

На правах рукописи



СПИРИДОВИЧ ЕВГЕНИЙ АПОЛИНАРЬЕВИЧ

**ПОВЫШЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ
В УСЛОВИЯХ КОРРОЗИОННОГО РАСТРЕСКИВАНИЯ
ПОД НАПРЯЖЕНИЕМ**

Специальность: 25.00.19 - Строительство и эксплуатация нефтегазопроводов,
баз и хранилищ

АВТОРЕФЕРАТ
диссертации на соискание ученой степени
доктора технических наук

Москва – 2014

Диссертация выполнена в Открытом акционерном обществе «Гипрогазцентр»

Официальные оппоненты: **Стеклов Олег Иванович**, д. т. н., профессор, профессор кафедры сварки и мониторинга нефтегазовых сооружений Российского государственного университета нефти и газа имени И. М. Губкина;

Велиюлин Ибрагим Ибрагимович, д. т. н., директор Экспертно-аналитического центра по оптимизации диагностических и ремонтных работ на линейной части газопроводов ОАО «Оргэнергогаз»;

Земенков Юрий Дмитриевич, д. т. н., профессор, заведующий кафедрой транспорта углеводородных ресурсов Тюменского государственного университета.

Ведущая организация: Ухтинский государственный технический университет.

Защита состоится «25» декабря 2014г. в 13 часов 30 минут на заседании диссертационного совета Д 511.001.02 на базе ООО «Газпром ВНИИГАЗ» по адресу: 142717, Московская область, Ленинский район, пос. Развилка.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке ООО «Газпром ВНИИГАЗ» и на официальном сайте: <http://www.vniigaz.ru>.

Автореферат разослан «23» сентября 2014г.

Учёный секретарь
диссертационного совета, к.т.н.



Ирина Николаевна Курганова

Общая характеристика работы

Актуальность темы. Стресс-коррозия (коррозионное растрескивание под напряжением, КРН) металла труб магистральных трубопроводов является трудно прогнозируемым и опасным явлением, напрямую снижающим надежность функционирования Единой системы газоснабжения (ЕСГ). В начале 1990-х годов география распространения КРН ограничивалась северными участками ГТС, в конце 1990-х годов отказы по причине КРН фиксировались на участках системы в центральных регионах страны, а в начале 2000-х годов КРН появилось и в южных регионах газотранспортной системы. Сегодня установлено, что стресс-коррозионные дефекты зарождаются и развиваются на магистральных газопроводах, проложенных в зоне распространения многолетне-мерзлых пород, что ранее считалось невозможным. Явление поражения трубопроводов КРН расширило границы своего распространения не только в географическом, но и в технологическом плане: стресс-коррозионные дефекты обнаруживаются на газопроводах-перемычках, подключающих газопроводах-шлейфах компрессорных станций, а также на магистральных нефтепроводах большого диаметра.

По данным Ростехнадзора предприятия ОАО «Газпром» ежегодно устраняют аварийные разрушения трубопроводов по причине КРН, выявляют и ремонтируют сотни критических стресс-коррозионных дефектов, что приводит к срыву поставок газа потребителям, экологическому ущербу и необходимости расходования значительных трудовых и финансовых ресурсов.

Начиная с 2000 г. разработка и внедрение методов обнаружения КРН с устранением выявленных дефектов позволили снизить общий уровень аварийности на магистральных трубопроводах, однако доля разрушений по причине развития стресс-коррозионных дефектов продолжает оставаться высокой. Данный факт свидетельствует о необходимости совершенствования системы выявления и устранения стресс-коррозионных дефектов, а также о необходимости разработки мероприятий по предотвращению КРН, в том числе и на вновь сооружаемых газопроводах. Кроме того, в силу не полной оснащенности магистральных газопроводов средствами внутритрубной диагностики, появляется необходимость в разработке новых диагностических средств (приборных комплексов) и эффективных методик, позволяющих повысить надежность магистральных газопроводов (МГ) со стресс-коррозионными проявлениями. Существование целого ряда нерешенных проблем, связанных с обеспечением надежности эксплуатации магистральных газопроводов в условиях КРН подтверждает актуальность темы диссертационного исследования.

Цель работы. Разработка методов и средств повышения надежности магистральных газопроводов в условиях КРН на основе создания аналитической системы оценки, анализа и прогноза технического состояния и применения усовершенствованных диагностических комплексов раннего обнаружения стресс-коррозионных дефектов.

Задачи исследования:

- выявление основных факторов, определяющих потенциально опасные участки магистральных газопроводов, которые могут быть формализованы и положены в основу количественных критериев;

- разработка принципов построения и алгоритмического обеспечения системы оценки, анализа и прогнозирования технического состояния магистральных газопроводов;

- определение способов предотвращения стресс-коррозии магистральных газопроводов и обоснование порядка проведения ремонта аварийных разрушений по причине КРН, реализация которого позволит предотвратить повторное разрушение газопровода по этой же причине;

- определение времени до проведения очередной диагностики участка для газопроводов, имеющих потенциально опасные участки по признаку КРН (ПОУ);

- разработка алгоритма, позволяющего назначать очередность пропуска стресс-коррозионных снарядов при проведении диагностических мероприятий на многониточных системах магистральных газопроводов;

- разработка и внедрение приборных комплексов электромагнитной диагностики, отвечающих современным требованиям, а также научно обоснованных методов обработки и интерпретации результатов дистанционных магнитометрических обследований подземных газопроводов в условиях проявления коррозионного растрескивания под напряжением;

- реализация для участка магистрального газопровода системы оценки, анализа и прогнозирования технического состояния.

Научная новизна:

1. Доказано, что системный анализ баз данных многолетних наблюдений за эксплуатацией магистральных газопроводов в различных условиях позволяет определить количественные критерии для оценки безотказности и ремонтпригодности линейной части магистрального газопровода, надежности потенциально опасных участков магистральных газопроводов.

2. Предложен алгоритм для выявления участков магистральных газопроводов, склонных к стресс-коррозии, объединяющий ключевые признаки потенциально опасных участков: глинистые грунты околотрубного пространства в сочетании с контактом грунтовых вод с поверхностью трубы.

3. Разработан порядок оценки эффективности назначения потенциально опасных участков магистральных газопроводов по признаку предрасположенности к КРН, учитывающий как количество стресс-коррозионных дефектов или аварийных разрушений, произошедших по причине КРН и относящихся к назначенным потенциально опасным участкам, так и протяженность назначенных ПОУ.

4. Разработаны принципы комплексного подхода к назначению ПОУ длительно эксплуатируемых магистральных газопроводов, включающего в себя наземные обследования с применением современных приборных комплексов, позволяющих уточнить состояние изоляционного покрытия и фактического положения трубопровода.

5. Разработаны новые критерий и алгоритм определения оптимальной периодичности проведения ВТД с учетом наличия на участке между камерами приема-запуска ПОУ, средневзвешенной категоричности ПОУ, аварийных разрушений, реализованных мероприятий по предупреждению КРН, что позволяет получить экономический эффект и снизить интенсивность отказов ниже средней величины по ГТС ОАО «Газпром».

6. Разработаны и научно обоснованы методы обработки и интерпретации результатов дистанционных магнитометрических обследований приборным комплексом МАГ-01.

Достоверность полученных результатов обосновывается корректностью использования комплекса существующих базовых методов исследования, в том числе численных методов, анализа данных и формированием математических моделей процессов жизненного цикла магистрального трубопровода.

Основные защищаемые положения:

1. Комплекс факторов, характеризующих потенциально опасные участки магистральных газопроводов, обоснованный с использованием методов математической статистики.

2. Критерий и алгоритм определения оптимальной периодичности проведения ВТД с учетом наличия на участке между камерами приема-запуска потенциально опасных участков по признаку КРН.

3. Метод предотвращения зарождения и развития стресс-коррозионных дефектов, реализуемый на стадиях проведения инженерных изысканий и проектирования.

4. Импортзамещающий современный приборный комплекс – бесконтактный измеритель тока БИТА-1 для оценки целостности изоляционного покрытия, являющейся ключевым фактором возникновения и развития КРН.

5. Комплексный алгоритм диагностирования потенциально опасных участков магистральных газопроводов, предрасположенных к развитию коррозионного

растрескивания под напряжением, с использованием магнитометрических приборных комплексов БИТА-1 и МАГ-01.

6. Принципы построения и алгоритмическое обеспечение системы оценки, анализа и прогнозирования технического состояния магистральных газопроводов, в том числе подверженных КРН, и на их основе созданная автоматизированная экспертно-аналитическая система оценки, анализа и прогнозирования технического состояния магистральных газопроводов.

Значение полученных соискателем результатов для практики подтверждается тем, что результаты работы использованы при проектировании вновь сооружаемых магистральных газопроводов «Сахалин – Хабаровск – Владивосток», «СРТО – Торжок», «Касимовское ПХГ – Воскресенск», «Починки – Изобильное – Северо-Ставропольское ПХГ», «Починки – Грязовец», Южно-Европейский газопровод на участке «Писаревка – Анапа», БТК Киринского ГКМ – ГКС «Сахалин» и капитальном ремонте действующих газопроводов, таких как Кольцевой газопровод Московской области (1 очередь), участки «КС Ногинск – КС Яхрома» и «КС Ногинск – КС Воскресенск», участок «КС Приволжская – КС Петровская», газопровод «Миннибаево - Казань», газопровод «Саратов – Горький» на участке «Починки - Саранск» и др.

Результаты проведенных исследований вошли составными частями в следующие документы и методические комплексы:

- Р Газпром 2-3-5-001-006 «Методика по обследованию участков газопроводов, склонных к коррозионному растрескиванию под напряжением»;

- Реестр потенциально опасных участков магистральных газопроводов, подверженных КРН;

- МР-1908-04 «Методических рекомендаций по назначению участков газопроводов к переизоляции»;

- Регламенты проведения работ ОАО «Гипрогазцентр» по техническому обследованию участков существующих газопроводов в местах пересечения с проектируемыми газопроводами;

- СТО Газпром 2-3.5-051-2006 «Нормы технологического проектирования магистральных газопроводов» (п. 12.4 Защита газопроводов от КРН);

- Стандарт предприятия СМК-И25 ОАО «Гипрогазцентр» «Инструкция по предотвращению КРН на проектируемых газопроводах», 2012 г.;

- Стандарт предприятия СМК-И30 ОАО «Гипрогазцентр» «Методика производства работ по определению пространственного положения подземных участков магистральных трубопроводов», 2013 г.;

- Методические рекомендации по применению комплекса БИТА–1 при проведении электрометрических обследований подземных трубопроводов, ООО «ВНИИГАЗ», 2006 г.;

- учебно-информационная программа по подготовке специалистов для работы с приборами БИТА-1, ОАО Гипрогазцентр» (версии 1.00 – 1.06, 2007 – 2014 г.).

Суммарный экономический эффект от внедрения разработанных технических решений при проектировании МГ Починки-Фролово-Северо-Ставропольское ПХГ на участке Починки-Фролово, общей протяженностью 300 км составил 78,25 млн. руб.

Эффект от снижения трудозатрат и повышения производительности труда в результате использования комплекса «БИТА-1» в ОАО «Гипрогазцентр» составил: 2003 г. - 2180,3 тыс. руб., 2004 г. - 2911,8 тыс. руб., 2005 г. - 3513,9 тыс. руб., 2006 г. - 4684,3 тыс. руб.

Эффект от использования измерительного комплекса БИТА-1 при эксплуатации на предприятиях ОАО «Газпром» для проведения электрометрических обследований и работ по оценке целостности изоляционного покрытия газопроводов может достигать 100 млн. руб. ежегодно.

Апробация работы. Основные положения диссертационной работы представлялись, докладывались и обсуждались на семи Международных деловых встречах «Диагностика» (1999–2004, 2006), конференции «Повышение надежности эксплуатации труб большого диаметра магистральных газопроводов» (ВТЗ, г. Волжский, 1997), конференции «Повышение эффективности разработки и эксплуатации газоконденсатных месторождений. Решение проблем транспортировки газа» (ООО «Севергазпром», г. Ухта, 1998), конференции «Технический прогресс в производстве и эксплуатации труб для нефтяной и газовой промышленности» (ВТЗ, г. Волжский, 1998), Международной конференции «Реконструкция и обслуживание газопроводов» (ОАО «Газпром», Словакия, 2000), отраслевом совещании «Опыт эксплуатации и технической диагностики магистральных газопроводов с дефектами КРН» (ОАО «Газпром», г. Югорск, 2001), 12-м Международном конгрессе «Новые высокие технологии газовой, нефтяной промышленности, энергетики и связи. СИТОГИС» (2002-2004), 24-м Международном газовом конгрессе (Аргентина, 2009), IV и V Международных научно-технических конференциях «Газотранспортные системы: настоящее и будущее (GTS-2011, GTS-2013)» (ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Москва, 2011, 2013), Семинар-совещании по противокоррозионной защите ГТС (г. Будва, Черногория, 2012 г.), Международном семинаре «Рассохинские чтения» (г. Ухта, УГТУ, 2013, 2014).

Публикации. По теме диссертации опубликовано 57 работ, из них 1 монография, 18 статей в ведущих рецензируемых изданиях, включенных в перечень ВАК России, а также 11 патентов Российской Федерации.

Структура и объем работы. Диссертационная работа состоит из введения, шести глав, заключения. Содержит 422 страницы текста, включая 152 рисунка, 57 таблиц и список литературы из 243 наименования.

Содержание работы

Во введении обоснованы актуальность и значимость выбранной темы, степень ее разработанности, охарактеризованы научно-методические пути ее решения.

В первой главе «Анализ средств и методов управления надёжностью участков магистральных газопроводов, склонных к проявлению стресс-коррозионных процессов» проанализированы существующие подходы к вопросам управления надёжностью участков магистральных газопроводов и оценки текущего состояния линейной части (ЛЧ) магистральных газопроводов, подверженных стресс-коррозии.

Для проведения анализа использовались как источники труды специалистов в области обеспечения надёжности систем трубопроводного транспорта и ученых, в том числе специализирующихся на исследовании стресс-коррозионных процессов: Агинея Р. В., Айбиндера А. Б., Александрова Ю. В., Антонова В. Г., Арабея А. Б., Березина В. Л., Бородавкина П. П., Будзуляка Б. В., Быкова И. Ю., Волгиной Н. И., Гумерова А. Г., Есиева Т. С., Зайнуллина Р. С., Иванцова О. М., Земенкова Ю. Д., Конаковой М. А., Кузьбожева А. С., Лисина В. Н., Маршакова А. И., Отта К. Ф., Притулы В. В., Салюкова В. В., Сергеевой Т. К., Стеклова О. И., Теплинского Ю. А., Харионовского В. В., Шарыгина А. М., Шарыгина В. М., Яковлева А. Я., Baker M., Beavers J. A., Parkins R. N. и многих других.

Проанализированы факторы, провоцирующие возникновение и развитие КРН: роль механических напряжений, влияние внешней среды, влияние металлургических факторов. Отмечена роль остаточных напряжений в процессе возникновения и развития КРН. Приведены результаты исследований ОАО «Гипрогазцентр» с применением современных измерительных комплексов, показывающие, что часть металлургических факторов проявления КРН возникает ещё на стадии производства труб. Исследования в этой области совместно с ООО «Севергазпром» были начаты в 1997 г.

Очевидно, что современная трубопроводная система представляет собой сложный комплекс оборудования, в котором от надёжности функционирования каждого элемента зависит надёжность системы в целом. При этом каждый элемент системы находится в уникальных условиях воздействия различных факторов (грунтовые условия, эксплуатационные нагрузки, особенности технологии производства и монтажа), что необходимо учитывать при назначении вида,

объемов и очередности диагностирования, определении превентивных мероприятий при реконструкции действующих и проектировании новых трубопроводов.

Показано, что направления современных исследований по предупреждению возникновения КРН включают в себя широкий спектр вопросов, связанных с расчетами надежности и устойчивости магистральных трубопроводов под действием нагрузок и факторов различной природы, ремонтом, диагностированием и оценкой срока безопасной эксплуатации, исследованиями коррозионных процессов и процессов ухудшения функционального состояния металла труб, способов эффективного управления трубопроводными системами и поддержания их работоспособности.

Выполнен обзор известных методов контроля и оценки эффективности защиты от коррозии. На основе анализа эксплуатационно-технических средств контроля и диагностики состояния средств электрохимической защиты (ЭХЗ), а также реальной практики их применения, сформулированы требования к системам контроля средств ЭХЗ.

Проанализированы средства и методы наземных электромагнитных исследований состояния изоляции подземных магистральных газопроводов. Определены достоинства и недостатки существующих приборов для магнитометрических обследований состояния металла подземных трубопроводов.

Установлено, что для обеспечения надежности магистральных газопроводов в условиях коррозионного растрескивания под напряжением необходимо реализовывать комплексный подход: выявить наиболее значимые факторы, предопределяющие возникновение и развитие КРН, разработать мероприятия по устранению этих факторов на существующих и вновь сооружаемых газопроводах, разработать эффективные методы выявления участков эксплуатируемых газопроводов, склонных к КРН, разработать новые методики, позволяющие повысить эффективность комплекса диагностических мероприятий на потенциально опасных участках газопроводов по стресс-коррозионному признаку.

Показано, что решение проблемы КРН и реализация специальных мероприятий по предотвращению и устранению стресс-коррозии должны реализовываться на всех этапах жизненного цикла трубопроводной системы: при проектировании, сооружении и эксплуатации.

Во второй главе *«Разработка методов оценки надежности линейной части магистральных газопроводов, подверженных КРН»* Представлены результаты анализа аварийных разрушений по причине КРН и отчетов внутритрубной диагностики со случаями выявления стресс-коррозионных дефектов

с целью выявления совокупности факторов внешней среды и характеристик трубопровода, определяющих предрасположенность участка к КРН

Для выявления сочетания факторов внешней среды и характеристик трубопровода, провоцирующих возникновение и развитие стресс-коррозионных дефектов были проанализированы данные 39 аварийных разрушений магистральных газопроводов, эксплуатируемых ООО «Газпром трансгаз Ухта». Диаметр труб разрушенных участков соответственно 1020, 1220, 1420 мм, толщина стенки труб варьируется в диапазоне от 9 до 16,5 мм. Материал труб – сталь, трубы отечественного и импортного производства, марки стали 14Г2САФ, 17Г1С, 17Г1С-У, 17Г2СФ и классов прочности Х60, Х70. Трубы всех разрушенных участков имели защитное покрытие из полимерных лент.

На разрушенных участках были определены характеристики грунтов, разделенные на четыре группы: глины (глины и тугопластичные суглинки, тяжелые суглинки, грунты с железистыми соединениями), суглинки (чистые суглинки, суглинки и супеси, пески с включениями глины), пески (пески, пески с примесью других грунтов), торф (торф, илистые грунты). Для большинства описанных аварий установлен уровень наиболее длительного стояния грунтовых вод (УНДС), соответственно, с учетом глубины заложения участка. Определены случаи пересечения трубопровода с уровнем грунтовых вод. Известной характеристикой для большей части расследованных аварий является уровень катодной поляризации, характеризуемый значением потенциала «труба-земля» в местах разрушения.

