

Общество с ограниченной ответственностью «Научно-исследовательский институт природных газов и газовых технологий» - Газпром ВНИИГАЗ»
(ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)

На правах рукописи



ГОРОДНИЧЕНКО ВЛАДИМИР ИВАНОВИЧ

**РАЗРАБОТКА МЕТОДОВ ПОВЫШЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ И
ЭФФЕКТИВНОСТИ РЕМОНТА ГАЗОПРОВОДОВ С ПОВРЕЖДЕНИЯМИ**

2.8.5. – Строительство и эксплуатация нефтегазопроводов, баз и хранилищ

ДИССЕРТАЦИЯ

на соискание ученой степени доктора технических наук

Научный консультант:

доктор технических наук
М.Ю. Митрохин

Москва – 2023

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	8
Глава 1. ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЙ ФУНКЦИОНАЛ ОБЕСПЕЧЕНИЯ РАБОТОСПОСОБНОСТИ И СНИЖЕНИЯ АВАРИЙНОСТИ ГАЗОПРОВОДОВ СИСТЕМЫ НАДЕЖНОСТИ И БЕЗОПАСНОСТИ.....	23
1.1 Снижение уровня аварийности газопроводов на основе концепции безопасного повреждения.....	23
1.2 Основные этапы создания и развития функционального блока по техническому диагностированию газопроводов производственно- аналитического цикла системы надежности и безопасности.....	26
1.3 Основные факторы, обуславливающие развитие функционального блока по ремонту газопроводов производственно-аналитического цикла системы надежности и безопасности.....	33
1.4 Принципы функционирования функционального блока системы надежности и безопасности по техническому диагностированию газопроводов.....	35
1.5 Основные принципы перспективного планирования и производства капитального ремонта газопроводов.....	36
Выводы по главе 1	38
Глава 2. МЕТОДИКА НАЗЕМНОГО ТЕХНИЧЕСКОГО ДИАГНОСТИРОВАНИЯ ГАЗОПРОВОДОВ-ОТВОДОВ, ПЕРЕСЕЧЕНИЙ ГАЗОПРОВОДОВ И ГАЗОПРОВОДОВ, ПОДВЕРЖЕННЫХ КОРРОЗИОННОМУ РАСТРЕСКИВАНИЮ ПОД НАПРЯЖЕНИЕМ.....	40
2.1 Методика технического диагностирования газопроводов-отводов.....	40
2.2 Методика технического диагностирования газопроводов, подверженных коррозионному растрескиванию под напряжением	46

2.2.1 Оценка уровня технологических остаточных напряжений и локальных напряжений в зоне повреждения.....	46
2.2.2 Методические аспекты технического диагностирования газопроводов, подверженных коррозионному растрескиванию под напряжением.....	51
2.2.3 Обследование технологических трубопроводах компрессорной станции.....	56
2.2.4 Неразрушающий контроль труб с трещинами стресс-коррозии.....	62
2.3 Применение методики технического диагностирования газопровода, основанной на анализе факторов риска, в местах пересечения газопроводов.....	65
Выводы по главе 2	72
Глава 3 ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОЧНОСТИ ГАЗОПРОВОДОВ, НАХОДЯЩИХСЯ В НЕПРОЕКТНОМ ПОЛОЖЕНИИ, И ТРУБ С ПОВРЕЖДЕНИЯМИ.....	74
3.1 Расчетно-экспериментальная методика определения напряженно-деформированного состояния газопровода.....	75
3.1.1 Технология геодезических работ и первичная обработка результатов измерений положения газопровода.....	76
3.1.2 Аппроксимация интерполяционными полиномами.....	78
3.1.3 Определение напряжений по уравнению пространственного положения оси газопровода	79
3.1.4 Оценка точности вычисления напряжений в зависимости от шага измерений.....	84
3.1.5 Тестовая задача о деформировании балки шарнирно опертой по концам и несущей равномерно распределенную нагрузку.....	87
3.1.6 Оценка уровня напряжений и система принятия решений.....	90
3.1.7 Применение расчетно-экспериментальной методики определения напряженно-деформированного состояния газопровода.....	92

3.2 Методика оценки прочности труб с расслоениями.....	99
3.2.1 Алгоритм расчета прочности труб с расслоениями.....	99
3.2.2 Схематизация расслоений и определение номинальных напряжений.....	101
3.2.3 Оценка прочности труб с расслоениями по двухпараметрическому критерию	103
3.2.4 Анализ результатов обследований технического состояния конденсатопровода Ачимовских отложений Уренгойского месторождения.....	109
3.3 Методика оценки работоспособности газопровода с гофрами и вмятинами	110
3.3.1 Оценка работоспособности труб с вмятинами	119
3.4 Решение задачи обеспечения надежности сухопутного участка газопровода Россия-Турция с дефектами овальности трубы	120
3.4.1 Результаты расчета труб с овальностью по отраслевым нормам прочности.....	122
3.4.2 Методические аспекты применения метода конечных элементов..	125
3.4.3 Расчеты методом конечных элементов прочности труб с овальностью	127
Выводы по главе 3	129
Глава 4. МЕТОДИКА АНАЛИЗА ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ГАЗОПРОВОДОВ	131
4.1 Показатель технического состояния газопроводов с повреждениями....	132
4.2 Комплексная оценка технического состояния газопроводов.....	143
4.3 Формирование по показателям технического состояния мероприятий, обеспечивающих эксплуатационную надежность газопроводов	147
4.4 Прогнозирование технического состояния газопроводов	149
4.5 Определение технического состояния магистрального газопровода системы «Южный поток»	151

4.6 Эмпирическая модель оценки технического состояния газопроводов-отводов.....	155
Выводы по главе 4	161
Глава 5. МЕТОДИКА ПЛАНИРОВАНИЯ ВНУТРИТРУБНОГО ТЕХНИЧЕСКОГО ДИАГНОСТИРОВАНИЯ ГАЗОПРОВОДОВ	163
5.1 Критерии планирования и нормативные ограничения на сроки проведения обследований.....	163
5.2 Модель определения интервала между обследованиями, основанная на статистической обработке параметров коррозионных дефектов	165
5.3 Схема расчета интервала между обследованиями газопроводов	171
5.4 Повышение безопасной эксплуатации участков газопроводов с нарушениями минимальных расстояний.....	179
5.5 Оптимизация обследований газопроводов, подверженных коррозионному растрескиванию под напряжением	180
5.6 Методика определения сроков безопасной эксплуатации газопроводов при продлении сроков службы.....	186
5.7 Методика определения приоритета подготовки и проведения обследований внутритрубными дефектоскопами газопроводов, не приспособленных к внутритрубному техническому диагностированию	194
Выводы по главе 5	201
Глава 6. МЕТОДИКА ПРЕДРЕМОНТНОГО ОБСЛЕДОВАНИЯ ГАЗОПРОВОДОВ	202
6.1 Обоснование предремонтного обследования газопроводов.....	202
6.2 Методика расчета объема поставки труб для проведения капитального ремонта газопроводов	214
6.3 Методика расчета объема поставки труб для проведения капитального ремонта газопроводов, не приспособленных к внутритрубному техническому диагностированию.....	219

6.4 Апробация методики предремонтного обследования газопроводов в ООО «Газпром трансгаз Саратов».....	224
Выводы по главе 6	231
Глава 7. ПЕРСПЕКТИВНОЕ ПЛАНИРОВАНИЕ ПРОГРАММЫ КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА ГАЗОПРОВОДОВ.....	233
7.1 Основные концептуальные подходы к формированию программы капитального ремонта газопроводов	233
7.2 Критерии и требования к формированию программы капитального ремонта газопроводов	239
7.3 Разработка методики перспективного планирования объемов ремонта газопроводов	244
7.3.1 Вероятностная модель обоснования целевого показателя по объемам капитального ремонта газопроводов, основанная на анализе показателей технического состояния	244
7.3.1.1 Расчет и прогнозирование показателей технического состояния газопроводов	244
7.3.1.2 Модель распределения показателей технического состояния газопроводов	248
7.3.1.3 Оценка объемов капитального ремонта газопроводов по результатам анализа технического состояния	250
7.3.2 Модель обоснования объемов капитального ремонта газопроводов, основанная на прогнозировании количества труб с недопустимыми дефектами	253
7.3.2.1 Анализ результатов обследований газопроводов	253
7.3.2.2 Прогнозирование количества труб, с недопустимыми дефектами	255
7.3.3 Результаты планирования объемов капитального ремонта газопроводов	262

7.4 Оценка эффективности капитального ремонта газопроводов по снижению уровня аварийности.....	263
7.5 Сводные данные по объемам и стоимости капитального ремонта газопроводов ПАО «Газпром»	265
7.6 Ожидаемый экономический эффект от выполнения программы капитального ремонта.....	268
Выводы по главе 7	269
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	270
СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ	274
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	275
ПРИЛОЖЕНИЕ А Акты внедрения результатов работы	299

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы исследования

В соответствии с Федеральным законом Российской Федерации в области обеспечения экологической и промышленной безопасности опасных производственных объектов, к которым относятся газопроводы, стратегия ПАО «Газпром» направлена на достижение высоких стандартов за счет постоянного формирования и реализации на основе концепции эксплуатации по техническому состоянию (безопасному повреждению) комплекса мероприятий по повышению безопасности транспортировки газа. Как показали в своих трудах российские ученые, основоположники и создатели системы безопасности Б.В. Будзуляк, Г.Г. Васильев, И.И. Велиюлин, А.М. Короленок, В.Е. Грязин, И.Н. Курганова, А.С. Лопатин, М.Ю. Митрохин, С.В. Нефедов, М.Ю. Панов, В.В. Салюков, В.С. Сафонов, В.М. Силкин, В.П. Столов, В.В. Харионовский, В.П. Черний, М.В. Чубунов и другие, система безопасности при эксплуатации с безопасным повреждением должна представлять производственно-аналитический цикл, состоящий из функциональных блоков по техническому диагностированию, анализу результатов, формированию восстановительных мероприятий и ремонту, и быть направленной на своевременное определение технического состояния. На основе информации о техническом состоянии газопроводов, с использованием критериев прочности и выносливости, разрабатываются восстановительные мероприятия, в соответствии с которыми осуществляется ремонт.

Необходимость планирования и проведения технического диагностирования газопроводов обусловлено отслоениями и повреждениями защитных покрытий, что провоцирует массовое образование и рост дефектов коррозии (в том числе и под защитным покрытием) и трещин стресс-коррозии, а также изменениями проектного положения вследствие воздействия геодинамических процессов (оползни, карсты) и слабой несущей способности грунта. Эта тенденция роста дефектов и, как следствие, увеличение аварий были зафиксированы уже со середины девяностых годов прошлого века. Учитывая тенденцию ухудшения

технического состояния газотранспортной системы необходимо было на новых методологических и организационных принципах усовершенствовать комплекс безопасности эксплуатации газопроводов с повреждениями.

Постановка задач технического диагностирования газопроводов, увязанных с концепцией эксплуатации по техническому состоянию, и с техническими решениями по повышению безопасности газотранспортной системы была сформулирована В.В. Харионовским, а применительно к компрессорным станциям А.С. Лопатиным.

Реализация концепции эксплуатации по техническому состоянию позволяла обеспечить приемлемый уровень безопасности газотранспортной системы за счет своевременного обнаружения повреждений, анализа прочности труб с дефектами, ранжирования дефектов по степени опасности и, принятия соответствующих управленческих и технических решений. Кроме того, концепция безопасного повреждения давала возможность оптимально распределять ресурсы при ремонте и продлении сроков службы газопроводов.

Переход к организации комплексного технического диагностирования, основанной на единых научных, методологических, инженерных и организационных подходах и концепции безопасного повреждения, был предусмотрен в рамках отраслевой научно-технической программы РАО «Газпром», разработанной под научным руководством В.В. Харионовского, «Диагностическое обслуживание и повышение надежности магистральных газопроводов, объектов добычи и переработки газа». По этой программе наряду с приоритетным развитием ВТД предстояло решить научные задачи, связанные с нормативным обеспечением расчетов на прочность и долговечность газопроводов с дефектными трубами, диагностикой газопроводов, не приспособленных к ВТД, и с оценкой опасности эксплуатации участков газопроводов в непроектном положении, а также провести исследования по восстановлению несущей способности дефектных труб при ремонте сваркой и при ремонте с применением муфтовых конструкций.

Для предотвращения развития негативных явлений на участках газопроводов, находящихся в непроектном положении, ПАО «Газпром» реализовало следующие целевые программы, направленные на повышение надежности участков газопроводов в непроектном положении:

- «Программа по ликвидации всплывших участков и обеспечению проектного положения газопроводов» (ООО «Газпром трансгаз Сургут», ООО «Газпром трансгаз Югорск»);

- «Программа работ по защите газопроводов Ужгородского коридора от карстовых явлений» (ООО «Газпром трансгаз Чайковский»);

- «Программа работ по повышению надежности участков магистральных газопроводов, расположенных на оползневых участках (ООО «Газпром трансгаз Ставрополь»).

Научное сопровождение программ обеспечивал ООО «Газпром ВНИИГАЗ», в том числе с участием автора по направлению мониторинга напряженно-деформированного состояния оползневых участков и участков газопроводов, расположенных в зоне карст.

В отрасли постоянно проводится совершенствование технического диагностирования объектов газовой промышленности. Через систему проверки готовности диагностических организаций к проведению работ по техническому диагностированию газопроводов внедряются новые методы, технологии и приборные средства неразрушающего контроля. Совершенствование средств технического диагностирования и выполнение программ капитального ремонта в 2004-2010 годах привело к тому, что уровень аварийности ГТС стал приближаться к требованиям, установленным в международных стандартах. Тем не менее, в 2010 году в связи с гармонизацией стандартов от Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору поступило предписание о необходимости снижения уровня аварийности газопроводов.

Актуальность исследований по направлениям безопасности эксплуатации газопроводов с повреждениями связана, как с негативными факторами, так и с рядом проблем на момент перехода к эксплуатации газопроводов по техническому

состоянию. Основными негативными факторами, влияющими на аварийность, являются коррозионное состояние газопроводов и снижение сроков безопасной эксплуатации по причине стресс-коррозии. Проблемы безопасности эксплуатации газопроводов с повреждениями научного плана обусловлены:

- неэффективным формированием организационно-технических мероприятий из-за отсутствия методологии оценки технического состояния газопроводов с повреждениями;

- несовершенством стандарта по планированию ВТД, обеспечивающего обработку не более 10% обследованных коррозионных участков газопроводов, на что указывают результаты анализа выборки ВТД за 10 лет по ООО «Газпром трансгаз Москва»;

- низкой вероятностью обнаружения внутритрубными дефектоскопами трещин стресс-коррозии, равной не более 0,34, а в соответствии с нормативными документами значение вероятности должно быть не менее 0,9;

- несогласованностью стандартов по определению метода капитального ремонта газопроводов, которые зачастую дают противоположные результаты;

- выбором без научного сопровождения газопроводов, не приспособленных к ВТД, для подготовки к внутритрубному обследованию;

- необъективной оценкой в ряде случаев срока безопасной эксплуатации газопроводов при продлении срока службы из-за отсутствия информации по ряду параметров;

- планированием программ перспективного планирования капитального ремонта газопроводов не по результатам научного обоснования, а в зависимости от выделяемых средств;

- формированием без оценки опасности дефектов объемов выборочного ремонта труб с трещинами стресс-коррозии, расслоениями, гофрами и вмятинами.

Следовательно, для эффективного решения задач предупреждения аварийных ситуаций необходимо было на основе концепции безопасного повреждения, а также таких методологических и организационных принципов как централизация, приоритетность, системность, комплексность, универсальность,

линейность и других усовершенствовать научно-методическое и приборное обеспечение безопасности эксплуатации газопроводов с повреждениями по всем направлениям функциональных блоков производственно-аналитического цикла.

Актуальность теоретических и экспериментальных исследований по направлениям системы безопасности связана еще и с тем, что в условиях жесткого финансового ограничения на ремонтные работы акцент в обеспечении эксплуатационной надежности газопроводов смещается в сторону увеличения объемов работ по оценке технического состояния, расчетам и экспериментальной оценке прочности и ресурса натуральных конструкций и повышения эффективности планирования капитального ремонта газопроводов на основе результатов предремонтного обследования газопроводов и научного обоснования программ технического диагностирования и ремонта магистральных газопроводов.

Степень разработанности темы исследования

При разработке программы РАО «Газпром» «Диагностическое обслуживание и повышение надежности магистральных газопроводов, объектов добычи и переработки газа», в которой активное участие принимал автор диссертации. В результате анализа, обобщения и сопоставления мирового и отечественного опыта были выявлены проблемные вопросы системы надежности и безопасности и сформулированы направления исследований по ее развитию. Одно из направлений исследований касалось разработки методики обследования газопроводов, не приспособленных к ВТД. В результате анализа и обобщения научных публикаций по данной тематике и данных коррозионных и наземных обследований были установлены основные факторы, влияющие на образование и развитие коррозионных дефектов, то есть повреждающие факторы. С учетом этих факторов была разработана математическая модель по определению участков, на которых наиболее вероятно наличие коррозионных дефектов. При развитии этой модели применительно к поиску участков, подверженных коррозионному растрескиванию под напряжением, эти факторы были дополнены факторами из

методик, основанных на анализе уровня грунтовых вод и водотоков. Методика обследования газопроводов, подверженных коррозионному растрескиванию под напряжением, а также методики обследования пересечений газопроводов и газопроводов компрессорных станций стандартизированы и применяется для диагностирования магистральных газопроводов.

По научному направлению, связанному с надежностью и безопасностью газопроводов с повреждениями, были разработаны методики для оценки степени опасности следующих типов дефектов: вмятина, гофр, расслоение и овальность. Методики были стандартизированы и применяются в системе надежности и безопасности при прочностных расчетах поврежденных труб.

Наряду с устранением дефектов большая роль в снижении аварийности в системе надежности и безопасности отводится периодичности обследований, методические аспекты которой отражены в стандартах ПАО «Газпром». Анализ выборки газопроводов по ООО «Газпром трансгаз Москва» за десять лет показал, что в большинстве случаев методики неработоспособны. Для решения проблемы определения интервала между ВТД была разработана методика, основанная на международной норме, в соответствии с которой за время наработки до отказа необходимо провести не менее двух обследований.

Стандарт по оценке сроков безопасной эксплуатации газопроводов при продлении сроков службы, основанный на анализе многочисленных факторов, влияющих на безопасность, в ряде случаев не позволяет учесть все факторы, что снижает достоверность оценок. Для повышения уровня промышленной безопасности газопроводов разработана методика, в которой прогнозируемая частота аварий увязана с аварийностью газопроводов газотранспортного общества по различным типам дефектов и повреждаемостью газопроводов от дефектов, вызвавших аварии.

Если решения по рассмотренным проблемам были направлены на решение очевидных узких мест системы безопасности, то разработка методики по количественной оценке технического состояния газопроводов по результатам ВТД и газопроводов, не приспособленных к ВТД, являлась ключевым направлением в

системе надежности и безопасности, предназначенным для перспективного планирования на научной основе программ капитального ремонта газопроводов и формирования организационно-технических мероприятий при экспертизе промышленной безопасности и выборочном ремонте газопроводов. В итоге в ПАО «Газпром» на базе стандарта, разработанного по материалам, выполненным в диссертации исследований, был осуществлен переход от планирования ремонта, основанного на качественных экспертных оценках, к планированию ремонта, основанного на результатах расчета показателей технического состояния, полностью исключающего субъективные оценки.

Цель представленной работы

Снижение аварийности газопроводов с повреждениями на основе концепции эксплуатации по техническому состоянию до уровня безопасности, соответствующего по частоте аварий на 1000 км в год требованиям РОСТЕХНАДЗОРА и международных стандартов.

Основные задачи исследования

В соответствии со сформулированной целью в диссертации решались, следующие задачи по разработке:

- системы математических моделей для определения повреждаемости труб от различных дефектов, позволяющих количественно оценить техническое состояние газопроводов с учетом различных процессов деградации;
- методики планирования ВТД газопроводов по коррозионному и стресс-коррозионному состояниям;
- методического и приборного обеспечения технического диагностирования газопроводов, подверженных коррозионному растрескиванию под напряжением;

- методики оптимизации предремонтного обследования газопроводов, повышающей информативность о состоянии труб и, следовательно, качество проектирования и производства капитального ремонта;

- системы показателей для ранжирования газопроводов, не приспособленных к внутритрубному обследованию, к проведению ВТД;

- научного обеспечения для продления сроков службы газопроводов на основе анализа аварийности газопроводов в зависимости от типов дефектов повреждаемости газопроводов, а также среднестатистических значений частоты аварий и параметров повреждаемости газопроводов;

- методики перспективного планирования капитального ремонта газопроводов, включая создание моделей определения целевого показателя программ капитального ремонта по объемам ремонта с учетом целевого показателя по уровню аварийности;

- норм прочности труб с вмятинами, гофрами и расслоениями.

Научная новизна

При разработке на основе концепции безопасного повреждения научно-методического и приборного обеспечения комплекса безопасности эксплуатации газопроводов по направлениям функциональных блоков производственно-аналитического цикла впервые были получены следующие научные результаты:

- методика технического диагностирования газопроводов, подверженных коррозионному растрескиванию под напряжением, в которой места экскавации газопровода с целью проведения неразрушающего контроля труб в шурфах, устанавливаются по интегральному показателю, определяемому по распределению показателей, учитывающих вклад факторов, способствующих образованию и росту дефектов, а с помощью магнитного интроскопа обнаруживать и определять размеры трещин без удаления защитного покрытия;

- методика оценки прочности труб с расслоениями, позволяющая моделированием расслоений эквивалентной трещиной, представляющей

полуэллиптический надрез, разрушение по которому происходит по вязкому механизму для перемычки и хрупкому для стенки трубы, относительно экспериментальных данных и данных аварий по остаточной прочности для труб с трещинами получить консервативную расчетную оценку для разрушающего давления;

- методика оценки технического состояния газопроводов, использующая показатель технического состояния, физически представляющий повреждаемость газопровода, для вычисления которой для каждого типа дефектов созданы модели расчета повреждаемости, что позволило, несмотря на то, что дефекты обусловлены различными процессами деградации, производить их совместную обработку;

- методика планирования ВТД, основанная на международной норме, рекомендующей за время наработки до отказа провести не менее двух обследований, особенность которой заключается в том, что объемы выборочного ремонта увязаны с назначаемым интервалом проведения обследований, что следует из результата анализа данных по наработкам до отказа и по относительным глубинам коррозионных дефектов, расположенных на кривой, разделяющей допустимые и недопустимые дефекты;

- методика планирования капитального ремонта газопроводов и обоснования с учетом целевого показателя по аварийности целевого показателя по объемам ремонта, включающая вероятностную модель, основанную на распределении по закону Рэлея плотности повреждаемости, в которой объемы ремонта составляли газопроводы, повреждаемость которых будет больше 0,06, а также модель прогнозирования количества труб с недопустимыми дефектами.

Теоретическая и практическая значимость работы

Теоретические и экспериментальные исследования и моделирование позволили получить новые данные в области циклической и статической прочности труб и разработать ряд методик, моделей и концептуальных подходов, которые легли в основу 20 стандартов ПАО «Газпром».

В ходе выполнения работы теоретические исследования, моделирование и корреляционный анализ были использованы для решения следующих научно-прикладных задач по:

- экспериментальным исследованиям деформированного состояния участков газопроводов в непроектном положении, расположенных на оползневых участках и участках со слабо несущими грунтами;

- оценке работоспособности труб с овальностью сухопутного участка газопровода Россия – Турция по конечно-элементной модели, предназначенной для расчетов напряжений в упругой и пластической постановке;

- разработке организационно-технических мероприятий по восстановлению работоспособного состояния магистрального газопровода системы «Южный поток» Уренгой-Новопсков;

- формированию объемов ремонта для устранения дефектов типа расслоение на кондексаптопроводе Ачимовских отложений Уренгойского месторождения.

На основе теории вероятности и моделирования были разработаны:

- «Программа комплексного капитального ремонта линейной части магистральных газопроводов ОАО «Газпром» на 2011–2015 годы», утвержденная Постановлением Правления ОАО «Газпром» от 31.03.2011 № 17;

- «Программа ОАО «Газпром» по перспективному планированию ремонта газопроводов до 2030 года»;

- «Программа ОАО «Газпром» по проведению работ по подготовке к ВТД газопроводов-отводов на 2013 год».

Результаты научных исследований были использованы при выполнении программы научно-исследовательских работ по проекту «Голубой поток», программы работ по повышению надежности участков магистральных газопроводов, расположенных на оползневых участках, а также с участием ООО «Газпром трансгаз Югорск» и ООО «Газпром трансгаз Ухта» комплексной программы ОАО «Газпром» «Техническая диагностика и ремонт трубопроводов, подверженных стресс-коррозии».

Методология и методы исследования

Методология исследований базируется на единых научных, инженерных и организационных подходах и таких организационных и методологических принципах, как централизация, приоритетность, системность, безопасное повреждение и других.

При проведении экспериментальных исследований прочности и при обследовании газопроводов применялись натурные трубы с искусственными дефектами и трубы с дефектами, образовавшимися в эксплуатации, тензометрия, акустическая эмиссия, магнитные и токовихревые приборы поиска трещин, моделирование истории нагружения отнулевыми циклами, методы аналитических исследований, статистические методы обработки результатов.

При разработке теоретических задач в работе использованы аналитические методы теории надежности, вероятностные методы, численное моделирование с применением метода конечных элементов, методы аппроксимации функций, сглаживания экспериментальных данных и корреляционный анализ.

Положения, выносимые на защиту

На защиту выносятся следующие положения:

- наиболее вероятно наличие трещин стресс-коррозии в местах, где интегральный показатель, характеризующий распределение параметров, способствующих образованию трещин, (уровень грунтовых вод, состояние защитного покрытия, переменное смачивание, тип и агрессивность грунта) имеет большие значения;

- моделирование расслоений эквивалентной трещиной, представляющей полуэллиптический надрез, разрушение по которому происходит по вязкому механизму для перемычки и хрупкому для стенки трубы, дает относительно экспериментальных данных и данных аварий по остаточной прочности труб с трещинами консервативную оценку;

- возможность проводить совместную обработку различных типов дефектов с разной степенью опасности дает интерпретация технического состояния газопроводов показателем, представляющим собой повреждаемость газопроводов;

- переменные нагрузки газопроводов за год эксплуатации эквивалентны семи отнулевым циклам с экстремумом нагрузки, равным проектному давлению;

- наличие связи между наработкой газопровода до отказа и относительной глубиной коррозионных дефектов, расположенных на границе допустимых и потенциально опасных дефектов, позволяет в зависимости от интервала между обследованиями, определять глубину дефекта, при превышении которой дефект должен быть устранен, даже если он является допустимым;

- весовые коэффициенты в математической модели расчета приоритета по очередности проведения подготовительных работ и обследований внутритрубными дефектоскопами газопроводов, не приспособленных к ВТД, могут быть определены не традиционным экспертным образом, а аналитически, по результатам корреляционного анализа.

Личный вклад автора заключается в постановке цели и задач работы, изучении отечественных и зарубежных достижений в соответствующих областях науки, проведении теоретических и экспериментальных исследований, обследовании газопроводов и технологических трубопроводов компрессорных станций, анализе результатов экспериментов и диагностических обследований, формировании организационно-технических мероприятий, решении прикладных задач государственного масштаба (разработка рекомендаций по вводу в эксплуатацию сухопутного участка газопровода «Голубой поток» с дефектами овальности трубы и разработка рекомендаций по восстановлению технического состояния газопровода, входящего в систему газопроводов «Южный поток») и отраслевого уровня: формировании программ по капитальному ремонту и проведению ВТД, выполнении программы по исследованию стресс-коррозии, а также апробации методик, руководстве и участии в разработке нормативных документов, подготовке публикаций и оформлении заявок на патенты.

Степень достоверности и апробация результатов

Степень достоверности результатов исследований подтверждается тем, что разработанные методики, используемые в стандартах ПАО «Газпром», в течение многих лет применяются в ООО «Газпром ВНИИГАЗ», ГТО ПАО «Газпром», АО «Газпром оргэнергогаз» и организациях, выполняющих обследование газопроводов. Особенно наглядно о достоверности методик свидетельствует тот факт, что при продлении сроков службы магистральных газопроводов (ООО «Газпром трансгаз Казань», ООО «Газпром трансгаз Ухта», ООО «Газпром трансгаз Югорск» и ООО «Газпром трансгаз Москва») в соответствии с методическим обеспечением, разработанным с участием автора, была обеспечена безаварийная эксплуатация газопроводов с повреждениями в течение установленного срока безопасной эксплуатации.

Основные результаты докладывались и обсуждались на: 7-й международной деловой встрече «Диагностика-97» (Ялта, 1997 г.); международном тематическом семинаре «Диагностика оборудования и трубопроводов» (Одесса, 1997 г.); научно-практической конференции «Итоги и перспективы развития десятилетнего сотрудничества Минатома РФ и ОАО «Газпром» (Нижний Новгород, 1999 г.); совещании по вопросам реализации научно-технической программы «Организация мониторинга эксплуатации потенциально опасных участков линейной части магистральных газопроводов, расположенных в оползневых зонах» (Ставрополь, 2001 г.); 12-й международной деловой встрече «Диагностика-2002» (Турция, 2002 г.); научно-техническом совете ОАО «Газпром» «Совершенствование технических средств системы диагностического обслуживания оборудования объектов ОАО «Газпром» (Видное, Московская обл., 2002 г.); на научно-техническом совете «Разработка и внедрение технологий, оборудования и материалов по ремонту изоляционных покрытий и дефектных участков труб, включая дефекты КРН, на магистральных газопроводах ОАО «Газпром» (Москва, 2004 г.); отраслевом совещании «Итоги работы газотранспортных обществ по

эксплуатации линейной части магистральных газоконденсатопроводов и газораспределительных станций ОАО «Газпром» за 2005 г. и задачи на 2006 г.» (Екатеринбург, 2006 г.); V-й международной научно-технической конференции «Надежность и безопасность магистрального трубопроводного транспорта» (Новополоцк, 2006 г.); 16-й международной деловой встрече «Диагностика-2006» (Сочи, 2006 г.); XXV-ом тематическом семинаре «Диагностика оборудования и трубопроводов компрессорных станций» (Небуг, 2007 г.); 17-й международной деловой встрече «Диагностика-2007» (Екатеринбург, 2007 г.); научно-практической конференции, посвященной 30-летию ООО «Газпром добыча Уренгой» и добыче 6 трлн. куб. м. газа (Анапа, 2008 г.); 18-й международной деловой встрече «Диагностика-2009» (Сочи, 2009 г.); III-й международной конференции «Газотранспортные системы: настоящее и будущее» (Московская обл., п. Развилка, 2009 г.); отраслевом совещании «Итоги работы газотранспортных обществ по эксплуатации линейной части магистральных газоконденсатопроводов и ГРС ОАО «Газпром» за 2009 г. и задачи на 2010 г.» (Саратов, 2010 г.); V-й международной конференции «Обслуживание и ремонт газонефтепроводов» (Краснодарский край, п. Ольгинка, 2010 г.); отраслевом совещании «Итоги работы газотранспортных обществ по эксплуатации линейной части магистральных газопроводов, конденсатопроводов и ГРС ОАО «Газпром» за 2010 год и задачи на 2011 год. Положительный опыт, проблемы» (Петропавловск-Камчатский, 2011 г.); IV-й международной научно-технической конференции и выставке «Газотранспортные системы: настоящее и будущее» (Московская обл., п. Развилка, 2011 г.); 7-й международной конференции «Обслуживание и ремонт газонефтепроводов» (г. Сочи, 2014 г.); 21-й международной деловой встрече «Диагностика-2015» (Сочи, 2015 г.); 8-й международной конференции «Обслуживание и ремонт основных фондов ПАО «Газпром» (г. Сочи, 2016 г.); отраслевом совещании «Итоги работы газотранспортных обществ по эксплуатации линейной части магистральных газоконденсатопроводов ПАО «Газпром» за 2016 год и задачи на 2017 год. Положительный опыт, проблемы» (Ставрополь, 2017 г.); научно-практической конференции «Перспективные виды и методы

диагностики. Факторы, оказывающие влияние на надежность эксплуатации ГТС» (Югорск, 2017 г.).

Публикации

По теме диссертации опубликованы монография и 71 научная работа, в том числе 27 статей в изданиях, рекомендованных ВАК, разработано 20 нормативных документов и получено 7 патентов.

Структура и объем работы

Текст диссертации состоит из семи глав, введения и заключения. Содержание работы изложено на 301 страницах текста, включает в себя 69 таблиц, 102 рисунка, список литературы из 185 наименований.

Глава 1

ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЙ ФУНКЦИОНАЛ ОБЕСПЕЧЕНИЯ РАБОТОСПОСОБНОСТИ И СНИЖЕНИЯ АВАРИЙНОСТИ ГАЗОПРОВОДОВ СИСТЕМЫ БЕЗОПАСНОСТИ

1.1 Снижение уровня аварийности газопроводов на основе концепции безопасного повреждения

Газотранспортная система ПАО «Газпром» решает основную функциональную задачу газоснабжения – поставку углеводородов от объектов добычи к потребителям. Плановая, бесперебойная поставка газа обеспечивается работоспособным состоянием всех элементов системы и, в особенности, надежностью и безопасностью линейной части газопроводов. Надежность и безопасность газопроводов поддерживается СУТСЦ, началу разработки которой положили в ООО «Газпром ВНИИГАЗ» ученые В.В. Харионовский и С.В. Нефедов [3-4, 84-85, 87-88, 106, 153-154, 156].

Процесс управления техническим состоянием газопроводов на основе концепции безопасного повреждения основан на эксплуатационном функционале обеспечения работоспособности газопроводов и снижения аварийности (рисунок 1.1).



Рисунок 1.1 - Схема процесса управления безопасностью эксплуатации газопроводов с повреждениями

Эксплуатационный функционал представляет повторяющийся производственно-аналитический цикл, предусматривающий проведение ТД газопроводов, анализ результатов, формирование организационно-технических мероприятий по восстановлению и поддержанию работоспособного состояния газопроводов и реагирование на техническое состояние газопроводов (ремонт). В производственно-аналитическом цикле одним из основных функциональных блоков является ТД газопроводов [12], в том числе и морских газопроводов [55].

Техническое диагностирование обеспечивает обнаружение и регистрацию параметров дефектов, выявление недопустимых отклонений от проекта, сбор данных о фактических значениях технических параметров, характеризующих функциональную и конструктивную надежность и промышленную безопасность.

Приоритетность разработки функционального блока по техническому диагностированию газопроводов предопределяется в соответствии с разработанной с участием автора диссертации в статье [151] концепции безопасного повреждения тем, что ресурс газопроводов, хоть и большой, но всегда ограничен, а наличие производственных и эксплуатационных дефектов обостряет опасность преждевременных разрушений газопроводов. В условиях финансовых ограничений выполнить капитальный ремонт всех опасных участках газопроводов за короткое время не представляется возможным. Для предотвращения аварийных ситуаций Управлением по транспортировке газа и газового конденсата ОАО «Газпром» было предложено наиболее опасные участки газопроводов выводить в капитальный ремонт методом переизоляции, а на остальных участках газопроводов осуществлять ремонт по техническому состоянию с применением технологий ремонта, продлевающих ресурс газопроводов. При таком подходе акцент в обеспечении эксплуатационной надежности газопроводов [26-27, 66, 107, 119] смещается в сторону увеличения объемов работ по расчетам и экспериментальной оценке прочности и ресурса натуральных конструкций [11, 23, 28], а также создания технологичных методов повышения ресурса поврежденных труб.

