили $p_{разр\ min} = 6,44$ МПа с использованием формулы (2), $p_{разр\ max} = 14,53$ МПа – с использованием формулы $k_{yc\ max} = (\delta_m + \delta_{ост}) / \delta_{ост}$.

Таблица 2 – Коэффициент усиления k_{yc} муфт V_1, V_2, V_3

Муфта	Разрушающее давление, МПа		Коэффициент k_{yc} усиления при разрушающем давлении	Место очага разрушения трубы
	Экспериментальное с муфтой	Без муфты		
V_1	5,25	4,41	1,19	под муфтой
V_2	5,87	3,11	1,89	под муфтой
V_3	>9,9	3,70	>2,68	вне муфты

Основным недостатком муфт типа В являются повышенные затраты времени, связанные с подгонкой и подготовкой свариваемых продольных кромок полумуфт в процессе их монтажа в сложных трассовых условиях,

поэтому были созданы усовершенствованные конструктивные решения по сварным обжимным муфтам, исключая операции подгонки и подготовки кромок полумуфт при их монтаже (рисунок 15).

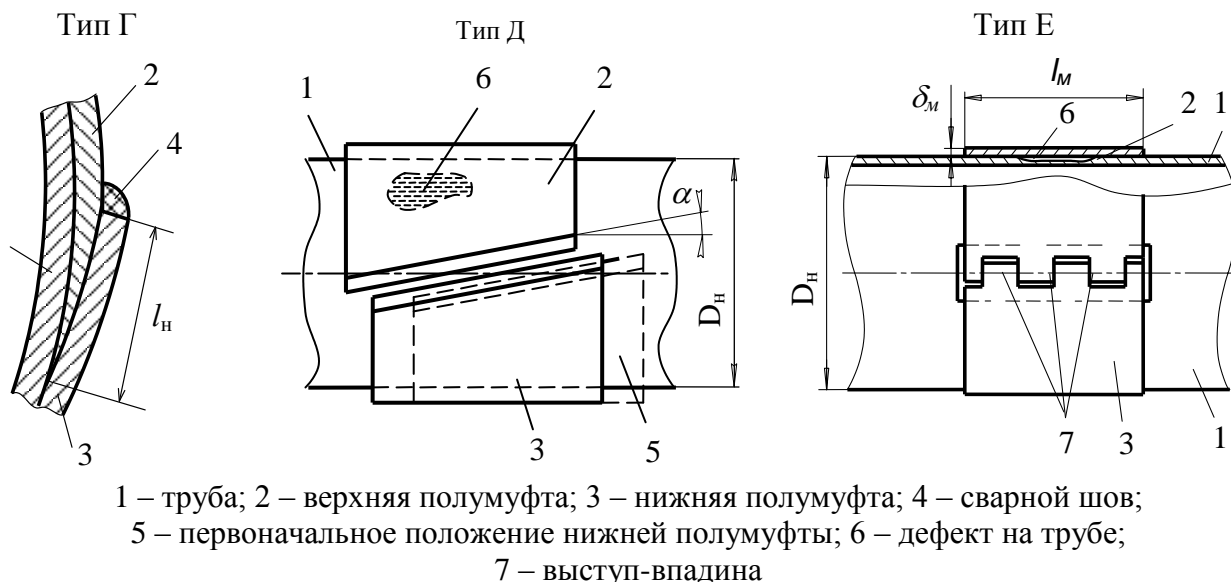


Рис. 15 – Конструктивные схемы усовершенствованных муфт: со скошенными кромками (тип Г), с наклонными кромками (тип Д), с П – образными выступами и впадинами (тип Е)

В представленных трех конструкциях (Г, Д, Е) неизбежный разброс длины окружности ремонтируемой трубы компенсируется за счет пологого утонения кромки верхней полумуфты 2, в пределах которого отогнутая кромка нижней полумуфты 3 приваривается к верхней швом 4 (муфта Г) или за счет выполнения продольных стыкуемых кромок полумуфт 2, 3 под углом α к оси трубы, позволяющим за счет их взаимного перемещения регулировать зазор между кромками под сварку (муфта Д), или за счет выполнения торцевых участков стыкуемых полумуфт 2, 3 в виде взаимодействующих выступов и впадин 7, свариваемых швами окружного направления (муфта Е). Конструкции защищены патентами РФ.

На четвертом этапе испытывали муфту Г на многоцикловую и предельную нагрузку совместно со штатной приварной обжимной муфтой П2-2 одинаковой толщиной $\delta_m=12$ мм на трубе $D_n = 530$ мм, $\delta = 12$ мм с двумя трещиноподобными дефектами, каждый длиной по 200 мм, усредненной глубиной $t = 0,55 \div 0,57\delta$, перекрытыми муфтой Г, установленной на композит и муфтой П2-2 с приваркой к трубе без композита.

В процессе циклического нагружения коэффициент усиления возрастал с увеличением количества циклов.

Циклическое и последующее предельное нагружения не нарушили целостность и герметичность объекта испытаний, что послужило дополнительным основанием для возможного применения данных муфт на трубопроводах газа компрессорных станций, поэтому пятый этап (стендовые испытания), провели на объекте смонтированном из элементов обвязки центробежных нагнетателей сечением $D_n=720$ мм, $\delta = 20$ мм, проработавших более 30 лет. Материал элементов обвязки – ст. 20.

Трещиноподобные дефекты длиной 220 мм и усредненной глубиной $t = 7,7$ мм отремонтировали муфтами типа Г, Д с толщиной стенки $\delta_m = 0,5\delta = 10$ мм, установленными на металлополимер «Монолит+». Нагружали объект циклической нагрузкой в режиме $0 \div 7,4 \div 0$ МПа в количестве 15 тыс. циклов, а затем предельной нагрузкой $p_{\max} = 16,5$ МПа, создававшей в трубе без учета влияния муфт напряжения, равные пределу текучести стали 09Г2С ($\sigma_{0,2} \geq 280$ МПа). Методом электрической тензометрии определяли деформации трубы и муфт.

Обе муфты обеспечили одинаковое значение $k_{yc} = 1,5$, если брать усредненный показатель деформаций муфт по окружности. Но тензодатчики, расположенные на участке муфт, непосредственно над дефектом, показали повышенные значения деформаций стенки муфт по сравнению с другими участками по окружности. Расчет показал, что $k_{yc \max} = 1,69$. Таким образом, в области дефекта трубы деформации муфты перераспределяются, при этом металл муфты над дефектом нагружается в большей степени, чем дает расчет без учета данного фактора.

В целом, муфты подтвердили эффективность ремонта пораженных КРН участков трубы по результатам воздействия циклической и предельной нагрузок.

В пятой главе «Разработка неразрушающего метода оценки напряженного состояния стенок газопроводов» описаны результаты испытаний полых цилиндрических образцов, выполненных из трубной стали 17Г1С в условиях плосконапряженного состояния. Механические свойства стали (не менее): $\sigma_b - 510$ МПа, $\sigma_{0,2} - 345$ МПа. Внешний диаметр образца $D=142$ мм, толщиной стенки $\delta=1,4$ мм.

Первый этап испытания - нагружение модели внутренним давлением с шагом 0,5 МПа до величины 5 МПа. На каждом шаге нагружения определяли коэрцитивную силу для четырех направлений: два значения Hc_1 и Hc_3 – для осевых направлений, и два значения Hc_2 и Hc_4 для кольцевого направления. Средние значения определяли по формулам:

$$Hc_{\parallel} = \frac{Hc_1 + Hc_3}{2}; \quad Hc_{\perp} = \frac{Hc_2 + Hc_4}{2}. \quad (12)$$

По результатам эксперимента были построены зависимости величины коэрцитивной силы от механических напряжений, возникающих в направлении намагничивания (рисунок 16).