Вследствие того, что КРН - процесс, зависящий от различных одновременно действующих факторов, выполнить решение задачи выбора наиболее значимых факторов и оценки их влияния на исследуемый процесс позволяет непараметрический дисперсионный анализ. Для решения поставленной задачи использовался точный критерий непараметрического дисперсионного анализа – критерий Мака-Скиллинга. Анализ проводился в соответствии с разработанным алгоритмом (рисунок 1), при этом для каждой пары взаимодействия факторов выполнялось построение таблицы дисперсионного анализа с k уровнями первого фактора ($i = 1, 2, \dots, k$) и m уровнями второго фактора ($j = 1, 2, \dots, m$), при этом каждому сочетанию факторов соответствует N наблюдений.

Для данного случая статистика критерия имеет следующий вид:

$$T = \frac{12}{N(N+1)} \cdot \sum_{i=1}^k \tilde{n}_i \cdot \left(\tilde{R}_i - \frac{N+m}{2} \right)^2, \quad (1)$$

где T – значение статистики критерия Мака-Скиллинга; N – общее число наблюдений; k и m – количество уровней анализируемых факторов; \tilde{n}_i – количество наблюдений в ячейке таблицы анализа; \tilde{R}_i – ранговый коэффициент,

равный отношению суммы рангов к количеству наблюдений в ячейке таблицы анализа.

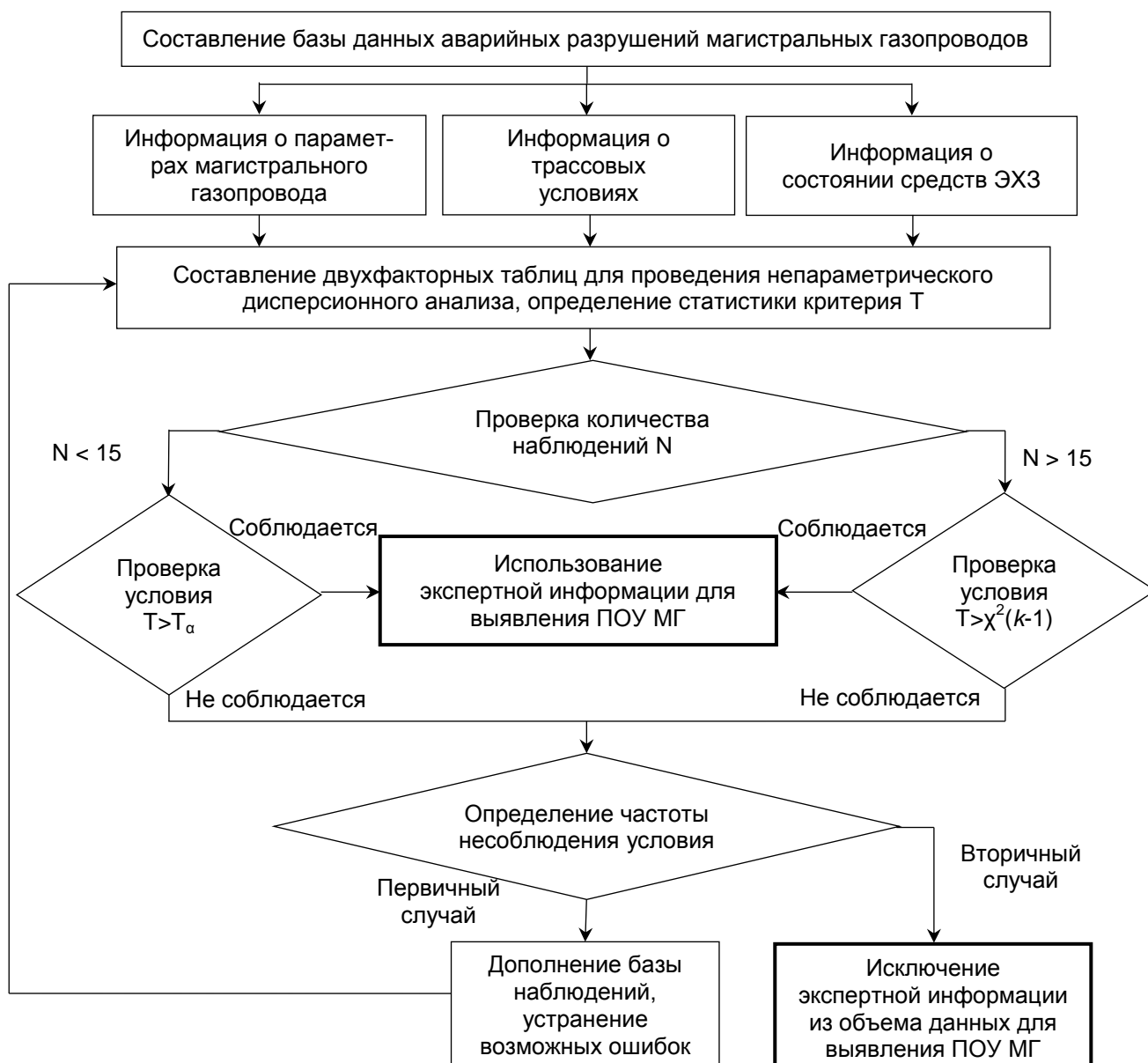


Рисунок 1 - Алгоритм отбора данных для выявления ПОУ магистральных газопроводов, склонных к стресс-коррозии

Влияние изучаемых факторов является значимым, если $T \geq T_{\alpha}$, где T_{α} – критические значения статистики Мака-Скиллинга, принимаются в соответствии с таблицей критических значений.

При $N > 15$ справедлива χ^2 – аппроксимация. Влияние изучаемых факторов на поведение случайной величины (факта возникновения стресс-коррозионного дефекта) с достоверностью α признается значимым, если $T \geq \chi^2_{\alpha}(k-1)$. Результаты анализа представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Результат анализа влияния различных факторов на трубопровод и взаимовлияния этих факторов

Характеристика	Диаметр	Толщина стенки	Марка стали	Тип грунта	Пересечение с уровнем грунтовых вод	-U _{г-з} «труба-земля»
Диаметр	-	T = 22,04762 $\chi^2_{\alpha} = 11,0705$ T > χ^2_{α}	T = 19,7619 $\chi^2_{\alpha} = 11,0705$ T > χ^2_{α}	T = 7,8 T _α = 7,8147 T < T _α	T = 5,8 T _α = 7,750 T < T _α	T = 35,18519 $\chi^2_{\alpha} = 5,9915$ T > χ^2_{α}
Толщина стенки	T = 2,5 $\chi^2_{\alpha} = 5,9915$ T < χ^2_{α}	-	T = 33,78571 $\chi^2_{\alpha} = 11,0705$ T > χ^2_{α}	T = 23,3 $\chi^2_{\alpha} = 7,8147$ T > χ^2_{α}	T = 11,5 $\chi^2_{\alpha} = 7,8147$ T > χ^2_{α}	T = 166,9312 $\chi^2_{\alpha} = 11,0705$ T > χ^2_{α}
Марка стали	T = 3,25 $\chi^2_{\alpha} = 5,9915$ T < χ^2_{α}	T = 52,2381 $\chi^2_{\alpha} = 11,0705$ T > χ^2_{α}	-	T = 11,8 $\chi^2_{\alpha} = 7,8147$ T > χ^2_{α}	T = 13,4 $\chi^2_{\alpha} = 7,8147$ T > χ^2_{α}	T = 155,556 $\chi^2_{\alpha} = 11,0705$ T > χ^2_{α}
Тип грунта	T = 4,5 T _α = 5,955 T < T _α	T = 17,78571 $\chi^2_{\alpha} = 11,0705$ T > χ^2_{α}	T = 19,28571 $\chi^2_{\alpha} = 11,0705$ T > χ^2_{α}	-	T = 7,5 $\chi^2_{\alpha} = 6,2514$ T > χ^2_{α}	T = 93,0444 $\chi^2_{\alpha} = 7,8147$ T > χ^2_{α}
Пересечение с уровнем грунтовых вод	T = 3 T _α = 5,955 T < T _α	T = 23,07143 $\chi^2_{\alpha} = 11,0705$ T > χ^2_{α}	T = 16,30357 $\chi^2_{\alpha} = 11,0705$ T > χ^2_{α}	T = 49,8 $\chi^2_{\alpha} = 7,8147$ T > χ^2_{α}	-	T = 87,2666 $\chi^2_{\alpha} = 7,8147$ T > χ^2_{α}
-U _{г-з} «труба-земля»	T = 35,18519 $\chi^2_{\alpha} = 5,9915$ T > χ^2_{α}	T = 166,9312 $\chi^2_{\alpha} = 11,0705$ T > χ^2_{α}	T = 155,556 $\chi^2_{\alpha} = 11,0705$ T > χ^2_{α}	T = 93,0444 $\chi^2_{\alpha} = 7,8147$ T > χ^2_{α}	T = 87,2666 $\chi^2_{\alpha} = 7,8147$ T > χ^2_{α}	-

По результатам проведенного анализа не установлены особенности влияния выбранных факторов на трубопроводы разного диаметра.

Данный факт можно объяснить тем, что возникновение и развитие дефектов типа КРН в основном происходит на трубопроводах диаметра 1020-1420 мм, случаи проявления КРН на трубах меньшего диаметра весьма редки. Установлено, что возникновение и развитие дефектов типа КРН возможно при любых рассмотренных значениях параметра «Марка стали», при этом данная характеристика включает химический состав материала и способ изготовления труб. Условия прокладки трубопровода, а именно тип грунта и пересечение трубопроводом уровня наиболее длительного стояния грунтовых вод в сочетании с прочими факторами и характеристиками влияют на возникновение и развитие КРН, несмотря на значительную вариативность условий прокладки не только по протяженности участка, но и по глубине. Также в результате анализа установлено, что значения толщины стенки трубы и защитного потенциала также являются значимыми. Связь между значениями защитного потенциала на участке трубопровода и стресс-коррозионными процессами является в достаточной степени изученной.

Проведенный анализ позволил ограничить число рассматриваемых факторов и выбрать объект дальнейшего исследования. Для детального рассмотрения принят участок магистрального газопровода «Пунга – Ухта – Грязовец» 0-

40 км, расположенный в зоне ответственности Сосногорского ЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Ухта». По результатам проведения внутритрубной дефектоскопии на этом участке было выявлено 79 дефектов стресс-коррозионной природы: трещины и колонии трещин, а также для этого участка в полном объеме имеется исполнительная и проектная документация.

Вариации таких показателей как диаметр трубопровода и марка стали, из которой изготовлены трубы, на участке нет. Толщина стенок труб на контрольных километровых отрезках участка определялась средствами внутритрубной диагностики, изменение толщины стенки по длине участка вызвано как конструктивными особенностями газопровода, так и результатом действия на газопровод коррозионных процессов. Рассматривались только дефекты КРН, зафиксированные средствами внутритрубной диагностики. Прочие коррозионные дефекты из анализа исключены.

Данные о типах грунтов и уровне грунтовых вод объединены в наиболее представительные группы с их отнесением к километровым контрольным отрезкам изучаемого участка.

Для анализа имеющихся данных был использован метод двухфакторного дисперсионного анализа. Для факторов А и В (с дисперсиями S_A^2 и S_B^2 соответственно) влияние оценивается по вкладу фактора в общую дисперсию S_0^2 признается значимым, если

$$\frac{S_A^2}{S_0^2} > F_\alpha(f_1, f_2); \quad \frac{S_B^2}{S_0^2} > F_\alpha(f_1, f_2). \quad (2)$$

Для случая n наблюдений одновременного действия двух зависимых факторов их совместное влияние на процесс оценивалось следующим образом:

$$\frac{nS_0^2}{S_{AB}^2} > F_\alpha(f_1, f_2). \quad (3)$$

Исключение из объема рассматриваемых данных информации о диаметре трубопровода и материала труб ввиду отсутствия их вариативности на всех контрольных километровых отрезках участка сводит анализ к установлению зависимости между влиянием двух факторов внешней среды и одной характеристики трубопровода – толщины стенки. Причем, факторы внешней среды (уровень наиболее длительного стояния грунтовых вод и тип грунта) имеют взаимную связь.

С использованием имеющихся данных были составлены таблицы дисперсионного анализа и проведены необходимые вычисления, результат анализировался для уровня значимости $\alpha = 0,95$. Результаты анализа представлены в таблице 2.

Нахождение магистрального газопровода в тех или иных грунтовых условиях без пересечения тела трубы с уровнем грунтовых вод не является причиной развития КРН, равно как и объем грунтовых вод, контактирующих с трубопроводом, непосредственного влияния на развитие КРН не оказывает, однако совместное влияние данных факторов значимо. Распределение числа дефектов КРН, возникших при различных грунтовых условиях представлено на рисунке 2.

Таблица 2 – Результаты анализа влияния факторов на стресс-коррозионные процессы

Пары факторов	Значения критериев
«Тип грунта» – «Пересечение с УНДС»	$\frac{S_A^2}{S_0^2} = 1,23 < F_{0,95}(2;4) = 6,94$
	$\frac{S_B^2}{S_0^2} = 1,61 < F_{0,95}(2;4) = 6,94$
	$\frac{nS_0^2}{S_{AB}^2} = 13,54 > F_{0,95}(4;351) = 2,37$
«Толщина стенки» – «Пересечение с УНДС»	$\frac{S_A^2}{S_0^2} = 0,967325 < F_{0,95}(11;22) = 2,26$
	$\frac{S_B^2}{S_0^2} = 5,469513 > F_{0,95}(11;22) = 2,26$
«Толщина стенки» – «Тип грунта»	$\frac{S_A^2}{S_0^2} = 0,884256 < F_{0,95}(11;22) = 2,26$
	$\frac{S_B^2}{S_0^2} = 3,21033 > F_{0,95}(11;22) = 2,26$

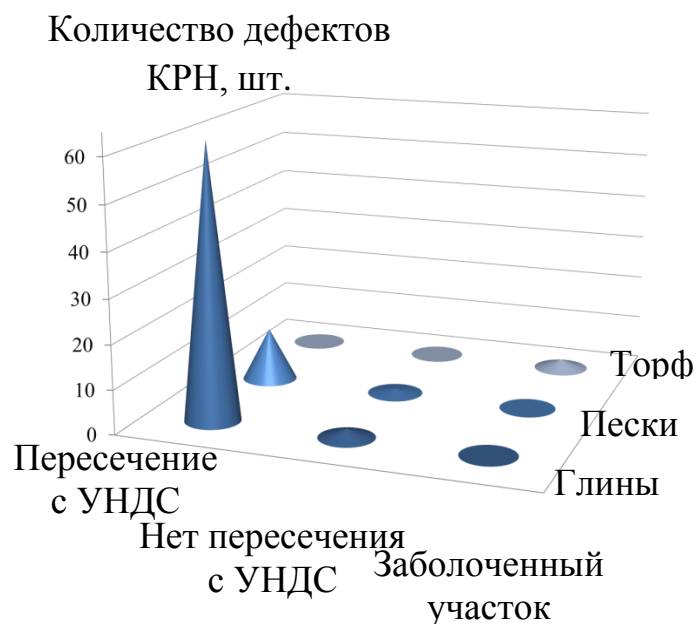


Рисунок 2 – Распределение стресс-коррозионных дефектов, возникших при различном сочетании грунтовых условий

По результатам анализа не установлено прямого влияния вариации толщины стенки труб при изменении инженерно-геологических условий на возникновение дефектов типа КРН.

Приводится описание разработанных критериев выявления ПОУ, алгоритма выявления подобных участков и мероприятий по предотвращению стресс-коррозии.

Источниками для получения исходных данных для выделения ПОУ являются исполнительная и проектная документация, при подготовке которой используются результаты геологических и гидрогеологических изысканий (таблица 3).

Таблица 3 – Критерии назначения ПОУ по категориям опасности

№ п/п	Наличие факторов, присущих разрушениям по признакам КРН	Категория участка
1	Изоляция – полимерная лента; грунт - суглинки, тугопластичные глины; труба - двухшовная, нормальной толщины; переменное смачивание поверхности трубы грунтовыми водами; прилегающие плечи к замененному участку после аварийного разрушения; выявленные в местах гидрологическими изысканиями, полного погружения трубы в воду, либо выходом в сухой грунт	I
2	Все газопроводы большого диаметра, эксплуатирующиеся в одном коридоре в месте произошедших аварий; изоляция - полимерная лента; грунты – суглинки, тугопластичные глины; труба - двухшовная с нормальной толщиной стенки, протяженность ПОУ каждой нитки определяется линией уровня грунтовых вод, проходящей по поверхности трубопровода	II
3	«Горячие» участки газопровода (до 20 км от КС), имеющие все факторы, присущие КРН первой категории, за исключением разрушений; независимо от конструкции труб (двухшовные, одношовные, спиральношовные)	III
4	Участки газопроводов, с факторами, обозначенными в первой категории, располагающимися на расстоянии км 20 - км 50 от компрессорных станций	IV
5	Изоляция – полимерная лента; грунты – суглинки, тугопластичные глины; труба – двухшовная, одношовная, спиральношовная; толщина стенки – нормальная; переменное смачивание поверхности трубы грунтовыми водами; удаленность участков от КС более пятидесяти километров	V
6	Изоляция – заводская (битумная); трубы с нормальной толщиной стенки; грунты – суглинки; переменное смачивание поверхности труб грунтовыми водами	VI

С целью снижения аварийности магистральных газопроводов по причине КРН и получения исходных данных для совершенствования и оптимизации средств диагностики специалистами ОАО «Гипрогазцентр» были проведены исследования протяженных участков систем трубопроводного транспорта с составлением реестров потенциально опасных участков. Суммарная протяженность газопроводов, подвергнутых обследованию, составляет более 16,5 тыс. км.

Детальному анализу подверглись стратегически важные МГ «Ухта – Торжок – Минск – Ивацевичи» и «Уренгой – Ужгород». Для этих МГ установлены потенциально опасные участки, определена их протяженность для каждого линейного производственного управления (ЛПУ). Все произошедшие и расследованные случаи аварийного разрушения газопроводов по причине КРН произошли в пределах установленных ПОУ (рисунок 3).