Способность конструкции выдерживать нормативные нагрузки при наличии повреждений, позволяет более полно использовать ресурсные резервы

газопроводов. В современных условиях повышение надежности и экономичности транспортировки газа во многом обеспечил переход к обслуживанию в зависимости от степени риска, зависящей от реального состояния объекта и его фактических характеристик. Этот принцип является универсальным и может быть применен к другим объектам, в частности, к объектам добычи газа [36-37].

Основные направления по совершенствованию функциональных блоков производственно-аналитического цикла показаны на рисунке 1.2.



Рисунок 1.2 - Направления совершенствования комплекса безопасности эксплуатации газопроводов, обеспечивающие снижение аварийности

1.2 Основные этапы создания и развития функционального блока по техническому диагностированию газопроводов производственно-аналитического цикла системы надежности и безопасности

Концептуально проблема обеспечения безаварийной эксплуатации объектов ПАО «Газпром» на основе концепции безопасного повреждения решается современным комплексным техническим диагностированием, включающим стратегические направления развития, разработку и совершенствование методов и средств контроля и мониторинга, выработку единого подхода к диагностике, систематизацией и решением проблем, возникающих при создании и эксплуатации газопроводов.

В газовой промышленности постоянно проводится техническое перевооружение ГТО новыми приборами и технологиями контроля технического состояния газопроводов. В конце 1970-х годов в институте ВНИИГАЗ начались первые опытные работы по созданию в СССР внутритрубного дефектоскопа. Опытно-промышленные испытания внутритрубного дефектоскопа показали перспективность работ этого направления (об этой уникальной работе сообщала газета «Правда»), так как была продемонстрирована высокая вероятность выявления коррозионных дефектов и беспрецедентная производительность выполнения диагностических работ. Эти работы положили начало бурному развитию средств ВТД. И уже к 1990 году институт интроскопии «Спектр» и НПО «Газприборавтоматика» разработали внутритрубные дефектоскопы «Крот» и применили их для штатной диагностики газопроводов. Практика эксплуатации этих внутритрубных дефектоскопов показала, что у них довольно высокая погрешность измерения размеров дефектов. В статье [151] приводятся данные, в соответствии с которыми погрешность измерения глубины дефектов составляла 33 %, а длина и ширина дефектов занижалась в 2–5 раз. Следовательно, при таких погрешностях большинство дефектов нельзя было исключать из числа недопустимых критических дефектов. Следовательно, для определения степени опасности дефектов требовались большие затраты на НК труб в шурфах, что и

предопределило дальнейшее развитие ВТД. В 1994 году под научным руководством В.В. Харионовского была разработана отраслевая научно-техническая и производственная программа «Комплексная система диагностики и технической инспекции магистральных газопроводов России». В программе основное внимание было уделено созданию внутритрубных дефектоскопов нового поколения, способных надежно выявлять повреждения в газопроводе, а также разработке НД, обеспечивающей организацию и проведение ВТД. Ее реализация позволила оснастить отрасль комплексами для обследования газопроводов диаметром 1420, 1220 и 1020 мм, которые уже имели приемлемые погрешности измерения размеров дефектов, а информация о местоположении дефектной трубы позволяла обнаружить ее без лишних работ по экскавации газопровода.

В части нормативного обеспечения с участием автора были разработаны стандарты: «Положение по организации и проведению комплексного диагностирования линейной части магистральных газопроводов» ЕСТ [90], Инструкция по внутритрубной инспекции трубопроводных систем [100], что позволило решать все организационные вопросы, связанные с подготовкой и проведением ВТД.

Научные же вопросы по проблемам надежности и ресурса газопроводов в этой программе практически не были отражены, а дальнейшая эксплуатация газопроводов при их деградации и создание высококачественных новых газопроводов требовали решения сложного комплекса задач, связанных с надежностью и ресурсом. Решение этих задач осложнялось рядом особенностей ГТС. Повреждаемость газопроводов сильно зависит от многих факторов: механических и усталостных свойств сталей и их стойкости к коррозии и стресс-коррозии, внешней среды, температуры и ее изменения во времени, условий нагружения (спектра нагружения, повторяемости нагрузок, напряженного состояния). Кроме того, существует ряд специфических факторов. Прежде всего, это большая протяженность и образование дефектов практически в любом месте. Для машиностроительных конструкций с известными зонами концентрации напряжений и условиями нагружения можно с достаточной для инженерных целей

точностью оценить ресурс. Решение этой задачи для газопроводов невозможно без следующих дополнительных исследований: по обнаружению коррозии и трещин стресс-коррозии, механических дефектов, по коррозионной активности грунта, по состоянию защитного покрытия, по эффективности методов защиты металла газопроводов от коррозии и т. д. Таким образом, обеспечение надежности газопроводов представляет собой сложный комплекс работ, включающий следующие взаимосвязанные задачи: создание и внедрение приборных средств и технологий (ТД), разработку нормативной документации в области ТД, прочности и надежности, автоматизированных информационно-справочных систем, ремонтных конструкций и технологий их применения.

Важным этапом в развитии технического диагностирования газопроводов стала отраслевая научно-техническая и производственная программа РАО «Газпром» «Диагностическое обслуживание и повышение надежности магистральных газопроводов, объектов добычи и переработки газа». В области ТД программа предусматривала создание внутритрубных дефектоскопов для выявления трещин стресс-коррозии, систем мониторинга технического состояния структурных элементов газопроводов и альтернативных методов и средств контроля. Также в программе большое внимание уделялось разработке нормативной документации и информационных баз данных. В частности, по направлению нормативного обеспечения диагностических работ предусматривалось разработать нормативные документы по следующим направлениям: назначение сроков проведения ВТД, обследование газопроводов, не приспособленных к ВТД, определение потенциально опасных участков газопровода по стресс-коррозионному состоянию. В связи с тем, что в новых проектах строительства газопроводов предусматривались пересечения газопроводов с действующими газопроводами, то важной задачей также являлось ТД пересечений эксплуатируемых газопроводов и мест их пересечений с проектируемым газопроводом. В дальнейшем разработка этих документов была выполнена под руководством автора диссертации с непосредственным его участием.

Ключевыми нормативными документами ПАО «Газпром», связанными с надежностью газопроводов, являются документы по анализу результатов диагностики. По этому направлению ООО «Газпром ВНИИГАЗ» предстояло разработать следующие нормативные документы по: анализу прочности газопроводов в непроектном положении, анализу прочности труб с гофрами и вмятинами, анализу прочности труб с расслоениями, а также стандарта для оценки технического состояния газопроводов.

Сформированный к настоящему времени функциональный блок по ТД газопроводов производственно-аналитического цикла основан на единых научных, методологических, инженерных и организационных принципах и подходах, сформулированных в базовых стандартах ПАО «Газпром» [116-117, 124, 127, 155]. В стандартах рассмотрены следующие организационно-правовые и методические вопросы:

- промышленная безопасность опасных производственных объектов;
- организация работ по ТД газопроводов;
- правила проведения аттестации специализированной организации по техническому диагностированию;
- требования к специализированной организации по техническому диагностированию;
- аналитические подходы к оценке надежности МГ;
- периодичность и приоритеты контроля;
- требования к строительной организации и к производству капитального ремонта газопроводов.

Особое внимание в работе было уделено проблеме первичной обработки данных ВТД, так как многочисленные данные показывают, что при ВТД размеры дефектов могут быть занижены и, следовательно, ГТО своевременно могут не выполнить ремонтные работы из-за недопоставки труб. Для решения этой проблемы была разработана методика [80] корректировки размеров дефектов, обнаруженных при ВТД. Эта методика в диссертационной работе использовалась при решении

задач прогнозирования коррозионного состояния и предремонтного обследования газопроводов.

Дальнейшие перспективы развития функционального блока по ТД газопроводов ПАО «Газпром» связаны с направлениями, обозначенными в работе [5], и предложениями, изложенными в работе [6], по проведению исследований, экспериментально подтверждающих критерии, характеризующие предельное состояние, а также с обеспечением эксплуатационной надежности газопроводов на потенциально опасных участках, включая участки с нарушениями минимальных расстояний [29-30, 40, 115, 159, 166].

Как было отмечено в статье [163], при проектировании и строительстве газопроводов выбор трасс весьма ограничен. Следовательно, нередко встречаются случаи прокладки газопроводов на пересеченной местности со сложными геодинамическими условиями. К наиболее опасным участкам относятся участки: с оползнями, тектоническими разломами, эрозионными и сейсмическими процессами. В результате геодинамических процессов может быть изменено пространственное положение газопровода. В результате фактические нагрузки, действующие на газопровод [40], могут значительно превысить нагрузки, заложенные в нормативный расчет при проектировании по нормам [111]. Следовательно, для обеспечения эксплуатационной надежности газопроводов, расположенных в зоне действия опасных геодинамических процессов и негативных стресс-коррозионных процессов, необходимо проводить оценку их надежности с учетом фактических напряжений. Экспериментальное (расчетно-экспериментальное) определение напряжений здесь является определяющим фактором в обеспечении эксплуатационной надежности газопроводов. В настоящее время из большого ряда известных методов экспериментального исследования напряжений и деформаций наибольшее распространение в исследовательской практике получили следующие методы: тензометрия [56, 67, 133], волоконно-оптический [68], акустоупругость [70, 132], магнитный [1–2, 83] и интерференционно-оптический [32, 53-54].

В системе газопроводов ПАО «Газпром» участки с опасными экзогенными и эндогенными процессами широко распространены на территориях: ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород», ООО «Газпром трансгаз Краснодар», ООО «Газпром трансгаз Чайковский», ООО «Газпром трансгаз Уфа», ООО «Газпром трансгаз Ставрополь» и др. Для принятия решений по обеспечению надежной эксплуатации газопроводов на оползневых участках необходимо дать оценку их работоспособности и спрогнозировать состояние оползня в ключе воздействия на подземные конструкции. Такую оценку дает комплексное ТД на оползневых участках на основе рекомендаций, изложенных в работах [40, 69, 158].

Рост деформаций в газопроводе, вызванных оползневыми и тектоническими процессами, может быть зафиксирован специальным оборудованием. Для наблюдения за неустойчивыми участками был разработан ряд приспособлений по фиксации подвижек грунта. Для фиксации перемещений грунта в результате тектонических разломов, оползневых явлений и определения вектора перемещений было разработано на основе патента [112] специальное устройство [134]. В этом устройстве грунт воздействует на измерительный рычаг, который поворачивается в сферическом шарнире. Расположенный на измерительном рычаге постоянный магнит изменяет положение относительно магнитных преобразователей, выполненных на базе феррозондовых датчиков, что приводит к изменению напряженности магнитного поля. Рассмотренное устройство позволяет зафиксировать начало геодинамического процесса и динамику его развития, но с его помощью нельзя определить уровень напряжений в газопроводе. Наиболее надежно задача постоянного контроля изменения параметров НДС на протяжении всего периода эксплуатации газопровода на потенциально опасных участках может быть решена применением «интеллектуальных вставок» [7, 79]. В «интеллектуальной вставке» в качестве преобразователей используются тензометрические датчики, хотя в полевых условиях предпочтительнее использовать экстензометры, которые можно надежно закрепить на поверхности трубы. «Интеллектуальная вставка» функционирует по принципу нагруженности. По показаниям датчиков «интеллектуальной вставки» можно определить

нагруженность зоны газопровода, где она установлена. Таким образом, назначением «интеллектуальной вставки» является оценка индивидуальной нагруженности в сечении газопровода по месту установки вставки.

Данные о нагруженности газопровода используются для анализа эффективности защитных мероприятий на потенциально опасных участках, оценки периода действия неблагоприятных природных условий, а также принятия решений о необходимости работ по оценке НДС всего потенциально опасного участка или диагностике его технического состояния, по результатам которых определяется работоспособность газопровода и его запас прочности на данный момент эксплуатации. Особенно широко «интеллектуальные вставки» нашли применение на сухопутном участке газопровода «Россия-Турция». Места их установки были определены в работе [7].

Для определения напряжений в любом сечении газопровода (за исключением участков с гнутыми вставками) применяется метод, в основе которого лежит натурная инструментальная съемка пространственного положения оси газопровода [40, 65, 150]. Практическое применение данного метода для определения напряжений на опасных геодинамических участках стало возможным после разработки «Экспертной системы анализа технического состояния газопроводов с дефектами» [103]. Методическая особенность экспертной системы заключалась в том, что было введено нормирование напряжений с помощью коэффициента нагруженности, который определяется по величине отношения фибровых напряжений к расчетному сопротивлению материала труб. В зависимости от коэффициента нагруженности назначаются организационно-технические мероприятия.

Экспертная система была применена для анализа прочности труб газопроводов Курсавка-Южный и Курсавка-Усть-Джегута, расположенных на оползневых участках, а также для определения НДС участков газопровода Макат-Северный Кавказ, расположенных в слабонесущих песчаных грунтах.

Результаты исследования фибровых напряжений на газопроводе Магат-Северный Кавказ показали, что на одном расчетном участке эквивалентные напряжения превышают предел пропорциональности.

1.3 Основные факторы, обуславливающие развитие функционального блока по ремонту газопроводов производственно-аналитического цикла системы надежности и безопасности

Одновременно с развитием технического диагностирования газопроводов в ПАО «Газпром» учеными И.И. Велиюлиным, М.Ю. Митрохиным, А.Д. Решетниковым, В.М. Шарыгиным, Н.Х. Халлыевым и другими [13, 17, 19, 22] интенсивно развивались направления, связанные с выборочным ремонтом газопроводов (ремонт по техническому состоянию) и капитальным ремонтом. Это обусловлено следующими причинами. В середине 1990-х годов техническое состояние ГТС по коррозионному состоянию с учетом результатов его прогнозирования, изложенных в статье [81], и тенденция увеличения аварий по причине стресс-коррозии явно указывали на деградацию ГТС.

Наглядно деградацию газопроводов демонстрируют данные, полученные автором диссертации при разработке «Комплексной программы капитального ремонта линейной части магистральных газопроводов на 2010–2015 годы». Сведения о дефектности труб газопроводов по ГТО, приведенные в таблице 1.1, показывают, что в среднем процент дефектных труб составляет 12%.

Таблица 1.1 – Сведения о дефектах на один км трассы газопроводов

ГТО	Процент дефектных труб	Количество дефектов на 1 км трассы
ООО «Газпром трансгаз Волгоград»	17,6	70
ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург»	11,5	46
ООО «Газпром трансгаз Казань»	3,9	16
ООО «Газпром трансгаз Краснодар»	12,5	50

Продолжение таблицы 1.1

ГТО	Процент дефектных труб	Количество дефектов на 1 км трассы
ООО «Газпром трансгаз Махачкала»	4,9	20
ООО «Газпром трансгаз Москва»	5,0	20
ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород»	9,0	36
ООО «Газпром трансгаз Самара»	29,1	116
ООО «Газпром трансгаз Санкт Петербург»	5,1	20
ООО «Газпром трансгаз Саратов»	10,1	40
ООО «Газпром трансгаз Ставрополь»	16,9	68
ООО «Газпром трансгаз Сургут»	16,2	65
ООО «Газпром трансгаз Томск»	24,6	98
ООО «Газпром трансгаз Уфа»	3,4	14
ООО «Газпром трансгаз Ухта»	13,5	54
ООО «Газпром трансгаз Чайковский»	7,5	30
ООО «Газпром трансгаз Югорск»	8,7	35

Представленная на рисунке 1.3 информация отражает результаты прогнозирования роста протяженности участков газопроводов, срок безопасной эксплуатации которых составляет не более трех лет.

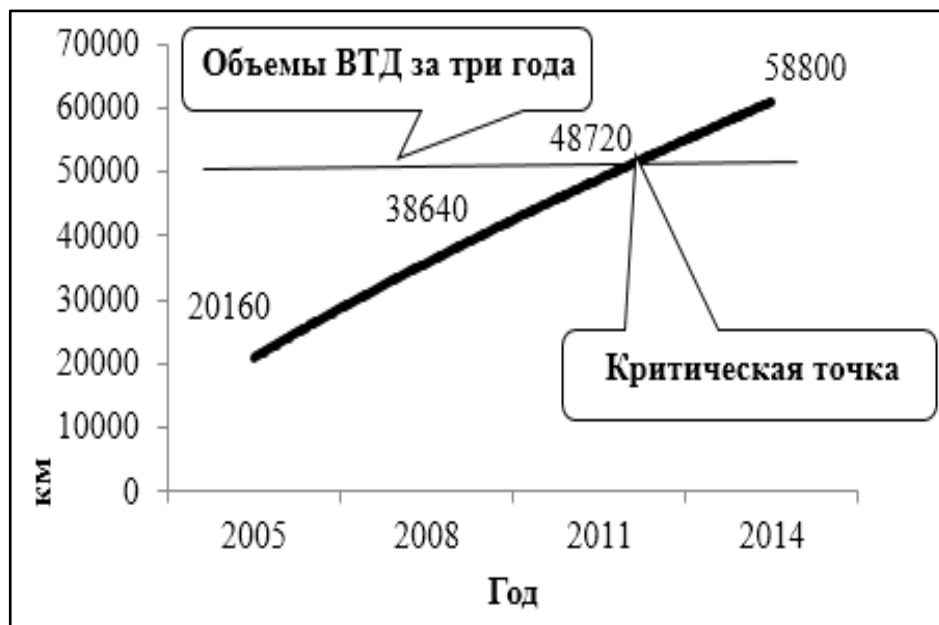


Рисунок 1.3 – График объемов трехлетнего цикла ВТД и диаграмма прогнозируемой протяженности газопроводов с наработкой на отказ менее 3 лет

Диаграмма протяженности газопроводов с наработкой на отказ менее 3 лет в сочетании с графиком объемов трехлетнего цикла ВТД показывает:

- при существующих объемах ремонта сохраняется в основном по причине образования трещин стресс-коррозии тенденция увеличения протяженности газопроводов, для которых необходимо проводить ВТД с периодичностью не более трех лет;

- с 2014 года протяженность газопроводов со временем наработки до отказа менее трех лет превысит объемы ВТД за трехлетний период и, чтобы не допустить снижения уровня надежности ГТС, потребуется увеличивать объемы ВТД и объемы выборочного ремонта.

Для предотвращения процессов деградации газопроводов требовалась разработка комплекса организационных-технических мероприятий. В 2004-2010 годах ключевым направлением обеспечения эксплуатационной надежности и снижения аварийности газопроводов стал капитальный ремонт методом переизоляции с частичной или полной заменой труб. В результате выполнения программ капитального ремонта был достигнут приемлемый уровень безопасности ГТС. Тем не менее, в 2010 году в связи с гармонизацией стандартов от Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору (РОСТЕХНАДЗОР) поступило предписание о необходимости снижения уровня аварийности газопроводов до требований международных стандартов.

1.4 Принципы функционирования функционального блока системы надежности и безопасности по техническому диагностированию газопроводов

В основе функционального блока системы безопасности по техническому диагностированию газопроводов лежит принцип безопасного повреждения, а также следующие принципы:

- централизация (принятие централизованных решений по ТД газопроводов);

- приоритетность (учитывается назначение газопроводов, техническое состояние, интервал между обследованиями, вероятность аварии и др.);
- перспективность (учет Генеральных целей развития ПАО «Газпром»);
- реальность (постановка четко определенных целей и конкретных задач, решение которых возможно без снижения качества контроля в намеченные сроки);
- комплексность (планирование ТД газопроводов и достижение конечного результата с учетом всех обеспечивающих факторов);
- универсальность (применение унифицированных алгоритмов ТД);
- экономическая эффективность (минимизация затрат на ТД);
- качество (соответствие параметров применяемых методов контроля требованиям нормативных документов);
- использование передового опыта (анализ и применение отечественного и мирового опыта в области ТД и НК газопроводов);
- своевременность (раннее обнаружение возможных источников аварий);
- достоверность (регистрация координат и размеров дефектов с требуемой точностью, адекватность идентификации типов дефектов и повреждений);
- полнота (обнаружение до момента повторного технического диагностирования всех значимых дефектов и повреждений);
- совместимость (результаты различных диагностических обследований должны подлежать совместной обработке, анализу и сравнению).

1.5 Основные принципы перспективного планирования и производства капитального ремонта газопроводов

При осуществлении работ по разработке программ капитального ремонта газопроводов, организации и проведению капитального ремонта автором были использованы научные основы управления ремонтом, представленные в работах [22, 152], фундаментальный принцип безопасного повреждения и те же принципы, что и в функциональном блоке по техническому диагностированию газопроводов:

- централизация (принятие централизованных решений);
- приоритетность (надежность ГТС);
- обновление (восстановление работоспособного состояния газопроводов с гарантированным сроком эксплуатации труб, бывших в эксплуатации);
- системность (учет технологической взаимосвязи газопроводов и планируемых потоковых схем загрузки ГТС);
- согласованность (учет смежных программ ПАО «Газпром»);
- синхронизация (учет планов поставки газа ПАО «Газпром»);
- перспективность (учет генеральных целей развития ПАО «Газпром»);
- целостность (достижение конечного результата на всех этапах капитального ремонта с учётом всех обеспечивающих мероприятий);
- универсальность (применение унифицированных решений);
- комплексность (единовременное планирование мероприятий по всем смежным участкам и объектам ремонта);
- экономическая эффективность (минимизация затрат);
- качество (соответствие характеристик оборудования требованиям нормативных документов);
- реализуемость (чёткая постановка целей и конкретных задач капитального ремонта газопроводов, решение которых достигается в установленные сроки);
- линейность (цепочка последовательных действий, в которой каждое действие зависит только от исхода предыдущего);
- информированность (сопровождение планирования, реализации и контроля капитального ремонта газопроводов информационными технологиями);
- безопасное повреждение (эксплуатация газопроводов с допустимыми повреждениями).

Следует подчеркнуть, что перспективное планирование капитального ремонта газопроводов представляет собой единый сбалансированный комплекс, Комплекс включает: организационные мероприятия, технологии для производства и контроля технического состояния, технические средства, информационное обеспечение, методики расчетов на прочность и долговечность и выбора метода

ремонта [17, 137-138, 141-145], а также выполнения капитального ремонта газопроводов с техническим диагностированием труб в соответствии с принципом безопасного повреждения, заложенного в основу стандартов ПАО «Газпром» [97, 125] по выбору технологий ремонта газопроводов и технологических трубопроводов КС.

В последующих главах диссертации представлены результаты исследований, выполненные при непосредственном участии автора, по направлениям эксплуатационного функционала, представленного на рисунке 1.1, включая исследования, предусмотренные программой ПАО «Газпром» «Диагностическое обслуживание и повышение надежности магистральных газопроводов, объектов добычи и переработки газа».

Выводы по главе 1

1. В результате анализа технического состояния ГТС ПАО «Газпром» и научно-технической литературы установлено, что с середины 1990-х годов техническое состояние ГТС по коррозионному состоянию и тенденция увеличения аварий по причине стресс-коррозии явно указывали на деградацию ГТС, что потребовало для снижения аварийности и предотвращения процессов деградации разработки на основе концепции безопасного повреждения комплекса организационно-технических мероприятий, направленных на обеспечение надежности и безопасности газопроводов.

2. Концептуально проблема обеспечения безаварийной эксплуатации газопроводов ПАО «Газпром» может быть решена совершенствованием функционального блока ТД системы надежности и безопасности по направлениям, включающим разработку и совершенствование методов с средств контроля и мониторинга, выработку единого подхода к диагностике, систематизацию проблем, возникающих при создании и эксплуатации газопроводов по техническому состоянию (выборочный ремонт) и капитальном ремонте газопроводов.

3. В условиях жесткого финансового ограничения полностью заменить поврежденные участки газопроводов не представляется возможным. Выход из создавшегося положения может быть найден проведением капитального ремонта методом переизоляции наиболее опасных участков газопроводов и выборочным ремонтом с применением технологий ремонта, продлевающих ресурс. При таком подходе акцент в обеспечении эксплуатационной надежности должен смещаться в сторону увеличения объема работ по расчетам и экспериментальной оценке прочности и ресурса натуральных конструкций, а также созданию технологичных методов повышения ресурса поврежденных труб.

Глава 2

МЕТОДИКА НАЗЕМНОГО ТЕХНИЧЕСКОГО ДИАГНОСТИРОВАНИЯ ГАЗОПРОВОДОВ-ОТВОДОВ, ПЕРЕСЕЧЕНИЙ ГАЗОПРОВОДОВ И ГАЗОПРОВОДОВ, ПОДВЕРЖЕННЫХ КОРРОЗИОННОМУ РАСТРЕСКИВАНИЮ ПОД НАПРЯЖЕНИЕМ

2.1 Методика технического диагностирования газопроводов-отводов

На практике осуществить переход к эксплуатации газопроводов по техническому состоянию позволило масштабное использование внутритрубных дефектоскопов (ВТД уже достигло уровня обследования, превышающего 20 тысяч км газопроводов в год), что привело к наиболее полному использованию ресурсных резервов газопроводов, а, следовательно, и продлению сроков их эксплуатации. Но в ПАО «Газпром» около 40 % газопроводов (как правило, газопроводов-отводов) не подготовлены к пропуску внутритрубных дефектоскопов по причине отсутствия камер запуска-приема, наличия неравнопроходной трубопроводной арматуры, прямых врезок и подкладных колец. В такой ситуации необходимо было решить задачу диагностики, не приспособленных к ВТД газопроводов. В связи с этим в работе [156] было отмечено, что особого внимания должны заслуживать предложения по созданию новых эффективных технических средств и технологий контроля газопроводов.

Основным элементом в схеме технического диагностирования газопроводов должно быть определение потенциально опасных участков. Следовательно, планирование технического диагностирования должно осуществляться с учетом потенциально опасных участков. Эта идея была реализована автором при разработке методика ТД, не приспособленных к ВТД газопроводов, основные положения которой были изложены в статье [105].

К потенциально опасным участкам газопроводов относятся: участки, расположенные на льдистых, вечномёрзлых, слабонесущих грунтах, участки, расположенные на обводненных территориях, участки, проложенные в

сейсмических районах, участки с опасными эндогенными и экзогенными процессами (оползень, пересеченная местность, тектонический разлом, карст, эрозия и т.д.), участки со сложными геокриологическими условиями, на которых ожидаются пучение или осадка грунтов, участки, на которых имели место аварии, отказы и инциденты, участки, на которых имеются отклонения от проектных решений, участки, на которых значение защитного потенциала не соответствует ГОСТу [62], участки, пересекаемые линиями электропередач.

В соответствии с научным подходом, изложенным в статьях [105, 156], ТД газопроводов, не приспособленных к ВТД, должно включать наземные обследования газопроводов с целью определения мест экскавации газопровода и неразрушающий контроль труб в шурфах. Месторасположение шурфов устанавливается на основе анализа факторов, способствующих образованию и росту дефектов. Для выявления факторов, способствующих образованию и росту дефектов, проводится анализ проектно-исполнительной документации, полевые обследования газопроводов с целью уточнения оценок факторов, выявленных по документации, и математическая обработка результатов анализа документации и полевых обследований.

В качестве факторов, способствующих образованию дефектов на газопроводах рассмотрены: состояние защитного покрытия, защищенность средствами ЭХЗ, УГВ, коррозионная агрессивность грунта, блуждающие токи и тип грунта.

Для выявленных в процессе анализа проектно-исполнительной документации и при полевых обследованиях факторов, способствующих образованию и росту дефектов, определяются показатели, численно характеризующие влияние каждого фактора на техническое состояние газопроводов. Показатель k_{ϕ} , характеризующий влияние всех факторов, способствующих образованию и росту дефектов, на техническое состояние газопроводов, определяется с учетом весовых коэффициентов. Рекомендуемые экспертные значения весовых коэффициентов приведены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Факторы, способствующие образованию и росту дефектов, и рекомендуемые значения весовых коэффициентов

Факторы, способствующие образованию и росту дефектов	Весовой коэффициент φ
Состояние защитного покрытия	$\varphi_1 = 0,26$
Защищенность средствами ЭХЗ	$\varphi_2 = 0,23$
УГВ	$\varphi_3 = 0,13$
Коррозионная агрессивность грунта	$\varphi_4 = 0,2$
Блуждающие токи	$\varphi_5 = 0,12$
Тип грунта	$\varphi_6 = 0,06$

Процедура определения показателя, численно характеризующего состояние защитного покрытия, осуществляется по следующей схеме. По результатам коррозионных обследований определяется интегральная величина сопротивления защитного покрытия. Затем в зависимости от интегральной величины сопротивления защитного покрытия (таблица 2.2) оценивается дефектность защитного покрытия и определяется показатель состояния защитного покрытия.

Таблица 2.2 – Показатель состояния изоляционного покрытия

Интегральная величина сопротивления, Ом·м ²	Состояние покрытия	Дефектность покрытия	Показатель состояния покрытия G_1
$> 1 \cdot 10^4$	Отличное	Нет дефектов	0
$2,5 \cdot 10^3 - 1 \cdot 10^4$	Хорошее	Самые мелкие одиночные дефекты	0,1
$5 \cdot 10^2 - 2,5 \cdot 10^3$	Удовлетворительное	Мелкие дефекты в небольшом количестве	0,25
50 – 500	Плохое	Значительная площадь оголения металла	0,6
5–50	Очень плохое	Покрытие сильно разрушено	0,9
< 5	Разрушено	Следы покрытия	1,00

Определение значения показателя, численно характеризующего фактор, связанный с защищенностью газопроводов средствами ЭХЗ, также проводится по

результатам коррозионных обследований. Показатель защищенности средствами ЭХЗ определяется по таблице 2.3. Участки газопровода, где разность потенциалов «труба-земля» выходит за пределы, установленные в ГОСТе [62], имеют значение показателя, равное 1.

Таблица 2.3 – Значения показателя, характеризующего фактор защищенности средствами ЭХЗ

Защищенность средствами ЭХЗ	Значение показателя G_2
Соответствует требованиям ГОСТа	0
Не соответствует требованиям ГОСТа	1

Определение значения показателя, численно характеризующего фактор, связанный с УГВ, проводится по проектно-изыскательской документации и уточняется при полевом обследовании. По результатам обследования показатель УГВ определяется по таблице 2.4.

Таблица 2.4 – Значения показателя, характеризующего фактор УГВ

Сведения об отметке УГВ	Значение показателя G_3
Отметка УГВ ниже нижней образующей трубы	0
Отметка УГВ выше нижней образующей трубы	1

Коррозионная агрессивность грунтов на трассах газопроводов определяется в соответствии с ГОСТ [58] по значению удельного электрического сопротивления. Показатель, численно характеризующий фактор, связанный с коррозионной агрессивностью грунта G_4 , определяется по формуле:

$$G_4 = 1 - \frac{\rho}{\rho_{50}}, \quad (2.1)$$

где ρ – удельное электрическое сопротивление грунта, ом·м;

ρ_{50} – удельное электрическое сопротивление грунта, равное 50 ом·м.

При $\rho \geq 50$ показатель, связанный с коррозионной агрессивностью грунта, равен нулю.

Определение значения показателя, численно характеризующего фактор, связанный с наличием на участке газопровода блуждающих токов, тоже проводится по результатам коррозионных обследований. В таблице 2.5 даны значения показателя, учитывающего фактор, связанный с наличием блуждающих токов.

Таблица 2.5 – Значения показателя, учитывающего блуждающие токи

Наличие блуждающих токов на анализируемом участке	Значение показателя G_5
Зоны блуждающих токов отсутствуют	0
Присутствуют зоны знакопеременных блуждающих токов	0,3
Присутствуют анодные зоны блуждающих токов	1

Определение значения показателя, численно характеризующего фактор, связанный с типом грунта, проводится по проектно-изыскательской документации и уточняется при полевом обследовании. Значения показателя, учитывающего фактор, связанный с типом грунта, приведены в таблице 2.6.

Таблица 2.6 – Значения показателя, численно характеризующего фактор, связанный с типом грунта

Тип грунта	Значение показателя G_6
Глина	1
Суглинок	0,7
Супесь, песок	0,3
Гумус, торф	0,1

Обобщенный показатель k_ϕ , характеризующий влияние на техническое состояние газопроводов всех факторов, способствующих образованию и росту

дефектов, рассчитывается по значениям показателей исследованных факторов с учетом их весовых коэффициентов по формуле:

$$k_{\phi} = \frac{\sum_{i=1}^{j_{\phi}} G_i(l_s) \cdot \varphi_i}{j_{\phi}}, \quad (2.2)$$

где j_{ϕ} – количество исследованных факторов, способствующих образованию и росту дефектов;

l_s - текущее расстояние по оси газопровода от начала потенциально опасного стресс-коррозионного участка, км;

φ_i – весовой коэффициент;

$G_i(l_s)$ – значение i -го показателя на расстоянии l_s от начала потенциально опасного стресс-коррозионного участка, км.

Места ТД газопроводов в шурфах определяются по интегральному показателю риска стресс-коррозии, величина которого вычисляется по формуле:

$$k_u = \frac{\int_0^{L_s} (S_i(l_s)) dl_s}{L_s}, \quad (2.3)$$

где L_s – длина участка, км.

l_s - текущее расстояние по оси газопровода от начала потенциально опасного стресс-коррозионного участка, км;

$S_i(l_s)$ – сплайн-функция, интерполирующая дискретные значения обобщенного показателя,

В первую очередь ТД газопроводов в шурфах с использованием методов неразрушающего контроля проводится на участках, где интегральный показатель, характеризующий влияние факторов, способствующих образованию и росту дефектов, на техническое состояние газопровода имеет наибольшие значения.

2.2 Методика технического диагностирования газопроводов, подверженных коррозионному растрескиванию под напряжением

2.2.1 Оценка уровня технологических остаточных напряжений и локальных напряжений в зоне повреждения

Коррозионное растрескивание под напряжением является в настоящее время одним из основных факторов риска возникновения аварии [15, 115]. Еще в начальный период исследований стресс-коррозионных процессов было отмечено, что образование трещин стресс-коррозии возможно при пластическом деформировании металла трубы в коррозионной среде [174, 182], но ввиду сложности его определения этот фактор здесь не рассматривается.

Ряд исследователей стресс-коррозионных процессов считают, что трещины стресс-коррозии образуются от микроорганизмов различных видов, и в том числе сульфатовосстанавливающих и бактерий, продуцирующих кислотность. В работах [170-171] показано, что прямых доказательств влияния микроорганизмов нет. Считается, что одной из возможных причин возникновения трещин стресс-коррозии может быть наводораживание труб при катодной поляризации [179], что стоит рассматривать в качестве способствующего фактора.