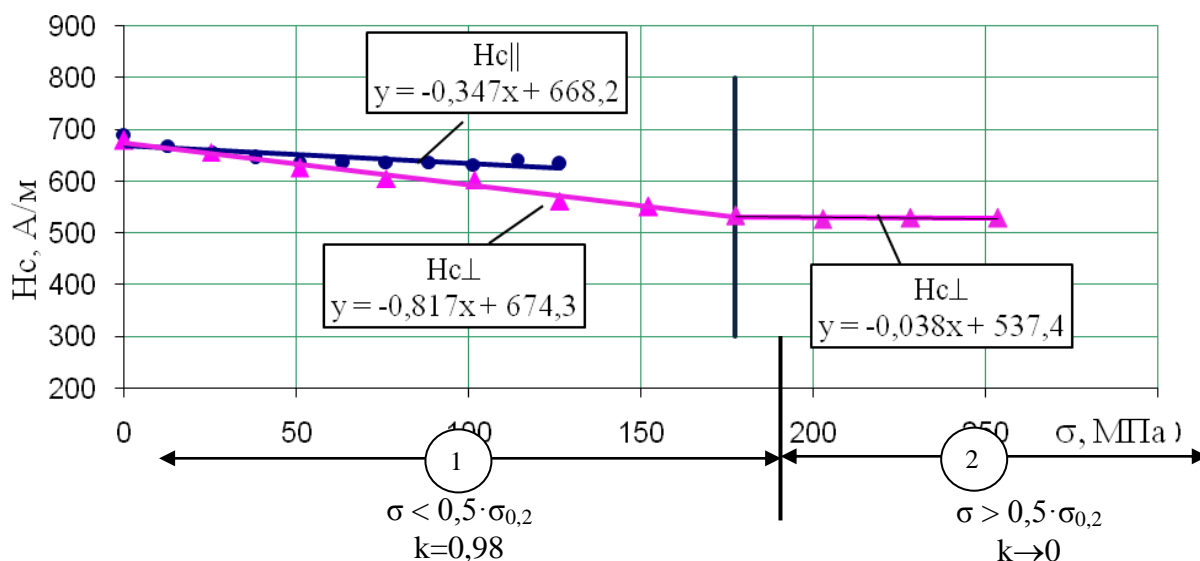


Рис. 16 - Изменение коэрцитивной силы металла модели трубопровода при увеличении напряжений, возникающих под действием внутреннего давления

Корреляционный анализ результатов показал, что для данной модели применение коэрцитиметрического метода при растягивающих нагрузках эффективно лишь для напряжений, величина которых не превышает 50% от предела текучести. Коэрцитивная сила равномерно убывает с ростом напряжений вплоть до 175 МПа, коэффициент корреляции между значениями коэрцитивной силы и значениями напряжений на данном участке $k=0,98$, далее показания коэрцитиметра стабильны (коэффициент корреляции на участке 2 близок к нулю) (рисунок 16).

Предположим, что коэрцитивная сила зависит от деформации, которые для поперечного и продольного направления могут быть найдены из соотношений (13)

$$\varepsilon_{кц} = \frac{pD}{2E\delta} \left(1 - \frac{\mu}{2}\right); \varepsilon_{пр} = \frac{pD}{2E\delta} \left(\frac{\mu}{2} - 1\right), \quad (13)$$

где E – модуль упругости стали (принимался $2,1 \cdot 10^{11}$ Па); μ – коэффициент Пуассона (принимался 0,3); p – величина избыточного давления среды, Па.

На рисунке 17 представлена зависимость величины коэрцитивной силы от деформаций, возникающих в направлении намагничивания.

Единство зависимости коэрцитивной силы от растягивающих деформаций доказывается совпадением кривых, полученных для осевых и кольцевых деформаций.

Зависимость для отрицательных поперечных значений деформаций построена по результатам эксперимента, заключающегося в одноосном растяжении плоского образца, выполненного из аналогичного материала. Величина сжимающих деформаций определялась исходя из условия, что в упругой стадии она пропорциональна значению продольных деформаций:

$$\varepsilon_{non} = \mu P / EF \quad (14)$$

где P – растягивающая нагрузка, Н; F – площадь поперечного сечения исследуемых образцов (для рассматриваемого случая $F=0,00025$ м²).

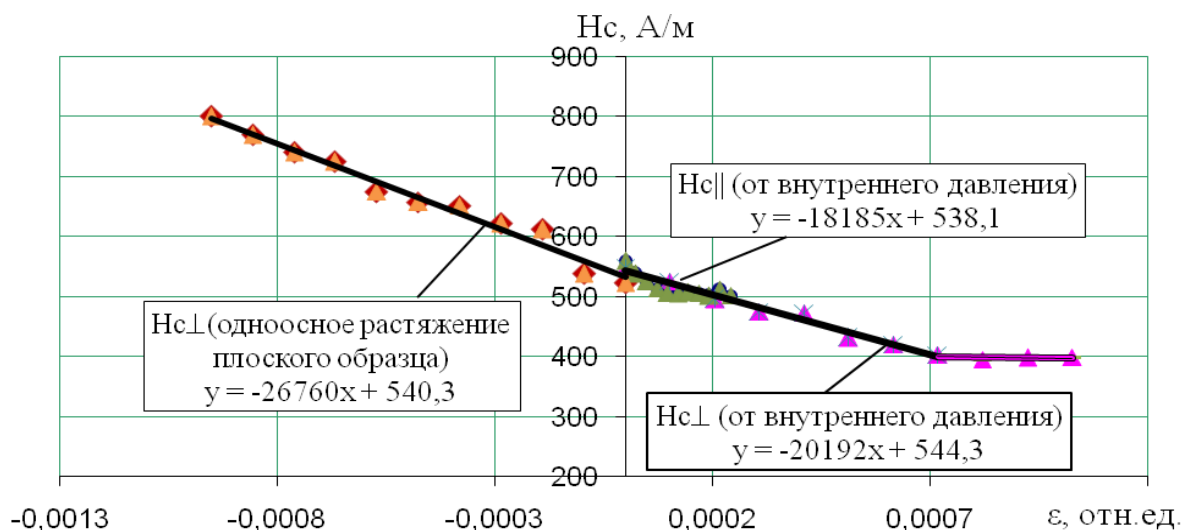


Рис. 17 - Зависимость величины коэрцитивной силы от деформаций, возникающих в материале в направлении намагничивания

Полученная зависимость объясняет рост коэрцитивной силы в поперечном направлении плоского образца при отсутствии механических напряжений в этом направлении, полученный В.Ф. Мужичким, Р.В. Агинеи, И.Н. Андроновым в своих работах.

Подтверждено, что положительная деформация материала приводит к снижению коэрцитивной силы, измеренной в направлении этой деформации, в то время как отрицательные значения деформаций приводят к увеличению показаний коэрцитиметра.

Анализ полученных зависимостей позволил установить, что в случае отрицательной величины главных деформаций в направлении намагничивания, имеется линейная связь полученное значение коэрцитивной силы пропорционально величине этих деформаций. Для случая же положительных деформаций, коэрцитивная сила пропорциональна сумме наибольшей и наименьшей компонент главных деформаций. Таким образом, для случая одноосного состояния, можно записать:

$$Hc^- = Hc_0 - k\varepsilon_3, \quad (15)$$

где Hc^- - величина коэрцитивной силы, измеренной в направлении минимальных деформаций, А/м; Hc_0 - значение коэрцитивной силы на ненагруженном материале, то есть при нулевых значениях относительной деформации, А/м; k – коэффициент пропорциональности, определяемый по углу наклона полученных зависимостей, для рассмотренной модели трубопровода этот коэффициент с допустимой погрешностью можно принять равным $k = 0,2 \cdot 10^5$ как для случая положительных, так и для отрицательных значений главных деформаций.