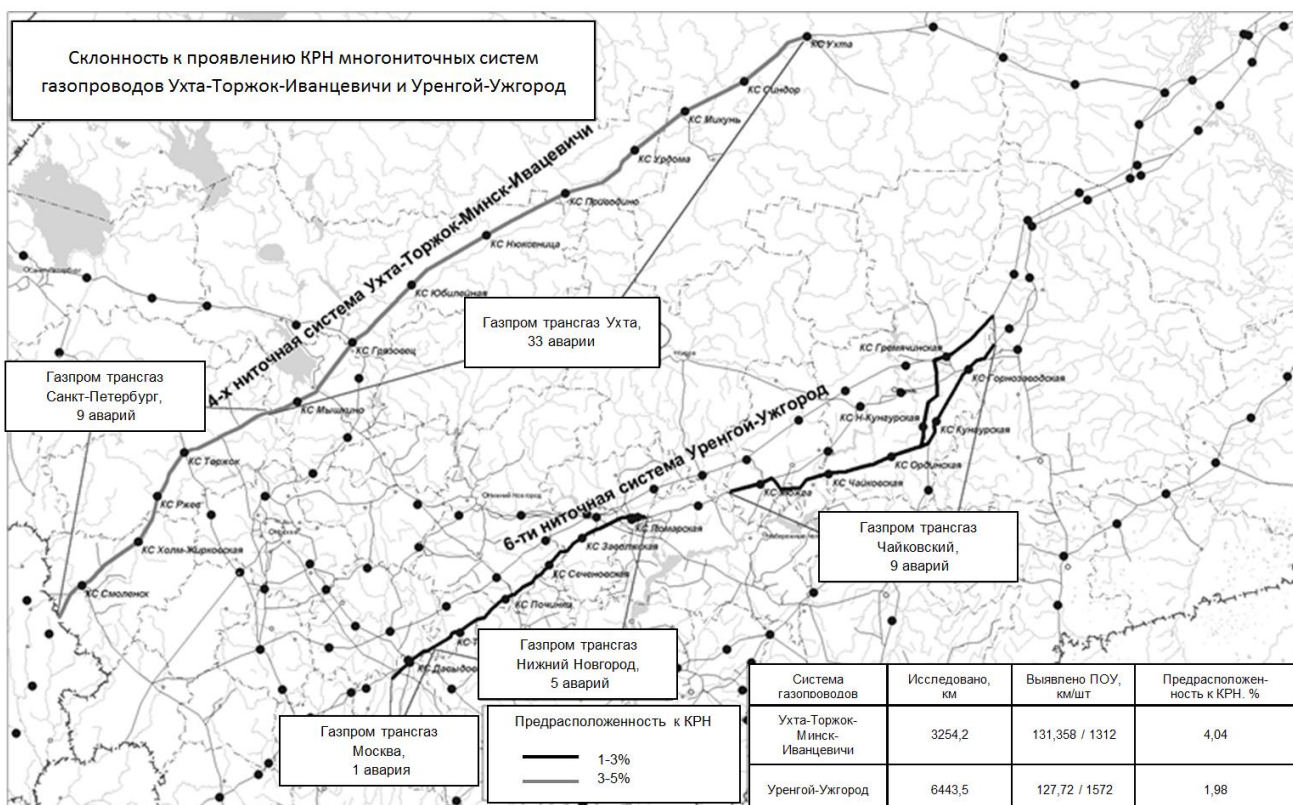


Рисунок 3 – Результаты определения ПОУ на МГ Ухта – Торжок – Минск – Иванцевичи и Уренгой – Ужгород

Сформированные реестры потенциально опасных участков магистральных газопроводов дают представление о протяженности данных участков, что позволяет реализовывать мероприятия по предотвращению повторных аварийных разрушений газопроводов при ремонте аварийных участков или во время проведения капитального ремонта.

Проведен анализ информации протяженности выявленных потенциально опасных участков (рисунок 4). Установлено, что ПОУ локализованы, их протяженность составляет в среднем до 5% от длины участка рассматриваемого газопровода.

Для оценки эффективности назначения потенциально опасных участков магистральных газопроводов, предрасположенных к стресс-коррозии, предлагается использовать коэффициент, учитывающий локализацию аварий по причине КРН, отнесенную к доле ПОУ от общей длины рассматриваемого участка магистрального газопровода:

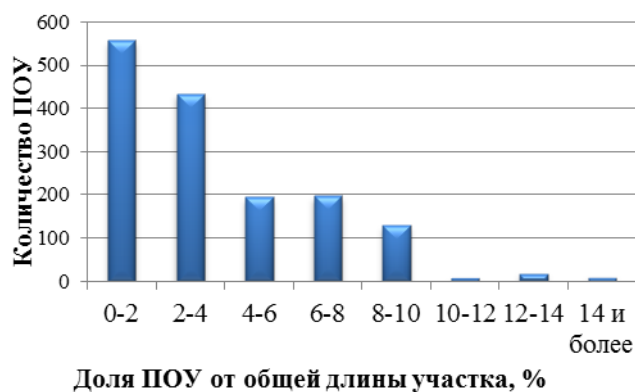


Рисунок 4 – Распределение количества ПОУ по протяженности

$$A = \frac{\frac{N_{\text{ПОУ}}}{N}}{\frac{L_{\text{ПОУ}}}{L} \cdot 100}, \quad (4)$$

где $N_{\text{ПОУ}}$ – число аварий (дефектов КРН) на выделенном ПОУ; N – число дефектов КРН на всём рассматриваемом участке МГ; $L_{\text{ПОУ}}$ – протяженность выделенного ПОУ, км; L – длина рассматриваемого участка МГ, км. Значения коэффициента приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Оценка эффективности выбора ПОУ по значениям коэффициента эффективности

Значение коэффициента	Оценка эффективности
0	при выявленных признаках предрасположенности к КРН и $N = 0$ - участок эксплуатируется в течение времени, недостаточного для возникновения и развития стресс-коррозионных дефектов либо использованы трубы в заводской изоляции, повреждения на которой отсутствуют
0 – 0,25	низкая эффективность назначения ПОУ, необходимо проведение дополнительных инженерных изысканий, локализация ПОУ или выделение дополнительных ПОУ
0,25 – 0,5	удовлетворительная эффективность, рекомендуются дополнительная локализация ПОУ и корректировка периодичности пропуска средств ВТД на участке
0,5 – 0,75	высокая эффективность, для участка проводится корректировка периодичности пропуска средств ВТД, рекомендуется реконструкция участка с реализацией мероприятий по предупреждению КРН
0,75 и более	выявлен критически опасный участок, назначается капитальный ремонт участка с реализацией мероприятий по предупреждению КРН

В качестве примера выполним оценку эффективности назначения ПОУ на двух участках магистрального газопровода Уренгой – Ужгород (рисунок 5), находящегося в эксплуатации около 30 лет.

На участке 1 (рисунок 5, а), расположенном между кранами на ПК 81+50 – 333+50 протяженностью 25,146 км по результатам анализа проектной и исполнительной документации назначено 8 ПОУ по признаку предрасположенности к КРН. Общая протяженность ПОУ составила 668 м. По результатам проведения внутритрубной диагностики на межкрановом участке выявлено 7 стресс-коррозионных дефектов, 6 из которых обнаружены в границах назначенных ПОУ или расположены не дальше 50 м от границ ПОУ (зона разрушения в случае нарушения целостности газопровода).

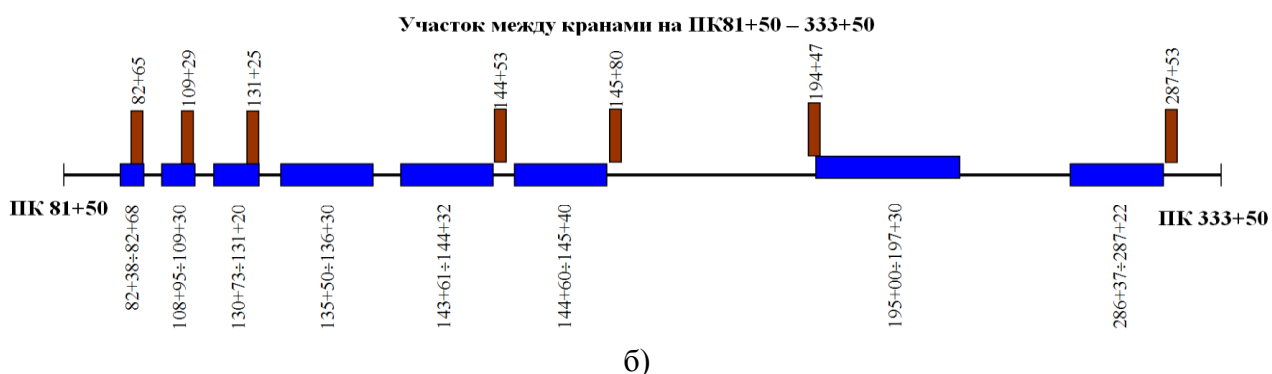


Рисунок 5 – Схемы анализируемых межкрановых участков с указанием мест расположения назначенных ПОУ и обнаружения стресс-коррозионных дефектов

По формуле (4) выполним расчет коэффициента эффективности назначения ПОУ:

$$A_1 = \frac{\frac{6}{7}}{\frac{0,03 + 0,045 + 0,047 + 0,08 + 0,071 + 0,08 + 0,23 + 0,085}{25,146} \cdot 100} = 0,32.$$

Значение коэффициента A_1 находится в интервале от 0,25 до 0,5, что говорит об удовлетворительной эффективности назначения ПОУ.

Из схемы участка (рисунок 5, а) видно, что имеют место ПОУ с завышенной протяженностью. Результат позволяет сделать вывод о недостаточности анализа проектной документации, в связи с чем для данного участка рекомендуется проведение дополнительных инженерных изысканий для уточнения границ ПОУ. Также рекомендуется корректировка периодичности диагностических обследований с учетом факта существования ПОУ на рассматриваемом межкрановом участке.

На втором рассматриваемом участке, расположенном между кранами на ПК 333+50 – ПК 604+30 протяженностью 27,028 км по результатам анализа проектной и исполнительной документации назначено 11 ПОУ по признаку предрасположенности к КРН. Общая протяженность ПОУ составила 1835 м. В ходе диагностического обследования с использованием стресс-коррозионного

снаряда выявлено 10 трещин КРН, 6 из которых обнаружены в границах назначенных ПОУ.

По формуле (4) выполним расчет коэффициента эффективности назначения ПОУ:

$$A_2 = \frac{\frac{6}{10}}{\frac{0,008 + 0,022 + 0,185 + 0,06 + 0,11 + 0,07 + 0,79 + 0,275 + 0,195 + 0,075 + 0,045}{27,028} \cdot 100} = 0,09 .$$

Расчетное значение коэффициента A_2 относится к интервалу, характеризующему эффективность назначения ПОУ как низкую.

Из схемы видно, что на ряде назначенных ПОУ не было обнаружено стресс-коррозионных дефектов, а также часть ПОУ имеет избыточную протяженность. Вместе с тем, более половины трещин КРН было обнаружено именно в границах назначенных ПОУ. В данном случае целесообразно проведение дополнительных обследований, направленных на корректировку протяженности и местоположения ПОУ. С высокой степенью достоверности произвести подобную корректировку позволят дополнительные инженерные изыскания и комплексное наземное обследование приборными комплексами БИГА-1 и МАГ-01, по результатам которых будет установлено состояние изоляционного покрытия и выявлены участки, находящиеся в непроектном положении.

В работе предложены и обоснованы способы предотвращения КРН на восстанавливаемых, реконструируемых и вновь строящихся МГ: замена труб потенциально опасного участка на трубы в заводской изоляции; сооружение водопропускных (дренирующих) сооружений; изменение положения трубопровода с заглублением ниже уровня наиболее длительного стояния грунтовых вод без изменения направления трассы газопровода; замена грунта околотрубного пространства на хорошо дренируемые грунты.

Изменение только лишь способа изоляции труб и повышение категории участка (не ниже II категории по СП 36.13330.2012) не исключает вероятности возникновения КРН поэтому предусматривается замена глин и суглинков в околотрубном пространстве или устранение пересечения трубопроводом уровня наиболее длительного стояния грунтовых вод. Мероприятия должны быть реализованы для всего потенциально опасного участка, в противном случае возможны рецидивы возникновения стресс-коррозионных дефектов с их дальнейшим развитием вплоть до аварийного разрушения труб. Примером служит участок км 1165 – км 1176 газопровода Ухта – Торжок II, где произошло 4 аварийных разрушения по причине КРН (рисунок 6).

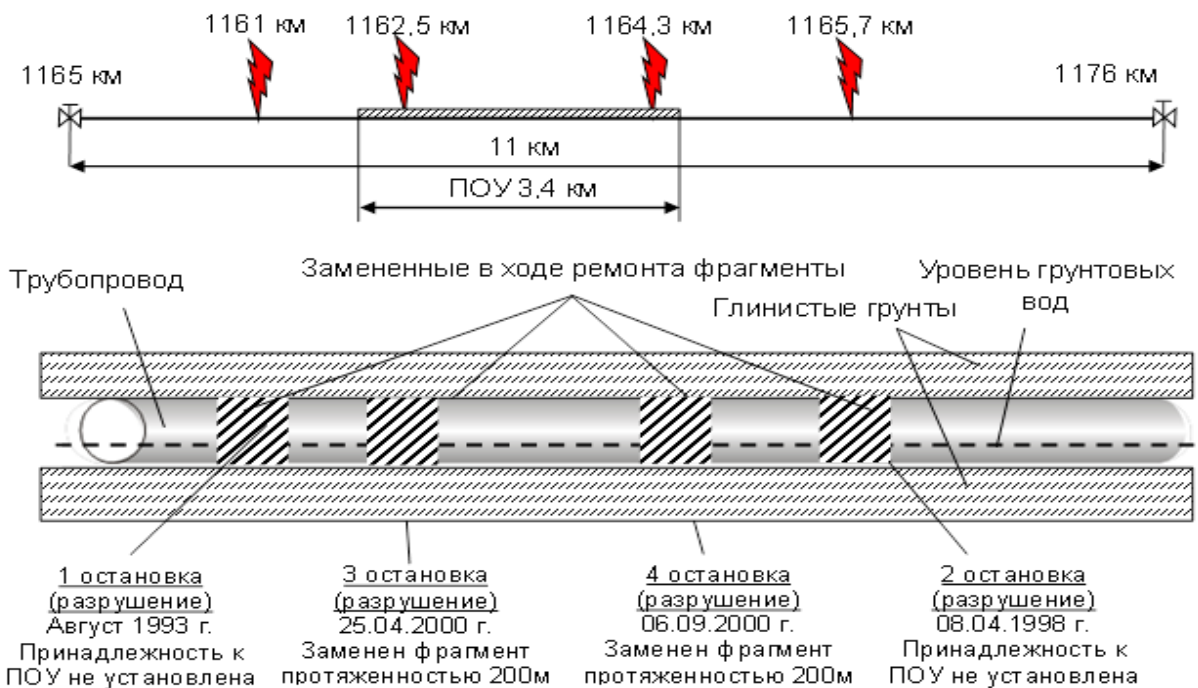


Рисунок 6 – Схема ремонта аварийных разрушений трубопровода
Ухта – Торжок II

Для участка характерно пересечение трубопроводом уровня наиболее длительного стояния грунтовых вод, причем достоверно к категории потенциально опасных участков отнесен фрагмент протяженностью 3,4 км (ПК 636+00 – ПК 670+00).

В 2001-2002 году на этом же участке были выявлены стресс-коррозионные дефекты, в результате чего в ходе ремонтных работ был заменен фрагмент газопровода ПК 630+00 – ПК 680+00 протяженностью 5 км.

В зоне обслуживания ООО «Лентрансгаз» на газопроводе Ухта-Торжок II на участке 1179 – 1204 км произошло четыре отказа по причине КРН. Количество ПОУ по признаку КРН на данном участке составило 63%.

Диагностика технического состояния указанного участка газопровода проводилась в условиях отрицательных температур (минус 20 – минус 25 °С), с использованием приборного комплекса БИТА-1. На трубах, примыкающих к местам заменённых в результате ликвидации четырёх аварий, выявлены критически опасные дефекты КРН.

Для устранения последствий аварийных разрушений магистральных газопроводов по причине КРН предложен алгоритм проведения ремонтных работ (рисунок 7).

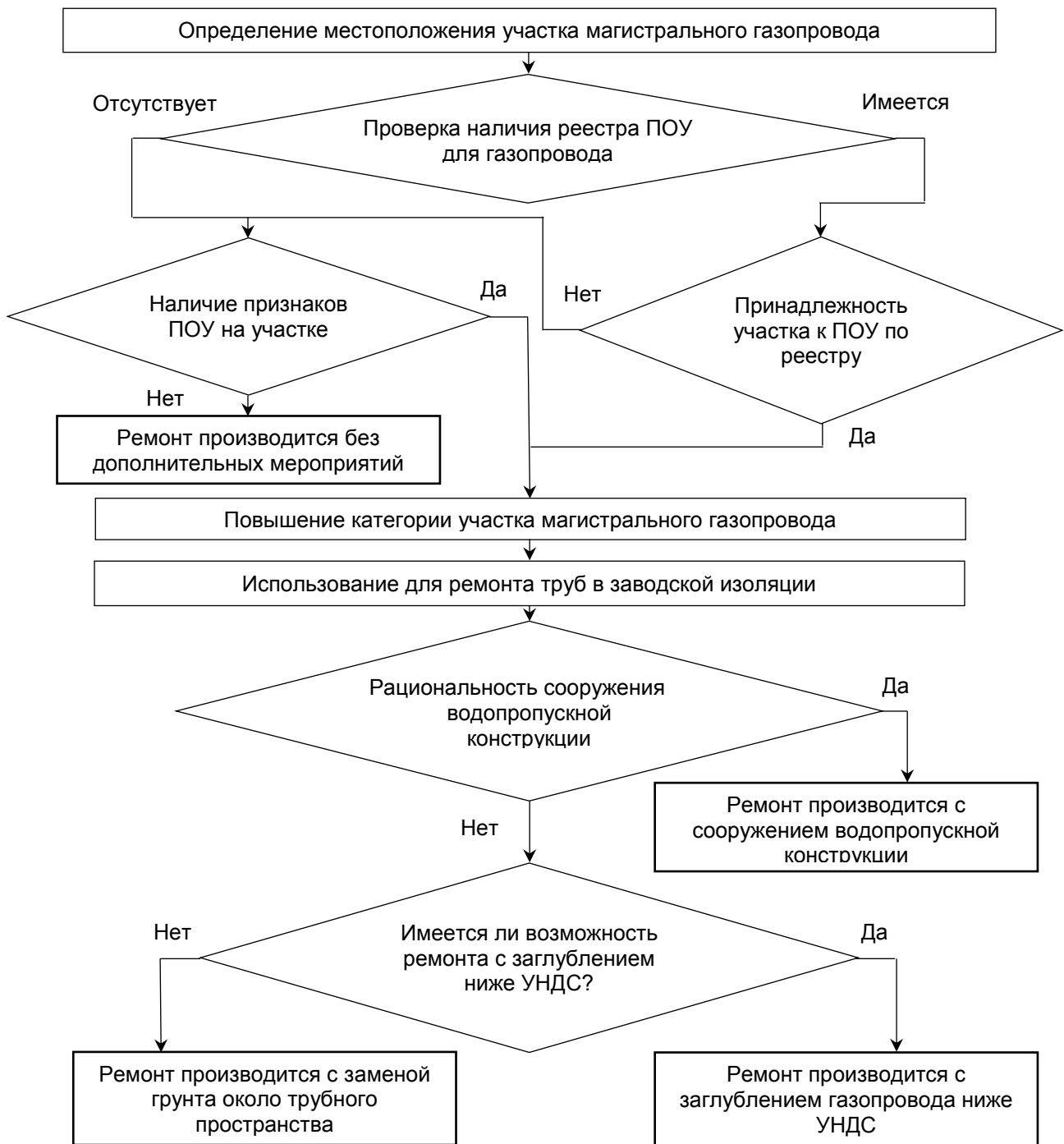


Рисунок 7 – Порядок устранения факторов, провоцирующих КРН

Алгоритм предусматривает назначение превентивных мероприятий при ремонте, реконструкции и строительстве новых участков МГ с учетом их технико-экономической эффективности. Использование реестров ПОУ позволяет решить ряд задач по оптимизации диагностических мероприятий с целью повышения их эффективности. Важными вопросами являются назначение периодичности и порядок использования средств внутритрубной диагностики.