В статье [102] отмечено, что процесс образования трещин происходит в локальных коррозионных повреждениях. При этом кинетика роста трещин определяется, прежде всего, уровнем остаточных технологических напряжений. Отсюда следует, что основными факторами, способствующими образованию и развитию трещин стресс-коррозии, являются напряжения и коррозия. Рассмотрим влияние коррозионных дефектов на НДС. Для этого были проведены расчетные исследования НДС в трубе с коррозионным дефектом и определены коэффициенты концентрации напряжений. Расчеты локального НДС проводились специализированным комплексом программ ФИТИНГ [135]. ФИТИНГ – универсальная автоматизированная система, базирующаяся на сочетании метода

конечных элементов с аналитическими методами расчета задач прочности на стадиях проектирования, технологической обработки и ремонта конструкций и решает задачи по определению параметров напряженно-деформированного состояния в рамках теории упругости и деформационной теории пластичности. По результатам численных расчетов построен график зависимости коэффициента концентрации напряжений, приведенный на рисунке 2.1. Как следует из рисунка 2.1, коэффициенты концентрации увеличиваются с ростом отношения максимального размера a дефекта в продольном направлении к максимальному размеру b в поперечном направлении, а также с увеличением глубины коррозионного дефекта и для самого благоприятного случая ($\frac{a}{b} = 1$) изменяются от 1 до 2,4. Следовательно, фактически газопровод эксплуатируется с напряжениями в локальных зонах, превышающими допустимые напряжения.

Соответствующие рекомендации данной главы по уровням напряжений в зависимости, от которых необходимо принимать решения по обеспечению эксплуатационной безопасности были разработаны с учетом результатов проведенных исследований.

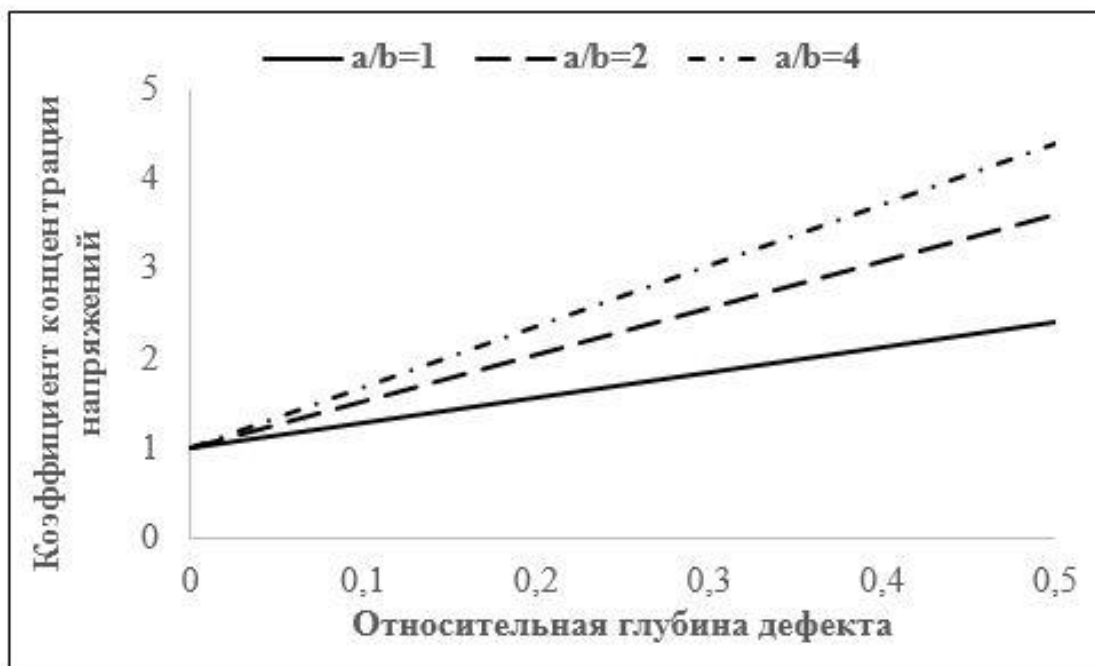


Рисунок 2.1 - Зависимость коэффициента концентрации напряжений от размеров коррозионного дефекта

Далее, чтобы иметь представление о значениях остаточных напряжений приведем результаты экспериментального определения остаточных технологических напряжений, полученных методом сверления отверстия [176, 184]. Исследования проводились на трубах производства Харцызского завода и Манессман. Харцызская труба диаметром 1420 мм изготавливалась из материала Х70. Толщина стенки трубы 18.7 мм. Труба имеет два заводских продольных сварочных шва. Длина трубы 5 м. Остаточные технологические напряжения определялись в регулярном кольцевом сечении трубы. Точка отсчета часов (0 часов) была расположена на сварном продольном шве. По результатам измерений показаний тензодатчиков производился расчет кольцевых и продольных остаточных напряжений. На рисунке 2.2 представлен график распределения остаточных продольных и кольцевых напряжений в сечении исследуемой трубы. Кольцевые и продольные напряжения преимущественно отрицательные. Положительное значение кольцевых напряжений было зарегистрировано в одной точке регулярной области (112 МПа) и в сварном продольном шве (162 МПа).

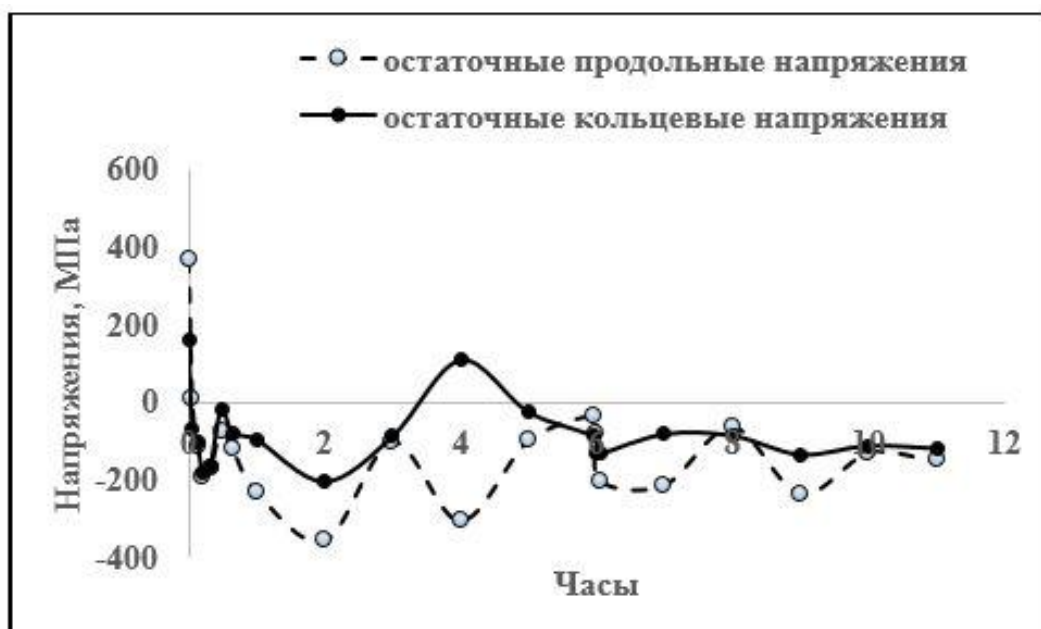


Рисунок 2.2 - Распределение продольных и кольцевых остаточных напряжений в трубе Харцызского завода диаметром 1420 мм

Максимальное значение продольных сжимающих напряжений составило минус 354 МПа. Положительное значение продольных напряжений было зарегистрировано в сварном шве. Величина положительных продольных напряжений в сварочном шве составила 372 МПа.

На рисунке 2.3 представлено распределение кольцевых и продольных остаточных напряжений в регулярном сечении трубы производства Манессман диаметром 1420 мм с толщиной стенки трубы 18,7 мм. Остаточные напряжения измерялись также как и в трубе Харцызского завода в регулярном кольцевом сечении трубы. Результаты измерений показали, что в исследуемом регулярном сечении трубы остаточные кольцевые и продольные напряжения имеют преимущественно положительный знак. В отдельных точках величина остаточных кольцевых напряжений составляла 258 МПа и 251 МПа. При этом если в сварном шве трубы Харцызского завода кольцевые напряжения были положительными, то в трубе производства Манессман были зафиксированы отрицательные кольцевые напряжения.

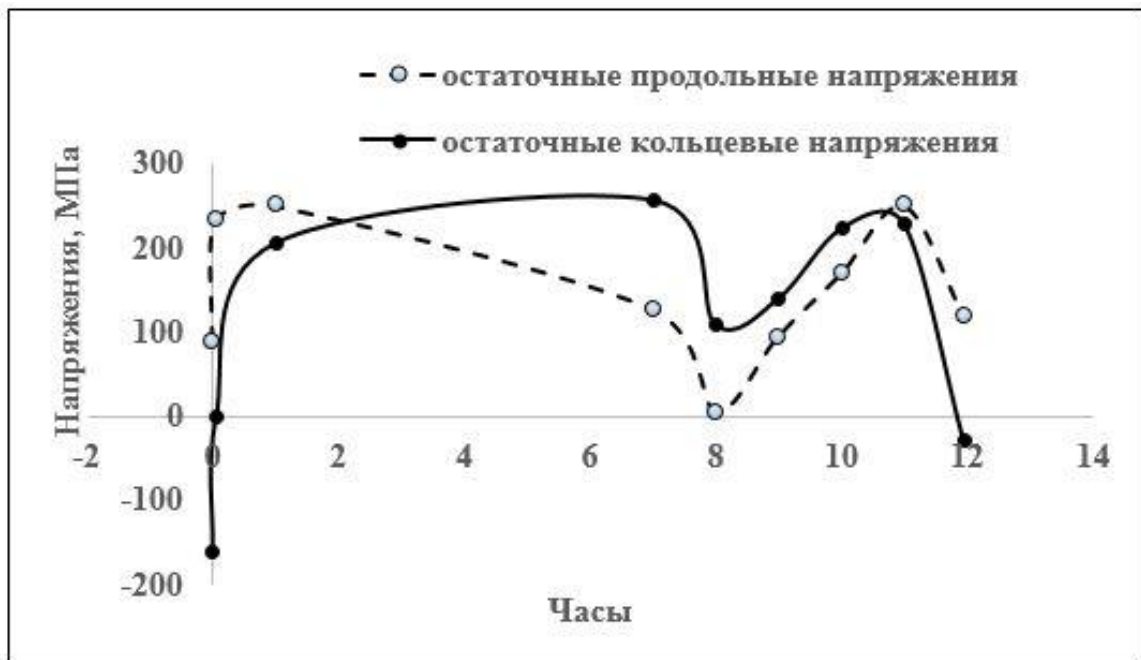


Рисунок 2.3 - Распределение продольных и кольцевых остаточных напряжений в трубе производства Манессман диаметром 1420 мм

Совсем другой уровень остаточных напряжений был получен на катушке трубы диаметром 402 мм с толщиной стенки трубы 8 мм. Остаточные напряжения

определялись в кольцевом сечении трубы на 0, 3, 6 и 9 часах. Результаты измерения остаточных напряжений представлены на рисунке 2.4.

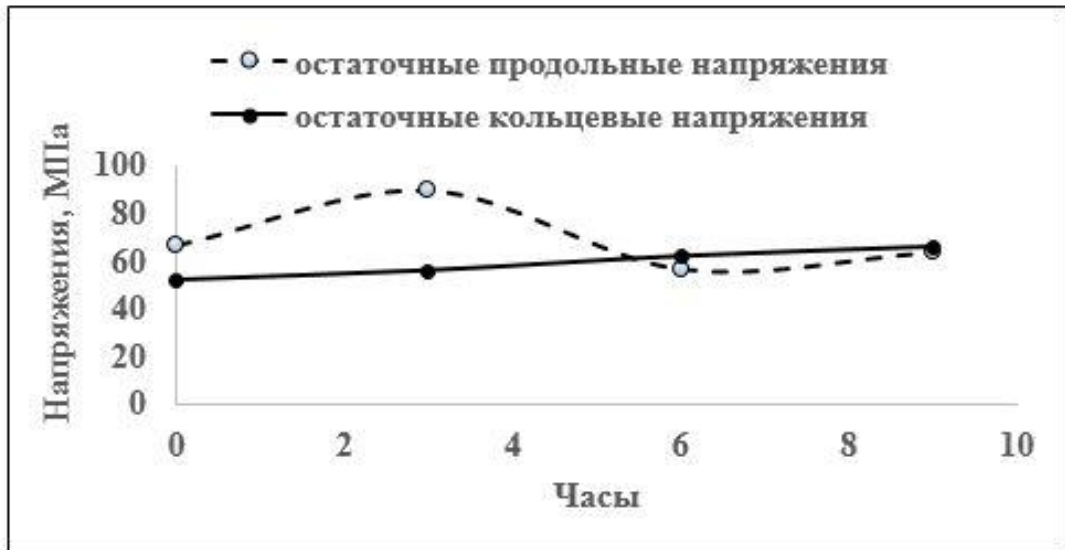


Рисунок 2.4 - Распределение продольных и кольцевых остаточных напряжений в трубе производства Манессман диаметром 402 мм

Представленное на рисунке 2.4 распределение остаточных напряжений показывает, что они значительно меньше остаточных напряжений, зафиксированных на трубах диаметром 1420 мм. Если на трубах диаметром 1420 мм остаточные максимальные кольцевые напряжения были равны 162 и 258 МПа, то на трубе диаметром 402 мм они равны 66 МПа. Отсюда вытекает, что трещины стресс-коррозии практически не образуются на газопроводах малого диаметра из-за низкого уровня остаточных напряжений.

Метод зондирующего отверстия был также использован на газопроводе Курсавка-Южный для определения напряжений, связанных со всеми факторами, влияющими на их величину (остаточные монтажные и технологические напряжения, остаточные напряжения от действия оползня, дефекты геометрии, текущие напряжения от изгиба и внутреннего давления газа).

Характер распределения измеренных кольцевых и продольных напряжений в газопроводе Курсавка-Усть-Джегута представлен на рисунке 2.5.

В рассматриваемом сечении газопровода есть изгиб в вертикальной плоскости, выпуклость в направлении 3-12 часов и отклонение от круговой формы.



Рисунок 2.5 - Распределение кольцевых и продольных напряжений

В результате измерений было установлено, что при давлении 7 атм продольные и кольцевые напряжения составляют порядка 88% от уровня допускаемых напряжений. Следовательно, при проектном давлении с большой вероятностью возможно возникновение аварийной ситуации.

2.2.2 Методические аспекты технического диагностирования газопроводов, подверженных коррозионному растрескиванию под напряжением

Для выявления потенциально опасных стресс-коррозионных участков при наземном обследовании в ПАО «Газпром» с участием автора диссертации был разработан стандарт [118]. Стандарт предусматривает выполнение комплекса работ по определению условий и факторов, способствующих стресс-коррозии. Комплекс работ включает анализ документации на газопровод, полевые обследования и математическую обработку результатов анализа документации и полевых обследований (рисунок 2.6).

В качестве факторов, способствующих образованию и протеканию стресс-коррозии на газопроводе, с учетом материалов исследований, изложенных в статьях [10, 14, 108, 131, 102], рассматриваются: состояние защитного покрытия,

напряжения, вызванные эксплуатационными нагрузками и природными воздействиями, УГВ, тип грунта, коррозионная агрессивность грунта.

Для учета специфики стресс-коррозии помимо фактора, связанного с УГВ, введен фактор, учитывающий переменное смачивание поверхностными и грунтовыми водами, а также дополнительные данные, связанные с магнитными аномалиями.

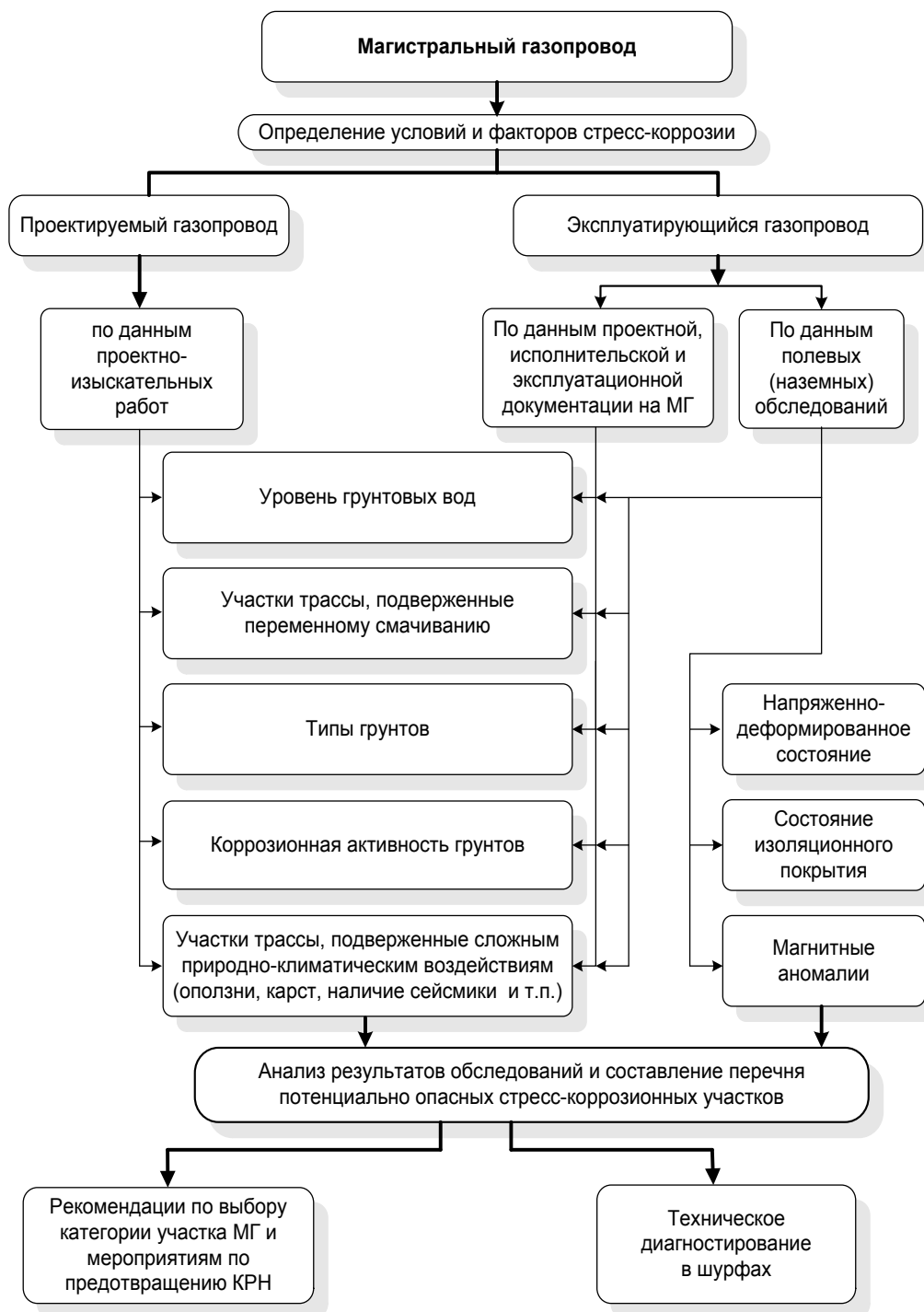


Рисунок 2.6 – Схема определения стресс-коррозионных участков

Степень опасности стресс-коррозии на участках газопровода определяется с учетом весовых коэффициентов факторов, способствующих стресс-коррозии, рекомендуемые экспертные значения которых приведены в таблице 2.7.

Таблица 2.7 – Факторы, способствующие стресс-коррозии, и рекомендуемые значения весовых коэффициентов

Факторы, способствующие стресс-коррозии	Обозначение показателя	Весовой коэффициент φ
Состояние изоляционного покрытия	$G_{\text{п}}$	0,25
УГВ	$G_{\text{у}}$	0,20
Переменное смачивание грунтов	$G_{\text{с}}$	0,20
НДС	$G_{\text{с}}$	0,15
Тип грунта	$G_{\text{гр}}$	0,10
Коррозионная агрессивность грунта	$G_{\text{р}}$	0,05
Дополнительные данные		
Магнитные аномалии, выявленные с поверхности земли	$G_{\text{а}}$	0,05

Рассмотрим подходы к определению численных значений показателей, с помощью которых оценивается вклад в образование трещин стресс-коррозии каждого фактора. Определение показателей, численно характеризующих состояние защитного покрытия, коррозионную агрессивность грунтов, УГВ и тип грунтов, производится как для газопроводов-отводов (газопроводов, не приспособленных к ВТД).

При полевом обследовании трассы газопровода к участкам газопроводов с переменным смачиванием грунтов следует относить:

- поймы рек;
- русла ручьев, в том числе и пересыхающих;
- края болот;
- отрицательные формы рельефа местности (понижения, западины, овраги, балки и т.п.);
- склоновые участки с уклоном более 10 градусов.

По данным проектно-исполнительской документации определяются границы участков трассы газопровода с переменным смачиванием. Значения показателя,

характеризующего переменное смачивание грунтов вдоль трассы газопровода, определяется по таблице 2.8.

Таблица 2.8 – Значения показателя, характеризующего наличие переменного смачивания грунтов

Сведения об участках трассы	Значение показателя G_c
Участок трассы, подверженный переменному смачиванию грунтов	1
Участок трассы, не подверженный переменному смачиванию грунтов	0

Определение показателя, характеризующего уровень напряжений, осуществляется на участках трассы газопровода, подверженных природно-климатическому воздействию. Для определения напряжений на участке газопровода выполняют математическую обработку результатов геодезических измерений пространственного положения оси газопровода [159]. По результатам расчетно-экспериментального анализа фибровых напряжений показатель, связанный с НДС, вычисляется по формуле:

$$G_s = K^* = \sigma_f / R_2, \quad (2.4)$$

где σ_f – растягивающие фибровые продольные напряжения, определяемые в соответствии с главой 3, МПа;

K^* – коэффициент нагруженности, определяемый в соответствии с главой 3;

R_2 – расчетное напряжение, МПа, вычисляемое по формуле:

$$R_2 = m \cdot R_2^* / (0,9 \cdot k_n), \quad (2.5)$$

где R_2^* – нормативное сопротивление растяжению металла труб, равное минимальному значению предела текучести по национальным стандартам и техническим условиям на трубы, МПа;

m, k_n – коэффициенты, принимаемые в соответствии с правилами [111].

Выявление магнитных аномалий, обусловленных зонами концентрации напряжений, в том числе в зонах нахождения трещин стресс-коррозии, производится с поверхности земли бесконтактным магнитометрическим методом, представленным в работах [24, 73]. Определение значения показателя, численно характеризующего магнитные аномалии, проводится по данным таблицы 2.9.

Определение значения показателя, численно характеризующего фактор, связанный с типом грунта, проводится по проектно-изыскательной документации и уточняется при полевом обследовании. В таблице 2.10 приведены значения показателя, учитывающего фактор стресс-коррозии, связанный с типом грунта.

Таблица 2.9 – Значения показателя, учитывающего магнитные аномалии

Сведения о магнитных аномалиях	Значение показателя G_a
Точка на трассе газопровода с магнитной аномалией	1
Трасса газопровода без магнитных аномалий	0

Таблица 2.10 – Значения показателя, учитывающего тип грунта

Тип грунта	Значение показателя $G_{гр}$
Глина	1
Тяжелый суглинок	0,80
Средний суглинок	0,70
Легкий суглинок	0,50
Супесь	0,40
Песок	0,30
Гумус	0,10
Торф	0,05

Ранжирование потенциально опасных стресс-коррозионных участков по степени опасности осуществляется по интегральному показателю риска стресс-коррозии k_u величина которого вычисляется по формуле:

$$k_u = \frac{\left(\int_0^{L_s} \sum_{i=1}^k (\varphi_{(i)} \cdot S_i(l_s)) dl_s \right)}{L_s}, \quad (2.6)$$

где l_s - текущее расстояние по оси газопровода от начала потенциально опасного стресс-коррозионного участка, км;

L_S – длина участка, км;

$\varphi_{(i)}$ – весовой коэффициент i -го фактора риска;

k – количество исследованных факторов, способствующих стресс-коррозии;

$S_i(l_S)$ – сплайн-функция, интерполирующая дискретные значения i -го показателя, численно характеризующего фактор стресс-коррозии.

Для учета удаленности (изменения давления по трассе газопровода) потенциально опасного стресс-коррозионного участка от КС величину интегрального показателя риска следует корректировать по формуле:

$$k_u = k_u \cdot \frac{p_y}{p} = k_{lu} \cdot \sqrt{1 - \eta l_y}, \quad (2.7)$$

где p_y – давление в газопроводе на середине потенциально опасного участка, МПа;

k_{lu} - показатель риска стресс-коррозии, вычисляемый по формуле (2.6);

p - рабочее давление в газопроводе на выходе КС, МПа;

η - коэффициент, учитывающий степень расширения газа на единицу длины газопровода, численно равный $0,0038 \text{ км}^{-1}$.

2.2.3 Обследование технологических трубопроводах компрессорной станции

В настоящем разделе представлены изложенные автором в статьях [46, 162] особенности методики выявления на технологических трубопроводах КС наиболее опасных в отношении стресс-коррозии участков для дальнейшего приборного обследования с целью выявления трещин стресс-коррозии.

Определение потенциально опасных участков в отношении стресс-коррозии на технологических трубопроводах КС также следует начинать с выполнения анализа проектной и исполнительной документации. Затем проводятся диагностические работы с целью установления факторов риска стресс-коррозии. Для этих факторов риска производится численная оценка количественных

показателей, по которым оценивается обобщенный показатель, применяемый для выделения зон потенциально-опасных в отношении к стресс-коррозии.

Каждый фактор риска может быть представлен в виде сплайн-функции, интерполирующей дискретные значения отдельного показателя по формуле:

$$S_n(x) = A_m^n + B_m^n(x - x_m) + C_m^n(x - x_m)^2 + D_m^n(x - x_m)^3, \quad (2.8)$$

где $S_n(x)$ – значение сплайн-функции для показателя фактора риска (n изменяется от 1 до 7); x – расстояние по оси трубы от начальной точки анализируемого участка трубопровода, м; x_m – координаты точек, в которых определены значения сплайн-функции; $A_m^n, B_m^n, C_m^n, D_m^n$ – коэффициенты сплайна.

Для показателей, имеющих непрерывное распределение, например, фактор риска, учитывающий НДС трубопровода, рекомендуется использовать сплайны 3 - й степени. Для показателей, имеющих дискретные значения следует использовать сплайны 0 - й степени. Использование сплайнов позволяет получить распределение по длине трубопровода обобщенного показателя факторов риска в отношении стресс-коррозии по формуле:

$$k_\phi(x) = \sum_{i=1}^n (\varphi_i \cdot S_i(x)) \quad (2.9)$$

где $S_i(x)$ – значение сплайн-функции для i -го показателя фактора риска; n – количество выявленных факторов; φ_i – весовой коэффициент.

На следующем этапе для каждой трубы определяется интегральный показатель фактора риска по формуле:

$$k_u = \frac{\int_{x_{0N}}^{x_{1N}} k_\phi(x) dx}{L_N}, \quad (2.10)$$

где x_{0N}, x_{1N} – координаты начала и конца трубы с номером N , м; $k_\phi(x)$ – обобщенный показатель фактора риска стресс-коррозии; L_N – длина трубы, м.

В местах с максимальными значениями интегрального показателя назначают места экскавации для приборного обследования. Кроме того, обязательному

контролю подлежат места технологического трубопровода КС, в которых установлены гнутые вставки, компенсаторы, отводы.

В качестве примера определения наиболее опасных участков в отношении стресс-коррозии на технологических трубопроводах КС рассмотрен участок технологического трубопровода КС длиной 216,63 м. Участок трубопровода состоит из 18 труб длиной по 12 м, наружным диаметром $D_n = 1220$ мм и толщиной стенки трубы $\delta = 19,5$ мм. Участок трубопровода пересекается поверхностным пересыхающим водотоком шириной 4 м, УГВ, и располагается на отметке 0,5 м от начальной точки участка до конечной точки.

Значение показателя фактора риска, учитывающего НДС участка технологического трубопровода КС, оценивалось по величине коэффициенту нагруженности K^* (глава 3).

Приборными измерениями были получены координаты пространственного положения оси трубопровода в 26 точках. Для аппроксимации координат оси трубопровода использовались полиномы пятой степени. Двойным дифференцированием определялись кривизны k_y, k_z . Затем по вычисленным в 37 точках значениям показателей были построены, изображенные на рисунке 2.7, сплайны 3-й степени $S_1(x)$, дающие количественную оценку фактора, связанного с НДС.

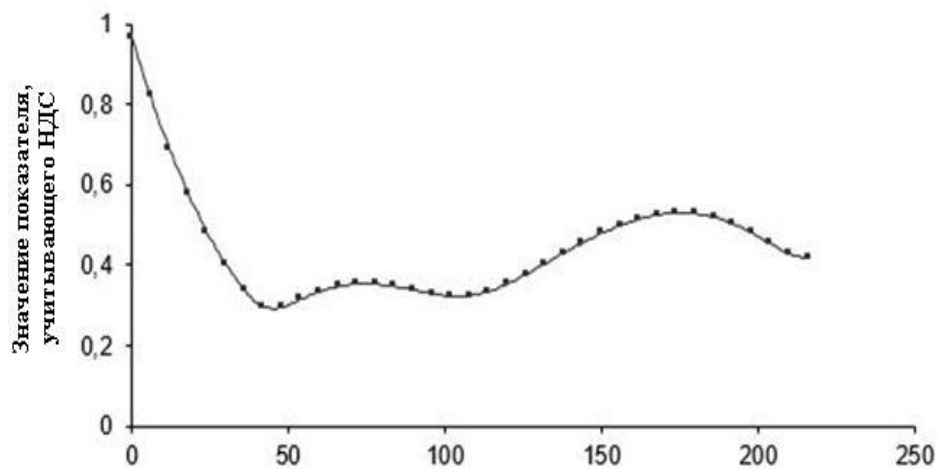


Рисунок 2.7 – Сплайн-аппроксимация фактора риска, учитывающего НДС

По материалам статей [94, 108] стресс-коррозионную опасность во многом определяет УГВ, а также переменное смачивание. Фактор, связанный с УГВ, может самостоятельно использоваться для обнаружения участков газопровода, подверженных коррозионному растрескиванию под напряжением [72]. В нашем случае многофакторного анализа для оценки влияния УГВ значения показателя фактора риска стресс-коррозии по УГВ принимаются из таблицы 2.11.

Сплайн-аппроксимация распределения показателя, характеризующего УГВ, представлена на рисунке 2.8.

Таблица 2.11 – Значения показателя, характеризующего фактор УГВ

Расположение проектной отметки УГВ	Значение показателя k_5
Ниже нижней образующей трубы	0
Пересекает трубу	1
Выше верхней образующей трубы	0,5

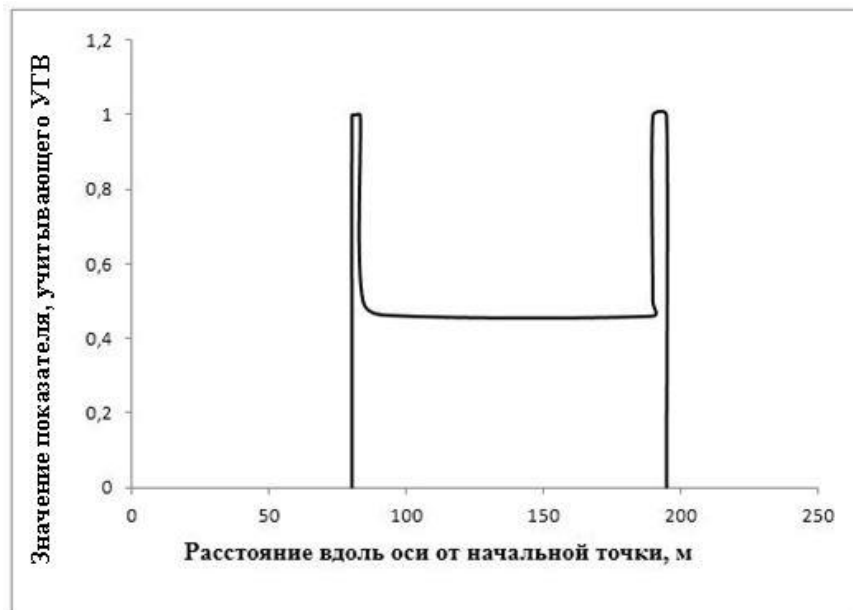


Рисунок 2.8 – Сплайн-аппроксимация показателя фактора риска, учитывающего уровень грунтовых вод

Результаты сплайн аппроксимация для остальных показателей факторов риска показаны на рисунке 2.9, а распределение обобщенного показателя фактора риска представлено на рисунке 2.10.

Распределение интегрального показателя фактора риска k_u приведено на рисунке 2.11, а его значения по длине трубопровода в таблице 2.11. В таблице 2.12 также указаны индексы труб в соответствии со значением интегрального показателя стресс-коррозии (большему значению k_u соответствует меньший индекс трубы). Наиболее опасная в отношении стресс-коррозии труба имеет индекс № 1 и максимальное значение показателя k_u , равное 0,334. В местах расположения труб с наибольшими значениями интегрального показателя фактора риска k_u следует проводить экскавацию трубопровода для приборного обследования труб в шурфах с целью выявления трещин стресс-коррозии.