Для положительных деформаций, выражение для коэрцитивной силы будет иметь следующий вид:

$$Hc^+ = Hc_0 - k(\varepsilon_1 + \varepsilon_3), \quad (16)$$

где Hc^+ - величина коэрцитивной силы, измеренной в направлении максимальных деформаций, А/м.

Для случая чистого сдвига $\varepsilon_1 = -\varepsilon_3$, тогда значение коэрцитивной силы, измеренной в направлении ε_1 , в соответствии с выражение (16) будет равно значению коэрцитивной силы на ненагруженном материале.

Таким образом, решая совместно уравнения (15) и (16) можно определить значения главных деформаций. Из полученных выражений следует, что, даже не зная характера напряженного состояния в контролируемом объекте, можно по двум значениями коэрцитивной силы, измеренным во взаимно перпендикулярных направлениях, соответствующих главным деформациям, определить величину максимальной компоненты (ε_1), при этом не требуется значение величины коэрцитивной силы ненагруженного материала:

$$\varepsilon_3 = \frac{Hc_0 - Hc^-}{k}; \quad (17)$$

$$\varepsilon_1 = \frac{Hc_0 - Hc^+}{k} - \varepsilon_3 = \frac{Hc^- - Hc^+}{k}. \quad (18)$$

Оценку напряженного состояния действующих газонефтепроводов магнитным методом предлагается выполнять в четырех точках одного сечения (верхняя, нижняя и боковые образующие).

Алгоритм оценки напряженного состояния трубопроводов по результатам измерения коэрцитивной силы был реализован в программе, разработанной в среде Visual Basic. Интерфейс программы позволяет вводить характеристики материала контролируемой конструкции, магнитные характеристики материала, графическую схему проведения испытаний данного объекта.

В шестой главе «Обоснование оптимальных интервалов катодной поляризации по результатам лабораторного моделирования, данным ВТД и электрометрических измерений» показано, что эффективный диапазон защитного потенциала в условиях КРН может несколько отличаться от диапазона для защиты от язвенной коррозии, регламентированного национальными стандартами. Определение этих потенциалов в лабораторных условиях нецелесообразно вследствие того, что чрезвычайно сложно воспроизвести все факторы, присущие КРН.

Такая задача может быть решена сопоставлением данных электрометрических измерений и внутритрубной диагностики, выполненных на участке магистрального газопровода, предрасположенного к КРН.

В качестве объекта исследования выбран участок 0-205 км МГ Пунга-Ухта-Грязовец ООО «Газпром трансгаз Ухта», который характеризуется высокой вероятностью формирования и развития дефектов КРН.

Анализ результатов периодических электроизмерений за период, начиная с 1987 г. показал, что количество образовавшихся на участке трещиноподобных дефектов коррелирует с потенциалом в точке дренажа катодных станций (с силой тока на выходе станций).

В случае, когда имеются результаты измерения в каждый год анализируемого периода времени, средний потенциал предложено рассчитывать по формуле:

$$\bar{U} = \frac{\sum_{T=T_0}^{T_k} U_T}{(T_k - T_0) + 1}, \quad (19)$$

где U_T – потенциал на КИК, измеренный в год T , В; T_0 и T_k – соответственно, начальный и конечный год измерений, год.

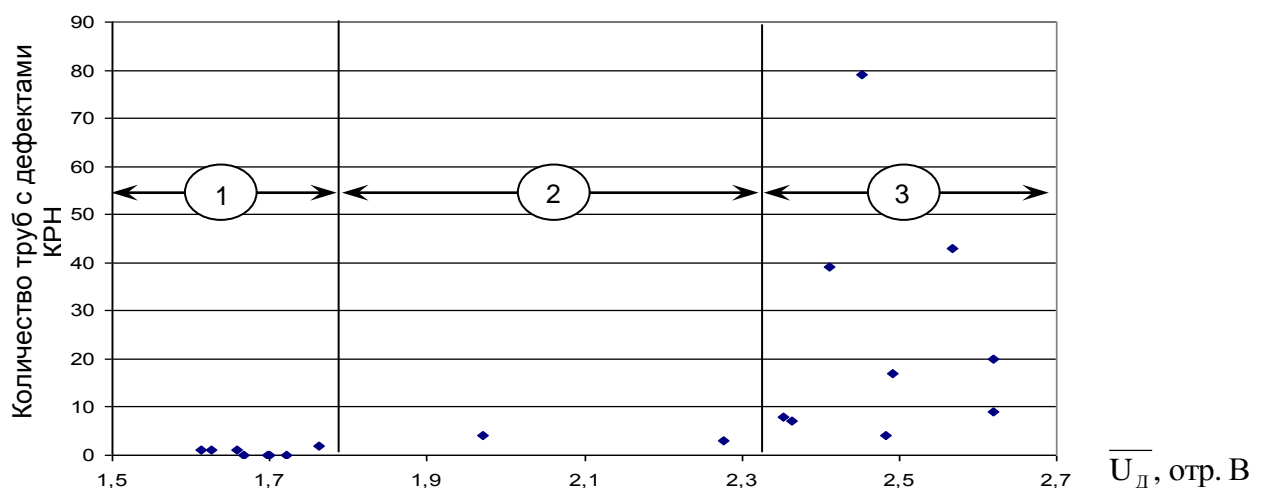
В случае, когда в рассматриваемом периоде имеются годы, в которых измерения не выполняли (либо эти данные отсутствуют), расчет проводили по следующей формуле:

$$\bar{U} = \frac{\sum_{i=1}^n U_i}{n}, \quad (20)$$

где U_i – потенциал на КИК, измеренный в год порядковым номером i , В; n – количество лет в которые выполнялись измерения.

Анализ выполнили в следующем порядке: на выбранном участке МГ отмечали участки, ограниченные станциями катодной защиты; используя данные внутритрубной диагностики, определяли количество дефектов КРН, образовавшихся за период эксплуатации на участках, ограниченных СКЗ; используя данные периодических измерений «труба-земля», рассчитывали согласно (19, 20) средние значения потенциала в точке дренажа на каждой станции за весь период имеющихся измерений (до даты проведения ВТД); рассчитывали среднее значение потенциала в точке дренажа между соседними станциями защиты, используя средние значения потенциала для каждой станции за рассматриваемый период измерений \bar{U}_d ; определяли максимальную глубину дефектов КРН.

Результаты анализа данных периодических измерений представлены на рисунке 18.



1 – область потенциалов с низким значением условной статистической вероятности (количество дефектных труб менее 2 шт. на участке между СКЗ); 2 – область потенциалов со средним значением УСВ (количество дефектных труб 3-5); 3 – область потенциалов со средним значением УСВ (количество дефектных труб более 5 шт.)

Рис. 18 - Зависимость количества дефектных труб на участке между СКЗ от среднего потенциала в точках дренажа этих СКЗ

Установлено, что потенциалы положительнее минус 1,8 В в точке дренажа характеризуются низкой УСВ образования дефектов КРН, минус 1,8...-2,3 В – средней, а отрицательнее минус 2,3 В – высокой УСВ.

Большой разброс количества дефектов на участке потенциалов с высоким значением УСВ развития КРН, позволяет сделать важнейший вывод – высокий уровень катодной поляризации является необходимым, но недостаточным условием для развития КРН: при высоком уровне поляризации процессы развития КРН могут протекать с различной скоростью, что обусловлено действием других факторов, однако при низкой поляризации однозначно количество дефектов минимально независимо от действия других факторов, следовательно, снизив значения потенциала можно снизить вероятность развития КРН.