Время $t_{ком}$ лет, по истечении которого необходимо проводить следующее комплексное диагностирование технического состояния участка магистрально-

го газопровода на сегодняшний день в соответствии с нормативными документами определяется следующим образом:

$$t_{\text{ком}} = -\frac{\ln(0,9) \cdot 1000}{\lambda_{\text{л}} \cdot l_{\text{у}}}, \quad (5)$$

где $\lambda_{\text{л}}$ – локальная интенсивность аварий на обследуемом участке, $\frac{\text{аварий}}{1000 \text{ км} \cdot \text{год}}$;

$l_{\text{у}}$ – длина обследуемого участка, тыс. км.

Интенсивность аварий на обследуемом участке, в общем случае определяется как

$$\lambda = \frac{N}{l_{\text{у}} \cdot t}, \quad (6)$$

где N – общее число аварий на обследуемом участке; t – время наблюдения, годы.

Существующий порядок определения времени до проведения очередного диагностического обследования не предусматривает индивидуального подхода к участкам, включающим ПОУ. Для участков магистральных газопроводов, включающих ПОУ, в большей степени достоверно отражает реальную картину аварийности оценка интенсивности аварий, произведенная с учетом количества аварийных разрушений по причине КРН и протяженности ПОУ:

$$\lambda = \frac{N_{\text{КРН}}}{l_{\text{ПОУ}} \cdot t}, \quad (7)$$

где $N_{\text{КРН}}$ – число аварий на обследуемом участке по причине КРН;

$l_{\text{ПОУ}}$ – длина ПОУ на обследуемом участке, тыс. км.

Реализация мероприятий по устранению факторов, провоцирующих возникновение и развитие стресс-коррозии исключает участки из реестра ПОУ, однако история наблюдений при этом остается негативной, интенсивность аварий, определяемая при стандартном подходе, на таких участках в течение долгого времени остается высокой. В данном случае необходимо вносить корректировки в порядок определения интенсивности аварий на обследуемом участке, выделяя долю аварий, приходящуюся на стресс-коррозионные дефекты:

$$\lambda = \frac{N - N_{\text{КРН}}}{l_{\text{у}} \cdot t}. \quad (8)$$

Отсутствие аварийных разрушений на участках в случае использования формулы (5) обращает интенсивность аварий λ в ноль, из-за чего формула для определения времени до очередного диагностирования становится неприменимой. Для участков, не имеющих аварийных разрушений за весь период наблюдения при наличии ПОУ, предлагается принимать интенсивность аварийных разрушений в следующем виде:

$$\lambda = \frac{N_{ЕСГ}}{l_{ЕСГ} \cdot t_a} \quad (9)$$

где $N_{ЕСГ}$ – число аварий на газопроводах ЕСГ за актуальный период наблюдения t_a лет; $l_{ЕСГ}$ – длина ЕСГ, тыс. км. Для участков, не имеющих аварийных разрушений за весь период наблюдения при наличии ПОУ с реализацией мероприятий по устранению факторов, провоцирующих КРН, предлагается принимать интенсивность аварийных разрушения в следующем виде:

$$\lambda = \frac{N_{ЕСГ} - N_{ЕСГ-КРН}}{l_{ЕСГ} \cdot t_a}, \quad (10)$$

где $N_{ЕСГ-КРН}$ – число аварий по причине КРН на газопроводах ЕСГ за актуальный период наблюдения t_a лет.

В работе представлен алгоритм определения времени до проведения очередного диагностирования участка (рисунок 8).

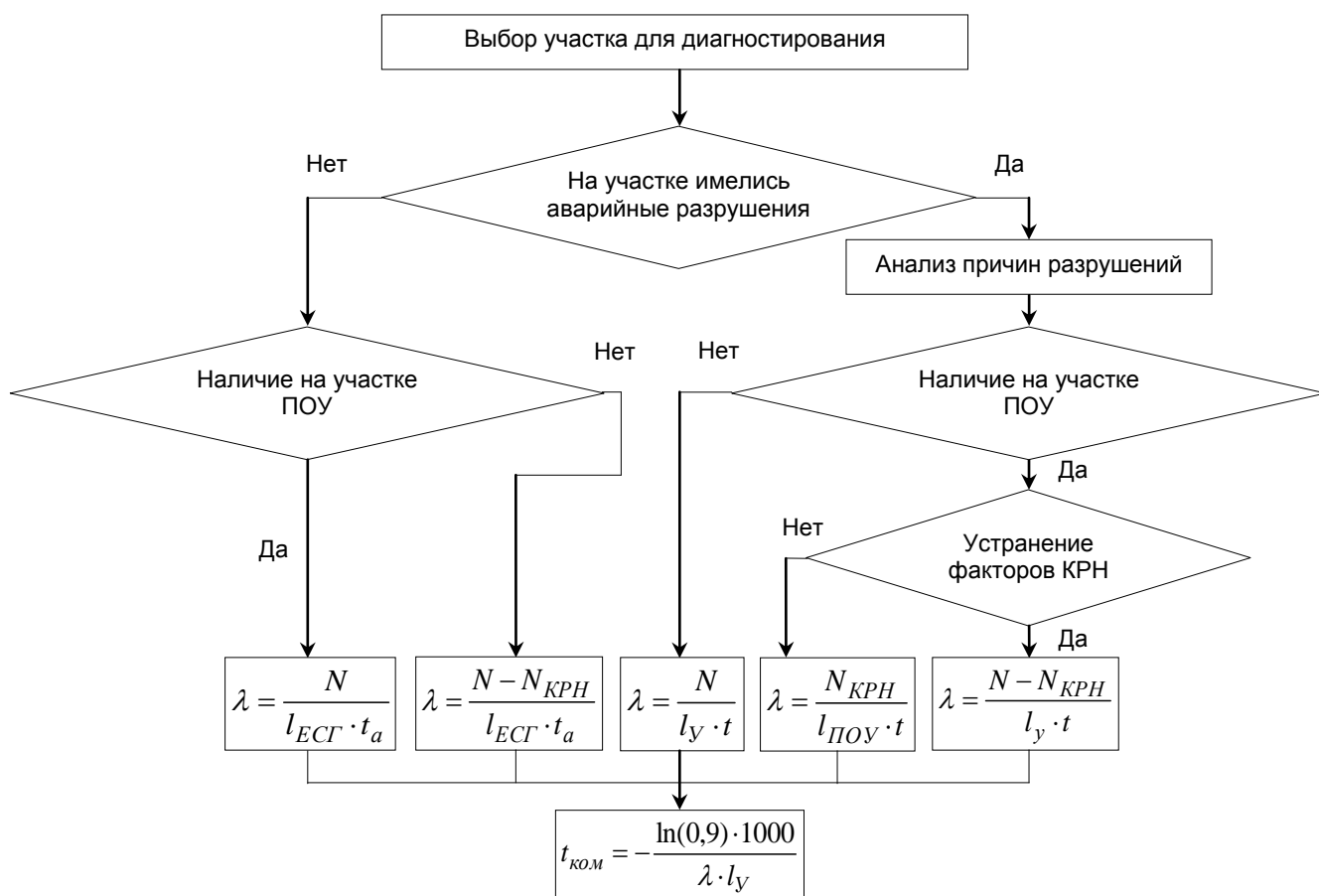


Рисунок 8 – Алгоритм определения времени до проведения очередного диагностирования участка

Предложенный алгоритм учитывает:

- существование ПОУ с возможностью устранения факторов, провоцирующих КРН;

- существование участков МГ, не имеющих аварийной истории;
- динамическое изменение показателей, формирующих среднюю аварийность для ЕСГ.

Приоритетность обследования участков магистральных газопроводов, имеющих ПОУ не вызывает сомнения. Информация о местах расположения ПОУ, их количестве и протяженности позволяет вносить корректировки в графики пропуска стресс-коррозионных снарядов (СКС) не только в случае изменения сроков проведения диагностических мероприятий, но и устанавливать порядок пропуска СКС при диагностировании многониточных систем магистральных газопроводов. Подобный подход позволит рационально использовать имеющиеся ресурсы с одновременным повышением эффективности внутритрубной диагностики, обусловленной своевременным выявлением стресс-коррозионных дефектов. Кроме этого, данный подход применим при определении очередности монтажа камер приема-запуска на участках МГ ранее не диагностированных ВТД.

В качестве критериев для назначения очередности пропуска СКС могут быть приняты общая протяженность ПОУ на обследуемом участке, $L_{ПОУ}$ и категоричность ПОУ, определяемая по наличию на участке ПОУ разных категорий.

При оценке опасности участка только лишь по описанным выше критериям не является в достаточной степени корректной. Для назначения приоритета пропуска СКС предложено использовать параметр, учитывающий как протяженность ПОУ на обследуемом участке, так и ранжирование ПОУ по категориям - средневзвешенную категоричность.

Предлагается следующий порядок определения данного параметра:

$$\zeta = \frac{\sum_{n=1}^6 n \cdot l_{ПОУn}}{L_{ПОУ}}, \quad (11)$$

где n – категория ПОУ по степени опасности;

$l_{ПОУn}$ – общая протяженность ПОУ n -й категории на обследуемом участке;

$L_{ПОУ}$ – общая протяженность ПОУ на обследуемом участке.

Порядок пропуска внутритрубных диагностических снарядов для ПОУ назначается исходя из вычисленных значений ζ . Приоритет имеют участки, для которых $\zeta \rightarrow 1$, последующий порядок устанавливается по мере увеличения значений данного параметра для рассматриваемых участков магистральных газопроводов.

Порядок назначения очередности пропуска СКС был опробован на многониточных газопроводах «Ухта – Торжок – Минск – Иванцевичи» и «Уренгой – Ужгород». Были составлены графики пропуска СКС для каждого газо-

провода многониточных систем с привязкой к конкретным линейно-производственным управлениям.

Проведение диагностических мероприятий согласно разработанным графикам позволило в 2000 – 2002 годы провести пропуски СКС в установленные сроки при ограниченном числе внутритрубных снарядов и крайне высоком уровне аварийности на ряде участков магистральных газопроводов. Это, в свою очередь, привело как к значительному экономическому эффекту, выраженному как снижением затрат на мероприятия по диагностике, так и предотвращением аварийных разрушений по причине КРН.

В работе изложена методика оценки надежности элементов линейной части магистральных газопроводов, включающая в себя алгоритмы оценки расчета безотказности и ремонтпригодности линейной части магистрального газопровода, надежности потенциально опасных участков магистральных газопроводов.

Для оценки показателей безотказности и ремонтпригодности использованы точечные оценки (средние значения) времени безотказной работы, интенсивности отказов и времени восстановления: \hat{T}_0 , $\hat{\lambda}$, \hat{T}_e , нижняя доверительная оценка среднего времени безотказной работы $T_{он}$, верхние оценки интенсивности отказов λ_e и среднего времени восстановления $T_{еб}$.

Точечная оценка среднего времени безотказной работы труб (сварных соединений) для ЛПУ и предприятия в целом определяется по формуле:

$$\hat{T}_0 = \frac{\sum_{i=1}^M L_i t_{iэ}}{\sum_{i=1}^M n_i}, \quad (12)$$

где M – количество всех ниток ЛПУ (предприятия); L_i – длина i -ой нитки ЛПУ (предприятия); N_i – число кранов (других элементов ЛПУ (предприятия)); $t_{iэ}$ – период эксплуатации i -ой нитки ЛПУ, предприятия, на который рассчитывается точечная оценка; n_i – количество отказов труб или других элементов за период эксплуатации i -ой нитки ЛПУ (предприятия).

Точечная оценка интенсивности отказов труб (сварных соединений) для ЛПУ и предприятия определяются по формуле:

$$\hat{\lambda} = \frac{1}{\hat{T}_0}. \quad (13)$$

Точечная оценка среднего времени восстановления труб (сварных соединений, кранов, других элементов ЛЧ МГ) ЛПУ, предприятия определяется по формуле:

$$\hat{T}_B = \frac{\sum_{i=1}^M \sum_{k=1}^{n_i} t_{Bik}}{\sum_{i=1}^M n_i}, \quad (14)$$

где t_{Bik} - время восстановления работоспособного состояния после k -го отказа трубы (сварного соединения, кранов, других элементов) всех типоминиалов на i -ой нитке ЛПУ, предприятия.

Нижняя доверительная оценка среднего времени безотказной работы труб (сварных соединений) для ЛПУ и предприятия в целом определяется по формуле:

$$T_{OH} = \frac{\hat{T}_0 2 \sum_{i=1}^M n_i}{\chi_{\alpha}^2 (2 \sum_{i=1}^M n_i + 2)}, \quad (15)$$

где $\chi_{\alpha}^2 (2 \sum_{i=1}^M n_i + 2)$ - квантиль χ^2 распределения с $(2 \sum_{i=1}^M n_i + 2)$ степенями свободы, соответствующая доверительной вероятности.

Верхняя оценка интенсивности отказов труб (сварных соединений) для ЛПУ и предприятия в целом определяется по формуле:

$$\lambda_B = \frac{1}{\hat{T}_0} \frac{\chi_{\alpha}^2 (2 \sum_{i=1}^M n_i + 2)}{2 \sum_{i=1}^M n_i}. \quad (16)$$

Верхняя оценка среднего времени восстановления труб (сварных соединений, кранов, других элементов ЛЧ МГ) ЛПУ, предприятия определяются по формуле:

$$\bar{T}_B = \frac{\hat{T}_B 2 \sum_{i=1}^M n_i}{\chi_{1-\alpha}^2 (2 \sum_{i=1}^M n_i + 2)}, \quad (17)$$

где $\chi_{1-\alpha}^2 (2 \sum_{i=1}^M n_i + 2)$ - квантиль χ^2 распределения с $(2 \sum_{i=1}^M n_i + 2)$ степенями свободы с доверительной вероятностью $(1 - \alpha)$.

Аналогичный порядок используется для определения показателей безотказности и ремонтпригодности крановых узлов и других элементов линейной части.

В качестве показателей надежности межкранового участка отдельно взятой нитки приняты следующие:

- вероятность безотказной работы в течение времени t - $P_{MK}(t)$,

- коэффициент готовности $K_{ГМК}$.

Показатели $P_{МК}(t)$ и $K_{ГМ}$ определяются следующими выражениями:

$$P_{МК}(t) = \prod_{v=1}^{N_{МК}} P_v(t) , \quad (18)$$

$$K_{ГМК} = \prod_{J=1}^{N_{МК}} K_{ГV} , \quad (19)$$

где $P_v(t)$ - вероятность безотказной работы V-го потенциально опасного участка; $K_{ГV}$ - коэффициент готовности потенциально опасного участка; $N_{МК}$ - количество потенциально опасных участков на межкрановом участке.

Вероятность безотказной работы $P_v(t)$ и коэффициент готовности $K_{ГV}$ определяется следующим образом:

$$P_v(t) = P_{ПРНВ} e^{-\lambda_V t} \quad (20)$$

$$K_{ГV} = \frac{P_{ПРНВ}}{P_{ПРНВ} + T_{Вi} \lambda_V} . \quad (21)$$

Разработан порядок оценки показателей надежности для магистральных газопроводов, имеющих резервные соединения (например, резервные нитки на подводных переходах), много- и однониточных газопроводов для вариантов с делением на участки и без него.

При оценке надежности участков ЛЧ МГ, подверженных стресс-коррозионным процессам возникает ряд сложностей:

- необходимость уточнения фактической протяженности ПОУ;
- необходимость обоснованной корректировки значений интенсивности отказов λ с учетом локализации ПОУ по признаку КРН.

Для решения этих задач потребовалось разработать современные диагностические комплексы, что выполнено в следующих главах.

В третьей главе «Теоретическое обоснование создания современного прибора для электромагнитной диагностики защитных покрытий» дано обоснование создания современного прибора электромагнитной диагностики подземных газопроводов.

Работа прибора основана на косвенных методах измерения тока по величине магнитной индукции, создаваемого этим током магнитного поля:

$$B = \frac{I \cdot 2 \cdot 10^{-7}}{L} , \quad (22)$$

где L - расстояние от точки наблюдения до оси трубопровода.

Неизвестную в большинстве практических случаев величину L можно определить, используя метод «двух датчиков».

При размещении двух датчиков на разной высоте от оси трубопровода их сигналы связываются системой двух уравнений с двумя неизвестными I и L ,

решение которых определяет как величину тока в трубопроводе I , так и расстояние от точки измерения до оси трубопровода L .

Местоположение и направление оси трубопровода определяется по максимальному сигналу одного из датчиков, расположенных непосредственно над трубопроводом в плоскости, перпендикулярной его оси (рисунок 9, а). И наоборот, минимальный сигнал на выходе датчика можно получить, если расположить датчик так, чтобы его магнитная ось была перпендикулярна вектору индукции магнитного поля (рисунок 9, б).

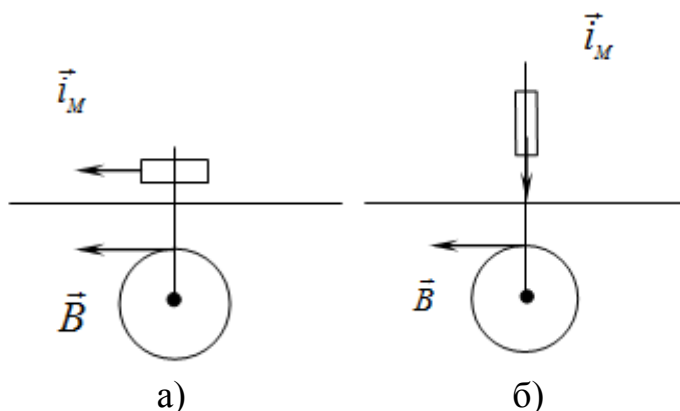


Рисунок 9 – Схема размещения датчиков относительно трубопровода

В такой ситуации при измерениях физических величин наиболее эффективным считается метод синхронного детектирования, при котором исследуемое явление (ток ЭХЗ) модулируется детерминированным сигналом, а сигнал датчика (датчик магнитной индукции) выделяется синхронным демодулятором и усредняется.

Синхронное детектирование позволяет повысить отношение сигнал/шум путем увеличения длительности интервала усреднения, максимальная величина которого определяется требуемой точностью воспроизведения сигнала.

При медленных изменениях сигнала можно понизить частоту модуляции и, соответственно, увеличить интервал усреднения. Поэтому, если при измерении тока катодной защиты частота модуляции Ω_I может быть выбрана порядка единиц Гц, то при локализации оси трубопровода частота модуляции Ω_L должна составлять десятки Гц, т.е. $\Omega_I \ll \Omega_L$.

Поскольку синхронный демодулятор одновременно является согласованным фильтром, задачи измерения тока катодной защиты и локализации оси трубопровода могут решаться одновременно и в одном измерительном тракте. Для этого достаточно, чтобы сигналы модуляции составляли ортогональную последовательность функций, т.е.

$$\int k \cdot S_i(t) \cdot S_j(t) dt = \delta_{ij} = \begin{cases} 0, & \text{если } i \neq j \\ 1, & \text{если } i = j \end{cases} \quad (23)$$

что достигается, если частоты модуляции кратны наименьшей частоте Ω_I .

Показано, что задача определения направления тока решается введением модуляции на частоте $\Omega_D = 2\Omega_I$.