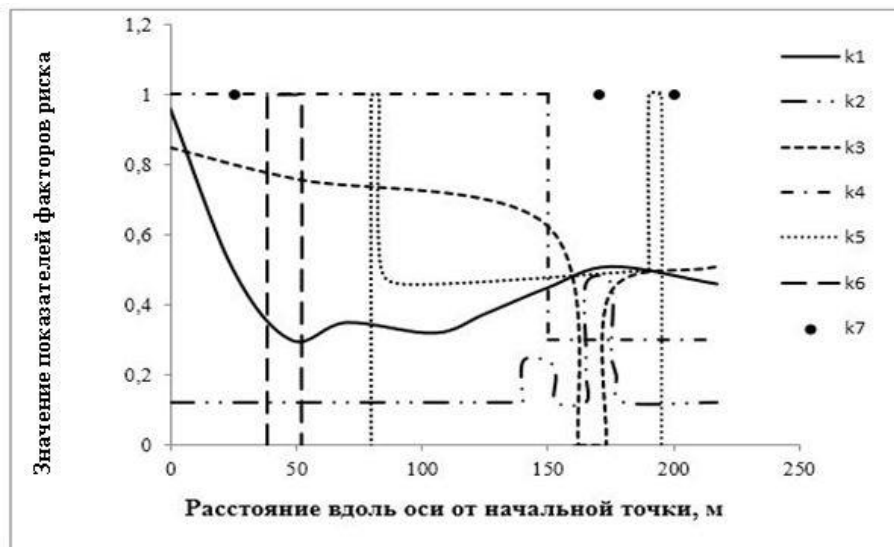


Рисунок 2.9 – Распределение показателей по длине участка трубопровода

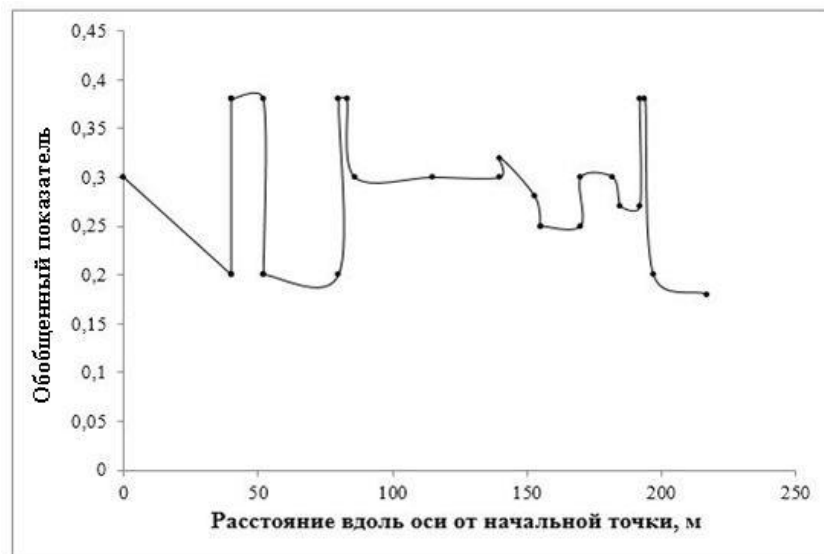


Рисунок 2.10 – Распределение обобщенного показателя фактора риска $k_o(x)$

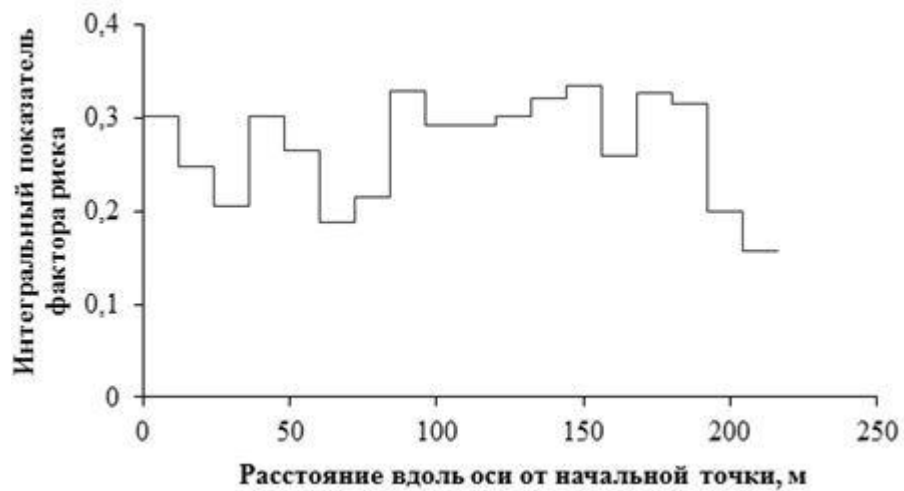


Рисунок 2.11 – Распределение интегрального показателя фактора риска k_u

Таблица 2.12 – Значения интегрального показателя фактора риска k_u

№ трубы	Расстояние до трубы, м	Значение k_u	Индекс
1	0,0	0,302	7
2	12,0	0,248	13
3	24,0	0,205	15
4	36,0	0,303	6
5	48,0	0,265	11
6	60,0	0,189	17
7	72,0	0,216	14
8	84,0	0,329	2
9	96,0	0,291	10
10	108,0	0,293	9
11	120,0	0,301	8
12	132,0	0,322	4
13	144,0	0,334	1
14	156,0	0,259	12
15	168,0	0,327	3
16	180,0	0,315	5
17	192,0	0,199	16
18	204,0	0,157	18

Следует отметить, что совершенствование методики должно быть связано с дальнейшим развитием позиционирования средствами ВТД пространственного положения газопровода [8], по результатам которого определяются радиусы изгиба и соответственно фибровые продольные напряжения, а также технологии определения остаточных напряжений.

2.2.4 Неразрушающий контроль труб с трещинами стресс-коррозии

Разработанный метод выявления потенциально опасных стресс-коррозионных участков широко используется при техническом диагностировании магистральных газопроводов и газопроводов-отводов. Для локализации на потенциально опасных участках мест, подверженных коррозионному растрескиванию под напряжением, используются следующие диагностические признаки:

- наличие оглеения (изменение окраски грунтов у поверхности газопровода);
- отслоение пленочной изоляции, обеспечивающее доступ под нее электролита;
- отложения сидерита (белые отложения) под пленочной изоляцией;
- анаэробные условия у газопровода;
- наличие химических соединений, способствующих развитию трещин стресс-коррозии (закисное железо, сульфиды, ионы, содержащие карбонат, органический углерод и др.).

Возможное местоположение дефектов на поверхности труб определяется визуально по наличию оглеения у поверхности газопровода, отслоению пленочной изоляции, отложениям сидерита под пленочной изоляцией. Анаэробные условия у газопровода определяются по отрицательным показаниям E_h , наличию закисного железа. Данные микробиологического и химического анализа используются для подтверждения условий развития трещин стресс-коррозии.

Данные информативные признаки, характерные для стресс-коррозии, были подтверждены при обследовании технологических трубопроводов КС. Так при обследовании технологических трубопроводов КС Ординская, Кункурская и Волховская было отмечено наличие следующих факторов, способствующих зарождению и развитию трещин стресс-коррозии: зоны отслоения пленочного защитного покрытия, карбонатные отложения и продукты коррозии под защитным покрытием, протяженный склон по направлению к узлу подключения шлейфов с магистральными газопроводами, способствующий обильному водосбросу и УГВ, влияющему на образование трещин стресс-коррозии.

Наряду с этими информативными признаками стресс-коррозии для выявления трещин ЗАО «Интроско» и ООО «Газпром ВНИИГАЗ» на основе исследований, изложенных в книге [1], разработали магнитный интроскоп МИ-10 (рисунок 2.12), на который был выдан патент [74], и стандарт по его применению [33].

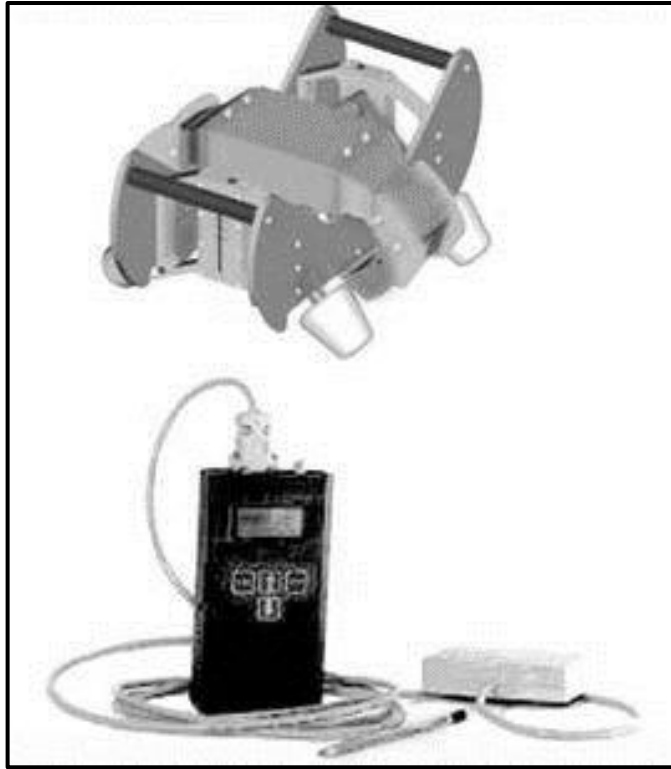


Рисунок 2.12 – Внешний вид магнитного интроскопа МИ-10

В настоящее время для этих целей можно также использовать следующие дефектоскопы: ВД-89НМ, ВД-12НФМ, ВД-89НП производства института интроскопии «Спектр».

Экспериментальная проверка работоспособности прибора МИ-10 была произведена ООО «Газпром ВНИИГАЗ» и ЗАО «Интроско» в трассовых условиях на предприятиях ООО «Газпром трансгаз Ухта» и ООО «Газпром трансгаз Чайковский». Испытания показали следующее. Искусственные дефекты, моделирующие трещину глубиной 3, 4,2 и 7 мм, выполненные на катушке трубы диаметром 1420 мм, толщиной 16,4 мм производства Харцызского завода, магнитная поисковая система обнаруживает с погрешностью определения глубины дефекта 20–25 %. Погрешность определения длины дефекта составляет 5 %. На рисунке 2.13 показан магнитный отклик на трещину длиной 231 мм. Обработка

результатов измерений дала следующие результаты. Раскрытие трещины изменяется по длине в пределах от 1–1,5 мм. Глубина трещины также изменяется по длине трещины и ее максимальное значение равно 50 % от толщины стенки.

Для магнитного отклика, зарегистрированного в области сетки трещин стресс-коррозии, интерпретация результатов показала, что длины трещин составляют 10–200 мм с раскрытием менее 1 мм и глубиной около 20 % от толщины стенки.

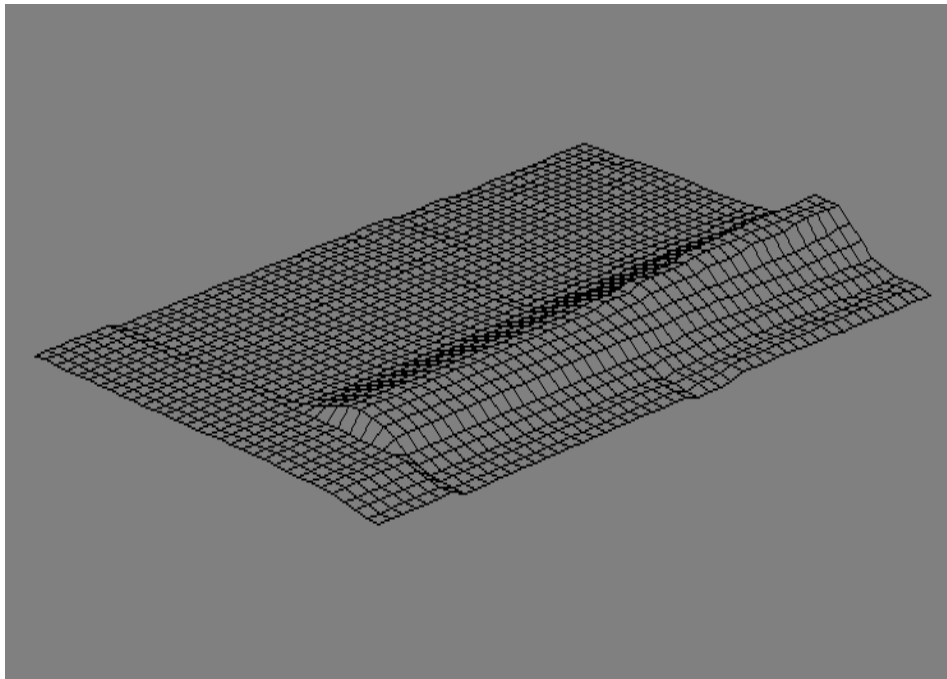


Рисунок 2.13 – Магнитный отклик на трещину стресс-коррозии длиной 231 мм

Результаты показали, что реальные размеры трещины интроскоп МИ-10 определяет с погрешностью не более 15 %. При контроле трубы с внутренней поверхности погрешность измерения глубины дефектов также составляет 15 %.

Для ремонта труб с трещинами стресс-коррозии в работе [47, 52] и стандартах [97, 123, 128] даны предложения по применению муфтовых технологий, сварки и контролируемой шлифовки.

Для предотвращения аварийных ситуаций на береговых участках, подверженных коррозионному растрескиванию под напряжением, 9 – ти ниточного подводного перехода через реку Кама было разработано устройство [134] (рисунок 2.14) (принцип действия устройства описан в главе 1) для определения момента начала движения грунта.



Рисунок 2.14 - Устройство для определения направления движения грунта на оползневом участке

Устройство совместно с системой измерения напряжений «Астрон» использовалось для мониторинга технического состояния береговых участков газопроводов подводного перехода через реку Кама. По результатам мониторинга фиксировался момент начала оползневых явлений, что позволяло своевременно снизить рабочее давление и предотвратить возникновение опасной ситуации, связанной со страгиванием трещин стресс-коррозии.

2.3 Применение методики технического диагностирования газопровода, основанной на анализе факторов риска, в местах пересечения газопроводов

Одной из проблем в ПАО «Газпром», связанной с обеспечением надежности, заложенной при проектировании, являлась задача оценки технического состояния участка эксплуатируемого газопровода в месте пересечения с проектируемым магистральным газопроводом. Методологические аспекты решения этой задачи были рассмотрены в работах [43, 105] и затем реализованы в стандарте [96]. В стандарте процедура оценки технического состояния эксплуатируемого участка газопровода аналогична процедуре, представленной в разделе 2.2, и дополнительно

включает определение общей протяженности трассы, подлежащей экскавации, на участке пересечения эксплуатируемого газопровода с проектируемым газопроводом. Общая протяженность трассы, подлежащая экскавации, определяется по плотности критических дефектов на эксплуатируемом газопроводе в районе пересечения газопроводов. Плотность критических дефектов на участке эксплуатируемого газопровода в районе пересечения определяется по результатам ВТД. В соответствии с рисунком 2.15, а (рассматривают весь участок, на котором было проведено ВТД). Если на участке пересечения эксплуатируемого газопровода с проектируемым газопроводом ВТД не проводилось, то плотность дефектов определяется по результатам ВТД, проведенного на параллельном участке в соответствии с рисунком 2.15, б (в случае проведения ВТД на двух и более параллельных участках используются данные ВТД участка с наибольшей плотностью дефектов). Если на участке пересечения эксплуатируемого газопровода с проектируемым газопроводом, а также на параллельных нитках ВТД не проводилось, то плотность дефектов в районе пересечения определяется по результатам ВТД, проведенного на прилегающем участке в соответствии с рисунком 2.15, в. Если ВТД не проводилось и на прилегающем участке газопровода, то плотность дефектов в районе пересечения устанавливается по результатам ВТД, проведенного на участке, параллельном прилегающему участку газопровода в соответствии с рисунком 2.15, г.

Плотность критических дефектов (число дефектов на 1 км) рассчитывается по формуле:

$$q = (N_k + N_{крн} + N_{ш} + N_r) / L_{вТД} \quad (2.11)$$

где N_k – число дефектов глубиной более 30% от толщины стенки трубы;

$N_{крн}$ – число обнаруженных трещин стресс-коррозии;

$N_{ш}$ – число кольцевых сварных соединений, имеющих общую длину дефектов шва более 1/12 периметра сварного соединения;

N_r – число дефектов геометрии трубы (вмятина, гофр, овальность);

$L_{вТД}$ – длина обследованного при ВТД участка, км.

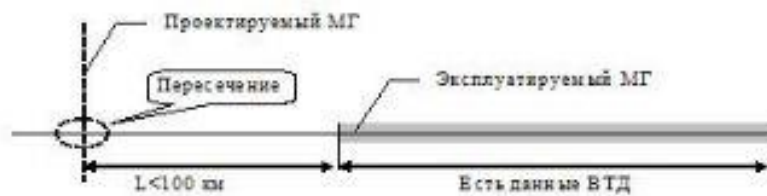
Если на участках газопроводов, представленных на рисунке 2.15, ВТД не проводилось, то плотность дефектов в районе пересечения газопроводов определяется по приведенной в таблице 2.13 средней плотности дефектов, рассчитанной для всей системы газопроводов ГТО.



а - на участке проведено ВТД



б - ВТД проведено на параллельном участке



в - ВТД проведено на прилегающем участке



г - ВТД проведено на участке, параллельном прилегающему участку

Рисунок 2.15 – Схема выбора участка газопровода для определения плотности дефектов

По плотности q рассчитывается на участке пересечения среднее ожидаемое число критических дефектов по формулам:

$$n=q \cdot L_{\text{п}}, \quad (2.12)$$

$$n=q \cdot L_{\text{п}} \cdot T_{\text{э}1} / T_{\text{э}2}, \quad (2.13)$$

$$n=q_{\text{ср}} \cdot L_{\text{п}} \cdot T_{\text{э}1} / T_{\text{э ср}}, \quad (2.14)$$

где n – среднее ожидаемое число критических дефектов на пересечении;

$L_{\text{п}}$ – длина пересечения в км;

$T_{\text{э}1}$ и $T_{\text{э}2}$ – сроки эксплуатации газопроводов, лет;

$T_{\text{э ср}}$ – средний срок эксплуатации газопроводов ГТО, лет.

Формула 2.14 применяется при определении q по рассматриваемому участку или прилегающему участку, формула 2.15 при определении q по параллельным участкам и формула 2.16 при использовании средних значений $q_{\text{ср}}$.

Таблица 2.13 – Средняя плотность критических дефектов в ГТО

ГТО	Средняя плотность критических дефектов, $q_{\text{ср}}$, шт./км
ООО «Газпром трансгаз Уфа»	0,366
ООО «Газпром трансгаз Волгоград»	1,376
ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород»	0,998
ООО «Газпром трансгаз Ставрополь»	0,524
ООО «Газпром трансгаз Махачкала»	0,515
ООО «Газпром трансгаз Краснодар»	0,098
ООО «Газпром трансгаз Санкт-Петербург»	0,988
ООО «Газпром трансгаз Москва»	0,953
ООО «Газпром трансгаз Чайковский»	1,226
ООО «Газпром трансгаз Самара»	6,247
ООО «Газпром трансгаз Ухта»	8,223
ООО «Газпром трансгаз Сургут»	3,031
ООО «Газпром трансгаз Казань»	1,508
ООО «Газпром трансгаз Томск»	0,563
ООО «Газпром трансгаз Югорск»	1,965
ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург»	2,434
ООО «Газпром трансгаз Саратов»	5,582

Участок пересечения эксплуатируемого газопровода с проектируемым газопроводом независимо от его категории подлежит техническому диагностированию в соответствии с правилами [111] в следующих границах:

- по 100 м в обе стороны от оси проектируемого газопровода в случае пересечения одним проектируемым газопроводом;
- по 100 м в обе стороны от крайних осей (включая расстояние между крайними осями газопроводов) проектируемых газопроводов при пересечении двумя и более проектируемыми газопроводами;
- в пределах 20 м в случае пересечения одноточечных газопроводов диаметром менее 1000 мм и с давлением ниже 7,5 МПа.

Средний срок эксплуатации газопроводов ГТО может быть рассчитан по формуле:

$$T_{\text{э ср}} = \frac{\sum_{i=1}^k T_i \cdot L_i}{L_{\Sigma}} \quad (2.15)$$

где L_{Σ} – суммарная протяженность системы газопроводов ГТО, км;

k – число диапазонов, на которое в соответствии с рисунком 2.16 разбивается срок эксплуатации газопроводов;

L_i – длина участков газопроводов со сроком эксплуатации, соответствующим i -му диапазону, км;

T_i – среднее значение срока эксплуатации газопроводов из i -го диапазона, лет.

Общая протяженность трассы, подлежащая экскавации, на участке пересечения эксплуатируемого газопровода с проектируемым газопроводом определяется по графику, изображенному на рисунке 2.17, или по формуле:

$$L_{\text{э}} = L_n \cdot (1 - e^{-n}), \quad (2.16)$$

где n – среднее ожидаемое число критических дефектов на участке пересечения;

L_n – длина пересечения, км.

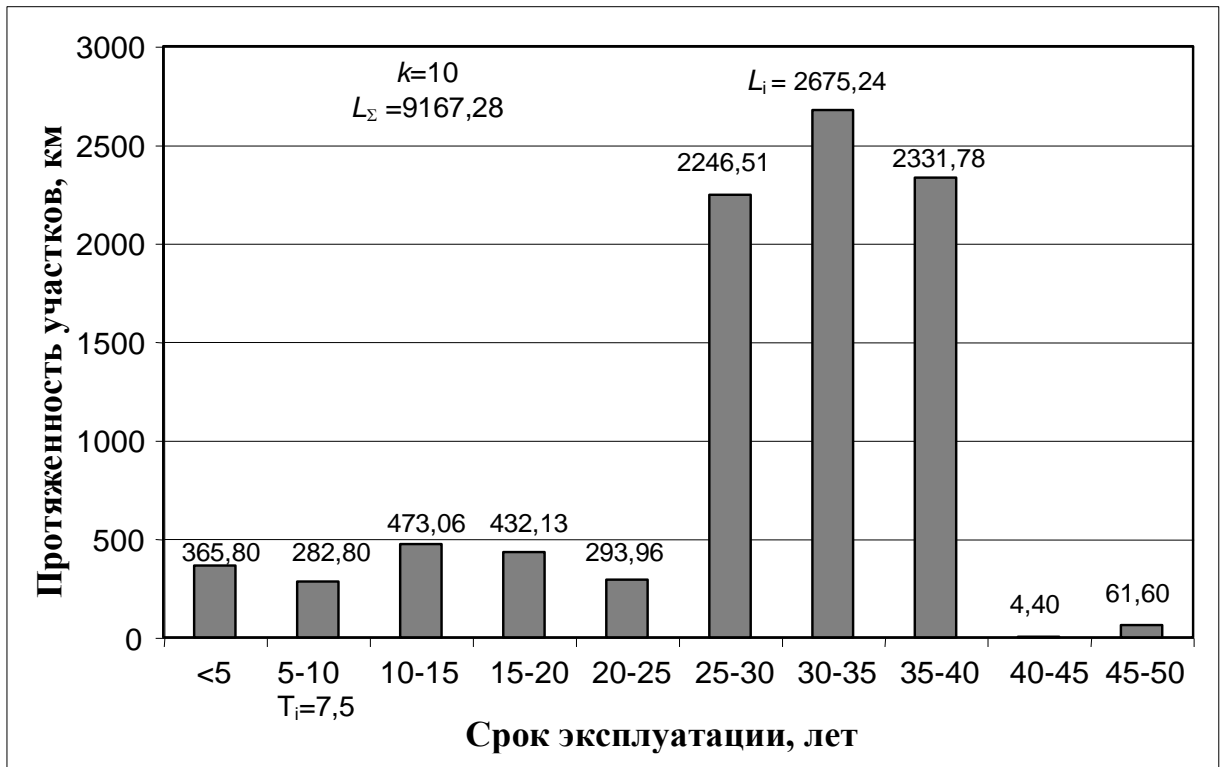


Рисунок 2.16 – Распределение газопроводов ООО «Газпром трансгаз Ухта» по срокам эксплуатации по состоянию на конец 2006 года

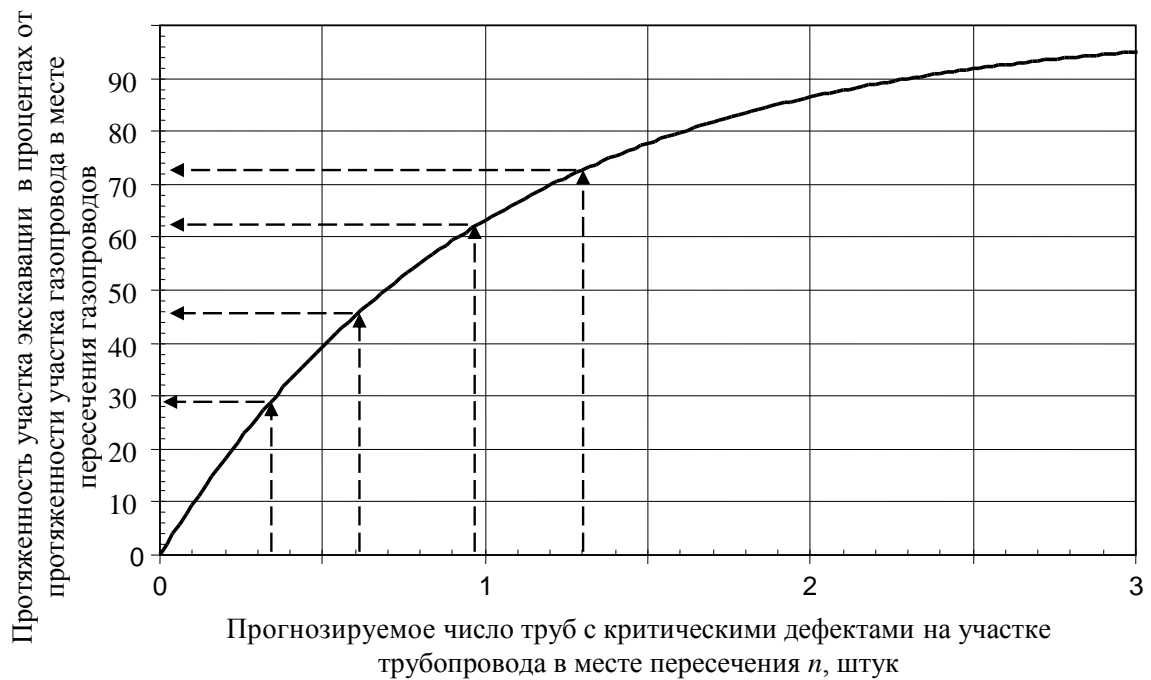


Рисунок 2.17 – Зависимость для определения доли участка газопровода для проведения экскавации

Количество шурфов, которое необходимо выполнить на участке пересечения эксплуатируемого газопровода с проектируемым газопроводом, определяется по формуле:

$$N_{\text{ш}} = \frac{L_{\text{э}}}{L_t} \quad (2.17)$$

где L_t – длина трубы, м;

$L_{\text{э}}$ – общая протяженность трассы, подлежащая экскавации, м.

Данный подход расчета протяженности трассы, подлежащей экскавации, на участке пересечения эксплуатируемого газопровода с проектируемым газопроводом был применен для участка пересечения эксплуатируемых ООО «Газпром трансгаз Ухта» магистральных газопроводов Ухта-Торжок-1, Ухта-Торжок-2, Ухта-Торжок-3 и Ухта-Торжок-4 (Уренгой-Грязовец) с проектируемым магистральным газопроводом СРТО-Торжок.

Пересечение эксплуатируемых газопроводов с проектируемым магистральным газопроводом планировалось осуществить в районе 313 км трассы эксплуатируемых газопроводов. В планируемом месте пересечения газопроводов в 2006 году было проведено ВТД на двух газопроводах – Ухта-Торжок-3 (303–437 км) и Ухта-Торжок-4 (303–437 км). В обоих случаях длина обследованных участков $L_{\text{ВТД}}$ составила 134 км. В таблице 2.14 приведено количество обнаруженных при ВТД критических дефектов, среднее число критических дефектов на участке пересечения длиной $L_{\text{п}}$, равной 0,2 км, и определенная с учетом рисунка 2.17 общая протяженность участков трассы, подлежащих экскавации.

На газопроводах Ухта-Торжок-1 и Ухта-Торжок-2 в районе планируемого пересечения ВТД не проводилось. Плотность дефектов на этих газопроводах была определена по результатам ВТД, проведенного на параллельном участке с наибольшей плотностью дефектов (Ухта-Торжок-4). Срок эксплуатации газопровода Ухта-Торжок-4 был равен 26 годам. Результаты расчетов приведены в таблице 2.15.

Таблица 2.14 – Результаты расчета протяженности, подлежащей экскавации, на участке пересечения газопровода

Название исходных данных и результатов расчета	Газопровод Ухта-Торжок-3	Газопровод Ухта-Торжок-4
Число обнаруженных коррозионных дефектов глубиной более 30% от толщины стенки трубы N_k	202	519
Число кольцевых сварных соединений с общей длиной дефектов шва более 1/12 периметра стыка $N_{ш}$	454	349
Число дефектов геометрии трубы N_r	0	0
Число обнаруженных трещин стресс-коррозии $N_{крн}$	1	0
Всего дефектов на 134 км трассы	657	868
Среднее ожидаемое число дефектов на участке пересечения длиной 200 м n	0,98	1,296
Протяженность участков трассы, подлежащих экскавации, $L_э$, м	125	145

Таблица 2.15 – Результаты расчета общей протяженности участков трассы, подлежащих экскавации

Срок эксплуатации газопроводов и результаты расчета	Газопровод Ухта-Торжок-2	Газопровод Ухта-Торжок-1
Срок эксплуатации, лет	30	37
Среднее ожидаемое число дефектов на участке пересечения длиной 200 метров	1,495	1,844
Протяженность трассы, подлежащая экскавации, на участке пересечения $L_э$, м	155	168

Выводы по главе 2

1. Анализ современного состояния технического диагностирования газопроводов показал, что масштабное использование внутритрубных дефектоскопов позволило для большинства МГ осуществить переход к эксплуатации на основе концепции безопасного повреждения (ВТД достигло уровня обследования, превышающего 23 тысячи км газопроводов в год), но тем не менее для 40 % газопроводов, не приспособленных к ВТД, из-за отсутствия камер

запуска-приема, наличия неравнопроходной трубопроводной арматуры, прямых врезок и подкладных колец основным видом обследования остаются коррозионные обследования.

2. В соответствии с научным подходом, реализованным в стандартах ПАО «Газпром» в рамках программы РАО «Газпром» «Диагностическое обслуживание и повышение надежности магистральных газопроводов, объектов добычи и переработки газа», разработаны методики обследования технического состояния пересечений газопроводов, участков газопроводов, не приспособленных к ВТД, участков газопроводов, подверженных коррозионному растрескиванию под напряжением и технологических трубопроводов КС, которые основаны на наземных обследованиях газопроводов, выполняемых для определения мест экскавации газопровода, и неразрушающего контроля труб в шурфах.

3. Для выявления трещин стресс-коррозии наряду с информативными признаками обнаружения трещин стресс-коррозии (наличие оgleения, отложения сидерита, отслоение пленочного защитного покрытия) был разработан магнитный интроскоп МИ-10, позволяющий обнаруживать трещины без удаления защитного покрытия.

4. Проведено экспериментальное определение остаточных напряжений в трубах диаметром 1420 мм производства Харцызского завода и Манессман и трубе диаметром 402 мм производства Манессман. Результаты исследований показали, что кольцевые остаточные напряжения в трубах диаметром 1420 мм имеют высокий уровень, что способствует образованию и росту трещин стресс-коррозии. Если на трубах диаметром 1420 мм остаточные максимальные кольцевые напряжения были равны 258 МПа (труба производства Манессман), то на трубе диаметром 402 мм максимальные остаточные напряжения равны 66 МПа. Отсюда вытекает, что трещины стресс-коррозии практически не образуются на газопроводах малого диаметра из-за низкого уровня остаточных напряжений.

Глава 3

ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОЧНОСТИ ГАЗОПРОВОДОВ, НАХОДЯЩИХСЯ В НЕПРОЕКТНОМ ПОЛОЖЕНИИ, И ТРУБ С ПОВРЕЖДЕНИЯМИ

С резким ростом, начиная с 2004 года, обнаруживаемых при ВТД дефектов, необходимо было решать проблему оптимизации объемов выборочного ремонта. В связи с этим важной научной задачей, сформулированной в работе [6], являлось создание инженерных методов оценки остаточной прочности газопроводов по результатам обследования и ранжирование по степени опасности разрушения дефектных участков газопроводов, что в соответствии с концепцией безопасного повреждения является основой при составлении планов ремонта. В этой области ООО «Газпром ВНИИГАЗ» разработало стандарты, по оценке прочности газопроводов с дефектами: коррозии, эрозии, овальности труб, арками, и другие, разрешающие эксплуатацию газопроводов с допустимыми дефектами.

В результате экспериментальных исследований и анализа работ [164, 172-177, 180-181] задача оценки прочности труб с коррозионными дефектами была решена в стандарте [117], в котором с целью его гармонизации с международными нормативными документами, использованы проверенные экспериментально критерии, разработанные компанией Det Norske Veritas [167].

В диссертации по этому научному направлению с учетом опыта эксплуатации газопроводов и усовершенствованных расчетных и экспериментальных методов исследования прочности газопроводов с повреждениями были разработаны методики для расчета прочности труб с расслоениями, вмятинами и овальностью сечения в пластической постановке, а также расчетно-экспериментальная методика расчета фибровых напряжений для участков газопровода в непроектном положении.

3.1 Расчетно-экспериментальная методика определения напряженно-деформированного состояния газопровода

Оценка уровня напряжений на участках газопроводов в непроектном положении выполняется для проверки норм прочности по деформативности газопровода, которая состоит в том, что для любого его поперечного сечения должны выполняться условия предотвращения чрезмерных пластических деформаций.

В данной главе разработана расчетно-экспериментальная методика определения напряженно-деформированного состояния участков газопровода по их фактическому пространственному положению. Для определения НДС в любом сечении газопровода (за исключением участков с гнутыми вставками) используется расчетно-экспериментальный метод, в основе которого лежит натурная инструментальная съемка пространственного положения оси газопровода. Математическая обработка экспериментальных данных, полученных при помощи теодолита или GPS, заключается в аппроксимации и сглаживании данных по длине участка. Методы обработки экспериментальных данных связаны обычно с использованием метода наименьших квадратов при аппроксимации интерполяционными полиномами.

В предложенной методике анализ степени опасности напряжений, связанный с деформативностью, осуществляется по коэффициенту нагруженности. Коэффициент нагруженности равен отношению продольных фибровых напряжений к допускаемым. Проверка выполнения критериев прочности для осевых напряжений должна производиться в соответствии с правилами [111]. Методика реализована в виде компьютерной программы. Проверка точности расчетов программой напряженно-деформированного состояния газопровода осуществлена решением тестовой задачи.

3.1.1 Технология геодезических работ и первичная обработка результатов измерений положения газопровода

Определение НДС потенциально-опасного участка производится на основе инструментальных измерений пространственного положения оси газопровода [96, 28]. Пространственное положение оси газопровода является суммарным результатом его взаимодействия в процессе эксплуатации с геологической средой и координаты оси представляют собой первичную информацию для определения НДС участка газопровода. Положение оси газопровода задается значениями его координат в прямоугольной системы координат, показанной на рисунке 3.1. Система координат XYZ, ориентируется следующим образом: ось OX является горизонтальной осью. Проекция газопровода за пределами выбранного участка образуют с осью OX углы α_y, β_y и α_z, β_z соответственно для вертикальной и горизонтальной координатных плоскостей. Знаки этих углов определяются знаками их тангенсов. Проекция деформированного участка на горизонтальную ось равна L_{ox} .

Предполагается, что деформированное положение газопровода получено в результате его перемещения в поперечном направлении, причем форма поперечного сечения не меняется (отсутствие сплющивания при изгибе).

Технология экспериментальных работ включает следующие этапы:

- анализ проектной и исполнительной документации на газопровод;
- выбор потенциально опасных участков;
- заполнение информационных карт о выбранных потенциально опасных участках газопровода, в которых указываются следующие данные: конструктивная схема участка, план и профиль участка, геометрические параметры сечения трубы, нормативные физико-механические характеристики материала труб, нормативные физико-механические характеристики грунта, места установки гнутых вставок;

- определение протяженности участка из условия, что на его концах должны быть прямолинейные участки;
- инструментальные измерения пространственного положения оси газопровода;
- вычисление напряжений.

В результате инструментальной съемки получаем координаты m_t точек оси рассматриваемого участка газопровода и создаем массив информации в виде координат точек оси участка АВ в системе координат XYZ.