На следующем этапе исследования на основе исходных результатов интенсивных электроизмерений, выполненных с шагом 5 м, строили гистограмму потенциалов включения по участку МГ (рисунок 19). Всего было проанализировано 43658 точек измерений (интервалов).

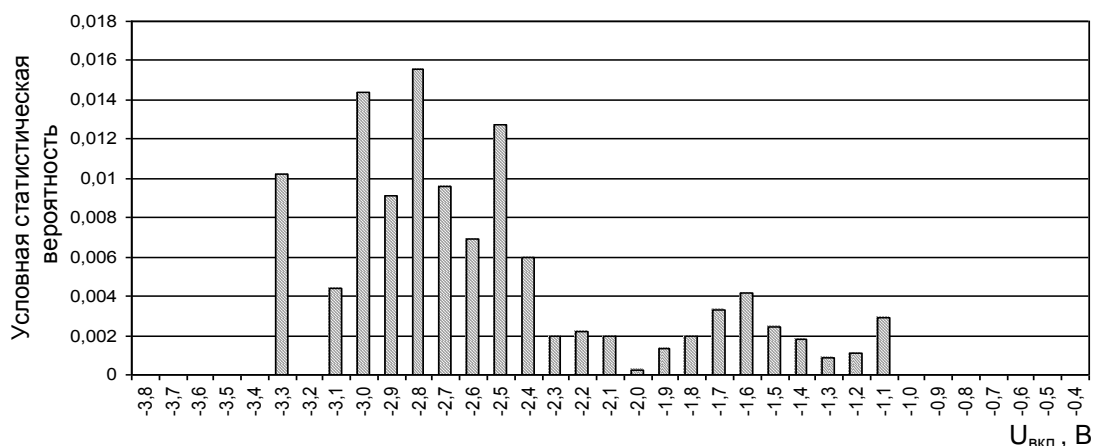


Рис. 19 - Распределение относительной вероятности возникновения дефектов КРН от потенциалов включения $U_{вкл.}$, В

Условную статистическую вероятность возникновения дефекта КРН для определенного диапазона потенциалов катодной поляризации, определяли по формуле:

$$P = \frac{n_{\text{дефект}}}{n_{\text{общ}}}, \quad (21)$$

где $n_{\text{дефект}}$ – количество пятиметровых интервалов МГ с обнаруженными дефектами КРН, соответствующих определенному диапазону потенциалов катодной поляризации; $n_{\text{общ}}$ – общее количество пятиметровых интервалов МГ, соответствующих этому диапазону потенциала катодной поляризации.

Доказано, что условная статистическая вероятность развития дефектов КРН (P) в значительной степени зависит от значения потенциала включения и выключения. Так, например, на пятиметровых интервалах МГ, имеющих по потенциалу отключения в диапазоне минус 0,5 – минус 0,9 В, обнаружен один дефект КРН (или 0,41% от общего количества дефектов КРН на исследуемом МГ), но такую поляризацию при этом имеют около 7% исследуемых интервалов.

Таким образом, можно имеющиеся данные об условной вероятности образования дефектов КРН разбить на несколько диапазонов значений потенциала, соответствующих различной вероятности образования дефектов, что в дальнейшем позволит рекомендовать устанавливать потенциалы с наименьшей вероятностью образования дефектов КРН на участках МГ, предрасположенных к образованию дефектов.

Для проверки гипотезы различий вероятности образования КРН при разных интервалах поляризации был использован критерий Вилкоксона. Число инверсий, порождаемых каким либо членом x_i ряда X - это число членов из ряда Y , которые меньше x_i . Сумму инверсий всех членов ряда X относительно ряда Y обозначим v .

Критическое значение критерия Вилкоксона $V_{\text{крит.}}$ вычисляли по формуле:

$$V_{\text{крит}} = \begin{cases} v, & \text{если } v < \frac{mn}{2} \\ mn - v, & \text{если } v > \frac{mn}{2} \end{cases} \quad (22)$$

где n – объем выборки ряда X , m – объем выборки ряда Y .

Данные относительных частот дефектов при потенциале включения разбили на три выборки, соответствующие интервалам потенциала $[-0,4; -1,0]$, $[-1,1; -2,3]$, $[-2,3; -3,3]$ В относительно медно-сульфатного электрода сравнения. Обнаружено, что инверсий выборок не наблюдается, нет перемешивания выборок. Это значит, что гипотезы о принадлежности любой пары выборок к одной генеральной совокупности отвергаются практически со 100% вероятностью.

Таким образом, относительная частота дефектов труб статистически значимо отличается для выбранных интервалов потенциала включения и отключения. Полученные результаты позволяют заключить, что при поддержании потенциала с омической составляющей в диапазоне до минус 2,3 В, несмотря на общую предрасположенность участка газопровода к возникновению КРН, можно снизить вероятность образования дефектов КРН.

В седьмой главе «Управление значением защитного потенциала вдоль газопроводов, подверженных КРН» описаны разработанные автором и апробированные методы поддержания потенциалов на МГ (рисунок 20). Подсистема АРМ ЭХЗ разработана в отношении совокупности объектов «магистральный газопровод – противокоррозионная защита – окружающая коррозионно-агрессивная среда». Она предназначена для осуществления управления системами электрохимической защиты с целью поддержания заданных параметров системы защиты в контрольных точках, сбора, архивирования и обработки контролируемых параметров системы защиты от

коррозии для анализа и прогнозирования изменения коррозионного состояния защищаемых трубопроводов.