В результате сравнительного анализа возможных вариантов синтезирована функционально-структурная схема системы диагностики и контроля состояния ЭХЗ, которая (укрупненно) представлена на рисунке 10.

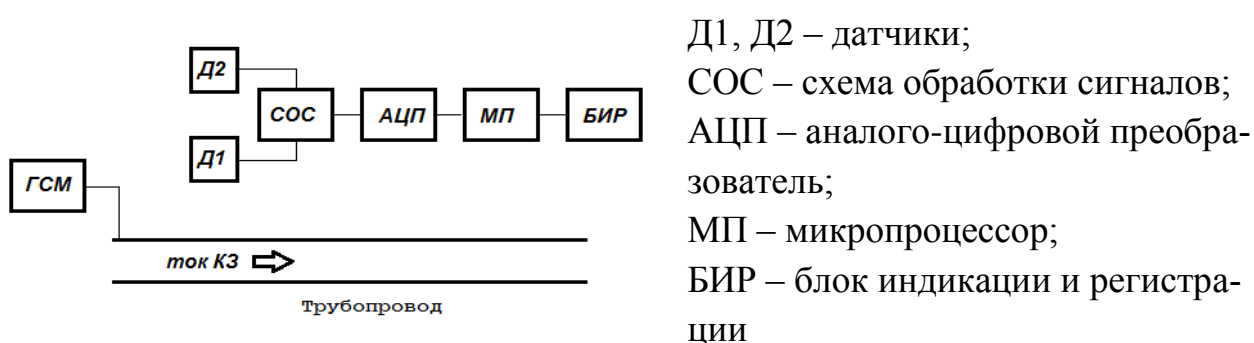


Рисунок 10 – Генератор сигналов модуляции

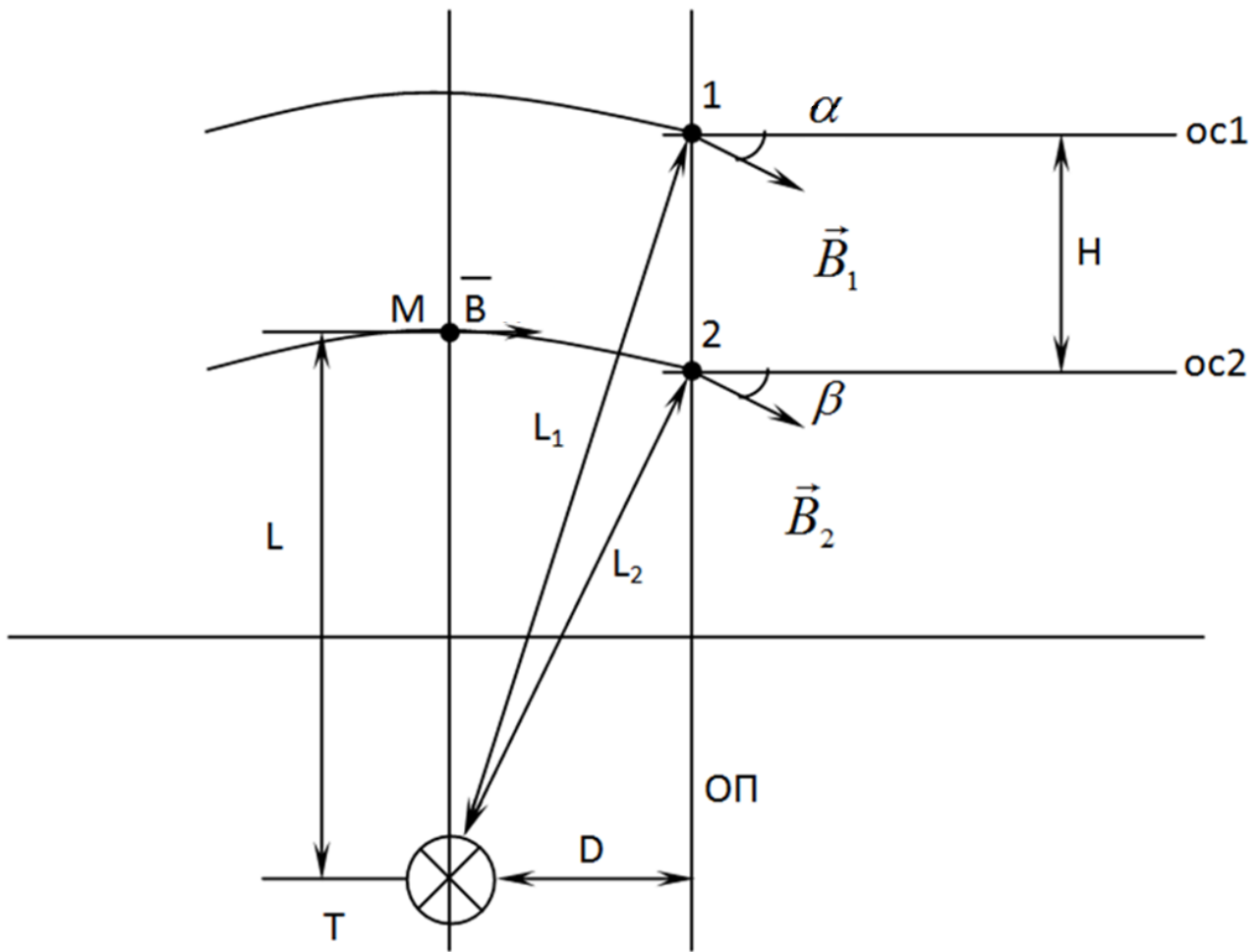
Сравнительный анализ различных типов датчиков магнитного поля позволил выявить существенные с точки зрения рассматриваемых задач преимущества феррозондовых устройств, принцип действия которых основан на магнитной модуляции исследуемым полем вспомогательного поля повышенной частоты, специально возбуждаемого в ферромагнитном элементе. Важное достоинство подобных преобразователей состоит в независимости их чувствительности от частоты измеряемого магнитного поля. На частотах выше 100 Гц предпочтительнее использовать пассивные датчики, поскольку с увеличением частоты принимаемого сигнала феррозондовые датчики не улучшают своих характеристик, в то время как у пассивных датчиков, наоборот, повышается коэффициент преобразования и снижается уровень собственных шумов.

Рассмотрена оценка потенциальных эксплуатационно-технических характеристик системы контроля и диагностики состояния ЭХЗ. Такие оценки получены на основе анализа суммарной погрешности измерительной системы.

При косвенном методе погрешность измерения тока в трубопроводе определяется погрешностью измерения глубины его залегания $\Delta L/L$ погрешностью измерения магнитной индукции $\Delta B/B$, которая в свою очередь определяется погрешностью выходного сигнала датчика $\Delta U/U$ и погрешностью коэффициента преобразования датчика, т.е.

$$\frac{\Delta I}{I} = \frac{\Delta U}{U} + \frac{\Delta K_{II}}{K_{II}} + \frac{\Delta L}{L}. \quad (24)$$

Расчет погрешности определения глубины залегания L трубопровода, вызванной неточной установкой приемника над осью трубопровода (ошибка позиционирования), иллюстрирует рисунок 11.



B_1 - модуль вектора индукции магнитного поля в точке 1; B_2 - модуль вектора индукции магнитного поля в точке 2; K_1, K_2 - коэффициенты преобразования каналов обработки сигналов датчиков Д1 и Д2 соответственно; α - угол между магнитной осью датчика Д1 и вектором B_1 ; β - угол между магнитной осью датчика Д2 и вектором B_2 ; γ - угол между плоскостью в которой лежат векторы B_1 и B_2 и плоскостью в которой лежат магнитные оси датчиков Д1 и Д2; 1 - точка расположения смещенного датчика Д1; 2 - точка расположения смещенного датчика Д2; М – точка точного расположения датчика Д2 над осью трубопровода Т на расстоянии L от нее; ос1, ос2 - магнитные оси датчиков Д1 и Д2 соответственно; Н - расстояние между датчиками.

Рисунок 11 – Схема для расчета погрешности

Относительное изменение сигнала δ_0 между правильно установленным и смещенным датчиком Д2 в пределах погрешности установки (позиционирования) с учетом связей между величинами, вытекающими из рисунка 8, представляется следующим образом:

$$\delta_0 = \frac{D^2}{D^2 + L^2}. \quad (25)$$

Определим возможно ли по максимальному значению сигнала с датчика Д2 установить приемник над осью трубопровода так, чтобы погрешность определения глубины L , вызванная только ошибкой смещения D (не учитывая не идентичность датчиков Д1 и Д2, т.е. считая $K_1=K_2$) не превышала 1%:

$$\frac{\Delta L}{L} = \frac{\delta_0 \cdot (2L + H)}{L + H}. \quad (26)$$

Зависимость δ_0 и ошибки смещения D от глубины залегания L трубопровода для относительной погрешности определения L равной 1% такова, что если перемещая приемник определить максимальный отклик с датчика Д2 с точностью 0,5%, то влиянием ошибки смещения D можно пренебречь.

В этом случае погрешность определения глубины L выражается формулой:

$$\frac{\Delta L}{L} = \sqrt{\left(\frac{\Delta U}{U}\right)^2 + \left(\frac{L}{H} \cdot \frac{\Delta U_1}{U_1}\right)^2 + \left(\frac{U_2}{U_1} \cdot K \cdot \frac{L}{H}\right)^2 \cdot \left(\frac{\Delta U_2}{U_2}\right)^2 + \left(1 + \frac{L}{H}\right)^2 \cdot \left(\frac{\Delta K}{K}\right)^2}, \quad (27)$$

где $K=K_1/K_2$, K_1 , K_2 – коэффициенты преобразования сигналов датчика Д1 и Д2 соответственно.

Получаем выражение для относительной погрешности определения тока I , протекающего по трубопроводу в виде:

$$\frac{\Delta I}{I} = \frac{\Delta U_2}{U_2} + \frac{\Delta K_{II}}{K_{II}} + \sqrt{\left(\frac{\Delta U}{U}\right)^2 + \left(\frac{L}{H} \cdot \frac{\Delta U_1}{U_1}\right)^2 + \left(\frac{U_2}{U_1} \cdot K \cdot \frac{L}{H}\right)^2 \cdot \left(\frac{\Delta U_2}{U_2}\right)^2 + \left(1 + \frac{L}{H}\right)^2 \cdot \left(\frac{\Delta K}{K}\right)^2}. \quad (28)$$

Таким образом, для реализации заданной погрешности определения I и L не более 5% получаем допустимую погрешность определения U не более 0,2%, при этом нестабильность K и K_{II} также должна составлять не более 0,2%.

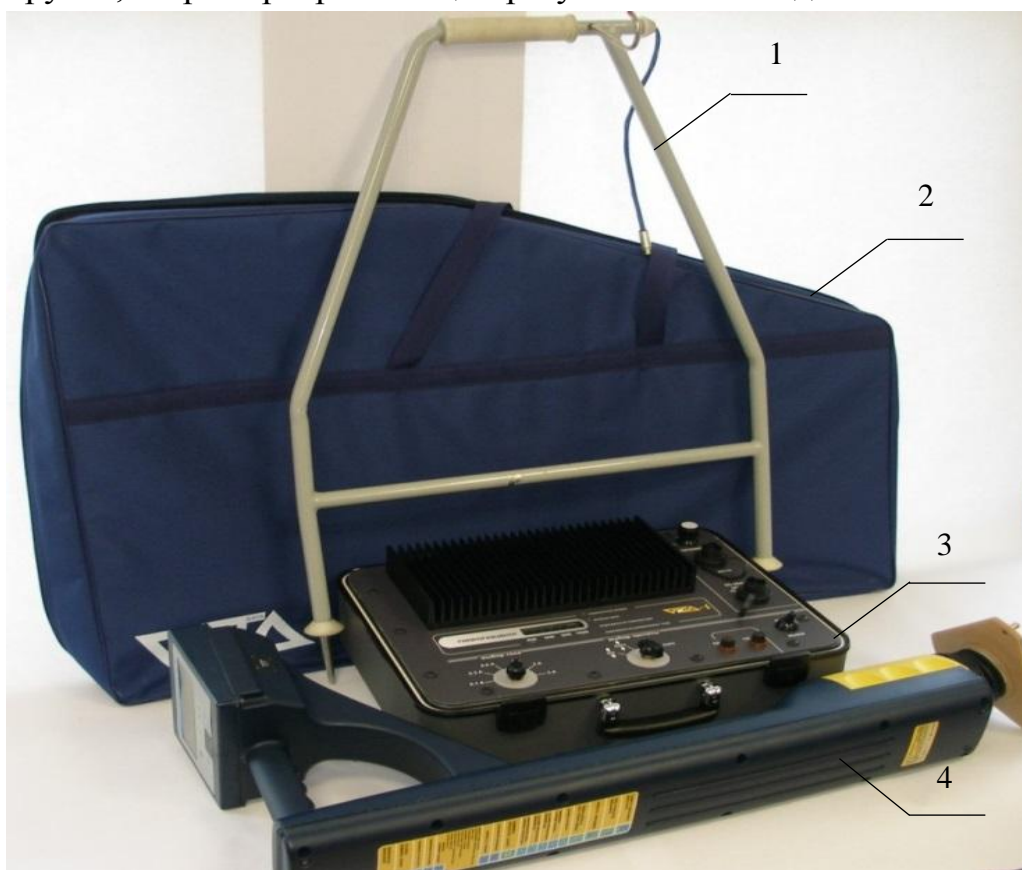
Аналогично можно определить, что для 5% точности нахождения трубопровода определение максимального сигнала датчика должно производиться с точностью 0,25%.

Для определения чувствительности B_{min} необходим учет действия шумов датчика, а так же шумов действующих на входе операционных усилителей (ОУ) на которых построены входные каскады электронных схем.

В работе рассмотрены и проанализированы возможные способы уменьшения погрешности измерения L и I .

Четвёртая глава «Разработка средств бесконтактной оценки эффективности противокоррозионной защиты магистрального газопровода» посвящена разработке программно-методического обеспечения эффективного применения комплекса контрольно-измерительных средств ЭХЗ. Приводятся сведения о разработанном в измерительном комплексе БИТА-1 (рисунок 12), в состав которого входят переносной генератор специальных сигналов (ГСС), носимый приемник специальных сигналов со съёмным феррозондовым магнито-

метром и измерительная рамка для измерения градиентов переменного напряжения в грунте, и примеры реализации результатов исследования.



1 - измерительная рамка; 2 – чехол для хранения и транспортировки; 3 – генератор специальных сигналов; 4 – приемник специальных сигналов (ПСС)

Рисунок 12 – Внешний вид измерительного комплекса «БИТА-1»

Данный комплекс, основанный на бесконтактном измерении токов инфранизкой частоты, позволяет за один этап обследования:

- определять местонахождение газопровода и измерять глубину его заложения;
- производить интегральную и локальную оценку состояния изоляционного покрытия, ранжирование участков по гостированному параметру - сопротивлению изоляции;
- измерять распределение токов катодной защиты и вычислять их потери для определения эффективности электрохимической защиты;
- выявить участки возможных опасных контактов и вредного влияния сторонних коммуникаций на объекты газопроводов.

Получаемые данные дают возможность оперативно создать коррозионный паспорт газопровода практически в реальном масштабе времени с разработкой рекомендаций по эксплуатации средств защиты от коррозии по фактическому техническому состоянию.

Совместное применение приборов БИТА-1 и комплексов спутниковых систем глобального позиционирования (GPS или ГЛОНАСС) позволяет решить задачу высокоточного определения пространственного положения подземной части газопровода (ось и глубина заложения) с привязкой к географическим координатам в системе глобального позиционирования. Примером использования комплекса БИТА-1 в комплекте с оборудованием GPS или ГЛОНАСС служит проведение диагностики технического состояния газопроводов технологического коридора «Уренгой-Ужгород» в пойме реки Мокша в 2004 г.

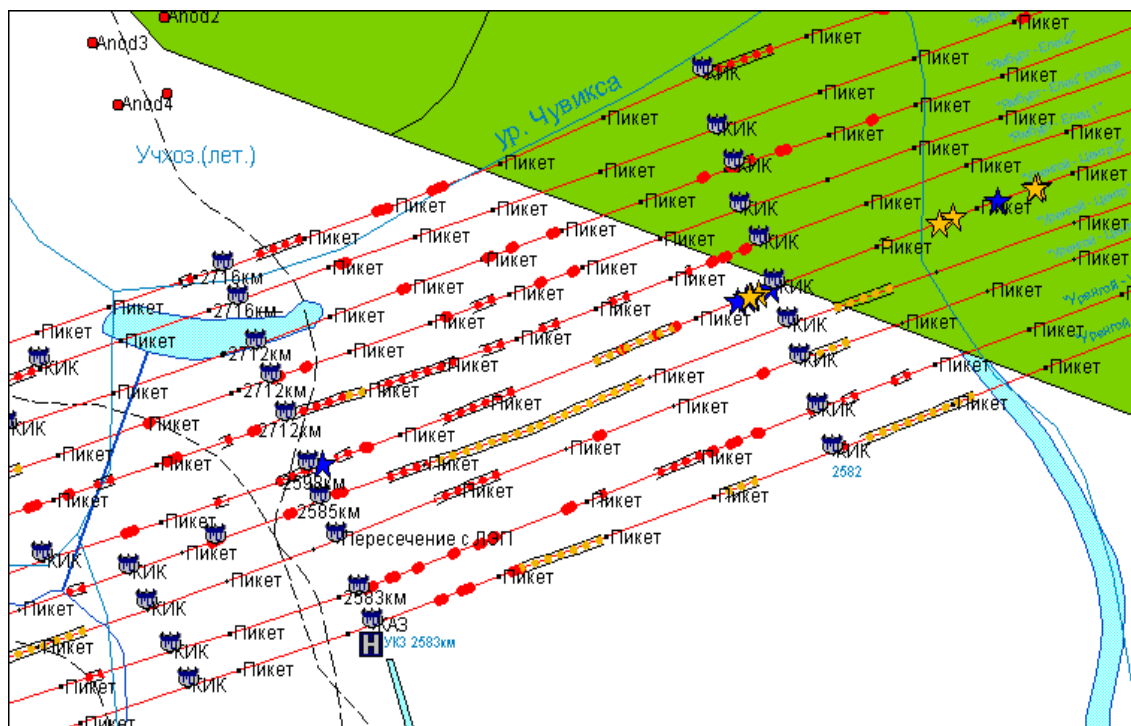
Основное положение предложенного подхода заключалось в проведении корреляционного анализа данных различных видов диагностики, выявление приоритетного фактора (группы факторов), оказывающего наиболее отрицательное влияние на надежность газопровода с последующей выработкой мероприятий по исключению или сведению к минимуму этих факторов. Для проведения анализа имеющийся массив данных по внутритрубной дефектоскопии (ВТД) и электрометрическому обследованию сведён в единую базу данных с привязкой к географическим координатам.

Локализация оси и измерение глубины заложения газопроводов выполнено комплексом БИТА-1 с относительной погрешностью не более 5%, что в абсолютных величинах составило ± 15 см. Синхронно проводилась съёмка географических координат локализованных точек комплексом спутниковой съёмки. Приборная точность определения координат точки не более ± 5 см.

Таким образом, суммарная среднеквадратичная погрешность определения положения газопроводов и выявленных дефектов составила не более ± 16 см, а абсолютная максимальная – не более ± 20 см. Фрагмент съёмки газопроводов с нанесёнными дефектами ВТД и ЭМО представлен на рисунке 13.