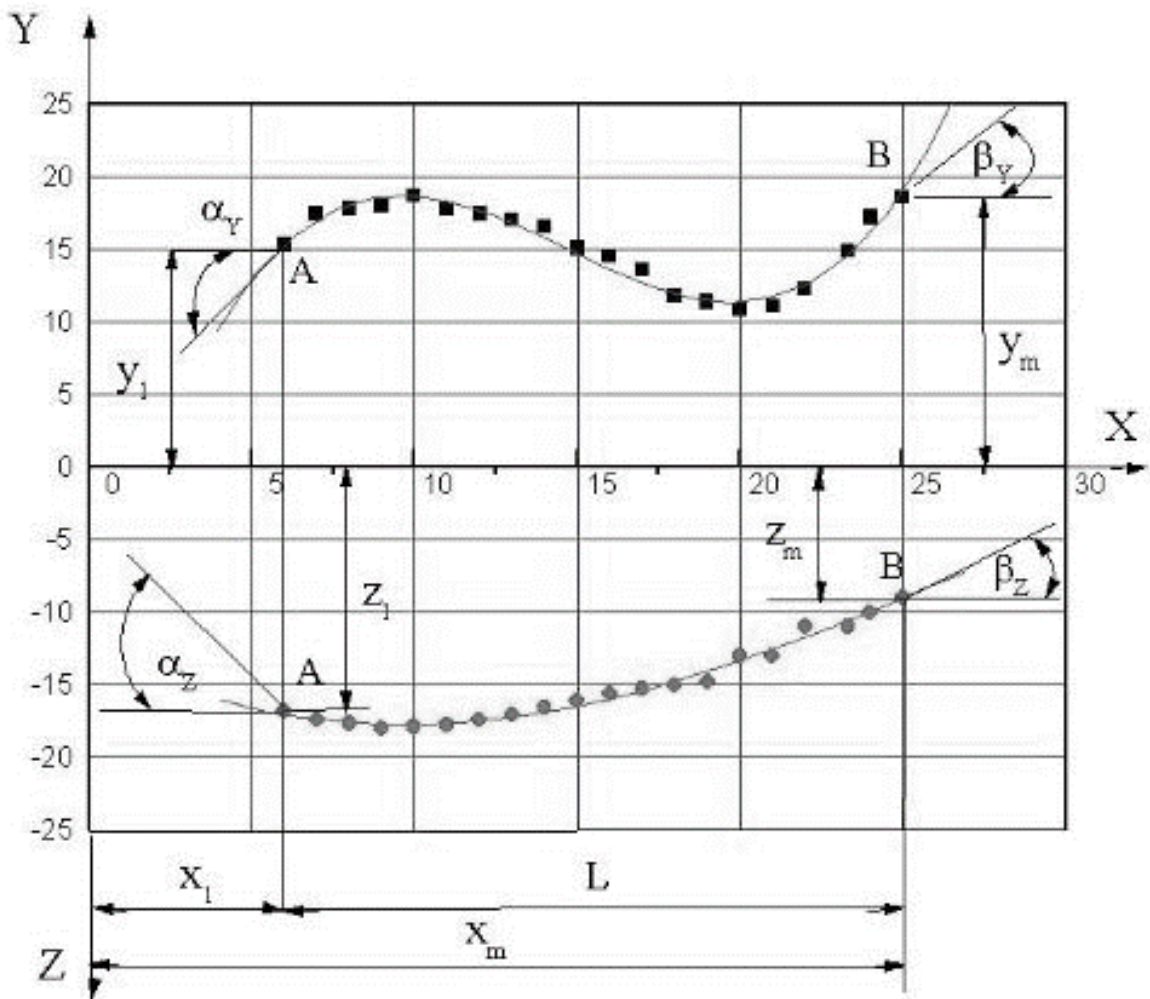


Рисунок 3.1 - Вертикальная и горизонтальная проекции участка газопровода

Определение положение оси газопровода в m_t точках проводится трассоискателем с возможностью определения глубины заложения газопровода. Геодезическая съемка в точках фактического положения газопровода и привязка к знакам топоосновы или другим реперным точкам производится по стандартным методикам. Главным условием является наличие жестко закрепленной на

местности точки привязки, что требует необходимости проведения теодолитного хода из зоны, не подверженной воздействию оползня или тектонического разлома. В качестве точки привязки в первую очередь необходимо использовать реперы государственной геодезической сети.

При проведении измерений пространственного положения оси газопровода необходимо выполнять следующие требования к точности измерений координат обследуемого участка. Шаг измерений вдоль оси абсцисс ОХ зависит от местности и характера обследуемого участка (участки ровные или с постоянным уклоном поверхности, участки с поворотами и резкими изменениями уклона трассы). По результатам параметрических исследований для обеспечения точности определения напряжений с относительной погрешностью не более 5% рекомендуется шаг измерений не более 5-8 наружных диаметров газопровода.

Погрешности определения координат должна быть следующая: абсцисса (продольная координата x) - ± 0.05 м, ордината (координата по высоте положения оси трубы y) - ± 0.01 м, аппликата (координата в поперечном направлении в горизонтальной плоскости z) ± 0.01 м.

3.1.2 Аппроксимация интерполяционными полиномами

При использовании интерполяционных полиномов уравнение изогнутой оси участка газопровода описывается многочленом n -ой степени относительно продольной координаты. Проекция оси участка $y = f(x)$ для вертикальной координатной плоскости и $z = f(x)$ для горизонтальной координатной плоскости можно представить при аппроксимации, например, полиномами 4 степени:

$$\begin{aligned} y &= a_1x^4 + b_1x^3 + c_1x^2 + d_1x + e_1 \\ z &= a_2x^4 + b_2x^3 + c_2x^2 + d_2x + e_2 \end{aligned} \tag{3.1}$$

где $a_1, b_1, c_1, d_1, e_1, a_2, b_2, c_2, d_2, e_2$, - коэффициенты интерполяционного полинома.

Для определения неизвестных коэффициентов в выражении (3.1) применяется метод наименьших квадратов.

Коэффициенты полинома, описывающего уравнение изогнутой оси газопровода, вычисляются из решения системы n линейных алгебраических уравнений относительно неизвестных коэффициентов, полученных с учетом граничных условий на концах газопровода из уравнений метода наименьших квадратов.

Граничные условия определяют положение начальной и конечной точек участка газопровода. Направления касательных к оси в этих точках, записываются отдельно для каждой из координатных плоскостей XOY и XOZ и имеют следующий вид:

$$\begin{aligned} \text{при } x = x_1 \quad y = y_1; \quad y' = tg \alpha_y; \\ z = z_1; \quad z' = tg \alpha_z; \end{aligned} \quad (3.2)$$

$$\begin{aligned} \text{при } x = x_m \quad y = y_m; \quad y' = tg \beta_y; \\ z = z_m; \quad z' = tg \beta_z, \end{aligned} \quad (3.3)$$

где $\alpha_y, \alpha_z, \beta_y, \beta_z$ - углы, изображенные на рисунке (3.1).

3.1.3 Определение напряжений по уравнению пространственного положения оси газопровода

После получения уравнения изогнутой оси обследуемого участка в плоскостях XOY и XOZ , путем двойного дифференцирования этих уравнений записывают выражения для кривизн k_y и k_z оси участка в этих же плоскостях. Результирующая кривизна в любом сечении рассматриваемого участка находится по правилу суммирования векторов:

$$k = \sqrt{k_y^2 + k_z^2} \quad (3.4)$$

Для определения НДС используются следующие параметры: наружный диаметр D_n , толщина стенки δ , внутреннее давление газа p , нормативные физико-механические характеристики материала труб, а также температурный перепад ΔT , равный разнице между температурой эксплуатации газопровода и его температурой непосредственно после его засыпки или другого способа фиксации положения при монтаже.

Предполагается, что кольцевые напряжения не зависят от состояния участка и степени упруго-пластического деформирования материала труб и определяются по формуле:

$$\sigma_{кц} = p \cdot \frac{D_n - 2 \cdot \delta}{2 \cdot \delta}, \quad (3.5)$$

где p – рабочее давление в трубопроводе, МПа;

D_n – наружный диаметр трубопровода, мм;

δ – толщина стенки трубы трубопровода, мм.

Продольные фибровые напряжения (в крайних точках сечения газопровода в плоскости результирующего изгиба) зависят от результирующей кривизны оси в данном сечении газопровода, внутреннего давления и температуры и определяются с учетом упруго-пластических свойств материала трубы по формулам:

$$(\sigma_f)_{1,2} = E_y \cdot (\pm \varepsilon_f - \varepsilon_T) + \nu_e \sigma_{кц}, \quad (3.6)$$

$$\varepsilon_T = \alpha_T \cdot \Delta T, \quad (3.7)$$

$$\varepsilon_f = \frac{D_n}{2} k. \quad (3.8)$$

где ε_f – фибровая деформация, обусловленная кривизной оси рассматриваемого сечения газопровода в плоскости результирующего изгиба;

ε_T – деформации, вызванные температурным перепадом;

E_y, ν_y – переменные параметры упругости;

$(\sigma_f)_1$ - фибровые напряжения растянутой зоны сечения газопровода со знаком «плюс»;

$(\sigma_f)_2$ - фибровые напряжения сжатой зоны сечения газопровода со знаком «минус»;

ΔT – температурный перепад;

D_H – наружный диаметр газопровода;

$\sigma_{кц}$ - кольцевые напряжения;

k - результирующая кривизна;

α_T – коэффициент линейного расширения.

При учете упруго-пластических свойств материала трубы итерационный процесс осуществляется отдельно для каждого из двух фибровых напряжений. Входящие в формулы для напряжений переменные параметры упругости E_y и ν_y определяются с учетом диаграммы деформирования материала газопровода.

Реальная диаграмма деформирования материала трубы заменяется условной диаграммой (рисунок 3.2), состоящей из следующих трех участков:

– упругой работы (прямая 0-1)

$$\sigma = E\varepsilon \quad \text{при } 0 \leq \varepsilon \leq \varepsilon_{пп}; \quad (3.9)$$

– перехода от предела пропорциональности к пределу текучести (кривая 1-2):

$$\sigma = \sigma_{пп} + E(\varepsilon - \varepsilon_{пп}) + n_1(\varepsilon - \varepsilon_{пп})^{n_2} \quad \text{при } \varepsilon_{пп} \leq \varepsilon \leq \varepsilon_{0.2} \quad (3.10)$$

– линейного упрочнения (прямая 2-3):

$$\sigma = \sigma_{0.2} + E^*(\varepsilon - \varepsilon_{0.2}) \quad \text{при } \varepsilon_{0.2} \leq \varepsilon \leq \varepsilon_u \quad (3.11)$$

В формулах и на рисунке 3.2 приняты следующие обозначения:

- E – модуль упругости;
- ε – деформация при простом растяжении;
- $\varepsilon_{\text{пп}}$ – деформация, соответствующая пределу пропорциональности;
- $\varepsilon_{0.2}$ – деформация, соответствующая условному пределу текучести;
- ε_u – деформация, соответствующая пределу прочности;
- $\sigma_{\text{пп}}$ – предел пропорциональности;
- $\sigma_{0.2}$ – условный предел текучести;
- σ_B – предел прочности;
- E^* – касательный модуль;
- n_1, n_2 – параметры нелинейного упрочнения.

Входящие в формулы касательный модуль E^* и параметры нелинейного упрочнения n_1 и n_2 определяются из выражений:

$$E^* = (\sigma_u - \sigma_{0.2}) / (\varepsilon_u - \varepsilon_{0.2}) \quad (3.12)$$

$$n_1 = -(Em^* - 0,3\sigma_{0.2}) \cdot (m^*)^{-n_2} \quad (3.13)$$

$$n_2 = (1 - (E^*/E)) / (1 - (0,3\sigma_{0.2}/(Em^*))), \quad (3.14)$$

где L^* – величина, определяемая по формуле:

$$m^* = \varepsilon_{0.2} - \varepsilon_{\text{пп}} \quad (3.115)$$

При определении напряжений методом итераций на первой итерации (с номером итерации $j=1$) неизвестные переменные параметры упругости принимаются равными упругим постоянным – модулю упругости и коэффициенту Пуассона:

$$(E)_{j=1} = E, \quad (\mu)_{j=1} = \mu \quad (3.16)$$

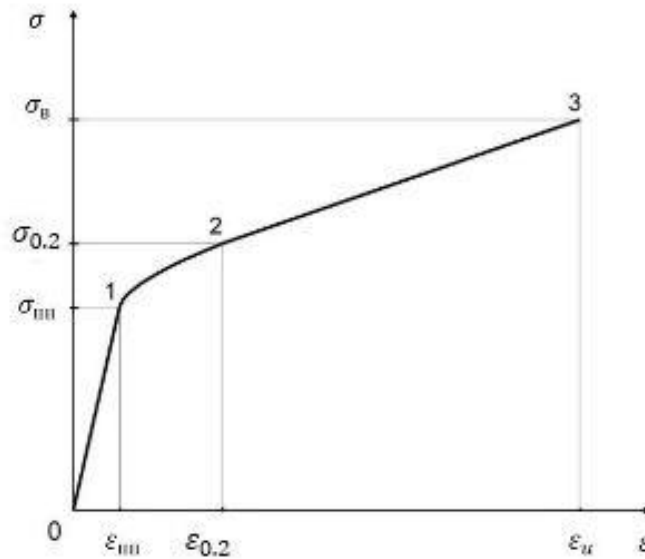


Рисунок 3.2 - Диаграмма деформирования материала трубы

Подставляя эти параметры в формулу для продольных фибровых напряжений (3.6), находим продольное напряжение на первой итерации цикла (условно обозначим его как $(\sigma)_{j=1}$). Далее находим интенсивность напряжений (эквивалентные напряжения) по формуле Мизеса:

$$(\sigma_{equ})_{j=1} = \sqrt{\sigma_{кц}^2 - \sigma_{кц}(\sigma)_{j=1} + (\sigma)_{j=1}^2} \quad (3.17)$$

Разделив полученное значение интенсивности напряжений первой итерации на параметр упругости первой итерации, получаем соответствующее ему значение деформации в первой итерации $(\epsilon)_{j=1}$:

$$(\epsilon)_{j=1} = (\sigma_{equ})_{j=1} / (E)_{j=1} \quad (3.18)$$

По полученному значению деформации, используя диаграмму деформирования материала, находим интенсивность напряжений второй итерации $(\sigma_{equ})_{j=2}$. Затем находим переменные параметры упругости второй итерации в виде:

$$(E)_{j=2} = (\sigma_{equ})_{j=2} / (\varepsilon)_{j=1} \quad (3.19)$$

$$(\mu)_{j=2} = 0,5 - (0,5 - (\mu)_{j=1}) \cdot (E)_{j=2} / (E)_{j=1} \quad (3.20)$$

Далее находим продольное фибровое напряжение на второй итерации и итерационный процесс повторяется до тех пор, пока абсолютная и относительные разности в интенсивности напряжений для двух смежных итераций станут меньше назначенных абсолютной $|\Delta\sigma|_1$ и относительной $|\Delta\sigma|_2$ оценок сходимости итерационного процесса. Эти условия записываются в следующем виде:

$$(\Delta\sigma)_{1j} = |(\sigma_{equ})_j - (\sigma_{equ})_{j-1}| \leq |\Delta\sigma|_1 \quad (3.21)$$

$$(\Delta\sigma)_{2j} = |(\sigma_{equ})_j - (\sigma_{equ})_{j-1}| / (\sigma_{equ})_j \leq |\Delta\sigma|_2 \quad (3.22)$$

После получения значений напряжений во всех сечениях (узлах) участка производится их анализ и формирование рекомендаций.

3.1.4 Оценка точности вычисления напряжений в зависимости от шага измерений

Для определения влияния шага измерений по длине газопровода на точность определения напряжений были проведены параметрические исследования на тестовой задаче, в которой была рассмотрена двухопорная балка трубчатого сечения. Балка имитирует участок газопровода и нагружена по всей длине равномерно распределенной нагрузкой q . Наружный диаметр трубы равен 530 мм, толщина стенки составляет 8 мм, а пролет балки равен 53 м. Материал трубы - сталь 17Г1С с модулем упругости $E=206000$ МПа. На балку действует распределенная нагрузка интенсивностью $q=123$ кг/м, значение которой соответствует аналитическому решению, представленному в работах [26, 63], для балки шарнирно опертой по концам и несущей равномерно распределенную

нагрузку. При этой нагрузке балка имеет максимальный прогиб в центральной части, равный 1.347м и при этом максимальные напряжения в этом сечении не превышают предела пропорциональности для стали 17Г1С, который равен 252 МПа. Для тестирования программы зададимся значениями координат деформированной оси газопровода. Уравнение изогнутой упругой линии для балки с шарнирным опиранием на краях имеет следующий вид:

$$Y(x) = -\frac{qL^3x}{24EJ} \left(1 - 2 \left(\frac{x}{L} \right)^2 + \left(\frac{x}{L} \right)^3 \right) \quad (3.23)$$

где q - распределенная нагрузка;

L - длина пролета;

x - текущая координата по длине балки;

E - модуль упругости;

J - момент инерции площади поперечного сечения балки.

Момент инерции сечения определяется по следующей формуле:

$$J = J_x = J_y = \frac{\pi(D_H^4 - (D_H - 2\delta)^4)}{64} \quad (3.24)$$

где D_H – наружный диаметр трубы;

δ – толщина стенки трубы.

Уравнение изгибающих моментов имеет следующий вид:

$$M(x) = \frac{qL}{2}x - \frac{qx^2}{2} \quad (3.25)$$

Напряжения изгиба в любом сечении балки определяются по следующему выражению:

$$\sigma(x) = \frac{M(x)}{W}, \quad (3.26)$$

где: W - момент сопротивления поперечного сечения при изгибе, определяемый по формуле:

$$W = \frac{J}{0,5D_H} \quad (3.27)$$

Для оценки влияния шага измерений на точность определения напряжений проведем следующие параметрические исследования. Разобьем длину пролета газопровода на расчетные точки, расположенные друг от друга на одинаковых расстояниях. Далее по формуле (3.23) определим прогибы оси газопровода в указанных точках и затем полученные значения прогибов введем в качестве исходных данных для расчета напряжений. После проведения расчета его результаты сравниваются с результатами аналитического решения по формуле (3.26) и вычисляется относительная погрешность (отношение разности расчетных и аналитических значений напряжений к максимальному напряжению).

По результатам проведенных параметрических исследований, при варьировании шага измерений в диапазоне от 0,5 до 25 диаметров трубы, была получена зависимость для оценки точности вычислений от шага измерений, приведенная на рисунке 3.3.

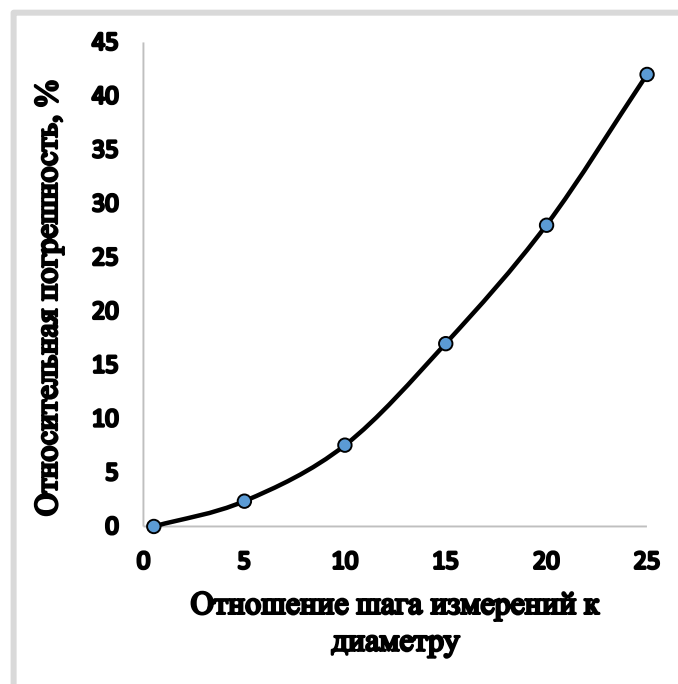


Рисунок 3.3 - Зависимость относительной погрешности от шага измерений

Как видно из графика, для определения напряжений с удовлетворительной точностью (~5%) необходимо измерения положения оси газопровода проводить с шагом, не превышающим 8 диаметров трубы, причем не следует забывать о том, что на точность определения напряжений в гораздо большей степени влияет точность измерения оси газопровода по координатным плоскостям.

3.1.5 Тестовая задача о деформировании балки шарнирно опертой по концам и несущей равномерно распределенную нагрузку

Для проверки работоспособности методики расчета напряженно-деформированного состояния участка газопровода по его фактическому положению, алгоритм которой был реализован в автоматизированной расчетной системе, была решена тестовая задача.

В тестовой задаче были рассмотрены прогибы и изгибные напряжения в двухопорной балке трубчатого сечения. Балка имитирует участок газопровода, нагруженный по всей длине равномерно распределенной нагрузкой q , равной 200 кг/м, (рисунок 3.4).

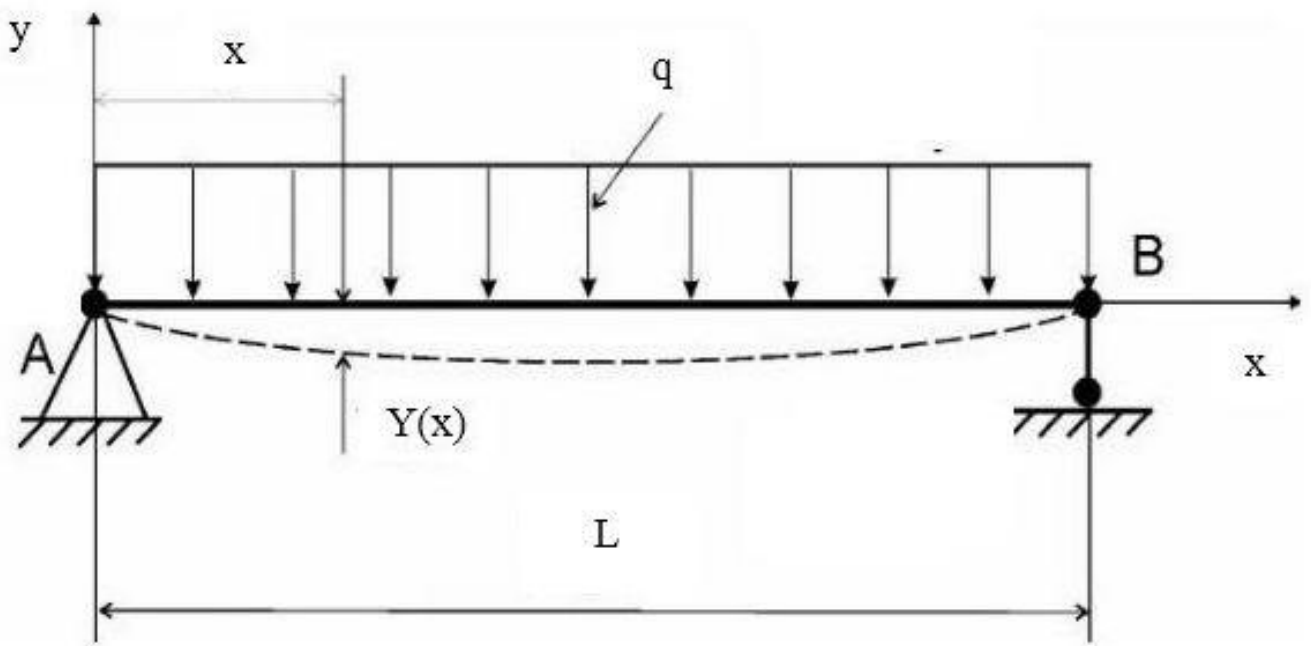


Рисунок 3.4 – Схема нагружения балки трубчатого сечения.

Пролет балки 30 м, наружный диаметр сечения 530 мм и толщина стенки 8 мм. Материал трубы - сталь 17Г1С с модулем упругости $E = 206000$ МПа.

Для решения тестовой задачи разобьем длину пролета газопровода на расчетные точки, расположенные друг от друга на расстоянии 1 м и определим прогибы оси газопровода в указанных точках по формуле (3.23) и далее полученные значения прогибов введем в качестве исходных данных в программу расчета. По результатам решения тестовой задачи проведено сравнение полученных напряжений с результатами аналитического решения, представленного в [63]. На рисунке 3.5 изображены эпюры фибровых напряжений в растянутой и сжатой зонах и здесь же показаны точки, полученные аналитическим решением. Результаты сравнения сведены в таблицу 3.1, где показаны относительные погрешности (отношение разности напряжений к максимальному напряжению).



Рисунок 3.5 - Сравнение результатов расчета с аналитическим решением

Как видно из таблицы 3.1 результаты расчетов достаточно хорошо согласуются с результатами точного решения. Максимальная погрешность

расчетов равная 0.87% имеет место в точках 1 и 31 (точки опирания), а в зоне максимальных деформаций погрешность не превышает 0.22%.

Таблица 3.1 - Сравнение напряжений при нагрузке $q = 200$ кг/м

№ точки	Напряжения растяжения, МПа		δ_σ , %	Напряжения сжатия, МПа		δ_σ , %
	Расчет	Аналитическое решение		Расчет	Аналитическое решение	
1	1.14	0.00	0.87	-1.14	0.00	0.87
2	15.90	16.88	0.74	-15.90	-16.88	0.74
3	31.78	32.59	0.62	-31.78	-32.59	0.62
4	46.4836	47.14	0.51	-46.48	-47.14	0.51
5	60.01	60.53	0.40	-60.01	-60.53	0.40
6	72.36	72.75	0.30	-72.36	-72.75	0.30
7	83.54	83.81	0.21	-83.54	-83.81	0.21
8	93.55	93.71	0.12	-93.55	-93.71	0.12
9	102.38	102.44	0.05	-102.38	-102.44	0.05
10	110.03	110.01	0.02	-110.03	-110.0130	0.02
11	116.51	116.41	0.08	-116.51	-116.41	0.08
12	121.82	121.65	0.13	-121.82	-121.6550	0.13
13	125.94	125.72	0.17	-125.94	-125.72	0.17
14	128.89	128.64	0.19	-128.89	-128.64	0.19
15	130.66	130.38	0.21	-130.66	-130.38	0.21
16	131.25	130.96	0.22	-131.25	-130.9680	0.22
17	130.66	130.38	0.21	-130.66	-130.38	0.21
18	128.89	128.64	0.19	-128.89	-128.64	0.19
19	125.94	125.72	0.17	-125.9480	-125.72	0.17
20	121.82	121.65	0.13	-121.82	-121.6550	0.13
21	116.51	116.41	0.08	-116.51	-116.41	0.08
22	110.03	110.01	0.02	-110.03	-110.01	0.02
23	102.38	102.44	0.05	-102.38	-102.44	0.05
24	93.55	93.71	0.12	-93.55	-93.7148	0.12
25	83.54	83.81	0.21	-83.54	-83.81	0.21
26	72.36	72.75	0.30	-72.36	-72.75	0.30
27	60.01	60.53	0.40	-60.01	-60.53	0.40
28	46.48	47.14	0.51	-46.48	-47.1484	0.51
29	31.78	32.59	0.62	-31.78	-32.59	0.62
30	15.90	16.88	0.74	-15.90	-16.88	0.74
31	1.14	0.00	0.87	-1.14	0.00	0.87

Для выяснения влияния вида аппроксимирующего полинома на точность получаемых напряжений данная тестовая задача была решена при аппроксимации изогнутой оси полиномами 7-ой и 10-ой степени. Повышение степени аппроксимирующего полинома практически не повлияло на точность получаемых

результатов. В центральной наиболее деформированной части балки относительная погрешность (сравнение идет между решениями при $n=4$ и решениями при $n=7$ и $n=10$) равна 0,5%, а максимальная погрешность (1,3% и 5,04%) имеет место в точках опирания, что, по-видимому, является следствием не совсем корректного определения касательной к аппроксимирующим функциям в этих точках.

Исходя из анализа полученных результатов, можно сделать вывод, что увеличение степени аппроксимирующей функции при корректном задании координат деформированной оси газопровода не увеличивает точность получаемых напряжений. Однако, как показали тестовые исследования увеличение степени полинома вызывает скачки в величинах напряжений, что не всегда соответствует реальным напряжениям, имеющим место в конструкции. Поэтому при проведении практических расчетов не рекомендуется задавать степень полинома больше чем 4 или 5.

3.1.6 Оценка уровня напряжений и система принятия решений

Оценка уровня фибровых напряжений выполняется для проверки деформативности газопровода, которая состоит в том, что для любого его поперечного сечения должны выполняться условия предотвращения чрезмерных пластических деформаций. Для выполнения условий деформативности фибровые напряжения не должны превосходить следующих значений:

Для характеристики уровня напряженного состояния обследуемого участка газопровода используются коэффициенты нагруженности. Коэффициент нагруженности для растягивающих фибровых напряжений определяется по формуле:

$$K_p = (\sigma_f)_1 / |\sigma|, \quad (3.28)$$

где $|\sigma|$ – допускаемое напряжение;

$(\sigma_f)_1$ - фибровые напряжения растянутой зоны сечения газопровода.

Для сжимающих фибровых напряжений коэффициент нагруженности определяется по формуле:

$$K_c = \sigma_{\text{экв}}/|\sigma| \quad (3.29)$$

где $\sigma_{\text{экв}}$ – эквивалентные напряжения.

Эквивалентные напряжения определяются по формуле:

$$\sigma_{\text{экв}} = \sqrt{(\sigma_f)_2^2 + \sigma_{\text{кц}}^2 - (\sigma_f)_2 \cdot \sigma_{\text{кц}},} \quad (3.30)$$

где $(\sigma_f)_2$ - фибровые напряжения сжатой зоны сечения газопровода;

$\sigma_{\text{кц}}$ – кольцевые напряжения.

Допускаемое напряжение $|\sigma|$ для растягивающих продольных фибровых напряжений определяется по формуле:

$$|\sigma| = |\sigma_\phi^+| = R_2 \quad (3.31)$$

Допускаемое напряжение $|\sigma|$ для сжимающих продольных фибровых напряжений определяется по формуле:

$$|\sigma| = |\sigma_\phi^-| = \psi_3 R_2, \quad (3.32)$$

где R_2 – расчетное сопротивление;

ψ_3 – коэффициент.

Расчетное сопротивление R_2 и коэффициент ψ_3 определяются в соответствии с формулами правил [111].

Состояние каждого сечения определяет коэффициент нагруженности K^* , вычисляемый по формуле:

$$K^* = \max(K_p, K_c) \quad (3.33)$$

В зависимости от коэффициента нагруженности K^* напряженное состояние сечения газопровода классифицируются на три уровня. Первый уровень означает нормальное состояние сечения по условию деформативности. Для других двух уровней уже необходимо предпринять действий, рекомендуемые в таблице 3.2.

Таблица 3.2 - Рекомендации по организационно техническим мероприятиям

№ уровня	Коэффициент нагруженности K^*	Рекомендуемые решения
1	$K^* \leq 1$	Не требуется никаких действий
2	$1 < K^* \leq 1,2$	Периодический контроль уровня напряжений
3	$K^* > 1,2$	Снизить рабочее давление газа или вывести участок газопровода из эксплуатации с последующим проведением ремонтно-восстановительных работ.

3.1.7 Применение расчетно-экспериментальной методики определения напряженно-деформированного состояния газопровода

Расчетно-экспериментальный метод был использован для оценки напряжений в газопроводах Курсавка–Южный и Курсавка–Усть-Джегута, расположенных на оползневом склоне [39]. Внешний вид нитки газопровода Курсавка-Усть-Джегута показан на рисунке 3.6.

Для получения исходной информации для расчета напряженного состояния была выполнена геодезическая съемка обследуемых участков газопроводов. Оба газопровода построены из труб стали 17Г1С диаметром 530 мм. Толщина стенки трубы составляла 8,0 мм. Газопроводы спроектированы на давление 5,5 МПа. Фактическое давление при эксплуатации составляло 1,6 МПа.



Рисунок 3.6 - Внешний вид нитки газопровода Курсавка-Усть-Джегута

Распределение напряжений вдоль оси газопровода Курсавка-Южный для фактического давления показано на рисунке 3.7, а для нормативного давления на рисунке 3.8. В результате воздействия оползня на обследованных газопроводах наблюдается общий высокий уровень напряжений. Так, например, уровень фибровых напряжений свыше 80% от допускаемых наблюдается при давлении 1,6 МПа в 24-х сечениях для газопровода Курсавка-Южный и в 5-ти сечениях для газопровода Курсавка-Усть-Джегута. При давлении 5,5 МПа в 31-м сечении для газопровода Курсавка-Южный и в 14-ти сечениях для газопровода Курсавка-Усть-Джегута. Следовательно, на длине около 30% газопровод Курсавка-Южный находится при весьма высоком уровне продольных напряжений. В некоторых сечениях напряжения при давлении 5,5 МПа превышают допускаемые напряжения. Максимальные значения напряжений для газопровода Курсавка-Южный составляют 111,5%, а для газопровода Курсавка-Усть-Джегута 110,9% от допускаемых нормами. Сечения газопровода, в которых продольные фибровые напряжения для фактического давления 1,6 МПа и для нормативного давления 5,5 МПа ниже допускаемых напряжений удовлетворяют требованиям норм проектирования по условию деформативности.

В итоге на основании проведенных исследований ООО «Газпром трансгаз Ставрополь» произвел переукладку рассмотренных газопроводов.

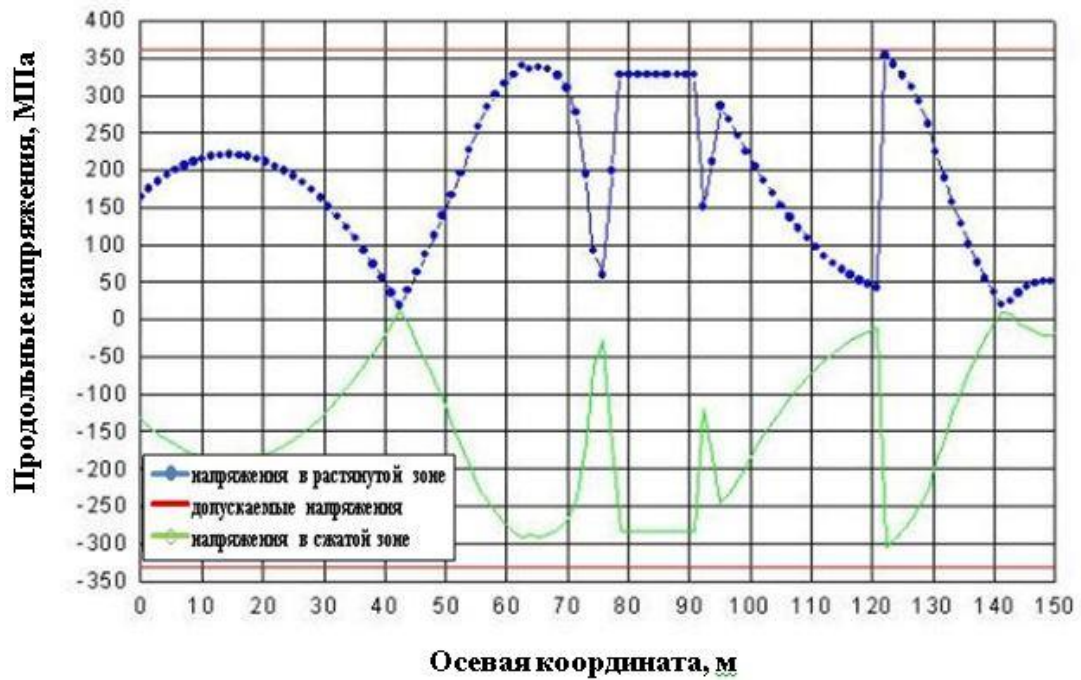


Рисунок 3.7 - Продольные фибровые напряжения и их предельные уровни в растянутой и сжатой зонах сечений газопровода Курсавка-Южный при фактическом давлении 1.6 МПа .