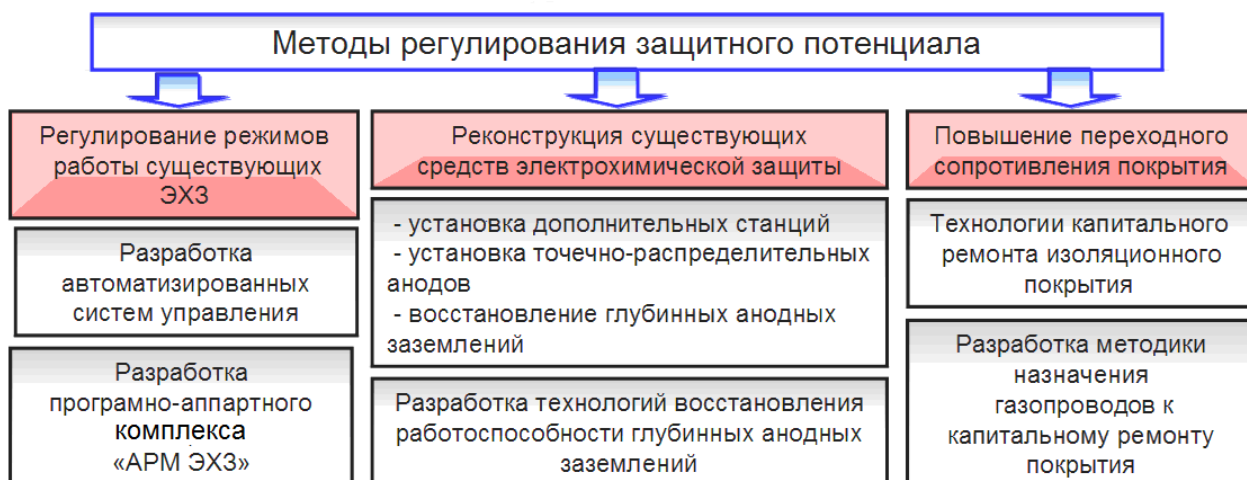
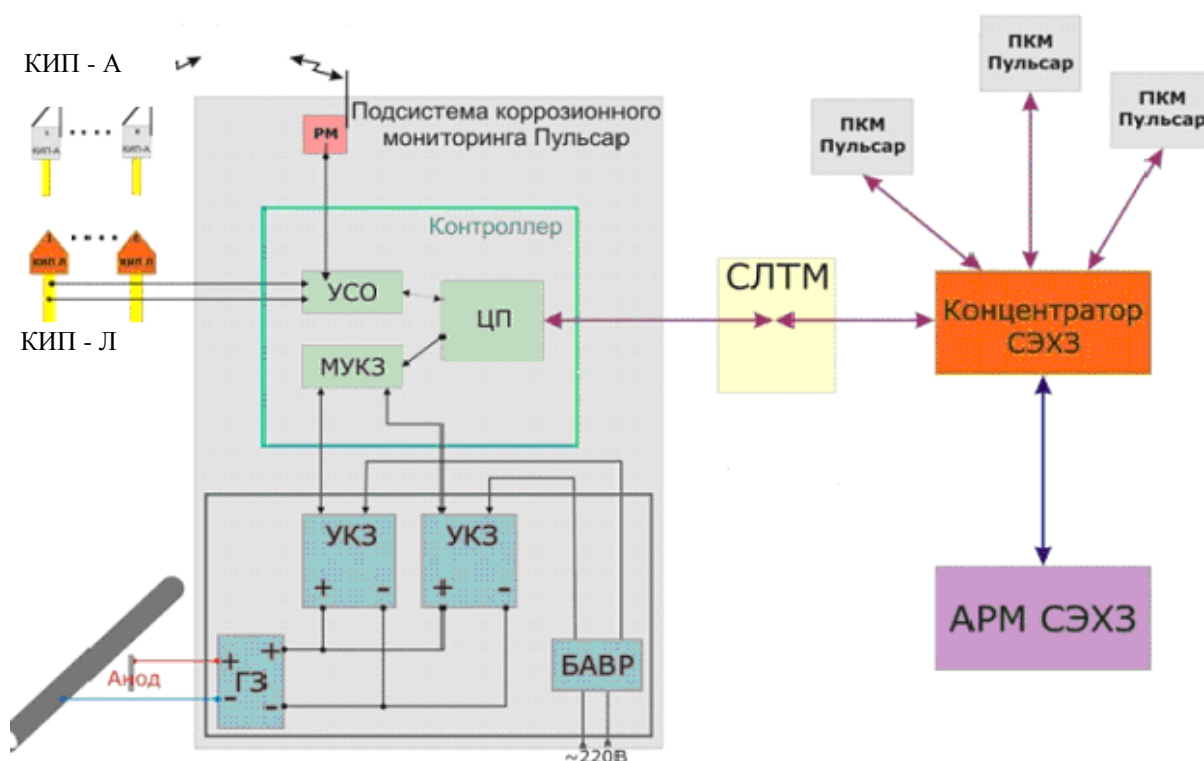


Рис. 20 – Методы поддержания и управления защитного потенциала по протяженности газопровода

Функциональная схема подключения оборудования с подсистему АРМ ЭХЗ представлена на рисунке 21.



КИП-А – контрольно-измерительный пункт с автономным питанием; КИП-Л – контрольно-измерительный пункт линейной части; РМ – радиомодуль; УСО – устройство связи с удаленными объектами; ЦП – центральный процессор; МУКЗ – модуль управления устройствами катодной защиты; УКЗ – устройство катодной защиты; ГЗ – блок грозозащиты; БАВР – блок аварийного включения резерва; СЛТМ – система линейной телемеханики; АРМ СЭХЗ – автоматизированное рабочее место оператора системы электрохимической защиты.

Рис. 21 – Функциональная схема подсистемы АРМ ЭХЗ

Для интегральной оценки состояния изоляционного покрытия разработана методика за основу выбрана методика, изложенная ГОСТ Р 51164-98, основанная на том положении, что чем меньше сила катодного тока вызывающая смещение потенциала «труба-земля», тем выше переходное сопротивление и лучше состояние покрытия и наоборот. Расчет выполняется для участков МГ, ограниченных точками дренажа соседних станций катодной защиты без их отключения, а сила поляризующего тока рассчитывается как полусумма значений силы тока на выходе каждой из этих станций.

Кроме этого, разработанная автором методика позволяет оценивать динамику изменения качества покрытия путем расчета градиента снижения переходного сопротивления во времени:

$$\beta = \frac{R_{и}^{нач} - R_{и}^{кон}}{R_{и}^{кон} \cdot T}, \quad (23)$$

где $R_{и}^{нач}$, $R_{и}^{кон}$ - переходное сопротивление в начальный и конечный период времени соответственно; T – временной период между измерениями $R_{и}^{нач}$, $R_{и}^{кон}$, лет.

Для повышения работоспособности глубинных анодных заземлений (ГАЗ) предложен метод и изготовлена установка, основанные на электрогидроударном эффекте, открытом Л.А. Юткиным. Установка состоит из силового и зарядного блоков, разрядника с высоковольтным кабелем, кабельного подъемника с грузонесущим тросом.

Накопленная в конденсаторах зарядного блока энергия выделяется в разряднике, помещенном в заполненную водой очищаемую колонну ГАЗ в виде импульсной электрической искры, которая формирует механическую ударную волну в воде.

Разрушение коррозионных отложений на внутренней и внешней поверхностях ГАЗ осуществляют путем перемещения разрядника в его полости с определенной скоростью и подачей на него импульсов электрической энергии. Спуск проводят с помощью грузонесущего троса к которому прикрепляется электрический высоковольтный кабель. Ожидаемый экономический эффект от внедрения метода составляет более 62,5 млн. руб. с учетом дисконтирования денежных потоков.

Разработанные технические решения легли в основу концепции, реализация которой позволяет эффективно предупреждать зарождение и развитие дефектов КРН на магистральный газопроводах (рисунок 22).