Результаты использования комплекса БИТА-1 с высокоточной спутниковой съёмкой: местоположение газопроводов, а также дефектных участков могут импортироваться в геоинформационную систему объектов магистральных газопроводов (ГИС). Одновременно результаты работ позволяют построить план и профиль газопровода в трехмерной области, т.е. фактически служат исходными данными для воспроизводства исполнительной (эксплуатационной) документации на современном уровне.

Таким образом, применение адаптированной к отечественным условиям измерительной системы БИТА-1 не только повышает оперативность диагностических обследований систем электрохимической защиты трубопроводов, их коррозионного состояния, качества изоляционного покрытия, но и даёт возможность специалистам отрасли эффективно находить решения как традиционных стоящих проблем, так и вновь возникающих.



- ★ - коррозийный дефект, выявленный ВТД, глубиной до 15% от толщины стенки; ★ - коррозийный дефект, выявленный ВТД, глубиной от 15% до 30%;
- - вероятное отслоение изоляционного покрытия (БИТА-1); ● - сквозное повреждение изоляции (БИТА-1).

Рисунок 13 - Схема диагностируемого участка с отмеченными дефектными участками

К основным преимуществам реализованного в комплексе БИТА–1 метода в сравнении с традиционными технологиями, относится оперативность сбора информации. Информация, которая может быть получена с применением комплекса БИТА–1, позволяет за одно обследование (один проход) получить комплекс данных по обследованным участкам: параметры защиты от коррозии, интегральная и локальная оценка изоляции, определение пространственного положения подземных коммуникаций, выявление вредного влияния сторонних коммуникаций и их локализация и т.д.

В пятой главе *«Методы обработки результатов дистанционного магнитометрического обследования при оценке технического состояния подземных газопроводов»* рассмотрены научно обоснованные методы обработки и интерпретации результатов магнитометрических обследований подземных трубопроводов для определения мест шурфовки и выполнения диагностических работ на потенциально опасных участках по признаку КРН. Используемые в настоящее время методики анализа результатов магнитометрических измерений, являются эмпирическими, основанными на сравнении показаний магнит-

ного метода и фактического состояния металла труб, которые могут изменяться при строительстве трубопровода и в процессе его эксплуатации. Установлено, что наблюдаемые на практике особенности реальных магнитogramм связаны с разными сочетаниями усредненной намагниченности соседних труб. Рассмотрены принципы разделения магнитных полей локальных и протяженных источников.

Проведена оценка величины погрешностей измерений для реальных участков трубопроводов. При погрешности измерения угловых отклонений более 5° и погрешности измерения координат более 0,3 м величина погрешностей измерения горизонтальных компонент H_y и H_z не позволяет использовать эти компоненты в качестве информативных.

Анализ полученных магнитogramм с учетом информации о расположении кольцевых сварных швов и дефектов показал, что основные особенности распределения магнитного поля вдоль оси трубопровода связаны с различными комбинациями усредненной намагниченности соседних труб. Использование магнитных измерений для поиска дефектов металла возможно только в том случае, если с дефектами связаны локальные источники магнитного поля. Ни на одном из 50 рассмотренных участков ЛЧ МГ, где проведены измерения, не обнаружено существенных локальных источников с магнитным моментом, превышающим $0,1 \text{ А}\cdot\text{м}^2$. Расчеты показали, что источник с таким магнитным моментом при самой благоприятной (вертикальной) его ориентации создает на расстоянии 1 м магнитную аномалию высотой $< 0,02 \text{ А/м}$, а на расстоянии 2 м – аномалию высотой $< 0,002 \text{ А/м}$. Очевидно, что при погрешности измерения около 1 А/м рассмотренные дефекты не могут быть обнаружены с поверхности грунта. Представлены результаты экспериментов по определению влияния изменения механических напряжений в трубопроводе с наружным диаметром 1420 мм. Длина участка измерений – 1700 м (рисунок 14).

Обнаружена взаимосвязь между статистическими характеристиками изменения компонент напряженности магнитного поля и типом труб. Среднеквадратичное отклонение значений вертикальной компоненты напряженности магнитного поля при наличии и при отсутствии избыточного внутреннего давления составило 1,52 А/м на участках, состоящих из одношовных труб; 2,71 А/м на участках, состоящих из спиральношовных труб; 3,61 А/м на участках, состоящих из двухшовных труб.

Предложен метод поиска посторонних ферромагнитных предметов (рисунок 15), основанный на том, что ширина на полувысоте магнитных аномалий локального источника сравнима с расстоянием от этого источника до точек измерения.

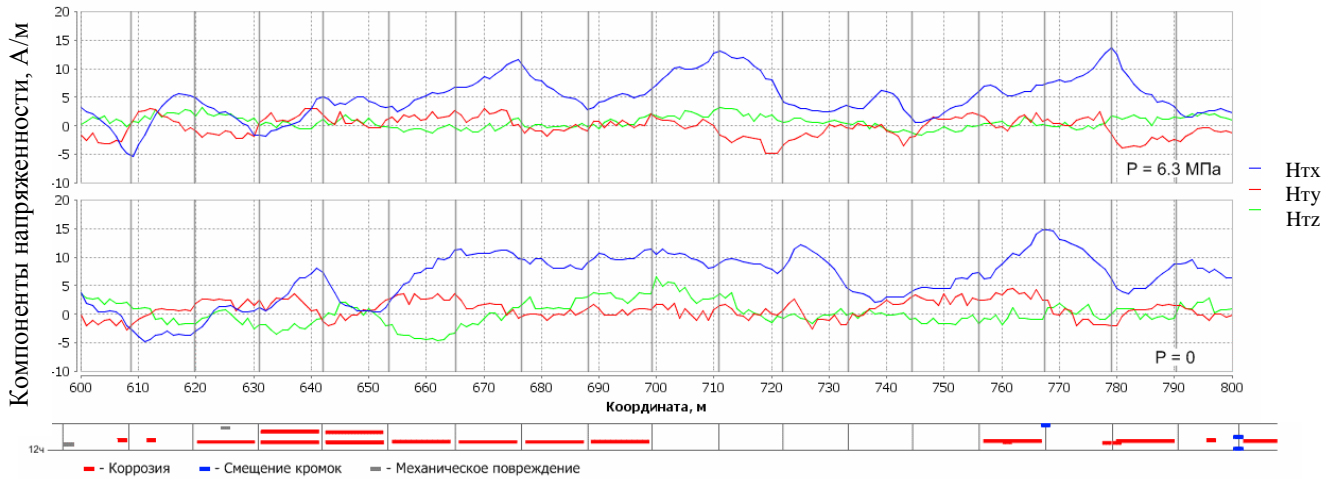


Рисунок 14 – Магнитограммы участка трубопровода при разном внутреннем давлении с указанием расположения кольцевых сварных швов и масштабная развертка трубопровода с указанием дефектов ВИК



Рисунок 15 – Алгоритм реализации метода поиска посторонних ферромагнитных предметов

Разработаны методы поиска кольцевых сварных швов при отсутствии и при наличии информации о длинах труб на рассматриваемом участке трубопровода (рисунок 16).

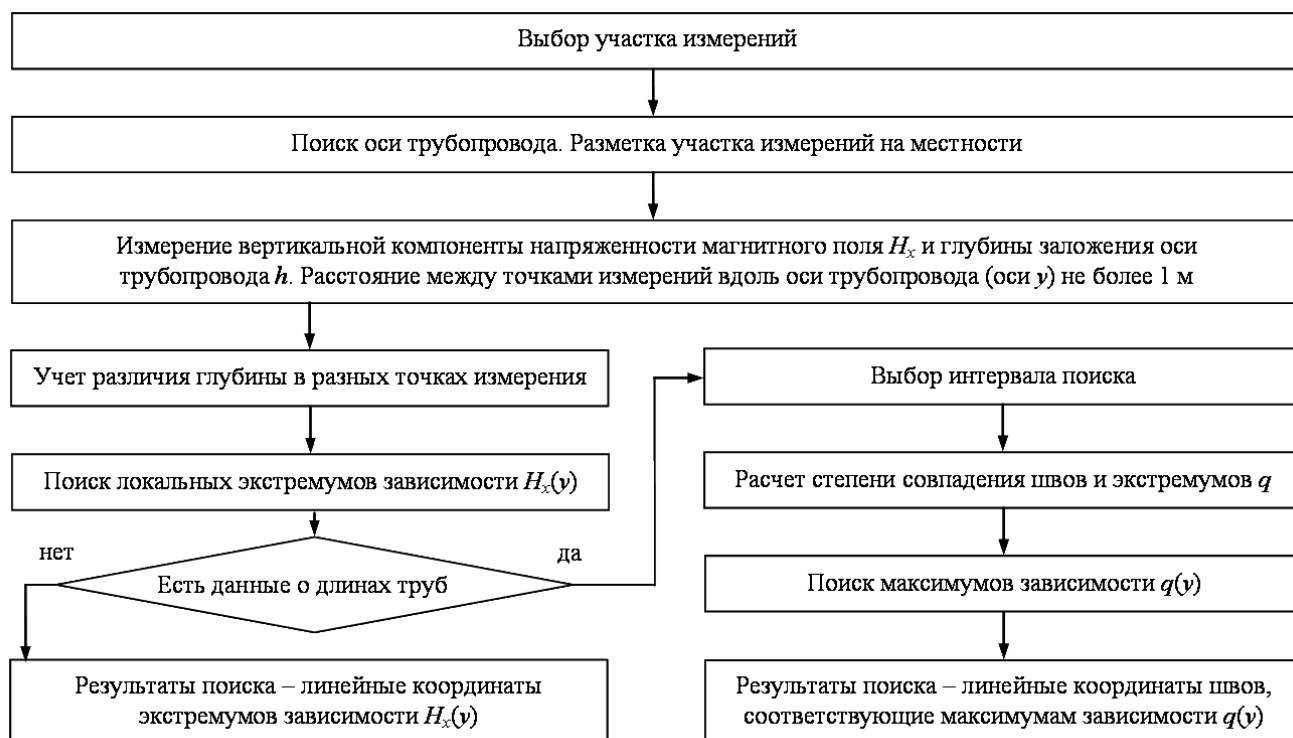


Рисунок 16 – Алгоритм поиска кольцевых сварных швов

Если длины труб неизвестны, то вероятное положение кольцевых сварных швов определяется на основе положения локальных экстремумов вертикальной составляющей напряженности постоянного магнитного поля трубопровода H_x . Для определения координат экстремумов участок зависимости $H_x(y)$ в окрестностях i -ой точки измерений аппроксимируется отрезком прямой $H_x = E_i y + G_i$. Коэффициент E_i при переменной y представляет собой значение усредненной производной H_x по координате y в i -ой точке.

Для вычисления E_i используется выражение, известное по задачам линейной аппроксимации с использованием метода наименьших квадратов:

$$E_i = \frac{(2m+1) \sum_{k=-m}^m H_{xi+k} y_{i+k} - \left(\sum_{k=-m}^m H_{xi+k} \right) \left(\sum_{k=-m}^m y_{i+k} \right)}{(2m+1) \sum_{k=-m}^m y_{i+k}^2 - \left(\sum_{k=-m}^m y_{i+k} \right)^2}, \quad (29)$$

где H_{xi} – значение вертикальной компоненты в i -ой точке измерений, y_i – линейная координата i -ой точки измерений, $k = -m, \dots, -1, 0, 1, \dots, m$, m – величина, характеризующая количество точек, используемых при аппроксимации. Значение m зависит от шага измерений вдоль оси y . При шаге 1 м оптимальное значение $m = 2$. Точки, в которых производная $dH_x/dy = 0$, представляют собой точки локальных экстремумов H_x . Для каждого экстремума может быть определена высота w (рисунок 17).

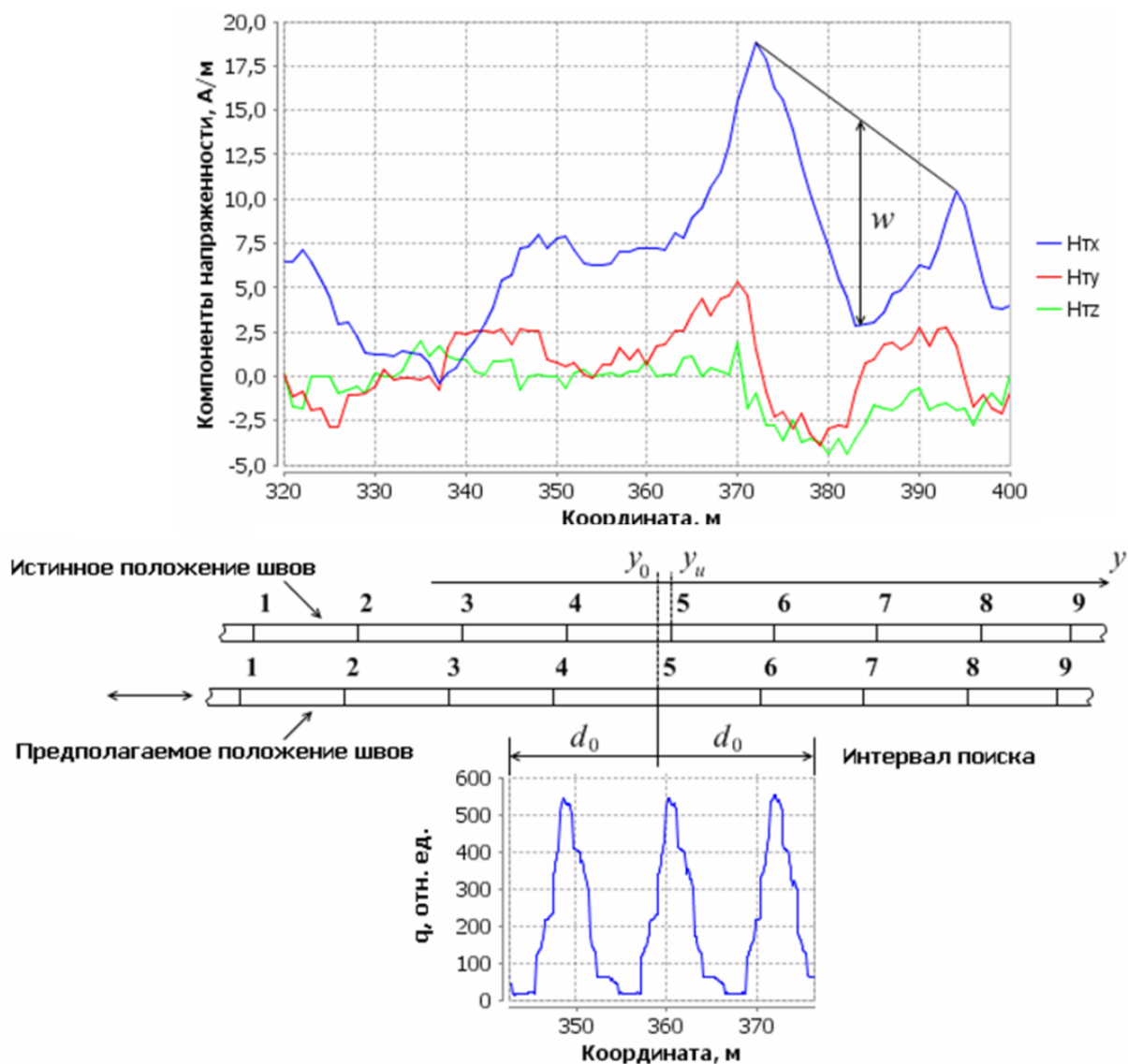


Рисунок 17 – К задаче определения положения кольцевых сварных швов

Если длины труб известны, то вероятное положение кольцевых сварных швов определяется на основании анализа взаимного расположения всех экстремумов H_x на данном участке с учетом реальных расстояний между кольцевыми сварными швами. Предполагается, что истинная координата выбранного шва y_u находится в интервале $[y_0 - d_0, y_0 + d_0]$. Если известны координаты кольцевых сварных швов на рассматриваемом участке, то может быть произведен расчет усредненной намагниченности труб.

По результатам обработки результатов магнитометрического контроля определяются участки трубопровода, на которых намагниченность превышает (по абсолютной величине) граничное значение. Такое превышение может являться основанием для шурфования участка (особенно в пределах ПОУ по признаку КРН) и его обследования (рисунок 18).

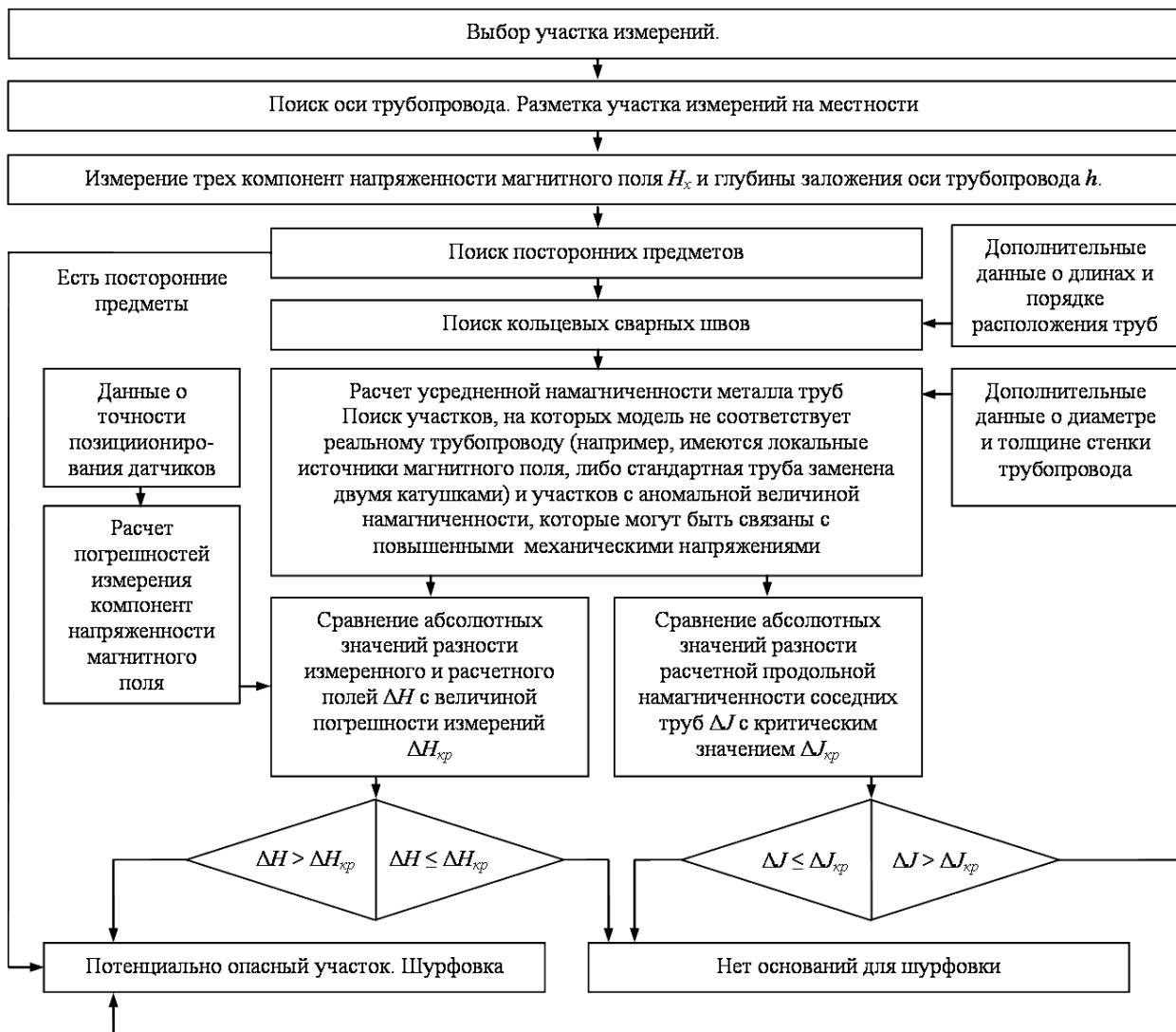


Рисунок 18 - Последовательность комплексной обработки результатов магнитометрического контроля подземных газопроводов

В шестой главе «Методическое обеспечение исследований по оценке надежности магистральных газопроводов в условиях проявления КРН»

Разработанные модели прогноза целостности магистрального газопровода с учетом методик по выявлению потенциально опасных участков по признаку КРН и с использованием методики назначения порядка пропуска средств ВТД легли в основу автоматизированной экспертно-аналитической системы оценки, анализа и прогнозирования технического состояния магистральных газопроводов (АЭС МГ). Аналитический модуль, входящий в состав АЭС МГ изначально ориентирован на сбор и консолидацию в распределенной базе данных системы актуальной информации из всего доступного множества источников исполнительной, исследовательской, проектной и прочей документации. На рисунке 19

представлена принципиальная схема обработки информации при расчете надежности линейной части МГ.