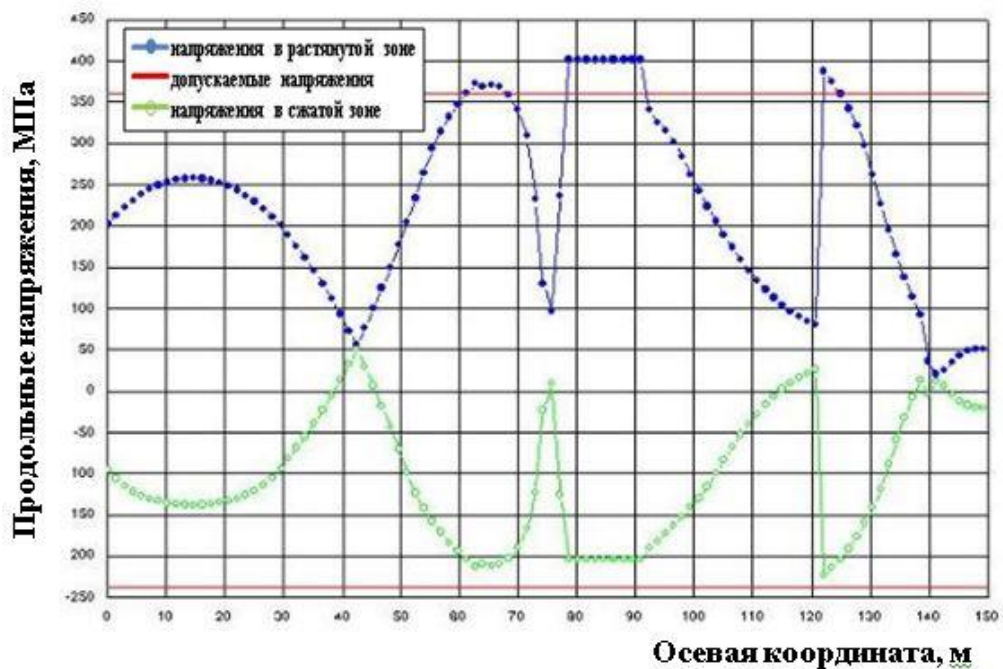


Рисунок 3.8 - Продольные фибровые напряжения и их предельные уровни в растянутой и сжатой зонах сечений газопровода Курсавка-Южный при нормативном давлении 5.5 МПа

В результате обследования магистрального газопровода Макад-Северный Кавказ в результате инструментальных измерений было обнаружено отклонение

оси газопровода от проектного положения, вызванное климатическими воздействиями и сезонными перемещениями песков. Газопровод Макад-Северный Кавказ построен из трубы X70 производства ФРГ с наружным диаметром 1420 мм и толщиной стенки 16,8 мм. Материал трубы имеет следующие механические характеристики: модуль упругости E равен 2060001 МПа, коэффициент Пуассона ν равен 0,3, предел прочности σ_B равен 565 МПа, предел текучести σ_T равен 482 МПа. Проектное давление газопровода p равно 7,5 МПа.

На рисунках 3.9-3.10 показано распределение продольных фибровых и эквивалентных напряжений по длине расчетного участка газопровода. Максимальные напряжения имеют место в центральной (наиболее изогнутой) части расчетного участка (в растянутой зоне σ_f равны 261 МПа, $\sigma_{\text{ЭКВ}}$ равны 277,6 МПа, в сжатой зоне σ_f равны минус 83,1 МПа, $\sigma_{\text{ЭКВ}}$ равны 340,9). Как видно из эпюр, эквивалентные напряжения превышают предел пропорциональности в центральной части расчетного участка. т.е. в этой зоне имеют место пластические деформации газопровода. В соответствии с рекомендациями, представленными в таблице 3.2, для обеспечения безопасности необходимо проводить мероприятия по отслеживанию динамики изменения НДС.

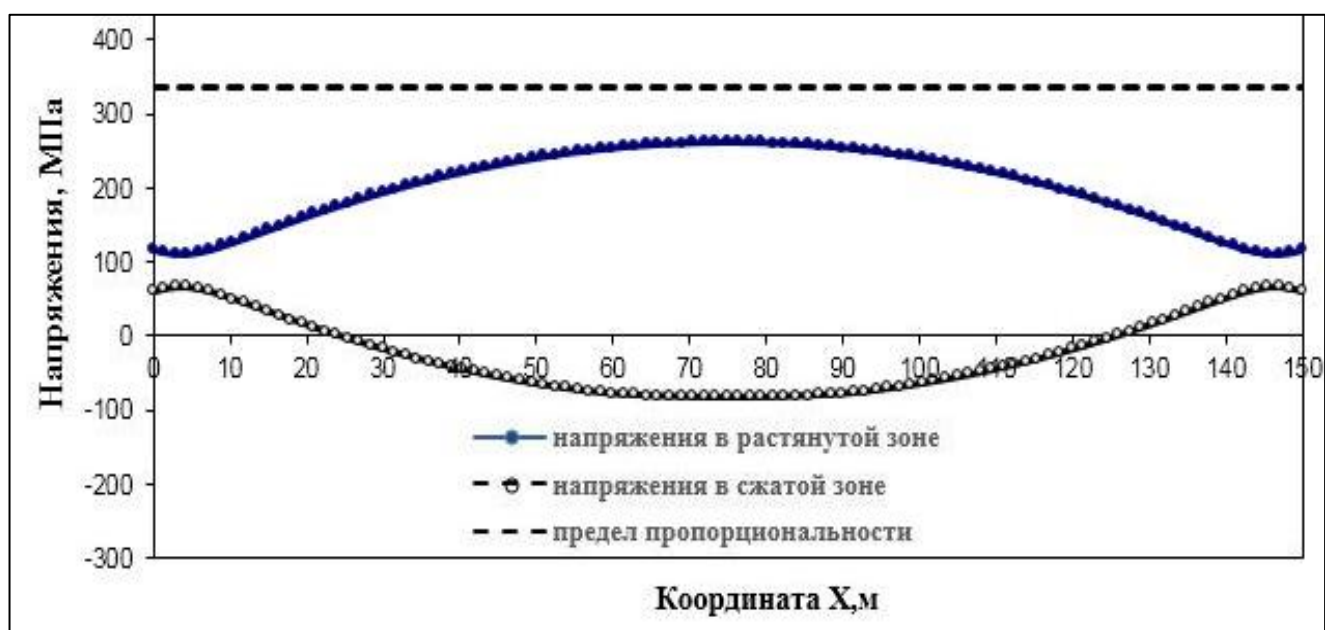


Рисунок 3.9 - Распределение продольных фибровых напряжений

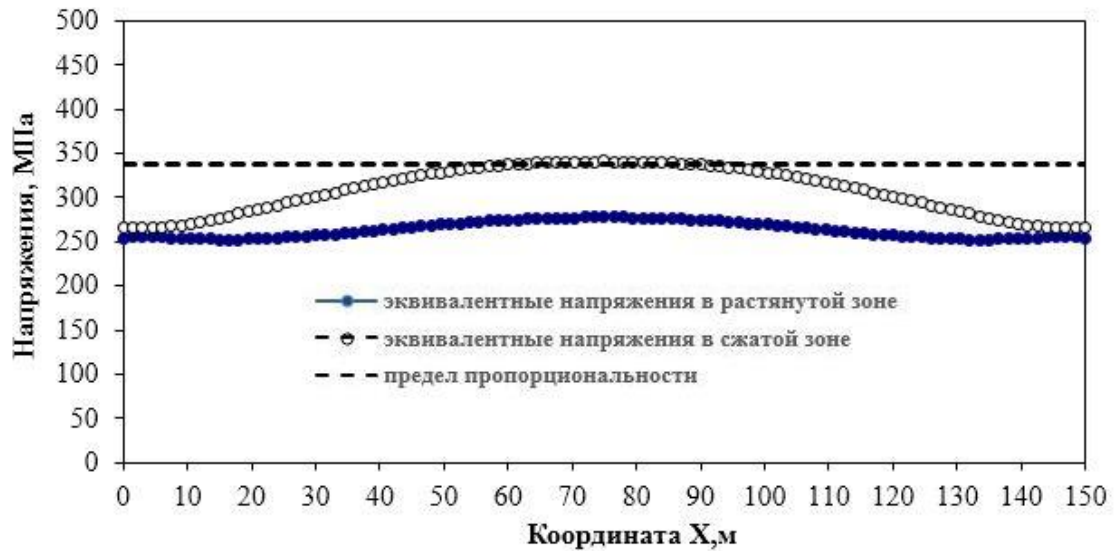


Рисунок 3.10 - Распределение эквивалентных продольных фибровых напряжений

Рассмотренная расчетно-экспериментальная методика также нашла широкое применение при экспертизе промышленной безопасности, связанной с продлением срока службы газопровода, в частности, в ООО Газпром трансгаз Ухта», ООО «Газпром трансгаз Казань», ООО «Газпром трансгаз Москва», ООО «Газпром трансгаз Югорск». Использование расчетно-экспериментальной методики показано на примере газопровода-отвода к ГРС города Сосногорск.

Параметры газопровода и механические характеристики материала трубы приведены в таблице 3.3.

Таблица 3.3 - Параметры газопровода, механические характеристики материала трубы и другие данные необходимые для расчёта напряженно-деформированного состояния

Параметр	Значение
Протяженность, м	120
Наружный диаметр, мм	377
Толщина стенки, мм	9
Рабочее давление, МПа	4,5
Модуль упругости, МПа	206000
Коэффициент Пуассона	0,3
Предел прочности, МПа	510
Предел текучести, МПа	350

Для определения фибровых напряжений положение оси газопровода-отвода аппроксимировалось полиномами четвертой степени. Результаты аппроксимации положения оси газопровода-отвода представлены на рисунках 3.11-3.12.

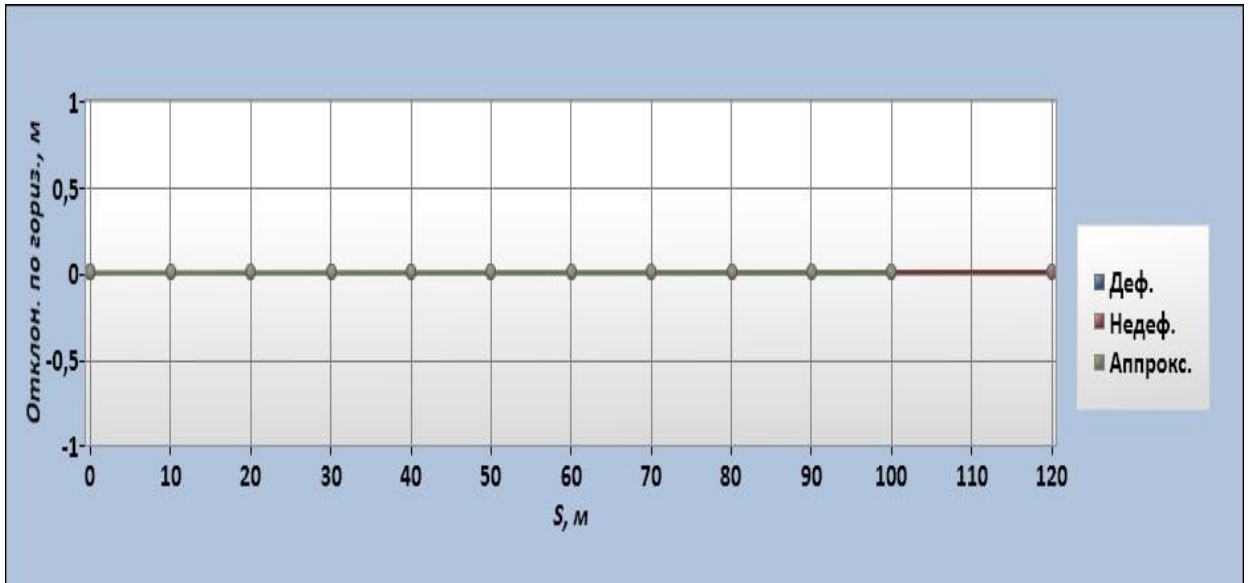


Рисунок 3.11 – Аппроксимация положения оси газопровода в горизонтальной плоскости



Рисунок 3.12 – Аппроксимация положения оси газопровода в вертикальной плоскости

По результирующей кривизне газопровода были определены фибровые напряжения, представленные на рисунке 3.13.



Рисунок 3.13 – Распределение фибровых напряжений

Максимальные значения фибровых напряжений приведены в таблице 3.4.

Таблица 3.4 – Результаты расчета общего напряженно-деформированного состояния

№	Параметр	Значение
1	Максимальное фибровое напряжение в растянутой зоне, МПа	85,17
2	Максимальное фибровое напряжение в сжатой зоне, МПа	-31,32
3	Максимальное эквивалентное напряжение в растянутой зоне, МПа	87,55
4	Максимальное эквивалентное напряжение в сжатой зоне, МПа	108,85

Для рассматриваемого участка газопровода-отвода максимальная величина коэффициента нагруженности K^* составила 0,311. Следовательно, на этом участке допускается эксплуатация газопровода при проектном давлении.

3.2 Методика оценки прочности труб с расслоениями

Проблема оценки степени опасности расслоений возникла при пуске в эксплуатацию конденсатопровода ЗАО «АЧИМГАЗ» Ачимовских отложений Уренгойского месторождения. Обеспечение эксплуатационной надежности конденсатопровода потребовалось после проведения ВТД, в результате которого были обнаружены дефекты заводского происхождения типа расслоений. Для решения этой задачи была разработана методика расчета прочности труб газопровода с расслоениями [75], в которой расслоение моделировалось эквивалентной трещиной, представляемой полуэллиптическим разрезом. Для оценки точности методики было проведено тестирование, которое показало, что результаты расчета по методике имеют хорошую сходимость с результатами расчетов, выполненных методом конечных элементов фирмой «Винтерсхалл».

3.2.1 Алгоритм расчета прочности труб с расслоениями

В методике для классификации расслоений на допустимые и недопустимые использовался алгоритм, приведенный на рисунке 3.14.

Алгоритм включает следующие основные действия:

- сбор исходных данных о конденсатопроводе и дефектах (геометрические характеристики трубы, физико-механические характеристики материала трубы, условия нагружения конденсатопровода, размеры дефектов и их расположение, а также расстояния между соседними дефектами);
- расчет номинальных напряжений;
- схематизация расслоений эквивалентной трещиной;
- составление математической модели определения коэффициента интенсивности напряжений;
- формирование критерия разрушения для эквивалентной трещины;
- определение разрушающего напряжения;
- определение коэффициента запаса;

- оценка допустимых напряжений;
- классификация дефектов на допустимые, критические и предельные.



Рисунок 3.14 – Алгоритм определения допустимых и критических дефектов

Для расчета прочности газопровода с расслоениями использовались следующие исходные данные: геометрические параметры труб; механические характеристики трубной стали; расчетные напряжения, соответствующие условиям нагружения и режиму эксплуатации газопровода; данные о расположении, конфигурации и размерах трещин.

Перечень необходимых для расчета механических характеристик трубной стали включает предел прочности σ_b и нормативное значение вязкости разрушения K_{1C} . Для определения механических характеристик трубной стали следует использовать экспериментальные методы, представленные в [59–61].

3.2.2 Схематизация расслоений и определение номинальных напряжений

После задания исходных данных о конденсатороходе и дефектах выполнялась схематизация расслоений. Расслоения схематизируются эквивалентными трещинами. Внутренние расслоения, а также поверхностные внутренние и наружные расслоения схематизируются эквивалентными эллиптическими трещинами с размерами полуосей, определяемыми из формул:

$$a = L_{1(2)}/2, \quad b = d/2, \quad (3.34)$$

где a, b – размеры полуосей продольной (поперечной) эллиптической трещины, мм;

L – длина проекции дефекта на продольное (поперечное) сечение трубы, мм;

d – глубина дефекта – высота проекции дефекта на продольное (поперечное) сечение трубы, мм.

Далее следуя схеме, представленной на рисунке 3.14, следует выполнить расчет номинальных напряжений. Для продольных поверхностных наружных и внутренних эквивалентных трещин в качестве номинального напряжения от действия внутреннего давления рассматриваются максимальные растягивающие кольцевые напряжения $\sigma_{кц}$, вычисляемые в соответствии с правилами [110] по формуле:

$$\sigma_{кц} = \frac{p(\eta D_n - 0,6\delta)}{2\delta}, \quad (3.35)$$

где p – рабочее давление, МПа;

η – коэффициент несущей способности труб;

D_n – наружный диаметр конденсаторохода, мм;

δ – толщина стенки трубы, мм.

Для продольных поверхностных внутренних эквивалентных трещин максимальные растягивающие кольцевые напряжения вычисляются по формуле:

$$\sigma_{кц} = \frac{p(\eta D_n - 0,6\delta)}{2\delta} + p, \quad (3.36)$$

где p – рабочее давление, МПа;

η – коэффициент несущей способности труб;

D_n – наружный диаметр конденсатопровода, мм;

δ – толщина стенки трубы, мм.

Для поперечных поверхностных наружных и внутренних эквивалентных трещин в качестве номинальных напряжений рассматриваются максимальные растягивающие продольные напряжения $\sigma_{пр}$, вычисляемые с учетом осевых и изгибающих нагрузок.

При проектном положении конденсатопровода для прямолинейных и упругоизогнутых участков в отсутствие продольных и поперечных перемещений грунта максимальные суммарные продольные напряжения $\sigma_{пр}$ вычисляются от нормативных нагрузок и воздействий (внутреннего давления, температурного перепада и упругого изгиба).

Для поперечных поверхностных внутренних дефектов максимальные растягивающие продольные напряжения $\sigma_{пр}$ от нормативных нагрузок и воздействий при проектном положении газопровода вычисляются по формуле:

$$\sigma_{пр} = \sigma_{пр}^{ос} + \sigma_{пр}^M + p, \quad (3.37)$$

где $\sigma_{пр}^{ос}$ – напряжения от осевых нагрузок, равные кольцевым напряжениям, умноженным на коэффициент Пуассона, МПа;

$\sigma_{пр}^M$ – напряжения от изгибающих нагрузок, МПа;

p – рабочее давление, МПа.

3.2.3 Оценка прочности труб с расслоениями по двухпараметрическому критерию

Для оценки прочности труб газопровода с расслоениями принят двухпараметрический критерий [164], учитывающий взаимодействие двух механизмов разрушения. Вязкого разрыва перемычки между трещиной и внутренней поверхностью газопровода и разрыва стенки при продвижения хрупкой трещины. Результаты, представленные в работах зарубежных авторов [169, 185], показывают, что разрушение по вязкому механизму можно описать, оставаясь в рамках модели идеального упругопластического тела без упрочнения, в которой условный предел текучести равен пределу прочности.

В аналитическом виде критерий разрушения в рамках модели идеального упругопластического тела может быть представлен следующим выражением:

$$(K_I/K_{IC})^4 + (\sigma_{\text{нетто}}/\sigma_B)^2 = 1, \quad (3.38)$$

где K_I – максимальное расчетное значение коэффициента интенсивности напряжений на фронте трещины, МПа· м^{1/2};

σ_B – предел прочности, МПа;

K_{IC} – нормативное значение вязкости разрушения, МПа· м^{1/2};

$\sigma_{\text{нетто}}$ – напряжения в нетто-сечении стенки трубы с трещиной, МПа.

Для продольных трещин с механизмом нормального отрыва формула для расчета максимальных значений K_I взята из работ [178, 182]. Формула имеет следующий вид:

$$K_I = \sigma_{\text{кц}} \cdot (\pi b \cdot 10^{-3})^{0,5} \cdot \Phi^{-1} \cdot F, \quad (3.39)$$

где b – длина малой полуоси эквивалентной трещины, мм;

$\sigma_{\text{кц}}$ – максимальные кольцевые напряжения, МПа;

F – поправочная функция на форму трещины;

Φ – полный эллиптический интеграл второго рода.

Примечание - Расчет параметров НДС и K_1 может быть осуществлен аналитическими методами строительной механики [39] или конечных элементов [135, 168, 176].

Полный эллиптический интеграл второго рода вычисляется по формуле:

$$\Phi = (1,0 + 1,464(b/a)^{1,65})^{0,5}, \quad (3.40)$$

где b – длина малой полуоси эквивалентной трещины, мм;

a – полудлина эквивалентной трещины, мм.

Для эквивалентной трещины, представленной полуэллиптическим разрезом с нулевым раскрытием, функция формы может быть определена по формуле:

$$F = M_1 + M_2 \cdot \left(\frac{b}{\delta}\right)^2 + M_3 \cdot \left(\frac{b}{\delta}\right)^4, \quad (3.41)$$

где δ – толщина стенки трубы, мм;

b – длина малой полуоси эквивалентной трещины, мм;

$M_i (i=1,2,3)$ – аппроксимирующие функции, которые при $b \leq a$ вычисляются по формулам:

$$M_1 = 1,13 - 0,09 \cdot \frac{b}{a}, \quad (3.42)$$

$$M_2 = \frac{0,89}{0,2 + \frac{b}{a}} - 0,54, \quad (3.43)$$

$$M_3 = 0,5 - \frac{1}{0,65 + \frac{b}{a}} + 14 \left(1 - \frac{b}{a}\right)^{24}, \quad (3.44)$$

где a – полудлина эквивалентной трещины, мм;

b – длина малой полуоси эквивалентной трещины, мм.

Величина напряжений, действующих в нетто-сечении стенки трубы, в соответствии с работой [180] вычисляется по методу сравнения площадей по формуле:

$$\sigma_{\text{нетто}} = \sigma_{\text{кц}} \cdot \frac{1 - (A/A_0)/f_{sh}}{1 - A/A_0}, \quad (3.45)$$

где $\sigma_{\text{кц}}$ – кольцевые напряжения, МПа;

f_{sh} – коэффициент, учитывающий геометрические параметры эквивалентной трещины и трубы;

A – площадь эквивалентной трещины в плоскости осевого сечения, мм²;

A_0 – первоначальная площадь осевого сечения стенки трубы в области эквивалентной трещины, вычисляемая по формуле:

$$A_0 = 2a\delta. \quad (3.46)$$

где a – полудлина эквивалентной трещины, мм;

δ – толщина стенки трубы, мм.

Площадь эквивалентной полуэллиптической трещины определяется по формуле:

$$A = \frac{3,14}{4} \cdot (2a \cdot b), \quad (3.47)$$

где a, b – длины полуосей полуэллиптической трещины, мм.

Коэффициент, учитывающий геометрические параметры эквивалентной трещины и трубы, вычисляется по формуле:

$$f_{sh} = 4,75 - \frac{3,75}{\sqrt{1 + 1,3 \frac{a^2}{D_{\text{ср}} \cdot \delta}}}, \quad (3.48)$$

где a – полудлина эквивалентной трещины, мм;

δ – толщина стенки трубы, мм;

$D_{\text{ср}}$ – диаметр срединной поверхности трубы, вычисляемый по формуле:

$$D_{\text{ср}} = D_{\text{н}} - \delta, \quad (3.49)$$

где D_n – наружный диаметр трубы, мм;

δ – толщина стенки трубы, мм.

Аналогичный алгоритм определения коэффициентов интенсивности напряжений используется и для поперечных трещин.

Критическое напряжение для трубы с трещиной определяется из уравнения (3.38) по формуле:

$$\sigma_{кр} = \frac{K_{IC}^2 \cdot \Phi^2}{3,14 \cdot b \cdot 10^{-3} \cdot F^2} \sqrt{\sqrt{\frac{k_p^4}{4\sigma_B^4} + \frac{(3,14 \cdot b \cdot 10^{-3})^2 \cdot F^4}{K_{IC}^4 \cdot \Phi^4}} - \frac{k_p^2}{2\sigma_B^2}}, \quad (3.50)$$

где K_{IC} – нормативное или фактическое значение вязкости разрушения, МПа·м^{1/2};

b – максимальная глубина эквивалентной трещины, мм;

F – поправочная функция;

Φ – полный эллиптический интеграл второго рода;

k_p – коэффициент;

σ_B – предел прочности, МПа.

При определении допустимых, критических и предельных расслоений необходимо рассматривать распространение эквивалентной трещины в продольном и в поперечном направлениях.

Если продольный размер эквивалентной трещины превышает размер эквивалентной трещины в поперечном направлении и значение максимальных кольцевых напряжений больше или равно значению максимальных продольных напряжений, то для оценки прочности рассматриваются продольные эквивалентные трещины.

Классификация расслоений на допустимые, критические и предельные проводится на основе сопоставления значений допускаемых напряжений с

номинальными напряжениями. Максимальное номинальное напряжение выбирается из следующего выражения:

$$\sigma = \max(\sigma_{\text{кц}}, \sigma_{\text{пр}}), \quad (3.51)$$

где $\sigma_{\text{кц}}, \sigma_{\text{пр}}$ – кольцевые и продольные напряжения.

Для определения допускаемых напряжений используется коэффициент запаса, определяемый по формуле:

$$k = \frac{\gamma_f \cdot \gamma_n \cdot \gamma_m}{\gamma_c}, \quad (3.52)$$

где γ_f – коэффициент надёжности по нагрузке;

γ_n – коэффициент надёжности по назначению газопровода;

γ_m – коэффициент надёжности по материалу;

γ_c – коэффициент условий работы газопровода;

Значения коэффициентов $\gamma_f, \gamma_c, \gamma_n$ принимаются в соответствии с «Инструкцией по проектированию, строительству и реконструкции промышленных нефтегазопроводов». Значение коэффициента γ_m принимается в соответствии с правилами [110].

Допускаемые напряжения вычисляются по формуле:

$$[\sigma] = \sigma_p / k, \quad (3.53)$$

где k – нормативный коэффициент запаса прочности;

σ_p – минимальное разрушающее напряжение, выбираемое из значений разрушающих напряжений, полученных для продольной и поперечной эквивалентной трещины, в соответствии с выражением:

$$\sigma_p = \min\{\sigma_p^n, \sigma_p^k\}, \quad (3.54)$$

где σ_p^n, σ_p^k – разрушающие напряжения для продольной и поперечной эквивалентной трещины, МПа.

Дефект является допустимым, если допустимое напряжение превышает эксплуатационное напряжение, т.е. выполняется следующее условие $[\sigma] \geq \sigma$. Дефект следует считать критическим, если $\sigma_p < [\sigma] < \sigma$, и дефект является предельным, если выполняется условие $[\sigma] = \sigma_p$.

Для классификации расслоений на допустимые, критические и предельные с учетом сроков эксплуатации конденсатопровода необходимо скорректировать глубину дефекта. Поправка для глубины дефекта определяется по формуле:

$$\Delta d = V \cdot t_3, \quad (3.55)$$

где V – скорость роста расслоений в год, мм/год;

t_3 – время эксплуатации конденсатопровода после проведения ВТД, лет.

В дальнейших расчетах прочности труб с расслоениями значение скорости роста расслоений принята, равной 0,5 мм в год.

На рисунке 3.15 показано, что значения фактического давления разрушения (данные аварий и эксперимента) превышают значения, соответствующие графику расчетного давления разрушения.

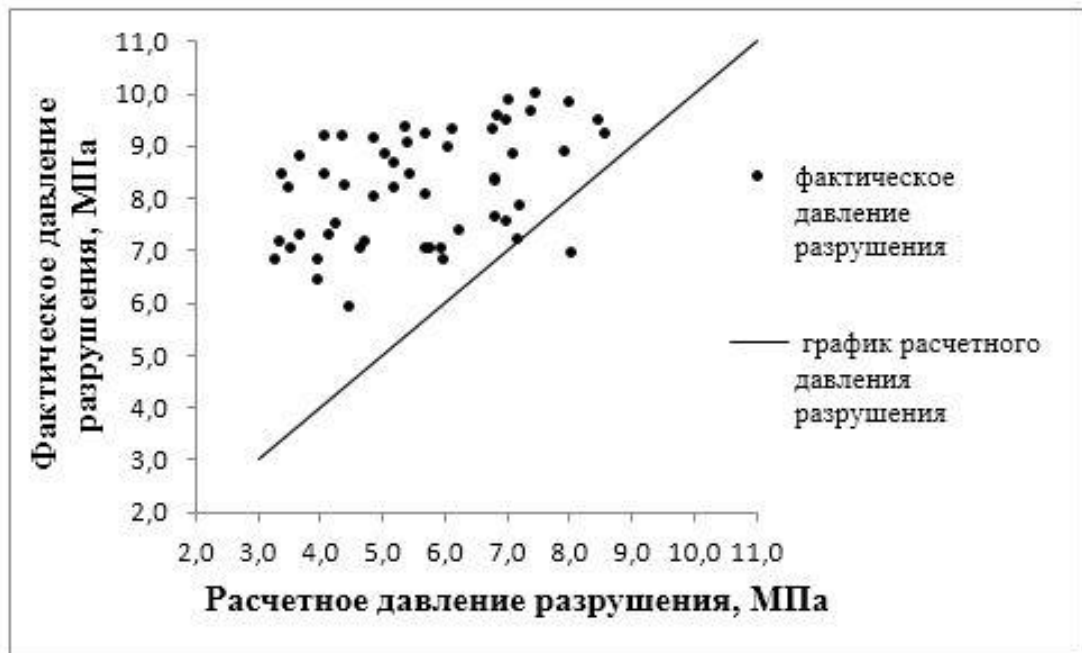


Рисунок 3.15 – Результаты сравнения расчетного разрушающего давления и фактического разрушающего давления

Завышенная оценка разрушающего давления получена лишь в одном из всех рассмотренных случаев, в котором расчётное давление разрушения составляло 8,2 МПа. Такая оценка может быть объяснена несоответствием механических характеристик металла техническим условиям, а также наличием сопутствующих дефектов или дополнительных нагрузок, не выявленных в процессе расследования причин разрушения.

Таким образом, для определения расчетного разрушающего напряжения было подобрано такое решение для эквивалентной трещины, которое относительно экспериментальных данных и данных аварий давало по остаточной прочности консервативный результат.

3.2.4 Анализ результатов обследований технического состояния конденсатопровода Ачимовских отложений Уренгойского месторождения

В сентябре 2007 года компанией NDT Systems & Services AG было проведено ВТД 35 километров конденсатопровода Ачимовских отложений Уренгойского месторождения. В результате проведения ВТД было обнаружено 3094 дефектов. Классификация и количество выявленных при ВТД дефектов приведены в таблице 3.5.

Таблица 3.5 – Перечень дефектов

Классификация дефектов	Количество дефектов
Потеря металла (metal loss)	2187
Расслоение (lamination)	563
Изменение толщины стенки	344

Для обеспечения эксплуатационной надежности конденсатопровода необходимо было провести анализ результатов ВТД и оценить прочность труб с дефектами расслоения для формирования объема ремонтных работ.

Если в результате проведения оценки допустимых напряжений на конденсатопроводе с расслоениями их уровень выше уровня номинальных напряжений, то могут быть рекомендованы следующие решения:

- при положительных результатах прогнозной оценки работоспособности конденсатопровода на срок не менее 5 лет допускается эксплуатация конденсатопровода на рабочем давлении без устранения дефектов;

- последующее ВТД с целью контроля скорости развития расслоений.

Если в результате проведения оценки допустимых напряжений на конденсатопроводе с расслоениями их уровень ниже уровня номинальных напряжений, то могут быть рекомендованы следующие решения:

- снижение по результатам оценки номинальных напряжений (рабочего давления) до уровня допустимых напряжений с выполнением прогнозной оценки работоспособности конденсатопровода на срок не менее 5 лет;

- проведение ремонтных работ по устранению критических и предельных дефектов.

По результатам анализа технического состояния конденсатопровода ЗАО «АЧИМГАЗ» было рекомендовано устранить 17 труб с дефектами. При этом для устранения недопустимых дефектов metal loss потребуется заменить 9 труб, а для устранения дефектов lamination необходимо будет заменить 8 труб. После устранения дефектов конденсатопровод был запущен в эксплуатацию.

3.3 Методика оценки работоспособности газопровода с гофрами и вмятинами

Распространенными дефектами на газопроводах являются дефекты нарушения формы сечений трубы (вмятины и гофры). Вмятина подлежала устранению, если она имела глубину, при которой невозможно провести обследование внутритрубными средствами дефектоскопии. Исследования влияния вмятин на несущую способность трубы, представленные в статье [23], экспериментальные данные по усталостной прочности пяти труб диаметром 720 мм с вмятинами и гофрами, полученные И.И. Велиюлиным, а также экспериментальные исследования циклической прочности трубы (труба изготовлена из стали 17Г1С, диаметр трубы равен 1220 мм, толщина стенки трубы равна 12,5 мм), выполненные в Ухте с участием автора при разработке

нормативного документа [34], показали низкую долговечность труб с дефектами геометрии из-за образования усталостных трещин. Следовательно, вмятина и гофр должны устраняться не по причине, связанной с невозможностью пропуска внутритрубного дефектоскопического оборудования, а по причине их низкой долговечности, обусловленной образованием и развитием трещин усталости из-за значительных изгибных напряжений и деформаций [160].

На рисунке 3.16 для трубы диаметром 1420 мм с толщиной стенки 15,7 мм приведен график начальных остаточных изгибных деформаций на наружной поверхности вмятины длиной 450 мм, шириной 300 мм и глубиной 16 мм вдоль ее центрального поперечного сечения. Из графика следует, что даже неглубокая вмятина имеет весьма высокий уровень начальных остаточных деформаций.

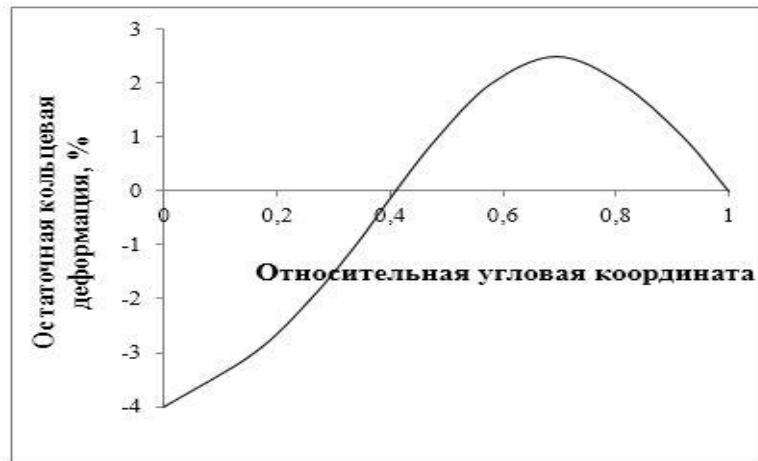


Рисунок 3.16 – Распределение остаточных кольцевых деформаций

Для оценки дефектов нарушений формы сечений обоих типов (вмятина или гофр), не содержащих дефектов стенки трубы, в стандарте [34] и в работе [157] было предложено использовать прочностные критерии – максимальные значения остаточных окружных $\varepsilon_{2,0}$ и продольных $\varepsilon_{1,0}$ изгибных деформаций в области дефекта в его начальном ненагруженном состоянии.

Для оценки деформированного состояния трубы с дефектами геометрии необходимо использовать следующие параметры:

- геометрические параметры сечения газопровода (наружный диаметр D_n , толщину стенки трубы δ и радиус средней линии сечения трубы r);
- размеры дефекта в продольном и окружном направлении и его глубину;

- физические характеристики материала труб (модуль упругости и коэффициент Пуассона);

- рабочее (нормативное) давление в газопроводе;

- фактическое давление газа в данном сечении газопровода.