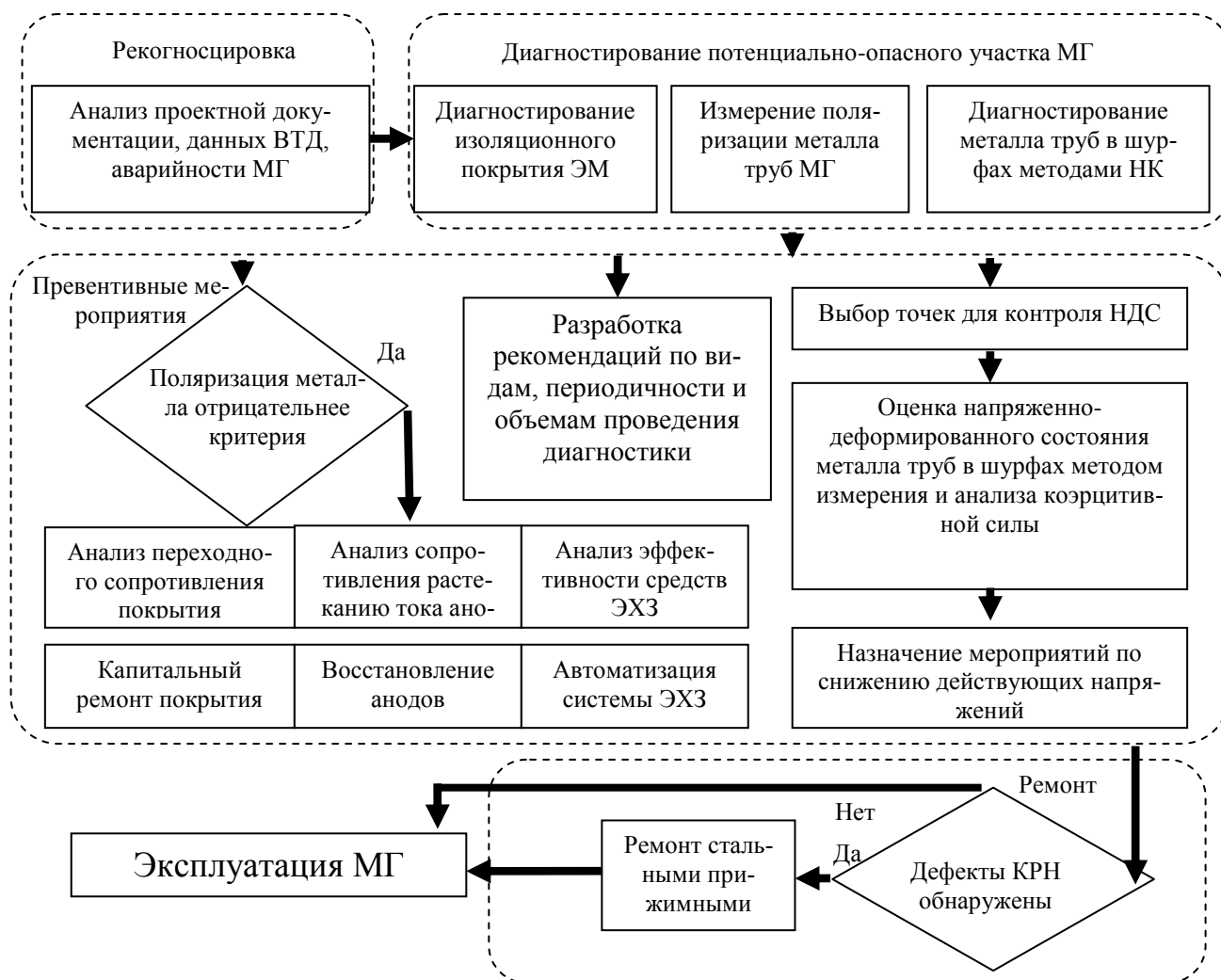


Рис. 22 – Алгоритм реализации методологии предупреждения разрушения длительно эксплуатируемых МГ по причине стресс-коррозии

Основные научно-практические результаты и выводы:

1) На основе анализа мирового и отечественного опыта в области эксплуатации магистральных газопроводов, подверженных КРН, разработана классификация методов предупреждения разрушения трубопроводов. Предложена классификация известных факторов, инициирующих КРН по уровню влияния, степени контролирования и управления. Показано, что для снижения аварий по КРН применение только ВТД и последующего ремонта недостаточно, необходимо совершенствовать методы диагностирования и прогнозирования КРН, безвырезные методы ремонта выявленных дефектов КРН, методы оценки напряженного состояния стенок труб и методы повышения эффективности электрохимической защиты металла в отношении КРН.

2) Разработана и внедрена комплексная методика и критерии ранжирования стресс-коррозионных условий газопроводов и диагностический алгоритм ее реализации, основанный на анализе номенклатуры эксплуатирующихся труб, имеющих дефекты КРН в коридоре трассы,

диагностировании характеристик грунтов и дефектов изоляционных покрытий, характерных для КРН, состоянии металла труб. Введены критерии поврежденности металла труб при КРН на основе использования диагностических методов. Экспериментально обоснована методика воспроизведения трещин КРН, рекомендуемая для опытно-исследовательской отработки и аттестации методик дефектоскопического контроля.

3) Разработаны, испытаны и внедрены конструкции стальных муфт для ремонта дефектов КРН. Предложен и научно обоснован критерий силовой эффективности муфты – коэффициент усиления, рассчитываемый с учетом контактного давления и свойств заполнителя. Получена зависимость остаточного ресурса отремонтированных труб с трещинами от начальной глубины дефекта, подтверждаемая результатами испытаний фрагмента трубопровода. По результатам полигонных и стендовых испытаний доказана высокая эффективность неприварных обжимных муфт с использованием заполнителя, увеличивающего коэффициент усиления более чем в 2 раза.

4) Разработаны новые критерии метода оценки напряженного состояния труб по коэрцитивной силе металла. Экспериментально получены зависимости коэрцитивной силы от главных деформаций, позволяющие по результатам неразрушающего контроля производить оценку параметров напряженно-деформированного состояния действующих трубопроводов. Разработана методика применения магнитного метода на действующих газопроводах, позволяющая оценить НДС без данных о начальном значении коэрцитивной силы на ненагруженном металле. На основе алгоритма предлагаемой методики разработана программа для ЭВМ.

5) В результате анализа данных периодических электроизмерений на участке газопровода, предрасположенного к КРН, установлено, что существуют интервалы поляризации металла, рассчитываемые по потенциалам в точках дренажа катодных станций, при установлении которых до 80 раз снижается вероятность образования КРН. На основе данных интенсивных электроизмерений с помощью критерия Вилкоксона обоснованы интервалы поляризации для эффективной катодной защиты металла труб участков МГ, предрасположенных к КРН.

6) Разработан, научно обоснован, испытан и внедрен комплекс технологий по контролю и управлению защитным потенциалом магистральных газопроводов, включающий программный комплекс АРМ ЭХЗ, методику расчета переходного сопротивления изоляции и назначения участков к ремонту покрытия, а также технологию восстановления анодных заземлений средств защиты без их извлечения из грунта.

7) На базе результатов исследования разработаны пять ведомственных нормативно-технических документов ООО «Газпром трансгаз Ухта», а также четыре отраслевых документа ОАО «Газпром», регламентирующих порядок диагностирования и мониторинга технического состояния, а также мероприятия по поддержанию работоспособности МГ, подверженных КРН. По результатам промышленного внедрения результатов работы получен суммарный экономический эффект порядка 140 млн. руб.

Основное содержание диссертации отражено в следующих работах:

Монографии:

1. Агиней, Р.В. Противокоррозионная защита газонефтепроводов. Электрохимические методы защиты [текст]: монография / Р.В. Агиней, А.С. Кузьбожев, Ю.В. Александров. - Ухта: Изд-во УГТУ, 2009, – 238 с.:ил.
2. Александров, Ю.В. Ресурсные испытания металла длительно эксплуатируемых трубопроводов [текст]: монография / Ю.В. Александров, А.С. Кузьбожев, Р.В. Агиней. - СПб.: Недра, 2011, - 304 с.:ил.
3. Александров, Ю.В. Коррозия газонефтепроводов. Электрохимические методы защиты [текст]: монография / Ю.В. Александров. - СПб.: Недра, 2011, - 420 с.:ил.
4. Александров, Ю.В. Актуальные вопросы защиты от коррозии магистральных газонефтепроводов [текст]: монография / Ю.В. Александров, Р.В. Агиней. - СПб.: Недра, 2012, - 400 с.:ил.