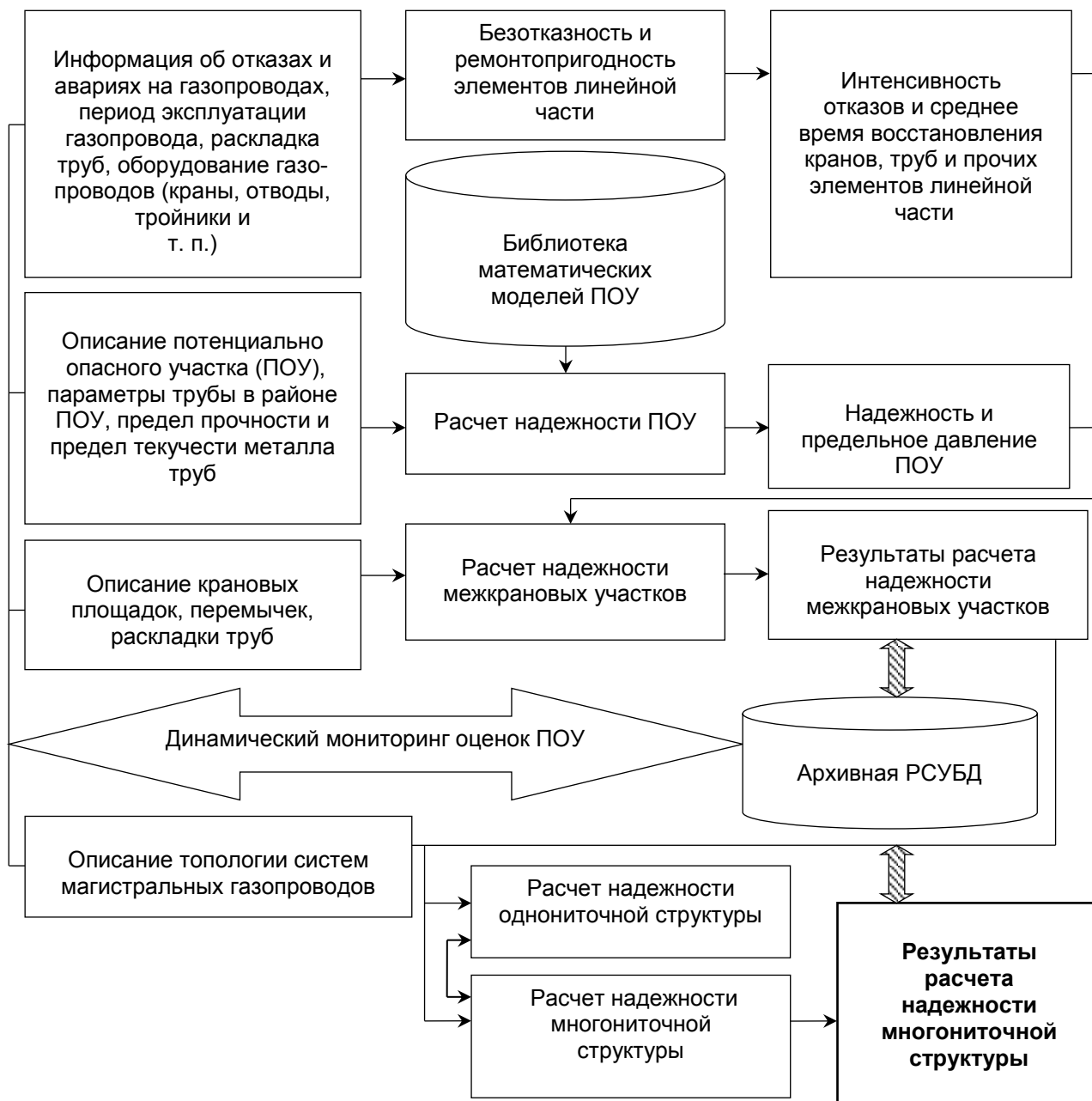


Рисунок 19 – Принципиальная схема обработки информации при расчете надежности линейной части магистральных газопроводов

Аналитический модуль имеет интерфейс, позволяющий оператору системы определять все показатели безотказности и ремонтпригодности, а также оценивать вероятность наличия ПОУ на отдельно взятом межкрановом участке, газопроводе или многониточной газотранспортной системе.

Представлены примеры реализации мероприятий по предотвращению КРН магистральных газопроводов в проектах реконструируемых и вновь сооружаемых магистральных газопроводов (рисунок 20).

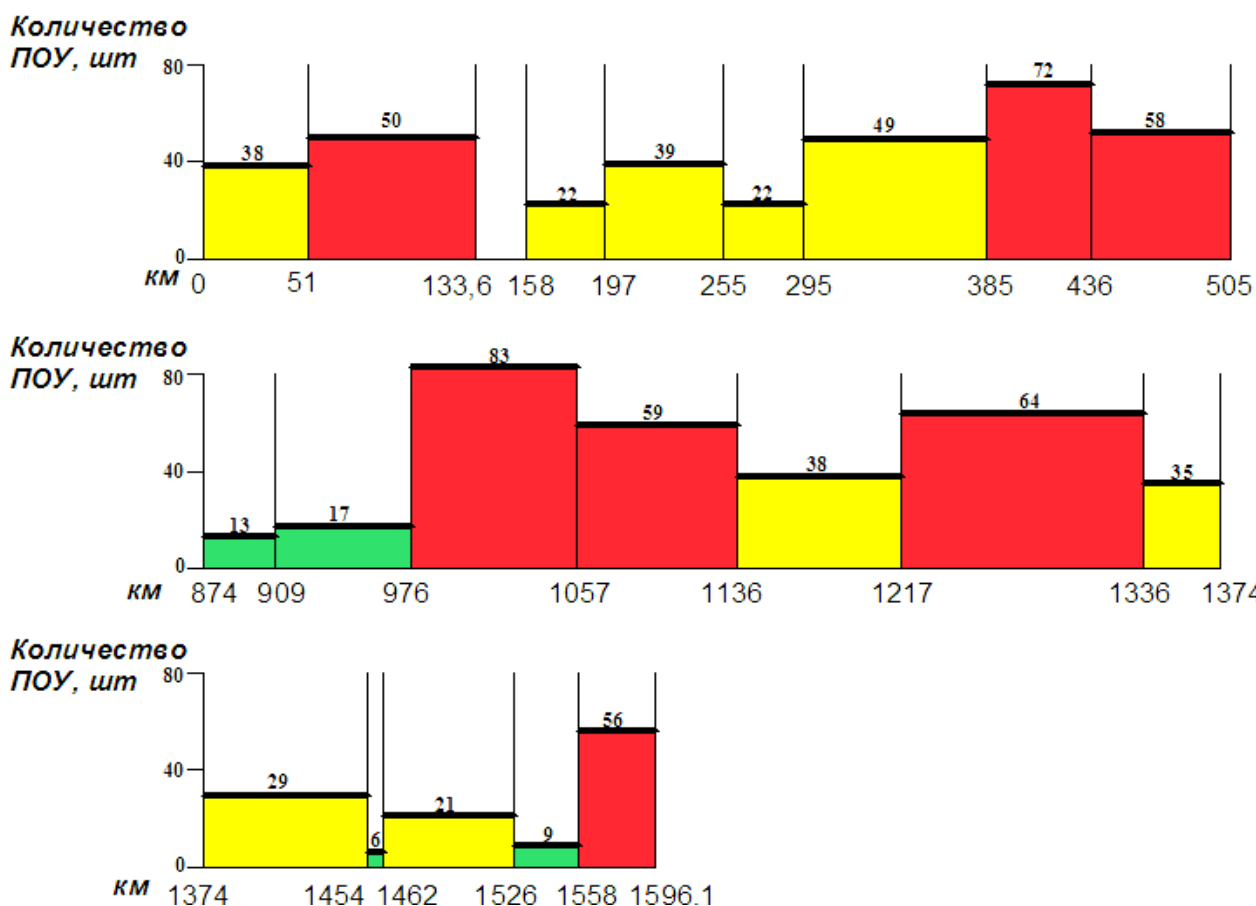


Рисунок 20 – Диаграмма предрасположенности МГ «Сахалин – Хабаровск – Владивосток» к проявлению КРН по суммарному количеству ПОУ на экспертируемом участке

Разработаны алгоритмы, позволяющие осуществлять реализацию предложенных методов поиска посторонних ферромагнитных предметов, кольцевых сварных швов и расчета усредненной намагниченности металла труб в автоматизированном режиме. Алгоритмы реализованы в рамках разработанного программного обеспечения для интерпретации результатов магнитометрических обследований трубопроводов.

Предложен комплексный алгоритм диагностирования ПОУ с помощью разработанных наземных средств диагностики (рисунок 21), позволяющий проводить локализацию ПОУ на местности, производить оценку состояния изоляционного покрытия и назначать к шурфованию наиболее поврежденные участки ЛЧ МГ.

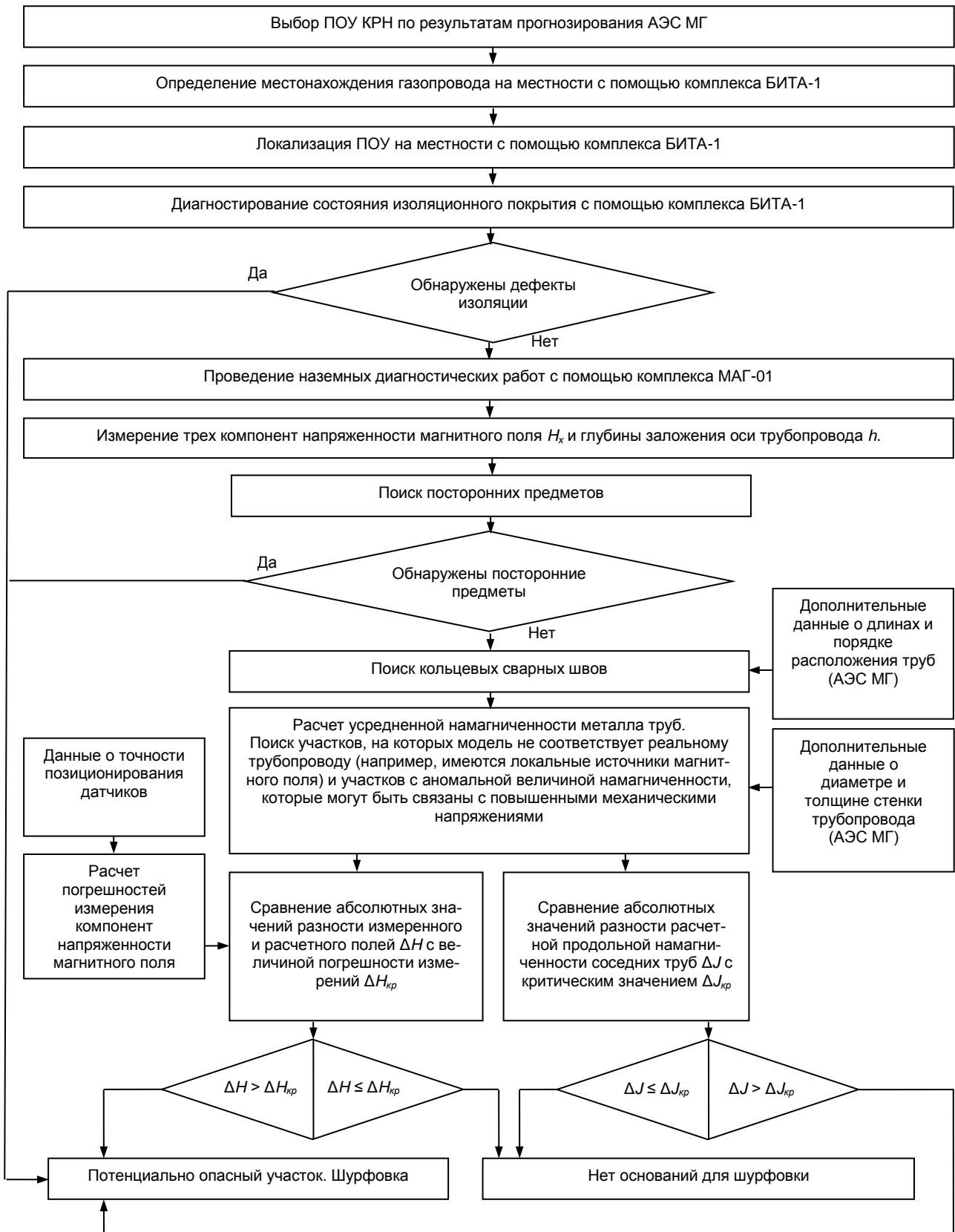


Рисунок 21 – Комплексный алгоритм диагностирования потенциально опасных участков магистральных газопроводов, предрасположенных к стресс-коррозии

Основные выводы:

1. На основе многолетнего опыта эксплуатации магистральных газопроводов в различных условиях выявлены основные факторы, определяющие потенциально опасные участки магистральных газопроводов. Показано, что эти факторы могут быть формализованы и положены в основу количественных критериев автоматизированных алгоритмов оценки расчета безотказности и ремонтпригодности линейной части магистрального газопровода, надежности потенциально опасных участков магистральных газопроводов.

2. Разработаны требования и алгоритмическое обеспечение для автоматизированной экспертно-аналитической системы оценки, анализа и прогнозирования технического состояния магистральных газопроводов, включая: новые критерии и алгоритм определения оптимальной периодичности проведения ВТД с учетом наличия на участке между камерами приема-запуска ПОУ, средневзвешенной категоричности ПОУ, аварийных разрушений, реализованных мероприятий по предупреждению КРН, что позволяет получить экономический эффект и снизить интенсивность отказов. Реализована автоматизированная экспертно-аналитическая система оценки, анализа и прогнозирования технического состояния магистральных газопроводов, в том числе подверженных КРН.

3. Предложен алгоритм для выявления участков магистральных газопроводов, склонных к стресс-коррозии, объединяющий ключевые признаки потенциально опасных участков: глинистые грунты околотрубного пространства в сочетании с контактом грунтовых вод с поверхностью трубы.

4. Составлен реестр потенциально опасных участков газопроводов (порядка 16,5 тыс. км), доля ПОУ для различных магистральных газопроводов достигает 17% (в среднем до 5%). Достоверность реестра подтверждается статистикой аварийных разрушений и результатами ВТД.

5. Разработан и предложен порядок оценки эффективности назначения потенциально опасных участков магистральных газопроводов по признаку предрасположенности к КРН, учитывающий как количество стресс-коррозионных дефектов или аварийных разрушений, произошедших по причине КРН и относящихся к назначенным потенциально опасным участкам, так и протяженность назначенных ПОУ.

6. Предложен и реализован на практике метод предотвращения КРН при производстве изыскательских работ и проектировании линейной части магистральных газопроводов.

7. Разработан и рекомендован к эксплуатации на предприятиях ОАО «Газпром» импортозамещающий современный приборный комплекс бесконтактный измеритель тока БИГА-1 для оценки качества изоляционного покрытия.

8. Обоснована реальная оценка возможности магнитометрического метода

диагностики технического состояния подземных трубопроводов на основании научно обоснованных методов обработки и интерпретации результатов дистанционных магнитометрических обследований.

9. Разработан метод определения положения кольцевых сварных швов подземных трубопроводов. Установлено, что при наличии информации о длинах труб при ширине интервала поиска менее 10 м положение кольцевых сварных швов на участках измерения определяется, при этом ошибка установления месторасположения шва для 52% участков не превышает 1 м.

10. Разработан комплексный алгоритм диагностирования потенциально опасных участков магистральных газопроводов, предрасположенных к развитию коррозионного растрескивания под напряжением, с использованием приборных комплексов БИТА-1 и МАГ-01.

**Основные положения диссертации опубликованы
в следующих работах:**

Монографии

1. Мониторинг технического состояния объектов газотранспортной системы: монография / Пужайло А. Ф., Савченков С. В., Агинея Р. В., Спиридович Е. А. и др.; под ред. д. т. н., проф. Р. В. Агинея. – Нижний Новгород: Исток, Т. 1, 2013. – 312 с.

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

1. Лисин В. Н. О совершенствовании ремонтно-технического обслуживания магистральных газопроводов / В.Н. Лисин, Е.А. Спиридович, И. И. Губанок/ Газовая промышленность. – 1994. – №11. – С. 14-15.

2. Лисин, В. Н. Способ предотвращения коррозионного растрескивания под напряжением трубопроводов / В. Н. Лисин, Е. А. Спиридович, А. Ф. Пужайло и др. // Газовая промышленность. – 1999. – №5. – С. 48–49.

3. Пужайло, А. Ф. Новые изоляционные покрытия / А. Ф. Пужайло, Е. А. Спиридович, В. Н. Лисин и др. // Газовая промышленность. – 1999. – №5. – С. 50-52.

4. Лисин, В. Н. Проведение наземной диагностики проявления КРН на газопроводах-шлейфах / В. Н. Лисин, Е. А. Спиридович, А. Ф. Пужайло // Газовая промышленность. – 2003. – №11. – С. 80–82.

5. Кривдин, А. Ю. Бесконтактный измеритель тока в подземных трубопроводах БИТА-1 / А. Ю. Кривдин, Лисин В.Н., Пужайло А.Ф., Спиридович Е.А. // Газовая промышленность. – 2003. – № 11. – С. 60-62.

6. Кривдин, А.Ю. Алгоритм оценки коррозионного состояния МГ и оптимизация работы средств ЭХЗ // Кривдин А.Ю., Спиридович Е.А., Лисин В. Н. и др. // Газовая промышленность. – 2003. – № 11. – С. 94-96

7. Иванов, Ю. Р. Оценка инженерно-геологических условий, предопределяющих возможность развития КРН / Ю. Р. Иванов, Е.А. Спиридович, В. Н. Лисин, В. Н. Синельников // Газовая промышленность. – 2003. – № 11. – С. 67-69.