Геометрические размеры вмятины, представленные на рисунке 3.17, характеризуются длиной $2a$, шириной $2b$ и глубиной w_{00} , замеренной при отсутствии давления. Глубина дефекта, замеренная при действии внутреннего давления p , обозначена через w_{p0} , а через Δw – разница между w_{00} и w_{p0} .

Для вычисления остаточных кольцевых и продольных изгибных деформаций уравнение начальной срединной поверхности вмятины представляется в виде:

$$w_0 = w_{00} \cdot \cos^3(t\alpha) \cdot \cos^3(u\beta) \quad (3.56)$$

где w_{00} – глубина в центре вмятины, замеренная при отсутствии давления, мм;

α, β – безразмерные цилиндрические координаты, отсчитываемые от идеальной цилиндрической поверхности с продольной координатой α и угловой координатой β ;

u, t – безразмерные параметры вмятины.

Безразмерные параметры вмятины определяются по формулам:

$$t = \pi r / (2a), \quad (3.57)$$

$$u = \pi r / (2b), \quad (3.58)$$

где a – половина длины вмятины, мм;

b – половина ширины вмятины, мм;

r – радиус средней линии сечения трубы, мм.

Радиус средней линии сечения трубы определяется по формуле:

$$r = (D_n - \delta) / 2, \quad (3.59)$$

где D_n – наружный диаметр трубы, мм;

δ – толщина стенки трубы, мм.

Выражение (3.56) удовлетворяет граничным условиям на контуре вмятины, которые соответствуют требованиям плавного сопряжения поверхности вмятины с поверхностью трубы и отсутствию изгибающих моментов на контуре вмятины. При $|\alpha| = a/r$ производные $\frac{\partial w}{\partial \alpha}$ и $\partial^2 w / \partial \alpha^2$ равны 0, а при $|\beta| = b/r$ равны 0 производные $\frac{\partial w}{\partial \beta}$ и $\partial^2 w / \partial \beta^2$.

Для вычисления кольцевых деформаций вмятины используется выражение для кривизны, имеющее следующий вид:

$$k_2 = -\frac{1}{r^2} \left(\frac{\partial^2 w}{\partial \beta^2} + w \right) \quad (3.60)$$

где r – радиус средней линии сечения трубы, мм;

w – глубина вмятины, мм;

β – координата.

С учетом формулы (3.60) вычисляется приращение начальной кривизны в поперечном сечении вмятины по формуле:

$$k_{2.0} = \frac{w_{00}}{r^2} \cdot \cos^3(t\alpha) \cdot \cos^3 u\beta \cdot [3u^2(1 - 2tg^2 u\beta) - 1] \quad (3.61)$$

где r – радиус средней линии сечения трубы, мм;

α, β – безразмерные цилиндрические координаты;

u, t – безразмерные параметры вмятины.

w_{00} – глубина в центре вмятины, замеренная при отсутствии давления, мм;

Остаточные кольцевые деформации определяются по формуле

$$\varepsilon_{2.0} = k_{2.0} \cdot \frac{\delta}{2} \quad (3.62)$$

где $k_{2.0}$ – приращение начальной кривизны в поперечном сечении вмятины, мм;

δ – толщина стенки трубы, мм.

С учетом формулы (3.34) кольцевые деформации определяются по формуле:

$$\varepsilon_{2.0} = \frac{\delta}{2} \cdot \frac{w_{00}}{r^2} \cdot \cos^3(t\alpha) \cdot \cos^3 u\beta \cdot [3u^2(1 - 2tg^2u\beta) - 1] \quad (3.63)$$

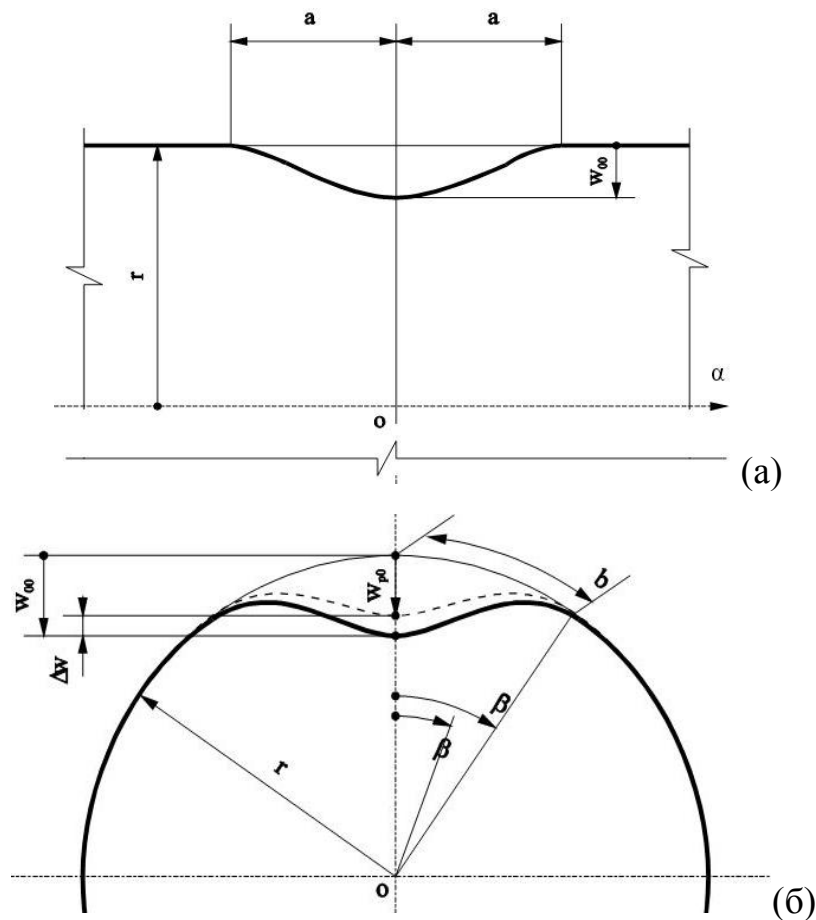
где r – радиус средней линии сечения трубы, мм;

α, β – безразмерные цилиндрические координаты;

u, t – безразмерные параметры вмятины;

δ – толщина стенки трубы, мм;

w_{00} – глубина в центре вмятины, замеренная при отсутствии давления, мм.



а – продольное сечение вмятины; б – поперечное сечение вмятины

Рисунок 3.17 - Сечения газопровода в области вмятины

Глубина вмятины при отсутствии давления определяется из разницы перемещений, отсчитываемых от идеальной срединной цилиндрической поверхности при наличии давления и начальными радиальными перемещениями.

С изменением внутреннего давления основные компоненты деформированного состояния при новом положении вмятины могут быть

определены из выражения, следующего из принципа минимума полной энергии системы, по формуле:

$$\frac{d(U+W_p)}{d(\Delta w)} = 0, \quad (3.64)$$

где U – потенциальная энергия деформации оболочки в пределах области вмятины при изгибе оболочки вдоль обеих координат;

W_p – потенциальная энергия внешних сил (внутреннего давления);

Δw – перемещений срединной поверхности вмятины при действии внутреннего давления.

Из соотношений теории упругих тонких оболочек [39] выражения для определения потенциальной энергии деформации оболочки и потенциальной энергии внешних сил записываются в виде:

$$U = \frac{r^2}{2} \int_{\alpha} \int_{\beta} (M_1 k_1 + M_2 k_2) d\alpha d\beta, \quad (3.65)$$

$$W_p = -pr \int_F dF \int_0^w (k_{2.0} + k_2) dw \quad (3.66)$$

где F – площадь вмятины;

p - внутреннее давление;

r - радиус средней линии сечения трубы;

$k_{2.0}$ - приращение начальной кривизны в поперечном сечении вмятины;

k_2 - кривизна вмятины в поперечном сечении;

k_1 - кривизна вмятины в продольном сечении;

α, β - безразмерные цилиндрические координаты;

w - перемещение срединной поверхности вмятины;

M_1 - изгибающий момент в продольном направлении;

M_2 - изгибающий момент в кольцевом направлении.

С учетом уравнений (3.65-3.66) получается следующая зависимость для определения перемещений срединной поверхности вмятины при действии внутреннего давления:

$$\Delta w = w_{p0} - w_{00} = -\frac{30(9u^2-5) \cdot p^*}{U^*+150(4u^2-1) \cdot p^*} w_0 = H \cdot w_0 \quad (3.67)$$

где u – безразмерный параметр вмятины;

w_{00} - начальные радиальные перемещения при отсутствии давления, мм;

w_{p0} - перемещения, отсчитываемые от идеальной срединной цилиндрической поверхности при наличии давления, мм;

H – параметр;

p^*, U^* - параметры внутреннего давления и потенциальной энергии деформаций, определяемые по формулам:

$$p^* = (1 - \mu^2) \cdot \left(\frac{r}{\delta}\right)^3 \cdot \frac{p}{E} \quad (3.68)$$

$$U^* = 225t^4 + 27\mu t^2(9u^2 - 5) + 25(3u^4 + 1), \quad (3.69)$$

где E - модуль упругости;

μ – коэффициент Пуассона;

p - внутреннее давление;

u, t - безразмерные параметры вмятины;

r - радиус средней линии сечения трубы;

δ – толщина стенки трубы, мм.

Из выражения (3.67) формула для определения глубины вмятины (без давления) приобретает вид:

$$w_{00} = \frac{w_{p0}}{(1-H)}, \quad (3.70)$$

где w_{p0} – глубина вмятины при наличии давления;

H – параметр.

После определения глубины вмятины остаточные максимальные кольцевые деформации (амплитудное значение) в начале координат определяются по формуле:

$$|\varepsilon_{2.0}| = \frac{\delta \cdot w_{00} \cdot (3u^2 - 1)}{2r^2}, \quad (3.71)$$

где δ – толщина стенки трубы, мм;

r – радиус средней линии сечения трубы, мм;

u – коэффициент;

w_{00} – глубина вмятины при отсутствии внутреннего давления, мм.

По аналогичной схеме может быть получено выражение для вычисления максимальных продольных остаточных деформаций. Выражение для вычисления максимальных продольных остаточных деформаций имеет вид:

$$|\varepsilon_{2.0}| = \frac{\delta \cdot w_{00} \cdot (3t^2 - 1)}{2r^2}, \quad (3.72)$$

где δ – толщина стенки трубы, мм;

r – радиус средней линии сечения трубы, мм;

t – коэффициент;

w_{00} – глубина вмятины при отсутствии внутреннего давления, мм.

Итак, для оценки работоспособности и отбраковки труб с вмятинами и гофрами необходимо определить исходную глубину вмятины и максимальные остаточные продольные и кольцевые изгибные деформации в области вмятины в ее начальном ненагруженном состоянии.

Если исходная глубина дефектов не превышает толщины стенки трубы, то дефекты с плавным сопряжением с основной трубой являются допустимыми. Удалению подлежат трубы с вмятинами или гофрами в следующих случаях:

- вмятина или гофр находится на участке газопровода категории В;
- вмятина или гофр находится на соединительной детали (тройнике, отводе, переходнике, сферическом днище), за исключением кривых вставок холодной гибки с радиусом кривизны $R \geq 40D_H$;
- вмятина или гофр находится в зоне расположения кольцевого или продольного сварного шва или в зоне термического влияния сварных швов;
- в площади вмятины или гофр обнаружены трещины, царапины, задиры, утонения стенки коррозионного или иного происхождения и другие дефекты;

- края вмятины или гофр не имеют плавного сопряжения с основной поверхностью трубы (имеют место изломы поверхности на границе сопряжения).

Проверке соответствия допускаемым значениям подлежат следующие параметры дефекта: остаточные продольные изгибные деформации, остаточные окружные изгибные деформации и относительная исходная глубина дефекта. В зависимости от значений параметров предусмотрены следующие варианты решений, представленные в таблице 3.6, для газопроводов III – IV категорий:

- оставить без проведения ремонта (допустимые дефекты): продолжать эксплуатацию участка газопровода в прежнем режиме без проведения ремонта;
- оставить с проведением ремонта (ремонтпригодные трубы): продолжать эксплуатацию участка газопровода в прежнем режиме после проведения ремонта;
- удалить: участок трубы в зоне дефекта: следует вырезать и заменить катушкой трубы, либо полностью заменить трубу.

В таблице 3.6 через w_{00}^* обозначена относительная глубина дефекта, определяемая по формуле:

$$w_{00}^* = \frac{w_{00}}{D_H}, \quad (3.73)$$

где D_H – наружный диаметр газопровода, мм;

w_{00} – глубина вмятины при отсутствии внутреннего давления, мм.

Таблица 3.6 – Допускаемые значения параметров и рекомендуемые решения

Остаточная продольная деформация [$\varepsilon_{1.0}$]	Остаточная кольцевая деформация [$\varepsilon_{2.0}$]	Глубина дефекта [w_{00}^*]	Рекомендуемое решение
$\leq 0,030$	$\leq 0,030$	$\frac{\delta}{D_H} < [w_{00}^*] \leq 0,030$	Допустимые дефекты
0,0301 – 0,0430	0,0301 – 0,0400	0,0301 – 0,0400	Ремонтпригодные трубы
$> 0,0430$	$> 0,0400$	$> 0,0400$	Недопустимые дефекты

В первой строке таблицы 3.6 отражено условие допустимости вмятин и гофр. Решение по дефектному участку назначают по тому параметру, который имеет наибольшее значение относительно допускаемых значений. Для вмятин или гофр, расположенных на участках газопроводов категорий I–II, все значения параметров, указанные в таблице 3.6, следует умножить на понижающий коэффициент, численно равный 0,833.

3.3.1 Оценка работоспособности труб с вмятинами

Рассмотренная методика оценки работоспособности дефектов гофр и вмятин, реализованная в стандарте [34], использовалась для оценки работоспособности труб с дефектами вмятина и гофр. В настоящем разделе приведен пример применения методики при анализе технического состояния газопровода Ямбург-Елец-II 589-682 км. На рисунках 3.18–3.19 в плоскости линейных размеров вмятины показаны кривые, ограничивающие области, соответствующие допустимым и недопустимым дефектам, а также область с ремонтпригодными трубами. На рисунке 3.18 указанные области представлены в зависимости от длины и относительной глубины вмятины, а на рисунке 3.19 эти области представлены в зависимости от ширины и относительной глубины вмятины.

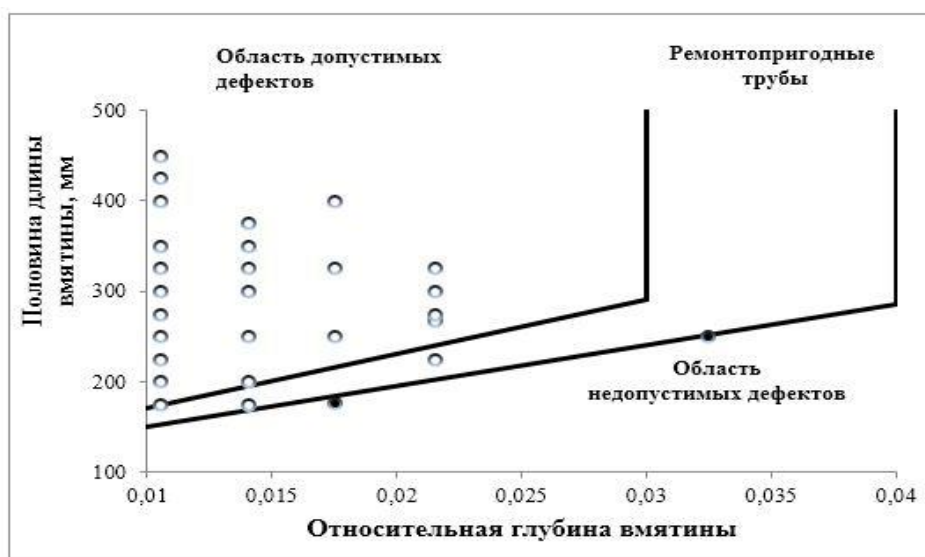


Рисунок 3.18 – Результаты отбраковки вмятин по длине

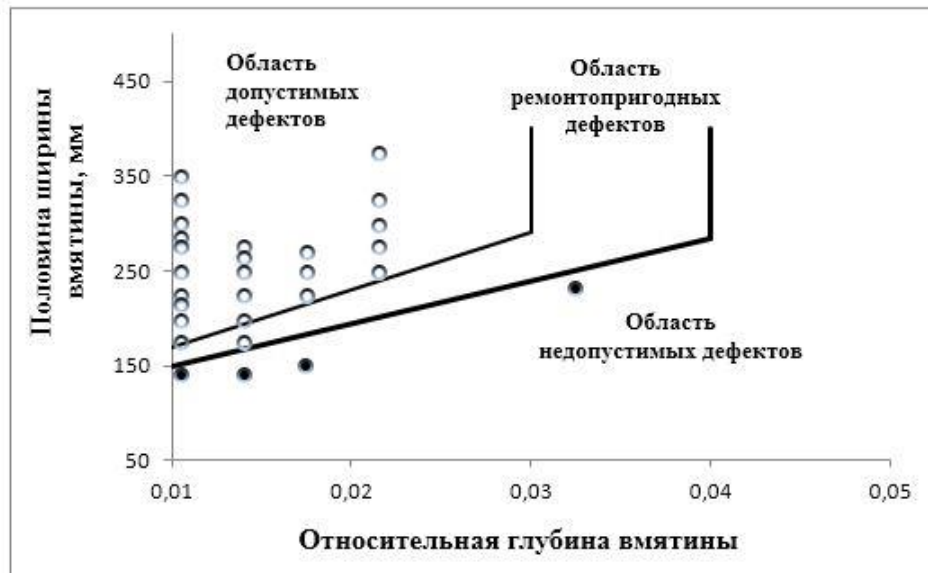


Рисунок 3.19 – Результаты отбраковки вмятин по ширине

По результатам отбраковки был сделан вывод, что четыре вмятины являются недопустимыми и подлежат удалению.

3.4 Решение задачи обеспечения надежности сухопутного участка газопровода Россия-Турция с дефектами овальности трубы

При проведении ВТД дефектоскопами-профилемерами с навигационной системой неоднократно выявлялись участки с нарушениями в 1,5 -2 раза требований, установленных для линии упругого изгиба оси газопровода, а также с дефектами овальности поперечного сечения трубы. Овальность определяется как нарушение геометрии поперечного сечения трубы, характеризующая отклонение от идеальной кольцевой формы. Овальность приводит к изгибу стенки трубы и повышению кольцевых напряжений. При эксплуатации газопроводов наблюдались случаи разрушений газопроводов в местах повышенных напряжений, вызванных овальностью трубы.

Масштабное внедрение ВТД позволило решить проблему обнаружения дефектов овальности трубы. Одновременно с этим в ООО «Газпром ВНИИГАЗ» были разработаны рекомендации [101] для труб с дефектами овальности трубы. До

этого применяемые в газовой промышленности методы оценки напряженного состояния были справедливы только для газопроводов идеальной кольцевой формы и не учитывали переменные по толщине кольцевые напряжения, обусловленные несовершенством формы поперечных сечений.

Так как в начальный период эксплуатации газопроводов нередко случаи обнаружения недопустимых дефектов, то в настоящее время для предупреждения аварийности после завершения строительства проводят ВТД с целью выявления дефектов геометрии трубы (овальность, гофр, вмятина), отклонений пространственного положения оси газопровода от проекта, механических дефектов и других. Например, при подготовке после завершения строительства сухопутного участка газопровода Россия-Турция к приемным испытаниям было проведено ВТД, в результате чего на газопроводе были обнаружены дефекты овальности трубы. Для оценки опасности дефектов с нарушением формы поперечного сечения газопровода (рисунок 3.20) был выполнен анализ прочности, на основании которого предложены организационно-технические мероприятия по повышению безопасности газопровода.

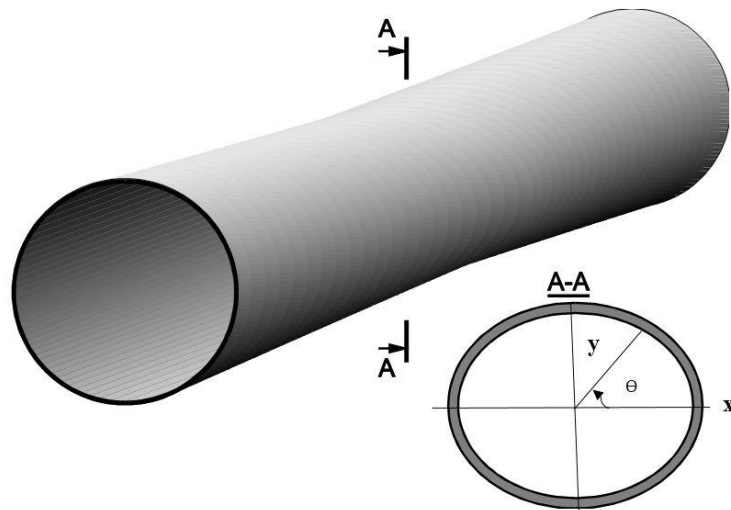


Рисунок 3.20 - Участок газопровода с дефектом овальности трубы

Нормативные документы федерального уровня регламентируют овальность труб на стадиях проектирования и строительства газопроводов. Так в правилах [111], устанавливается однопроцентный предел овальности для концов труб с толщиной стенки менее 20 мм и 0,8% - для труб с толщиной стенки 20 мм и

более. В соответствии с правилами [109] овальность газопровода должна соответствовать требованиям заказчика и не должна превышать значения, регламентированного нормативной документацией и техническими условиями на трубы.

3.4.1 Результаты расчета труб с овальностью по отраслевым нормам прочности

Методика расчетной оценки напряженного состояния труб с овальностью была реализована в экспертной системе анализа технического состояния газопроводов [103]. В соответствии с методикой труба с овальностью подлежит отбраковке, если овальность превышает допустимое значение или кольцевые напряжения больше допускаемых напряжений.

Допускаемые напряжения определяются по формуле:

$$[\sigma] = \frac{m}{0,9 \cdot k_H} \cdot R_2^H \quad (3.74)$$

где m и k_H – коэффициенты, определяемые по правилам [111];

R_2^H – минимальное значение предела текучести, значение которого принимается по государственным стандартам или техническим условиям на трубы, МПа;

Допускаемый параметр овальности трубы определяется по формуле:

$$[\beta] = \frac{2 \cdot \delta \cdot (1+p)}{3 \cdot D_H} \cdot \left([\sigma] \cdot \frac{2 \cdot \delta}{p \cdot D_H} - 1 \right) \cdot 100\% \quad (3.75)$$

где p – величина рабочего давления, МПа;

$[\sigma]$ – допускаемые напряжения, МПа;

D_H – наружный диаметр трубы, мм;

δ – толщина стенки трубы, мм;

\bar{p} - параметр давления, определяемый по формуле:

$$\bar{p} = \frac{1-\mu^2}{2 \cdot E} \cdot \left(\frac{D_n}{\delta}\right)^3 \cdot p \quad (3.76)$$

где E – модуль упругости;

μ - коэффициент Пуассона;

p - величина рабочего давления, МПа;

D_n – наружный диаметр трубы, мм;

δ - толщина стенки трубы, мм.

Абсолютная овальность трубы определяется по формуле:

$$\beta_a = D_{max} - D_{min} \quad (3.77)$$

где D_{max} – максимальный диаметр овальности, мм;

D_{min} - минимальный диаметр овальности, мм.

Относительная овальность определяется как отношение разности между наибольшим и наименьшим диаметрами в одном сечении к номинальному диаметру трубы.

Для оценки опасности выявленных дефектов овальности трубы были проведены расчеты на прочность труб с дефектами и даны рекомендации по организационно-техническим мероприятиям, направленным на обеспечение безопасности газопровода. В расчетах учтено, что на рассматриваемом участке газопровода использованы трубы производства Италии марки X70 с наружным диаметром 1420 мм и толщиной стенки 15,7 мм. В соответствии с сертификатом предел текучести равен 493 МПа, предел прочности 565 МПа, модуль упругости при плоском напряженном состоянии 207000 МПа и коэффициент Пуассона 0,3.

С использованием экспертной системы проведены в соответствии с рекомендациями [101] расчеты в упругой постановке для выяснения возможности

эксплуатации газопровода с дефектами овальности трубы при рабочем давлении в 7,4 МПа.

Расчеты были проведены для труб с минимальной и максимальной величиной овальности поперечного сечения (по данным профилемера максимальная абсолютная овальность составляла 210 мм (14,8%), минимальная 100 мм (7%)). На рисунках 3.21-3.22 приведены результаты расчета для участка с минимальной величиной овальности сечения трубы. На рисунке 3.21 показаны результаты расчета по допускаемому параметру овальности, а на рисунке 3.22 показаны результаты расчета по допускаемым кольцевым напряжениям.

Необходимо отметить тот факт, что значения напряжений вычислялись в предположении упругой работы материала труб.

Как показано на рисунке 3.21, расчетный параметр овальности равен 7,04, а допустимый параметр равен 0,51. В соответствии с рекомендациями экспертной системы необходимо заменить дефектный участок или снизить рабочее давление с 7,4 МПа до величины 3,04 МПа.

Аналогичная картина получилась и по результатам расчета по допускаемым кольцевым напряжениям. При допускаемых кольцевых напряжениях, равных 357,25 МПа, расчетные кольцевые напряжения составили 588 МПа. Следовательно, и в этом случае необходимо либо заменить дефектный участок, либо снизить рабочее давление.

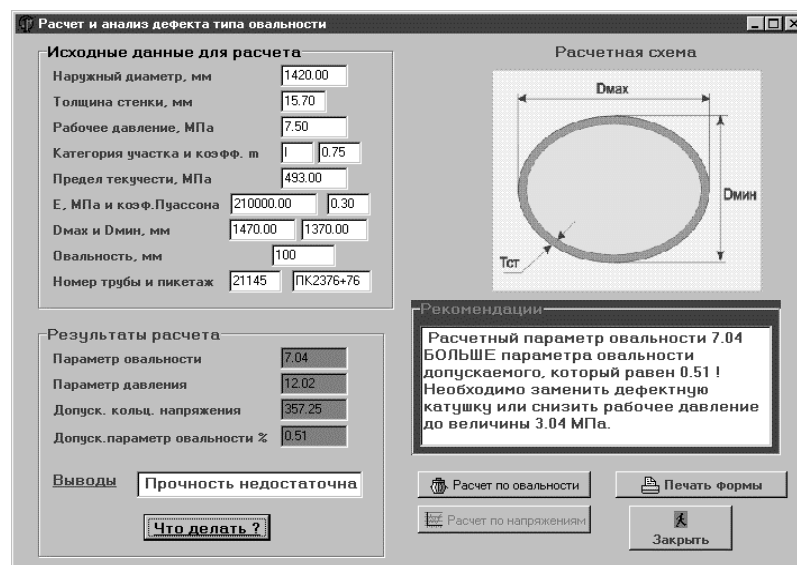


Рисунок 3.21 - Результаты расчета по допускаемому параметру овальности

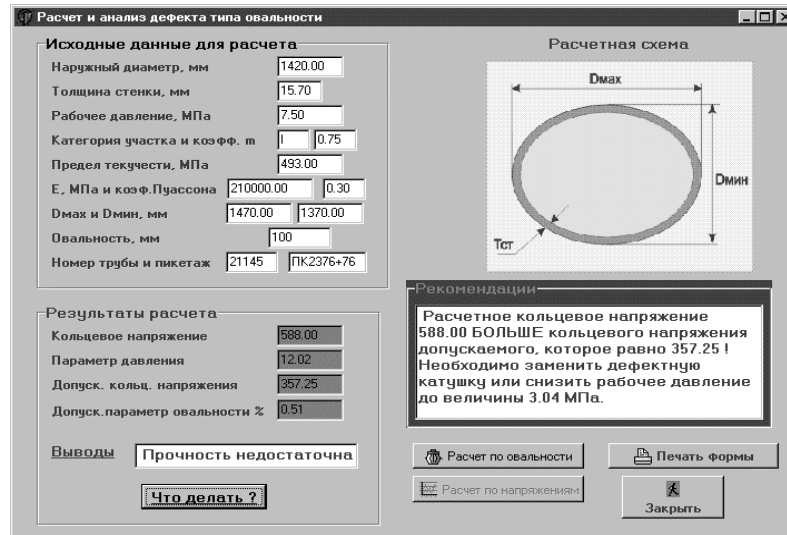


Рисунок 3.22 - Результаты расчета по допускаемым кольцевым напряжениям

3.4.2 Методические аспекты применения метода конечных элементов

Хотя результаты упругого расчета показали, что труба даже с минимальной обнаруженной овальностью подлежит замене, тем не менее, учитывая значительный объем ремонтных работ, были выполнены расчеты напряжений методом конечных элементов. Для проведения уточняющего расчета прочности трубы с овальностью поперечного сечения в упругой и пластической постановке была разработана конечно-элементная модель.

Для проведения расчетных исследований использован специализированный комплекс программ ФИТИНГ [135].

Так как на рассматриваемом участке газопровода для трубы с овальностью сечения граничные условия, в которых должна работать труба, неизвестны, то задача была решена в двумерной постановке для двух расчетных случаев. В первом случае рассматривалось обобщенное ПНС, а во втором - ПДС.

Расчетная модель представляла собой полукольцо, имеющее две плоскости симметрии вертикальную и горизонтальную (рисунок 3.23). Общее число узлов в расчетной модели равно 1010. В модели использованы плоские четырехугольные элементы с линейным полем перемещений. Кинематические граничные условия (ограничения на перемещения узлов конечно-элементной сетки в вертикальных и

горизонтальных направлениях) наложены из условия симметрии расчетной модели. При $\theta = 0^\circ$ и $\theta = 180^\circ$ (рисунок 3.20) перемещения узлов в направлении оси Y отсутствуют, а при $\theta = 90^\circ$ накладываются ограничения на перемещения узлов в направлении оси X . Для обеспечения заданной величины овальности на узлы конечно-элементной модели, лежащие на внешней поверхности сечения трубы (углы θ равны 0 и 180 градусов), приложены в горизонтальной плоскости кинематические воздействия величиной 52,5 мм и минус 52,5 мм. В вертикальной плоскости при $\theta = 90^\circ$ кинематическое воздействие составило минус 52,5 мм. На рисунке 3.24 показаны исходное и деформированное состояния расчетной модели.

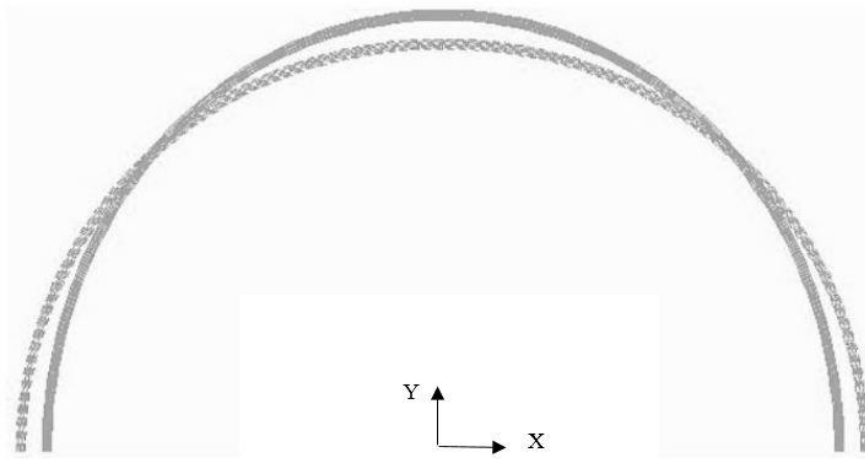


Рисунок 3.23 - Конечно-элементная сетка и деформированное состояние расчетной модели

Для случая плоской деформации упругие характеристики материала трубы (модуль упругости E_1 и коэффициент Пуассона ν_1) определялись по приведенным в книге [89] формулам:

$$E_1 = E/(1 - \nu^2), \quad \nu_1 = \nu/(1 - \nu), \quad (3.78)$$

где E – модуль упругости при плоском напряженном состоянии;

ν – коэффициент Пуассона при плоском напряженном состоянии.

Представленная конечно-элементная модель расчета может быть использована для определения предельно допустимых значений овальностей труб по условию недопустимости пластических деформаций.

3.4.3 Расчеты методом конечных элементов прочности труб с овальностью

На рисунке 3.24 приведено распределение кольцевых напряжений на внутренней и наружной поверхностях поперечного сечения расчетной модели при ПНС. Как видно из графиков, кольцевые напряжения на наружной поверхности в случае упругого расчета равны 509, минус 515 и 509 МПа, а по внутренней поверхности минус 516, 533 и минус 516 МПа. Из результатов расчета следует, что как на наружной, так и на внутренней поверхностях кольцевые напряжения превышают предел текучести, равный 493 МПа. Полученные результаты не противоречат известному решению для гибкого кольца [93], из которого следует, что максимальные напряжения изгиба имеют место на внутренней стороне стенки трубы.

Кольцевые напряжения на наружной поверхности поперечного сечения при упругом расчете по модели с ПДС равны: 568, минус 571 и 568 МПа, а на внутренней поверхности равны: минус 577, 569 и минус 577 МПа. Следовательно, в этой постановке задачи расчетные напряжения в сечении с овальностью трубы превышают предел прочности, равный 565 МПа.

Расчет кольцевых напряжений для пластической задачи выполнен в соответствии с подходами, представленными в книге [146]. Для решения пластической задачи деформирования при ПНС применен метод переменных параметров упругости [64].

Результаты расчета по пластической расчетной модели при ПДС представлены на рисунке 3.25, на котором приведено распределение кольцевых напряжений на внутренней и наружной поверхностях поперечного сечения расчетной модели. Кольцевые напряжения на наружной поверхности равны: 412, минус 415 и 412 МПа, а на внутренней поверхности равны: минус 419, 423 и минус 419 МПа. По результатам расчетов пластической задачи при ПДС можно сделать вывод, что кольцевые напряжения превышают допускаемые напряжения и близки к пределу текучести материала труб.

Кольцевые напряжения на наружной поверхности поперечного сечения при расчете по модели ПНС равны: 396, минус 400 и 396 МПа, а на внутренней поверхности равны: минус 401, 406 и минус 401 МПа. Эти результаты практически совпадают с результатами расчетов пластической задачи при ПДС.



Рисунок 3.24 - Распределение напряжений на внутренней и наружной поверхностях поперечного сечения упругой расчетной модели при ПНС

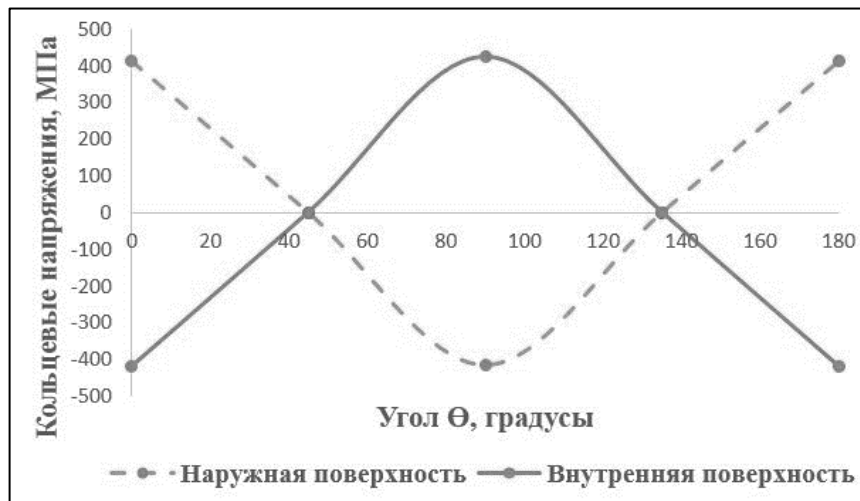


Рисунок 3.25 - Распределение напряжений на внутренней и наружной поверхностях поперечного сечения пластической расчетной модели при ПДС

Следовательно, и результаты расчетов методом конечных элементов показывают, что для того, чтобы на газопроводе не допустить аварийных ситуаций все трубы с дефектами овальности должны быть отбракованы и заменены перед проведением гидравлических испытаний.