Статьи в изданиях, включенных в «Перечень...» ВАК Минобрнауки

РФ

5. Бирилло, И.Н. Полигонные испытания как способ исследования несущей способности нефтегазопроводных труб [текст] / И.Н. Бирилло, Ю.А. Теплинский, И.Ю. Быков, Ю.В. Александров // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море - 2004. - № 6 - С. 28-31.
6. Бирилло, И.Н. О работоспособности трубопроводов, подверженных коррозии в процессе эксплуатации [текст] / И.Н. Бирилло, Ю.А. Теплинский, И.Ю. Быков, Ю.В. Александров // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море -2004.-№ 8 - С. 21-25.
7. Агиней, Р.В. Интерпретация результатов коэрцитиметрии при оценке напряжённого состояния стальных конструкций [текст] / Р.В. Агиней, Ю.А. Теплинский, И.Ю. Быков, Ю.В. Александров // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море - 2004. - № 8 - С. 26-28.
8. Теплинский, Ю.А. Влияние неметаллических включений на разрушение трубных сталей [текст] / Ю.А. Теплинский, М.А.Конакова, Т.Н. Осенняя, С.Г. Аленников, Ю.В. Александров // Технология металлов. – 2005. - № 4. - С. 6-9.
9. Кузьбожев, А.С. Оценка структурной неоднородности металла коррозионно-поврежденных труб [текст] / А.С. Кузьбожев, Р.В. Агиней, Ю.В. Александров // Контроль. Диагностика – 2007 - № 12 – С. 54-58.
10. Агиней, Р.В. Исследование вариации твердости по окружности сварных труб в конденсатопроводах, поврежденных внутренней коррозией [текст] / Р.В. Агиней, А.С. Кузьбожев, Ю.В. Александров, И.И. Кандауров // Контроль. Диагностика – 2007 - № 10 – С. 49-53.
11. Агиней, Р.В. Оценка структурной неоднородности металла коррозионно-поврежденных труб [текст] / Р.В. Агиней, А.С. Кузьбожев, М.А. Конакова, Ю.В. Александров // Коррозия: материалы, защита – 2008 - № 2 – С. 20-22.
12. Александров, Ю.В. Напряженно-деформированное состояние газопровода, приводящее к аварийному разрушению [текст] / Ю.В. Александров, В.О. Соловей, М.М. Бердник, А.С. Кузьбожев // Защита

окружающей среды в нефтегазовом комплексе -2009 - № 7 - С. 42-45.

13. Александров, Ю.В. Задачи мониторинга напряженно-деформированного состояния газопроводов на потенциально опасных по признакам КРН участках трассы [текст] / Ю.В. Александров, В.О. Соловей, М.М. Бердник, А.С. Кузьбожев // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе – 2009 - № 7 - С. 46-51.

14. Александров, Ю.В. Предотвращение экологических нарушений в притрассовой зоне путем прогнозирования аварий на газопроводах по причине КРН [текст] / Ю.В. Александров, В.О. Соловей, А.С. Кузьбожев // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе – 2009 - № 7 - С. 51-55

15. Агинеи, Р.В. Прогнозирование технического состояния магистральных газонефтепроводов на основе данных внутритрубной дефектоскопии [текст] / Р.В. Агинеи, Ю.В. Александров, А.С. Кузьбожев // Проблемы безопасности и чрезвычайных ситуаций – 2009 - № 4 - С. 91-100.

16. Александров, Ю.В. Дистанционный метод локализации отслаиваний изоляции подземных газопроводов [текст] / Ю.В. Александров, Р.В. Агинеи, А.Н. Волкова // Газовая промышленность – 2010 - № 1 – С. 54-56.

17. Александров, Ю.В. Эффективность противокоррозионной защиты сложноразветвленных газопроводов промышленных площадок КС [текст] / Ю.В. Александров, Р.В. Агинеи, И.В. Глотов, А.С. Кузьбожев // Газовая промышленность – 2010 - №2 – С. 52-54.

18. Шарыгин, А.М. Опыт-расчетная апробация ремонта магистральных газопроводов стальными сварными муфтами [текст] / А.М. Шарыгин, А.С. Попков, Ю.В. Александров // Газовая промышленность – 2009 - № 12 – С. 44-47.

19. Александров, Ю.В. Методика прогнозирования состояния изоляционного покрытия длительно эксплуатируемых газопроводов [текст] / Ю.В. Александров, А.С. Кузьбожев, Э.В. Бурдинский // Газовая промышленность – 2010 - № 4 – С. 14-18.

20. Шарыгин, В.М., Преимущества и перспективы использования стеклопластиковых муфт с резьбовой затяжкой для ремонта трубопроводов [текст] / В.М. Шарыгин, С.В. Романцов, Ю.В. Александров // Газовая промышленность – 2010 - № 8 - С. 42-43.

21. Александров, Ю.В. Диагностика напряженного состояния металла газонефтепроводов по магнитным характеристикам [текст] / Ю.В. Александров, М.М. Бердник, Р.В. Агинеи // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе - 2010 - № 11 - С. 39-44.

22. Александров, Ю.В. Исследование влияния плоского напряженного состояния на изменение магнитных характеристик трубных сталей [текст] / Ю.В. Александров, М.М. Бердник, Р.В. Агинеи // Контроль. Диагностика – 2011 - № 1 - С. 22-26.

23. Александров, Ю.В. Исследование критериев ЭХЗ в отслаивании изоляционного покрытия [текст] / Ю.В. Александров, Р.В. Агинеи // Территория нефтегаз - 2010 - № 2 – С. 34-37.

24. Александров, Ю.В. Выявление факторов, инициирующих развитие разрушений магистральных газопроводов по причине КРН [текст] / Ю.В. Александров // Практика противокоррозионной защиты – 2011 - №1 – С 4-8.

25. Александров, Ю.В. Диагностика напряженного состояния металла трубопроводов по результатам магнитного контроля [текст] / Ю.В. Александров, Р.В. Агинеи, М.М. Бердник // Газовая промышленность – 2011 - №7 - С 17-21.

26. Александров, Ю.В. Неразрушающая диагностика деградационных процессов в металле газопроводов [текст] / Ю.В. Александров, А.Ю. Михалев, Р.В. Агинеи // Газовая промышленность - 2011, № 6 - С. 60-63.

27. Агинеи, Р.В. Адаптация метода интегральной оценки состояния изоляционного покрытия к действующим газонефтепроводам [текст] / Р.В. Агинеи, Ю.В. Александров // Практика противокоррозионной защиты – 2011 - №2 - С. 6-11.

28. Александров, Ю.В. Сопоставительный анализ результатов диагностики и электрометрических измерений на участке газопровода, предрасположенном к стресс-коррозии [текст] / Ю.В. Александров, В.Н. Юшманов, Р.В. Агинеи // Практика противокоррозионной защиты – 2011 - №3 - С. 15-20.

29. Александров, Ю.В. Оценка эффективности работы катодной защиты газопроводов, подверженных коррозионному растрескиванию под напряжением [текст] / Ю.В. Александров, В.Н. Юшманов, О.Ю. Теплинская // Трубопроводный транспорт (теория и практика) – 2011 - №4 - С. 22-24.

30. Александров, Ю.В. Анализ силового взаимодействия стальных муфтовых конструкций с ремонтируемым участком трубопровода [текст] / Ю.В. Александров, В.М. Шарыгин, А.С. Попков // Газовая промышленность – 2010 - № 12 - С. 54 – 57.

31. Александров, Ю.В. Повышение надежности и экологической безопасности эксплуатации газопроводов путем совершенствования ремонтных технологий [текст] / Ю.В. Александров, В.М. Шарыгин, А.С. Попков // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе – 2011 - № 1 - С. 24-27.

32. Александров, Ю.В. Диагностирование сложнонапряженного состояния газопроводов по результатам измерения коэрцитивной силы [текст] / Ю.В. Александров, Т.Т. Алиев, Р.В. Агинеи, М.М. Бердник // Наука и техника в газовой промышленности – 2012. - №2 (50) – С. 26-34.

33. Александров, Ю.В. Реализация концепции оценки технического состояния и планирования диагностических обследований газопроводов на предприятиях ОАО «Газпром» [текст] / Ю.В. Александров, В.Н. Юшманов // Наука и техника в газовой промышленности – 2012. - №2 (50) – С. 35-41.