8. Хабаров В. В. Проектирование МГ с учетом предотвращения проявления КРН / В. В. Хабаров, А. А. Беляков, В. Н. Лисин, Е. А. Спиридович // Газовая

промышленность. – 2003. – № 11. – С. 73-75

9. Лисин В. Н. Проведение наземной диагностики проявления КРН на газопроводах-шлейфах / В. Н. Лисин, Е. А. Спиридович, А.Ф. Пужайло и др. // Газовая промышленность. – 2003. – № 11. – С. 80-82

10. Лисин, В. Н. Оптимизация методов выявления стресс-коррозии на магистральных газопроводах / В. Н. Лисин, Е. А. Спиридович, А. Ф. Пужайло // Газовая промышленность. – 2004. – №10. – С. 58–59.

11. Кривдин, А. Ю. Анализ и минимизация основной и дополнительной погрешностей бесконтактного измерителя катодного тока / А. Ю. Кривдин, С. В. Ларцов, Е. А. Спиридович и др. // Проектирование и технология электронных средств. – 2008. – №2. – С. 10-17.

12. Репин, Д. Г. Влияние технологии изготовления труб большого диаметра на возможность их КРН / Д. Г. Репин, В. Н. Лисин, Е. А. Спиридович и др. // Газовая промышленность. – 2008. – №3. – С. 66-69.

13. Пужайло, А. Ф. Определение времени проведения повторного диагностического обследования газопровода / А. Ф. Пужайло, Е. А. Спиридович, Д. Г. Репин и др. // Газовая промышленность. – 2008. – №7. – С. 76–77.

14. Кривдин, А. Ю. Разработка бесконтактного измерителя катодного тока / А. Ю. Кривдин, А. Ф. Пужайло, Е. А. Спиридович и др. // Газовая промышленность. – 2008. – №10. – С. 17-19.

15. Кривдин, Р. А. Опыт применения магнитометрической диагностики / Р. А. Кривдин, Е. А. Спиридович, А. Ф. Пужайло и др. // Газовая промышленность. – 2008. – №10. – С. 20-23.

16. Гуськов, С.С. Локализация кольцевых сварных швов трубопроводов на основании результатов наземных магнитометрических обследований / С.С. Гуськов, Р.В. Агинец, Е.А. Спиридович, В.В. Мусонов // Трубопроводный транспорт: теория и практика. – 2013. – № 4. – С. 24–27.

17. Гуськов, С.С. Способ дистанционного поиска кольцевых сварных швов подземных трубопроводов / С.С. Гуськов, Е.А. Спиридович, В.В. Мусонов, Р.В. Агинец, Р.А. Садртдинов // Газовая промышленность. – 2013. – № 10. – С. 22 – 25.

18. Спиридович, Е. А. Оценка эффективности назначения потенциально опасных участков магистральных газопроводов по признаку предрасположенности к КРН / Е. А. Спиридович // Территория «Нефтегаз». – 2014. – № 5. – С. 48-53.

Патенты на изобретения РФ

1. Пат. 2120079 Российская Федерация, МПК6 F16L58/00 Способ предотвращения коррозионного растрескивания под напряжением трубопроводов / А. Ф. Пужайло, Е. А. Спиридович, В. Н. Лисин и др.; заявитель и патентообладатель ОАО «Гипрогазцентр». – № 97121900/06; заявл. 26.12.1997; опубл. 10.10.1998.

2. Пат. 2147098 Российская Федерация, МПК7 F16L58/00, G01N27/00 Способ выявления участков магистральных трубопроводов, предрасположенных к коррозионному растрескиванию под напряжением (стресс-коррозии) / А. Ф. Пужайло, В. Н. Лисин, Е. А. Спиридович и др.; заявитель и патентообладатель ОАО «Гипрогазцентр». – №99111247/06; заявл. 03.06.1999; опубл. 27.03.2000.

3. Пат. 2134836 Российская Федерация, МПК6 F16L58/00 Способ выполнения изоляционного покрытия подземного трубопровода, исключающий условия возникновения и протекания коррозионных процессов, обеспечивающий поиск и обнаружения утечек при эксплуатации / Г.Ф. Ляшенко, В.Н. Лисин, А.Я. Яковлев, А. Ф.

Пужайло и др.; заявители Лисин В.Н., Ляшенко Г.Ф. – №98105494/06; заявл. 25.03.1998; опубл. 20.03.1999.

4. Пат. 2138725 Российская Федерация, МПК6 F16L58/00 Способ предотвращения разрушения трубопроводов / В. Н. Лисин, Б. В. Будзуляк, А. Ф. Пужайло и др.; заявитель и патентообладатель ОАО «Гипрогазцентр». – №98109575/06; заявл. 27.05.1998; опубл. 27.09.1999.

5. Св-во 2001610952 Программный комплекс автоматизированной экспертно-аналитической системы оценки и анализа и прогнозирования технического состояния магистральных газопроводов (АЭС МГ). / А. Ф. Пужайло, В. Е. Костюков, Е. А. Спиридович и др. – Патентообладатели - ФГУП «НИИИС» им. Ю. Седакова, ОАО «Гипрогазцентр», ОАО «Газпром»; опубл. 01.08.2001, Бюл. №3.

6. Пат. 2177630 Российская Федерация, МПК G01V3/11, G01R19/00 Бесконтактный измеритель тока в подземных трубопроводах» / Вититнев О. Ю., Даниленко С. А., Спиридович Е.А. и др.; заявитель и патентообладатель ОАО «Гипрогазцентр». – №2000108337; заявл. 06.04.2000; опубл. 27.12.2001.

7. Пат. 2246742 Российская Федерация, МПК G01V3/11 Система бесконтактного измерения тока в подземных трубопроводах и определения глубины их залегания / Вититнев О. Ю., Зуев С. Н., Спиридович Е. А. и др.; заявитель и патентообладатель ОАО «Гипрогазцентр»; заявл. 11.11.2003; опубл.20.02.2005.

8. Пат. 2267805 Российская Федерация, МПК G06F1/02 Генератор специальных сигналов / Вититнев О. Ю., Зуев С. Н., Спиридович Е. А. и др./ заявитель и патентообладатель ОАО «Гипрогазцентр»; заявл. 24.05.2004; опубл. 10.01.2006.

9. Пат. 2306554 Российская Федерация, МПК G01N27/72 Устройство бесконтактного магнитометрического контроля состояния металла трубопровода / Пужайло А. Ф., Кривдин А. Ю., Спиридович Е. А. и др.; заявитель и патентообладатель ОАО «Гипрогазцентр», заявл. 16.03.2006; опубл. 20.09.2007.

10. Пат. 2379673 Российская Федерация, МПК G01N27/72 Устройство бесконтактного измерения тока катодной защиты» /Пужайло А. Ф., Кривдин А. Ю.,Вититнев О. Ю.,Спиридович Е. А. и др.; заявитель и патентообладатель ОАО «Гипрогазцентр»; заявл. 21.07.2008; опубл. 20.01.2010.

11. Пат. 2460068 Российская Федерация, МПК G01N27/72 Устройство бесконтактного магнитометрического контроля состояния металла трубопровода / Пужайло А. Ф., Кривдин А. Ю.,Вититнев О. Ю., Спиридович Е. А. и др.; заявитель и патентообладатель ОАО «Гипрогазцентр»; заявл. 29.03.2011; опубл. 27.08.2012г.

Публикации в журналах и научно-технических сборниках

1. Спиридович Е.А. Способы борьбы с преждевременным старением магистральных газопроводов /Е.А. Спиридович, В.Н. Лисин, И.И. Губанок // Юбилейный сб.: 50 лет газопроводу «Саратов-Москва». – т. 2. – М.: ООО «ИРЦ Газпром», 1996. – С. 137-142.

2. Пужайло, А. Ф. Новшества в технологии прокладки магистральных газопроводов в районах проявления коррозионного растрескивания под напряжением / А. Ф. Пужайло, Е. А. Спиридович, В. Н. Лисин // Интервал. Передовые нефтегазовые технологии. – 2002. – № 10. – С. 84 – 86.

3. Пужайло, А. Ф. Основные положения Руководства по комплексному обследованию участков газопроводов, склонных к коррозионному растрескиванию под напряжением / А.Ф. Пужайло, Е. А. Спиридович, В. Н. Лисин // «Повышение эффективности разработки и эксплуатации газоконденсатных месторождений. Решение

проблем транспортировки газа» : тезисы докладов. – Ухта: «СеверНИПИГаз», 1998. – С. 117-119.

4. Пужайло, А. Ф. Аprobация методологии способа предотвращения КРН на газопроводах / А. Ф. Пужайло, Е. А. Спиридович, В. Н. Лисин // Сборник научных трудов «Обеспечение безопасности объектов газовой промышленности на стадии проектирования, строительства и эксплуатации». – Н. Новгород, 1999. – С. 27-30.

5. Спиридович, Е. А. Внедрение новых методов при проведении натуральных коррозионных обследований подземных трубопроводов / Е. А. Спиридович, О. Н. Уварова // Научно-технический сборник «Геология, разработка, эксплуатация месторождений Тимано-Печорской провинции. Транспорт газа. Проблемы, решения, перспективы» : кн. 3. – Ухта: ООО «СеверНИПИГаз», 2000. – С. 177-194.

6. Спиридович, Е.А. Повышение эффективности диагностики и ремонта участков газопроводов подверженных КРН / Е. А. Спиридович, В. Н. Лисин, А. Ф. Пужайло // Материалы международной конференции «Реконструкция и обслуживание газопроводов» (октябрь 2000 г., Словакия, Высокие Татры). – М.: ООО «ИРЦ Газпром», 2000. – С. 112-119.

7. Пужайло, А. Ф. Приоритеты в выборе средств и методов диагностирования магистральных газопроводов для выявления КРН / А. Ф. Пужайло, Е. А. Спиридович, А. Б. Арабей и др. // Международная деловая встреча «Диагностика-2001» : сборник материалов (апрель 2001 г., Тунис) : в 4 т. ; т.2, ч. 1. – М.: ООО «ИРЦ Газпром», 2001. – С. 11-16.

8. Пужайло, А. Ф. Алгоритм системы обеспечения надежности трубопроводов при их проектировании, строительстве и эксплуатации / А. Ф. Пужайло, В. Н. Лисин, Е. А. Спиридович // Юбилейный сборник научных трудов «Обеспечение безопасности объектов газовой промышленности на стадии проектирования, строительства и эксплуатации». – Нижний Новгород: 1999. – С. 7-10.

9. Спиридович, Е. А. Проектирование и ремонт открытых участков магистральных газопроводов в неустойчивых грунтах пойменной части рек и при пересечении естественных преград с использованием «легких» утяжелителей и метода подсадки / Е. А. Спиридович, А. Ф. Пужайло, В. Н. Лисин // Чешская газовая и нефтяная Ассоциация, 8-ой международный коллоквиум, материалы докладов конференции (16-17 марта 1999 г., Чехия, Прага). – Прага: ЧНГА, 1999. – С. 23-33.

10. Лисин, В.Н. Методология выявления поверхностных слоёв металла труб предрасположенных к проявлению коррозионного растрескиванию под напряжением / В. Н. Лисин, Е. А. Спиридович, А. Ф. Пужайло// Чешская газовая и нефтяная Ассоциация , 8ой международный коллоквиум, материалы докладов конференции (16-17 марта 1999 г., Чехия, Прага). – Прага: ЧНГА, 1999. – С. 113-123.

11. Спиридович, Е. А. Экономические и экологические последствия коррозионного растрескивания под напряжением магистральных газопроводов и методология их предотвращения / Е. А. Спиридович, В. Н. Лисин, А. Ф. Пужайло // Материалы отраслевой научно-технической конференции «Эколого-экономические аспекты природоохранной деятельности предприятий газового комплекса» (12-15 марта 1999 г., Ухта). – Ухта: ООО «СеверНИПИГаз». – С. 17 – 21.

12. Кишьян, А. А. Базовый метод оценки прочностной надежности потенциально-опасных участков газопроводов и его реализация в экспертно-аналитической системе / А.А. Кишьян, Е. А. Спиридович, А. П. Кудаев и др. // Материалы научно-практической конференции «Итоги и перспективы развития десятилетнего сотрудничества Минатома РФ и ОАО «Газпром» : ч. 11. – Н. Новгород: НИИИС, 1999. –

С. 82-90.

13. Киселёв, В.К. Разработка и внедрение интегрированной экспертно-аналитической системы оценки, анализа и прогнозирования технического состояния линейной части магистральных газопроводов / В. К. Киселёв, А. П. Кудаев, Спиридович Е. А. и др. // Материалы научно-практической конференции «Итоги и перспективы развития десятилетнего сотрудничества Минатома РФ и ОАО «Газпром» : ч. 11. – Н. Новгород: НИИИС, 1999. – С. 73-82.

14. Пужайло, А. Ф. Способ ремонта участков газопроводов подверженных стресс-коррозионному поражению / А. Ф. Пужайло, Е. А. Спиридович, В. Н. Лисин и др. // Материалы заседания НТС ОАО «Газпром» «Новые технические средства для ремонта – основа повышения эксплуатационной надежности магистральных газопроводов» (21-23 мая 2001 г., Екатеринбург, ООО «Уралтрансгаз») – М.: ООО «ИРЦ Газпром», 2001. – С. 92-93.

15. Лисин, В. Н. Повышение эффективности пропуска стресс-коррозионного снаряда путем использования НИР ДОО «Гипрогазцентр» / В. Н. Лисин, А.Ф. Пужайло, Е.А. Спиридович и др. // Материалы отраслевого совещания ОАО «Газпром» «Опыт эксплуатации и технической диагностики магистральных газопроводов с дефектами КРН» (28-31 ноября 2001г., Югорск, ООО «Тюментрансгаз») : ч. 2. – М.: ООО «ИРЦ Газпром», 2002. – С. 23-30.

16. Спиридович, Е. А. Современные направления совершенствования проектирования новых и реконструируемых магистральных газопроводов в регионах с проявлением коррозионного растрескивания под напряжением / Е. А. Спиридович, В. Н. Лисин, А. Ф. Пужайло и др. // Материалы 12-го Международного конгресса «Новые высокие технологии газовой, нефтяной промышленности, энергетики и связи «СITOGIC 2002» : т. 12. – М.: АТН РФ, 2003. – С. 435-440.

17. Пужайло, А. Ф. Выбор критериев оценки предрасположенности многониточных систем МГ к КРН для обеспечения очередности пропуска стресс-коррозионного снаряда и проведения полевой диагностики газопроводов / А. Ф. Пужайло, Е. А. Спиридович, В. Н. Лисин // Материалы отраслевого совещания «Особенности проявления КРН на МГ ОАО «Газпром». Методы диагностики, способы ремонта дефектов и пути предотвращения КРН» (11-15 ноября 2002 г., Ухта). – М.: ООО «ИРЦ Газпром», 2003. – С. 48-58.

18. Спиридович, Е. А. Новое направление в техническом обеспечении при выполнении электрометрических обследований магистральных газопроводов / Е. А. Спиридович, А. Ф. Пужайло, А. Ю. Кривдин др. // Материалы НТС «Совершенствование технических средств системы диагностического обслуживания оборудования объектов ОАО «Газпром»» (июнь 2002 г., г. Видное Московской обл.). – М.: ООО «ИРЦ Газпром», 2003. – С. 42-43.

19. Спиридович, Е.А. Бесконтактный измеритель тока в подземных трубопроводах БИТА-1 / Е. А. Спиридович, А. Ф. Пужайло, Ю. Р. Иванов и др. Материалы 13-го Международного конгресса «Новые высокие технологии газовой, нефтяной промышленности, энергетики и связи «СITOGIC 2003» : т. 13. – М.: АТН РФ, 2004. – С. 332-337.

20. Спиридович, Е. А. Трубы Волжского трубного завода в проектах ОАО «Гипрогазцентр» / Е. А. Спиридович, В. В. Хабаров, В. Н. Лисин // Материалы научно-практической конференции «Технический прогресс в производстве и эксплуатации труб для нефтяной и газовой промышленности» (28-29 мая 2004 г., Сочи). – М.: ООО «ИРЦ Газпром», 2004. – С. 33-37.

21. Лисин, В. Н. К вопросу оптимизации методов выявления стресс-коррозии на магистральных газопроводах / В. Н. Лисин, Е. А. Спиридович, А. Ф. Пужайло // Материалы 14-го Международного конгресса «Новые высокие технологии газовой, нефтяной промышленности, энергетики и связи «СITOGIC 2004» : т. 12. – М.: АТН РФ, 2005. – С. 303-308.
22. Спиридович, Е.А. Реализация преимуществ сочетания цифровых и аналоговых технологий в диагностическом комплексе БИТА-1 / Е. А. Спиридович, А. Ф. Пужайло, А. Ю. Кривдин, В. В. Мусонов // Материалы 14-го Международного конгресса «Новые высокие технологии газовой, нефтяной промышленности, энергетики и связи «СITOGIC 2004» : т. 12. – М.: АТН РФ, 2005. – С. 309-315.
23. Кривдин, А. Ю. Адаптация цифровых и аналоговых технологий в приемнике диагностического комплекса БИТА-1 / А. Ю. Кривдин, С. В. Ларцов, Е. А. Спиридович // Материалы VI международной научно-технической конференции «Перспективные технологии в средствах передачи информации» (20-22 апреля 2005 г., Владимир). – Владимир: РОСТ, 2005. – С. 100-102.
24. Кривдин, А.Ю., Магнитные измерения при диагностике технического состояния магистральных газопроводов / А. Ю. Кривдин, А. Ф. Пужайло, Е. А. Спиридович и др. // Материалы 16-ой Международной деловой встречи «Диагностика-2006» (17-21 апреля, 2006 г., Сочи). – М.: ООО «ИРЦ Газпром», 2006. – С. 311-321.
25. Пужайло, А. Ф. Анализ данных о состоянии участка магистрального газопровода с целью выявления факторов, влияющих на возникновение и развитие стресс-коррозионных дефектов / А. Ф. Пужайло, Е. А. Спиридович // Журнал нефтегазового строительства. – 2013. – №3. – С. 36- 39.
26. Пужайло, А. Ф. Определение периодичности проведения внутритрубной диагностики линейной части магистральных газопроводов, предрасположенных к стресс-коррозии / А. Ф. Пужайло, Е. А. Спиридович // Геоинжиниринг – 2013. – №3. – С. 68-70.
27. Спиридович Е. А. Локализация потенциально опасных участков магистральных газопроводов, предрасположенных к стресс-коррозии / Е. А. Спиридович // Материалы международного семинара «Рассохинские чтения» (6-7 февраля 2014 года); в 2 ч., ч. 2 / под ред. Н. Д. Цхадая. – Ухта: УГТУ, 2014. – С. 219-223.

Подписано к печати «22» сентября 2014 г.

Заказ № _____

Тираж 100 экз.

2 уч.-изд. л., ф-т 60x84/16

Отпечатано в ООО «Газпром ВНИИГАЗ»,
142717, Московская область, Ленинский р-н,
п. Развилка, ООО «Газпром ВНИИГАЗ»