34. Александров, Ю.В. Интерпретация градиентов постоянного тока при электроизмерениях на газопроводах [текст] / Ю.В. Александров // Практика противокоррозионной защиты – 2012. - № 1 – С. 6-11.

35. Агинеи, Р.В. Совершенствование методов оценки эффективности работы средств электрохимической защиты газонефтепроводов [текст] / Р.В. Агинеи, Ю.В. Александров // Практика противокоррозионной защиты – 2012. - № 1 – С. 17-22.

36. Яковлев, А.Я. Экспериментально-расчетное обоснование применения муфтовых технологий ремонта трубопроводов газа компрессорных станций [текст] / А.Я. Яковлев, Ю.В. Александров // Наука и техника в газовой

промышленности – 2012. - №2 (50) – С. 61-70.

37. Агинеи, Р.В. Статистический анализ распределения дефектов коррозионного растрескивания по окружности газопровода [текст] / Р.В. Агинеи, Ю.В. Александров, И.И. Волкова // Практика противокоррозионной защиты – 2013. - № 1 – С. 47-51.

Патенты на изобретения и полезные модели

38. Пат. №2389988 Российская Федерация МПК⁷ G01L1/06. Способ определения механических напряжений в стальных конструкциях [текст] / Р.В. Агинеи, А.С. Кузьбожев, Ю.В. Александров, А.В. Комаров. – №2009115369/28; заявл. 22.04.2009; опубл. 22.04.2010.

39. Пат. №85212 Российская Федерация МПК⁷ F16L55/18. Муфта для ремонта трубопроводов [текст] / А.С. Попков, Р.В. Агинеи, В.М. Шарыгин, Ю.В. Александров, А.И. Филиппов. - №2009111629/22; заявл. 30.03.2009; опубл. 27.07.2009.

40. Пат. №77013 Российская Федерация МПК⁷ F16L55/18. Муфта для ремонта трубопровода [текст] / В.М. Шарыгин, Ю.В. Александров, А.И. Филиппов, С.В. Романцов. - №2008117073/22; заявл. 29.04.2008; опубл. 10.10.2008.

41. Пат. №105396 Российская Федерация МПК⁷ F16L55/18. Муфта для ремонта трубопровода [текст] / Ю.А. Данилов, А.В. Смирнов, А.Н. Пономарев, Ю.В. Александров, А.И. Филиппов, В.М. Шарыгин, А.С. Попков. - №2010149677/06; заявл. 03.12.2010; опубл. 10.06.2011.

42. Пат. №2439530 Российская Федерация МПК⁷ G01N3/08. Способ определения механических напряжений в стальных конструкциях [текст] / Ю.В. Александров, Р.В. Агинеи, А.С. Кузьбожев, М.М. Бердник. - №2010132450/28; заявл. 02.08.2010; опубл. 10.01.2012.

43. Пат. №2455551 Российская Федерация МПК⁷ F16L1/028. Способ прокладки подземного трубопровода [текст] / В.М. Шарыгин, Р.В. Агинеи, А.С. Попков, А.Я. Яковлев, Ю.В. Александров, А.И. Филиппов. - №2011107775/06; заявл. 28.02.2011; опубл. 10.07.2012.

44. Пат. №2467307 Российская Федерация МПК⁷ G01N3/42. Способ определения соотношения фаз в стали [текст] / Р.В. Агинеи, А.С. Кузьбожев А.С., Ю.В. Александров, А.Ю. Михалев. - №2011118791/28; заявл. 10.05.2011; опубл. 20.11.2012.

45. Пат. №2469238 Российская Федерация МПК⁷ F16L58/00 Способ оценки технического состояния изоляционного покрытия подземного трубопровода [текст] / Р.В. Агинеи, А.С. Кузьбожев, Ю.В. Александров, В.Н. Юшманов, Э.В. Бурдинский. - №2011122187/06; заявл. 31.05.2011; опубл. 10.12.2012.

Публикации в журналах и научно-технических сборниках

46. Александров, Ю.В. Опыт практического применения механизированных комплексов при капитальном ремонте изоляционных покрытий [текст] / Ю.В. Александров // М-лы науч.-технич. совета ОАО Газпром «Разработка и внедрение технологий, оборудования и материалов по ремонту изоляционных покрытий и дефектных участков труб, включая дефекты КРН, на магистральных газопроводах ОАО «Газпром» - Ухта: ООО

«Севергазпром» - 2003 – С. 25-29.

47. Александров, Ю.В. Обеспечение надежности магистральных газопроводов [текст] / Ю.В. Александров, С.В. Романцов // Науч.-техн. сб. в 4 ч. «Научные проблемы и перспективы нефтегазовой отрасли в Северо-Западном регионе России». Ч.3. Транспорт газа – Ухта: Филиал «Севернипигаз» - 2005 – С.37-42.

48. Александров, Ю.В. Натурно-стендовые испытания – важнейший этап процесса создания ремонтных конструкций [текст] / Ю.В. Александров, А.М. Шарыгин, С.В. Романцов // Науч.-техн. сб. в 4 ч. «Эффективность освоения запасов углеводородов». Ч.3. Надежность и ресурс объектов транспорта газа / Филиал ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта. – Ухта: Филиал ООО «Газпром ВНИИГАЗ» 2010. – С. 41-50.

49. Александров, Ю.В. Организация системы мониторинга процессов КРН на магистральных газопроводах [текст] / Ю.В. Александров, В.О. Соловей // Науч.-техн. сб. в 4 ч. «Эффективность освоения запасов углеводородов». Ч.3. Надежность и ресурс объектов транспорта газа / Филиал ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта.. – Ухта, 2010. – С. 51-57.

50. Александров, Ю.В. Расчетная оценка напряженно-деформированного состояния системы «труба-муфта» при использовании различного вида промежуточного заполнителя [текст] / Ю.В. Александров, А.С. Попков, И.Н. Бирилло // Наука в нефтяной и газовой промышленности – 2010 - № 4 – С. 2-6.

51. Александров, Ю.В. Особенности применения магнитного метода для оценки напряженного состояния нефтегазопроводов с учетом действия внутреннего давления [текст] / Ю.В. Александров // Наука в нефтяной и газовой промышленности – 2010 - № 4 – С. 7-10.

52. Александров, Ю.В. Исследование возможности применения интенсивных измерений в стресс-коррозионном мониторинге магистральных газопроводов [текст] / Ю.В. Александров, В.Н. Юшманов // Наука в нефтяной и газовой промышленности – 2011 - № 1 – С. 2-8.

53. Александров Ю.В. Классификация структурной неоднородности в низколегированных сталях для нефтегазопроводов [текст] / Ю.В. Александров // Наука в нефтяной и газовой промышленности – 2011 - № 1 – С. 9-15.

54. Александров Ю.В. Моделирование стресс-коррозионных испытаний в лабораторных условиях [текст] / Ю.В. Александров, В.Н. Юшманов // Наука в нефтяной и газовой промышленности – 2011 - № 1 – С. 19-22.

55. Александров Ю.В. Обоснование точек контроля напряженного состояния газонефтепроводов на основе методов конечных элементов [текст] / Ю.В. Александров // Наука в нефтяной и газовой промышленности. - Режим доступа : <http://www.soagi.ru/new.html>.

56. Александров Ю.В. Анализ методов предотвращения разрушения газопроводов по причине КРН [текст] / Ю.В. Александров, В.Н. Юшманов // Наука в нефтяной и газовой промышленности. - Режим доступа : <http://www.soagi.ru/new.html>.

57. Alexandrov Yu. Measuring pipe coating performance in service [текст] // Alexandrov Yu. PIPELINE COATING. – USA, November, 2011 - p. 25-29.