Таким образом, для решения вопроса о допустимости в эксплуатации овальностей труб, выявленных при проведении ВТД по завершению строительства газопровода, разработана конечно-элементная модель и проведены расчеты кольцевых напряжений в упругой и пластической постановке, а также в упругой постановке в соответствии с рекомендациями [101]. Качественно результаты расчетов методом конечных элементов не противоречат результатам, полученным по рекомендациям, и подтверждают, что даже при минимальном значении овальности кольцевые напряжения имеют высокий уровень, превышающий допусковые напряжения. Следовательно, такая овальность труб недопустима в эксплуатации и трубы должны быть заменены на новые трубы.

Выводы по главе 3

1. Учитывая тенденцию ухудшения технического состояния ГТС по мере увеличения продолжительности эксплуатации газопроводов, проблема восстановления технического состояния магистральных газопроводов на основе концепции безопасного повреждения и результатов диагностики, становится все более актуальной и для ее решения необходимо выполнение ряда научных задач, связанных с оценкой прочности труб газопроводов с повреждениями, а также участков газопроводов, находящихся в непроектном положении.

2. По данным измерения координат положения оси газопровода разработана методика определения напряженно-деформированного состояния участков газопроводов, находящихся в непроектном положении.

3. Для решения прикладной задачи, связанной с пуском в эксплуатацию конденсатопровода Ачимовских отложений Уренгойского месторождения, разработана стандартизированная методика анализа прочности труб с расслоениями, в соответствии с которой была проведена оценка прочности труб с расслоениями и выполнено прогнозирование несущей способности труб на период эксплуатации, равный 5 годам. По результатам оценки прочности труб с дефектами расслоения и прогнозирования их несущей способности были даны рекомендации

по объемам ремонта конденсатопровода, обеспечивающим его безопасную эксплуатацию в течение 5 лет.

4. Для решения проблемы эксплуатации газопроводов с дефектами типа гофр и вмятина разработан стандарт ПАО «Газпром», в котором изложена методика оценки степени их опасности и даны рекомендации по условиям эксплуатации труб при наличии дефектов геометрии трубы.

5. Для решения прикладной задачи государственного масштаба, связанной с пуском в эксплуатацию сухопутного участка газопровода Россия-Турция с дефектами овальности поперечного сечения, разработана конечно-элементная модель для расчетов на прочность и проведены расчеты напряжений в упругой и пластической постановке. По результатам расчетов было показано, что напряжения имеют высокий недопустимый уровень и, следовательно, эти дефекты следует удалить.

Глава 4

МЕТОДИКА АНАЛИЗА ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ГАЗОПРОВОДОВ

В настоящее время ПАО «Газпром» в направлении ТД газопроводов наибольшее внимание уделяет внутритрубным способам ТД. Развитие работ в направлении ВТД обусловлено наиболее производительным и эффективным определением дефектов различного происхождения на протяженных участках (100–120 км) газопроводов. Результаты обследования технического состояния газопроводов ГТО используют при планировании на газопроводах текущих ремонтных работ по устранению недопустимых дефектов и капитального ремонта методом переизоляции.

С целью снижения аварийности за счет повышения эффективности планирования ремонтных работ, необходимо было для сравнительного анализа технического состояния газопроводов перейти от качественных оценок состояния (исправное, работоспособное) к количественной оценке. Для формализации условия, при котором газопровод может быть выведен в ремонт, определения приоритета ремонта и разработки мероприятий по поддержанию работоспособного состояния газопроводов была разработана методика оценки технического состояния газопровода, учитывающая различные типы дефектов и степень их опасности. Решение этой задачи на основе повреждаемости было предложено автором в работах [41, 45, 104, 165] и реализовано в стандарте [120]. Для определения повреждаемости газопровода от различных типов дефектов была разработана система математических моделей, применение которых позволило определить совместный вклад различных типов дефектов в повреждаемость газопровода. В зависимости от существующей информации для оценки технического состояния газопровода (повреждаемости) применяют данные ВТД, а также совокупность результатов, полученных при обследовании газопровода в шурфах, коррозионных обследованиях, наземных обследованиях и других обследованиях.

4.1 Показатель технического состояния газопроводов с повреждениями

Для оценки технического состояния газопровода введен показатель технического состояния, характеризующий повреждаемость газопровода от дефектов, напряжений и переменных нагрузок. Показатель технического состояния газопровода определяется по показателям технического состояния труб, соединительных деталей и сварных соединений. Показатели технического состояния труб, соединительных деталей и сварных соединений отражают отдельные составляющие технического состояния (стресс-коррозионное состояние, коррозионное состояние, напряженно-деформированное состояние и т.д.).

Определение показателя технического состояния газопровода по результатам ВТД проводят в соответствии со структурной схемой, изображенной на рисунке 4.1. В соответствии со схемой для вычисления показателя технического состояния $P_{\text{ВТД}}$ необходимо определить следующие повреждаемости газопровода:

- повреждаемость от трещин, включая трещины стресс-коррозии;
- повреждаемость от гофр, вмятин и овальности;
- повреждаемость от коррозионных дефектов;
- повреждаемость от механических дефектов;
- повреждаемость сварных соединений;
- повреждаемость соединительных деталей;
- повреждаемость от ненормативных напряжений, обусловленных непроектным положением газопровода;
- повреждаемость от переменных нагрузок.

Показатель технического состояния газопровода по результатам ВТД вычисляется по формуле:

$$P_{\text{ВТД}} = 1 - (1 - p_t) \cdot (1 - p_{\text{ш}}) \cdot (1 - d_f^2), \quad (4.1)$$

где p_t – показатель технического состояния труб и соединительных деталей;

d_f – повреждаемость газопровода от переменных нагрузок (усталостная повреждаемость);

$p_{ш}$ – показатель технического состояния сварных соединений.



Рисунок 4.1 – Схема определения показателя технического состояния газопровода по результатам ВТД

Показатель технического состояния сварных соединений определяется по формуле:

$$p_{ш} = v_{ш} \cdot d_{ш}^c, \quad (4.2)$$

где $v_{ш}$ – весовой коэффициент, равный 0,5, с помощью которого учитывается тот факт, что результаты ВТД не позволяют однозначно оценить степень опасности дефектов сварных соединений;

$d_{\text{ш}}^c$ – средняя повреждаемость сварных соединений.

Средняя повреждаемость сварных соединений газопровода вычисляется по формуле:

$$d_{\text{ш}}^c = \sum_{i=1}^{n_{\text{ш}}} d_{\text{ш}(i)} / n_{\text{тр}}, \quad (4.3)$$

где $n_{\text{ш}}$ – количество сварных соединений с дефектами;

$d_{\text{ш}(i)}$ – повреждаемость i -го сварного соединения;

$n_{\text{тр}}$ – количество труб газопровода.

Повреждаемость i -го кольцевого сварного соединения $d_{\text{ш}(i)}$ определяется по формуле:

$$d_{\text{ш}(i)} = D_{\text{ш}} / (\pi \cdot D_{\text{н}}), \quad (4.4)$$

где $D_{\text{ш}}$ – суммарная длина дефектов в сварном соединении, мм;

$D_{\text{н}}$ – наружный диаметр трубы, мм.

Кольцевое сварное соединение подлежит вырезке, если суммарная длина всех дефектов более $1/6$ периметра сварного соединения. Следовательно, если повреждаемость кольцевого сварного соединения больше $1/6$ периметра сварного соединения, то повреждаемость $d_{\text{ш}}$ равна единице.

Повреждаемость газопровода за время эксплуатации от действия переменных эксплуатационных нагрузок d_f вычисляется по формуле:

$$d_f = d_y \cdot t_{\text{э}}, \quad (4.5)$$

где d_y – повреждаемость, накопленная газопроводом за год эксплуатации;

$t_{\text{э}}$ – время эксплуатации газопровода.

Повреждаемость от переменных нагрузок за год эксплуатации газопровода вычисляется по формуле:

$$d_y = \sigma_{\text{э}}^{m_y} / 10^b, \quad (4.6)$$

где $\sigma_{\text{э}}$ – напряжения эквивалентного отнулевого цикла;

m_y и b – коэффициенты кривой усталости, полученные обобщением экспериментальных исследований характеристик усталости трубопроводных сталей, значения которых равны 3,0 и 11,4.

Для расчета σ_3 изменение давления в течение года представляется типизированным режимом, состоящим из семи отнулевых циклов, максимальный экстремум нагрузки которых равен рабочему давлению газопровода p . Типизированный режим нагружения газопроводов был определен по усталостной повреждаемости, вносимой изменением давления в течение года. Значение экстремума напряжений отнулевого цикла, эквивалентного типизированному режиму нагружения, вычисляется по формуле Одингга [161], в которую введены коэффициенты, учитывающие влияние масштабного фактора на процесс накопления усталостной повреждаемости и результаты анализа по рассеиванию усталостных характеристик материалов. Формула для определения σ_3 имеет вид:

$$\sigma_3 = \left(c_1 + c_2 \cdot N_0^{\left(\frac{1}{m_y}\right)} \cdot \sigma_i \right)^{\frac{1}{m_y}}, \quad (4.7)$$

где c_1, c_2 – коэффициенты, значения которых равны $2,1 \cdot 10^8$ и $6,7 \cdot 10^4$ МПа;
 σ_i – интенсивность напряжений в стенке трубы, МПа;
 N_0 – количество отнулевых циклов в типизированном режиме нагружения;
 m_y – коэффициент кривой усталости.

Интенсивность напряжений в стенке трубы σ_i вычисляется по формуле:

$$\sigma_i = \sqrt{\sigma_{кц}^2 - \sigma_{кц} \cdot \sigma_{пр} + \sigma_{пр}^2}, \quad (4.8)$$

где $\sigma_{пр}$ – продольные напряжения, МПа;
 $\sigma_{кц}$ – кольцевые напряжения, вычисляемые по формуле (3.5), МПа.

Продольные напряжения $\sigma_{пр}$ вычисляются по формуле:

$$\sigma_{\text{пр}} = \mu\sigma_{\text{кц}} - E\alpha\Delta T, \quad (4.9)$$

где E, μ - модуль упругости (МПа);

μ - коэффициент Пуассона;

α - коэффициент линейного расширения $\frac{1}{\text{град С}}$;

$\sigma_{\text{кц}}$ - кольцевые напряжения, МПа.

ΔT - расчетный температурный перепад между температурой эксплуатации газопровода и температурой после укладки и засыпки газопровода, градусы С.

Для газопроводов со сроком эксплуатации менее 40 лет повреждаемость d_f практически не влияет на показатель технического состояния $P_{\text{втд}}$. Например, для газопроводов Ухта – Торжок II, Уренгой – Центр I и Уренгой – Центр II, наработка которых составляет 20–34 года, доля величины d_f в показателе технического состояния не превышает 2 %.

Данный подход определения накопления повреждаемости газопровода от переменных нагрузок с учетом стандарта [98] и патента [113] был широко использован при проектировании газопроводов (Сила Сибири, Бованенково-Ухта, Чайанда-Ленск и др. [21, 42]) для оценки срока службы по условиям усталостной прочности.

Показатель технического состояния труб и соединительных деталей p_t вычисляется по формуле:

$$p_t = 1 - (1 - d_{\text{кор}}^c) \cdot (1 - d_{\text{крн}}^c) \cdot (1 - d_{\text{мех}}^c) \cdot (1 - d_{\Gamma}^c) \cdot (1 - d_{\sigma}^c) \cdot (1 - d_{\text{д}}), \quad (4.10)$$

где $d_{\text{кор}}^c$ – средняя повреждаемость труб от дефектов коррозии;

$d_{\text{крн}}^c$ – средняя повреждаемость труб от трещин, включая трещины стресс-коррозии;

$d_{\text{мех}}^c$ - средняя повреждаемость труб от механических дефектов;

d_{Γ}^c – средняя повреждаемость газопровода, связанная с наличием дефектов геометрии трубы (гофр, вмятина и овальность);

d_{σ}^c – средняя повреждаемость труб от ненормативных напряжений;

$d_{д}$ – повреждаемость соединительных деталей газопровода.

Схема определения повреждаемости труб по максимальной их повреждаемости от дефектов или напряжений, превышающих нормативные, представлена на рисунке 4.2.



Рисунок 4.2 – Схема формирования перечня труб по максимальной их повреждаемости от дефектов и ненормативного уровня напряжений

Средняя повреждаемость труб от коррозии вычисляется по формуле:

$$d_{\text{кор}}^c = \frac{\sum_{i=1}^{n_{\text{кор}}} d_{\text{кор}(i)}}{n_{\text{тр}}}, \quad (4.11)$$

где $n_{\text{кор}}$ – количество труб с коррозией, отобранных для вычисления показателя технического состояния;

$n_{\text{тр}}$ – количество труб газопровода;

$d_{\text{кор}}$ – повреждаемость трубы, обусловленная коррозией, вычисляемая по формуле:

$$d_{\text{кор}} = \xi / \xi_p, \quad (4.12)$$

где ξ – относительная глубина дефекта (глубина дефекта, отнесенная к толщине стенки трубы);

ξ_p – относительная глубина дефекта, при которой по расчетам происходит разрыв трубы при рабочем (нормативном) давлении.

Величина ξ_p рассчитывается по формулам:

$$\xi_p = (a - 1) \cdot Q / (a - Q), \quad (4.13)$$

$$Q = \sqrt{1 + 0,31 \cdot [L_d / \sqrt{D_n \cdot \delta}]^2}, \quad (4.14)$$

$$a = p \cdot (D_n - \delta) / (2 \cdot \delta \cdot \sigma_B), \quad (4.15)$$

где a – коэффициент, учитывающий уровень кольцевых напряжений;

Q – коэффициент, учитывающий длину коррозионного дефекта;

L_d – длина дефекта в продольном направлении, мм;

D_n – наружный диаметр трубы, мм;

δ – толщина стенки трубы, мм;

p – рабочее (нормативное) давление, МПа;

σ_B – предел прочности, МПа.

Если повреждаемость трубы от дефектов больше единицы, то повреждаемость $d_{\text{кор}}$ равна единице.

Средняя повреждаемость труб от трещин стресс-коррозии вычисляется по формуле:

$$d_{\text{крн}}^c = \frac{\sum_{i=1}^{n_{\text{крн}}} d_{\text{крн}(i)}}{n_{\text{тр}}}, \quad (4.16)$$

где $n_{\text{крн}}$ – количество труб с трещинами стресс-коррозии, включая трещины различного происхождения, отобранных для вычисления показателя технического состояния газопровода;

$n_{\text{тр}}$ – количество труб газопровода;

$d_{\text{крн}(i)}$ – повреждаемость i -й трубы, обусловленная трещинами, вычисляемая по формуле:

$$d_{\text{крн}} = \xi_c / \xi_{\text{ср}}, \quad (4.17)$$

где ξ_c – относительная глубина трещины (глубина трещины, отнесенная к толщине стенки трубы);

$\xi_{\text{ср}}$ – относительная глубина трещины, при которой по расчетам происходит разрыв трубы при рабочем (нормативном) давлении.

Величина $\xi_{\text{ср}}$ определяется по формуле:

$$\xi_{\text{ср}} = \frac{1}{2 \cdot A} \cdot \left(- \left(\frac{\sigma_{\text{кц}}}{Q \cdot \sigma_{\text{в}}} - 1 - A \right) - \sqrt{\left(\frac{\sigma_{\text{кц}}}{Q \cdot \sigma_{\text{в}}} - 1 - A \right)^2 - 4 \cdot A \cdot \left(1 - \frac{\sigma_{\text{кц}}}{\sigma_{\text{в}}} \right)} \right), \quad (4.18)$$

где $\sigma_{\text{кц}}$ – кольцевые напряжения, МПа;

Q – коэффициент, значение которого вычисляется по формуле (4.14), в которой в качестве длины дефекта используется длина трещины;

$\sigma_{\text{в}}$ – предел прочности, МПа;

A – коэффициент, значение которого определяют по формуле:

$$A = (0,00314 \cdot \delta \cdot \sigma_{\text{кц}}^2) / K_{1c}^2, \quad (4.19)$$

где δ – толщина стенки трубы, м;

$\sigma_{\text{кц}}$ – кольцевые напряжения, МПа;

K_{1c} – критическое значение вязкости разрушения, МПа·м^{1/2}.

Если повреждаемость трубы от трещины больше единицы, то $d_{\text{крн}}$ равна единице.

Средняя повреждаемость труб, связанная с наличием механических дефектов, определяется по формуле:

$$d_{\text{мех}}^c = \frac{\sum_{i=1}^{n_{\text{мех}}} d_{\text{мех}(i)}}{n_{\text{тр}}}, \quad (4.20)$$

где $n_{\text{мех}}$ – количество труб с механическими дефектами, отобранных для вычисления показателя технического состояния газопровода;

$n_{\text{тр}}$ – количество труб газопровода;

$d_{\text{мех}(i)}$ – повреждаемость i -й трубы, обусловленная механическими дефектами, вычисляемая по формуле:

$$d_{\text{мех}} = \vartheta / 0,4\delta, \quad (4.21)$$

где ϑ – глубина механического дефекта.

Средняя повреждаемость труб, связанная с наличием дефектов геометрии, вычисляется по формуле:

$$d_{\Gamma}^c = \frac{\sum_{i=1}^{n_{\Gamma}} (d_{\text{ГВ}(i)} + d_{\text{о}(i)})}{n_{\text{тр}}}, \quad (4.22)$$

где n_{Γ} – количество труб, отобранных для вычисления показателя технического состояния газопровода по дефекту геометрии трубы;

$n_{\text{тр}}$ – количество труб газопровода;

$d_{гв(i)}$ – повреждаемость i -й трубы от дефекта геометрии трубы (гофр, вмятина, овализация);

$d_{o(i)}$ – повреждаемость i -й трубы от овальности.

Повреждаемость трубы от гофр и вмятин вычисляется по формуле:

$$d_{гв} = k_{гв} \cdot \max(\varepsilon_{2,0}, \varepsilon_{1,0}, w_{00}^*), \quad (4.23)$$

где $k_{гв}$ – коэффициент, который равен 24 для линейных участков газопровода I-II категорий, и 20 для линейных участков газопровода III-IV категорий;

$\max(\varepsilon_{2,0}, \varepsilon_{1,0}, w_{00}^*)$ – максимальное значение из трех величин: $\varepsilon_{2,0}$ (остаточная кольцевая деформация), $\varepsilon_{1,0}$ (остаточная продольная деформация), w_{00}^* (относительная глубина дефекта). Значения указанных величин определяются по формулам (3.70-3.73). Если повреждаемость трубы от гофр и вмятин больше единицы, то повреждаемость $d_{гв}$ равна единице.

Повреждаемость трубы при наличии овальности сечения определяется по формуле:

$$d_o = 0,2 \cdot \theta, \quad (4.24)$$

где θ – овальность трубы в процентах. Овальность сечения трубы в процентах определяется по формуле:

$$\theta = 100 \cdot (D_{max} - D_{min})/D_n, \quad (4.25)$$

где D_{max} – максимальный диаметр в сечении трубы, мм;

D_{min} – минимальный диаметр в сечении трубы, мм;

D_n – наружный диаметр трубы.

Если повреждаемость трубы при наличии овальности больше единицы, то повреждаемость d_o равна единице.

Повреждаемость соединительных деталей газопровода вычисляется по формуле:

$$d_d = n_d / n_{тс}, \quad (4.26)$$

где n_d – количество соединительных деталей с дефектами, являющимися не допустимыми в соответствии с техническими условиями завода-изготовителя;

$n_{тс}$ – количество труб и соединительных деталей на газопроводе.

Средняя повреждаемость труб от ненормативных напряжений вычисляется по формуле:

$$d_{\sigma}^c = \sum_{i=1}^{n_{\sigma}} d_{\sigma(i)} / n_{тр}, \quad (4.27)$$

где $n_{тр}$ – количество труб газопровода;

n_{σ} – количество труб, отобранных для вычисления показателя технического состояния газопровода по НДС;

$d_{\sigma(i)}$ – повреждаемость i -й трубы от ненормативных напряжений, вычисляемая по формуле:

$$d_{\sigma} = \begin{cases} 0, & \text{при } k_f \leq 1 \\ 5 \cdot (K^* - 1), & \text{при } k_f > 1 \end{cases} \quad (4.28)$$

где K^* – коэффициент нагруженности, значение которого вычисляется по формуле (2.4). Если повреждаемость трубы d_{σ} больше единицы, то повреждаемость d_{σ} равна единице.

Если при определении повреждаемости участка газопровода на трубе будет несколько дефектов одного типа или дефектов различных типов, то при вычислении показателя технического состояния труб p_t учитывают в соответствии с процедурой, представленной на рисунке 4.2, только один дефект, дающий максимальную повреждаемость, и каждую дефектную трубу учитывают только один раз в одном из значений $n_{крн}$, $n_{кор}$, n_t , $n_{мех}$, и n_{σ} .

Если для газопровода определены показатели технического состояния для участков газопровода, то показатель технического состояния газопровода вычисляется по формуле:

$$P_{вгд} = \frac{1}{L_{\Sigma}} \cdot \sum_{i=1}^{N_{лу}} (P_{вгд(i)} \cdot L_{лу(i)}), \quad (4.29)$$

где $N_{\text{лу}}$ – количество рассмотренных участков газопровода;

$P_{\text{вТД}(i)}$ – показатель технического состояния i -го участка газопровода;

$L_{\text{лу}(i)}$ – длина i -го участка газопровода, км;

L_{Σ} – суммарная протяженность участков газопровода, км.

4.2 Комплексная оценка технического состояния газопроводов

Комплексный показатель технического состояния газопровода, определяется по результатам ВТД, коррозионных обследований, неразрушающего контроля труб в шурфах и других обследований. Определение комплексного показателя технического состояния газопровода P_k проводится в соответствии со схемой, представленной на рисунке 4.3.

При определении комплексного показателя технического состояния учитываются следующие конструктивные элементы: трубы и соединительные детали, трубопроводная арматура, сварные соединения, а также состояние защитного покрытия, влияние переменных нагрузок, уровень напряжений.

Комплексный показатель технического состояния газопровода P_k вычисляется по формуле:

$$P_k = 1 - (1 - p_t) \cdot (1 - p_{\text{ш}}) \cdot (1 - d_f^2) \cdot (1 - v_a p_a) \cdot (1 - v_p p_p), \quad (4.30)$$

где p_t – показатель технического состояния труб и соединительных деталей, вычисляемый по формуле (4.1);

$p_{\text{ш}}$ – показатель технического состояния сварных соединений, вычисляемый по формуле (4.2);

v_a – весовой коэффициент, равный 0,1;

p_a – показатель технического состояния трубопроводной арматуры;

v_p – весовой коэффициент, равный 0,3;

p_p – показатель технического состояния защитного покрытия;

d_f – повреждаемость газопровода от переменных нагрузок, вычисляемая по формуле (4/5).



Рисунок 4.3 – Структурная схема определения комплексного показателя технического состояния газопровода

Средние значения повреждаемостей труб, повреждаемость соединительных деталей, усталостная повреждаемость газопровода, а также повреждаемости труб от дефектов и ненормативных напряжений определяются по формулам, приведенным в разделе (4.1).

Показатель технического состояния трубопроводной арматуры вычисляется по формуле:

$$p_a = \sum_{i=1}^{n_{та}} d_{зпа(i)} / n_{та}, \quad (4.31)$$

где $n_{та}$ – количество трубопроводной арматуры на газопроводе;

$d_{зпа(i)}$ – повреждаемость i -й трубопроводной арматуры, вычисляемая по формуле:

$$d_{\text{зпа}(i)} = 1 - e^{-\lambda\tau_3(i)}, \quad (4.32)$$

где λ – интенсивность отказов трубопроводной арматуры, 1/год;

$\tau_3(i)$ – время эксплуатации i -й трубопроводной арматуры, лет.

Данные об интенсивности отказов трубопроводной арматуры отечественного и зарубежного производства, используемых на газопроводах ПАО «Газпром», приведены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Данные об интенсивности отказов трубопроводной арматуры

Производитель трубопроводной арматуры	Интенсивность отказов λ
КемеровоХиммаш	0,033
ДзержинскХиммаш	0,028
ВолгоградНефтемаш	0,022
УралХиммаш	0,015
ПензтяжпромАрматура	0,04
Ничимен (Япония)	0,008
Грове (Италия)	0,014
Камерон (Франция)	0,033
Кобе Стил (Япония)	0,003
Борзинг (Германия)	0,022
Сигма Дольни Бенешов (Чехия)	0,015
Со Дю Тарн (Франция)	0,064
ЧКД Бланско (Чехия)	0,043

На рисунке 4.4 приведены зависимости показателя технического состояния трубопроводной арматуры от времени их эксплуатации.

Процедура определения показателя, численно характеризующего дефекты защитного покрытия труб и соединительных деталей, осуществляется по результатам коррозионных обследований [35]. Показатель технического состояния защитного покрытия газопровода определяется по формуле:

$$p_p = \sum_{i=1}^{n_{\text{ом}}} d_{pt(i)} / n_{\text{тр}}, \quad (4.33)$$

где $n_{\text{ом}}$ – количество труб с интегральным сопротивлением защитного покрытия меньше $10^4 \text{ Ом}\cdot\text{м}^2$;

$d_{pt(i)}$ – повреждаемость защитного покрытия i -й трубы;

$n_{\text{тр}}$ – количество труб на участке газопровода.



Рисунок 4.4 – Зависимость показателя технического состояния трубопроводной арматуры от времени эксплуатации

Повреждаемость защитного покрытия трубы вычисляется по формуле:

$$d_{pt} = 1 - 0,25 \lg R_n, \quad (4.34)$$

где R_n – минимальное значение интегрального сопротивления защитного покрытия, $\text{Ом}\cdot\text{м}^2$.

Если показатель дефектности защитного покрытия p_{pt} больше единицы, то принимается, что он равен единице, а если показатель дефектности защитного покрытия меньше нуля, то принимается, что он равен нулю.

4.3 Формирование по показателям технического состояния мероприятий, обеспечивающих эксплуатационную надежность газопроводов

В процедуру принятия решений по техническому состоянию газопровода включаются следующие мероприятия: определение показателей технического состояния, оценка скорости изменения показателей технического состояния, ранжирование участков газопровода по очередности проведения ремонтных работ. Оценка скорости изменения показателей технического состояния участка газопровода может быть осуществлена в соответствии со следующими моделями.

Если на газопроводе проведено несколько ВТД, то оценка скорости изменения показателя технического состояния участка газопровода V , 1/год, осуществляется по формуле:

$$V = \frac{P_{\text{ВТД}(kp)} - P_{\text{ВТД}(kp-1)}^p}{\Delta t_{\text{ВТД}}}, \quad (4.35)$$

где $P_{\text{ВТД}(kp)}$ – показатель технического состояния газопровода, определенный по результатам последнего ВТД без учета ремонтных работ;

kp – количество проведенных ВТД;

$P_{\text{ВТД}(kp-1)}^p$ – показатель технического состояния газопровода, определенный по результатам предпоследнего $(kp - 1)$ ВТД с учетом ремонтных работ;

$\Delta t_{\text{ВТД}}$ – количество лет, прошедших между обследованиями, лет.

Если на газопроводе проведено одно ВТД, то скорость изменения показателя технического состояния за год эксплуатации вычисляется по формуле:

$$V = P_{\text{ВТД}}/t_{\text{ВТД}}, \quad (4.36)$$

где $P_{\text{ВТД}}$ - показатель технического состояния газопровода;

$t_{\text{ВТД}}$ – количество лет эксплуатации газопровода на момент проведения ВТД.

В зависимости от значения показателя технического состояния газопровода рекомендуется провести мероприятия по поддержанию работоспособного состояния газопровода в соответствии с таблицей 4.2.

Таблица 4.2 – Рекомендуемые мероприятия по поддержанию работоспособного состояния участка газопровода

$P_{\text{ВТД}}$	Мероприятия по поддержанию работоспособного состояния газопровода	Оценка технического состояния участка газопровода
$P_{\text{ВТД}} \leq 0,03$	ВТД проводят через пять лет. Выборочный ремонт с преимущественным применением технологий ремонта без остановки транспортировки газа	Исправное
$0,03 < P_{\text{ВТД}} \leq 0,06$	ВТД проводят менее чем через пять лет. Текущий ремонт	Неисправное-работоспособное
$0,03 < P_{\text{ВТД}} \leq 0,06$	ВТД участка газопровода проводят менее чем через пять лет. Текущий ремонт	Неисправное-работоспособное
$P_{\text{ВТД}} > 0,3$	Вывод участка газопровода в капитальный ремонт с полной заменой труб	Предельное

Планирование очередности проведения ремонтных работ на участках газопровода осуществляется с учетом показателя технического состояния $P_{\text{ВТД}}$ и скорости его изменения за год эксплуатации V . В первую очередь ремонтные работы планируют на линейных участках газопровода с наибольшим значением величины $R_{\text{ВТД}}$, вычисляемой по формуле:

$$R_{\text{ВТД}} = P_{\text{ВТД}} + C_v \quad (4.37)$$

где C_v – произведение скорости изменения показателя технического состояния газопровода и среднего интервала между обследованиями газопровода за пять лет.

Величина C_v учитывает динамику изменения показателя технического состояния и позволяет произвести планирование очередности ремонта для линейных участков газопровода с близкими или одинаковыми значениями показателей технического состояния.

4.4 Прогнозирование технического состояния газопроводов

Для прогнозирования технического состояния газопровода предложены следующие модели изменения:

- техническое состояние участка газопровода ухудшается пропорционально времени эксплуатации;
- техническое состояние участка газопровода не изменяется, (ситуация, когда объемы ремонта компенсируют накопление повреждаемости в период между ВТД;
- техническое состояние участка газопровода ухудшается пропорционально времени эксплуатации (ситуация, когда объемы ремонта не компенсируют приращение повреждаемости от образования и роста дефектов);
- после проведения последнего ВТД техническое состояние участка газопровода ухудшается пропорционально времени эксплуатации;
- после проведения ремонтных работ техническое состояние участка газопровода ухудшается пропорционально времени эксплуатации.

Прогноз технического состояния участка газопровода по результатам одного ВТД производится по формулам:

- без учета ремонтных работ:

$$P_{\text{ВТД}}^{\text{п}} = P_{\text{ВТД}} + \frac{P_{\text{ВТД}}}{t_{\text{ВТД}}} \cdot (t_{\text{э}} - t_{\text{ВТД}}), \quad (4.38)$$

- с учетом ремонтных работ:

$$P_{\text{ВТД}}^{\text{п}} = P_{\text{ВТД}}^{\text{р}} + P_{\text{ВТД}} \cdot (t_{\text{э}} - t_{\text{ВТД}})/t_{\text{ВТД}}, \quad (4.39)$$

где $P_{\text{ВТД}}^{\text{п}}$ – прогнозируемое значение показателя технического состояния газопровода;

$P_{\text{ВТД}}^{\text{р}}$ – показатель технического состояния газопровода, определяемый с учетом ремонтных работ;

$P_{\text{ВТД}}$ – показатель технического состояния газопровода;

$t_{\text{ВТД}}$ – время эксплуатации газопровода на момент проведения ВТД, лет;

t_3 – время эксплуатации газопровода, лет.

Прогноз технического состояния газопровода по результатам нескольких ВТД производится по формуле:

$$P_{\text{ВТД}}^{\text{п}} = f + q \cdot t_3, \quad (4.40)$$

где f, q – коэффициенты линейной аппроксимации показателя технического состояния газопровода;

t_3 – время эксплуатации газопровода, лет.

Коэффициенты линейной аппроксимации показателей технического состояния определяются по формулам:

$$f = \frac{1}{kp} \cdot \sum_{i=1}^{kp} (P_{\text{ВТД}}(i)) - q \frac{1}{kp} \cdot \sum_{i=1}^{kp} t_{\text{ВТД}}(i), \quad (4.41)$$

$$q = \frac{kp \cdot \sum_{i=1}^{kp} (P_{\text{ВТД}}(i) \cdot t_{\text{ВТД}}(i)) - \sum_{i=1}^{kp} (t_{\text{ВТД}}(i)) \cdot \sum_{i=1}^{kp} P_{\text{ВТД}}(i)}{kp \cdot \sum_{i=1}^{kp} (t_{\text{ВТД}}^2(i)) - (\sum_{i=1}^{kp} (t_{\text{ВТД}}(i)))^2}, \quad (4.42)$$

где kp – количество выполненных на газопроводе ВТД;

i – номер ВТД;

$P_{\text{ВТД}}(i)$ – показатель технического состояния газопровода, определенный по результатам i -го ВТД;

$t_{\text{ВТД}}(i)$ – время эксплуатации газопровода до проведения i -го ВТД.

Прогноз технического состояния газопровода после проведения ремонта методом переизоляции с частичной заменой труб проводится по формуле:

$$P_{\text{ВТД}}^{\text{п}} = P_{\text{ВТД}}^{\text{р}} + P_{\text{ВТД}} \cdot (t_3 - t_{\text{ВТД}}) / t_{\text{ВТД}} \cdot t_{\text{ЗП}} / (S_c \cdot t_{\text{ЗП}}^{\text{р}} + S_n \cdot t_{\text{ЗП}}^{\text{р3}}), \quad (4.43)$$

где S_c, S_n – доля старых и новых труб;

$t_{\text{ЗП}}^{\text{р}}$ – средний срок службы нового защитного покрытия (трассового нанесения) труб газопровода, значение которого принимается из таблицы 4.3;

$t_{зп}$ – средний срок службы используемого до ремонта защитного покрытия труб газопровода, значение которого принимаются из таблицы 4.3;

$t_{зп}^{рз}$ – средний срок службы защитного покрытия заводского нанесения новых труб, значение которого принимают из таблицы 4.3.

$P_{вТД}^p$ – показатель технического состояния газопровода, определяемый с учетом ремонтных работ;

$P_{вТД}$ – показатель технического состояния газопровода, определенный по результатам последнего ВТД;

$t_э$ – время эксплуатации газопровода, лет;

$t_{вТД}$ – наработка газопровода на момент проведения ВТД, лет.

Таблица 4.3 – Средний срок службы защитного покрытия

Тип защитного покрытия	Средний срок службы защитного покрытия, лет
Пленочное, трассового нанесения	10
Битумное, трассового нанесения	18
Полимерно-битумное, трассового нанесения	20
Защитное покрытие заводского нанесения	30

4.5 Определение технического состояния магистрального газопровода системы «Южный поток»

Участок магистрального газопровода диаметром 1420 мм Уренгой-Новопсков 2735–3305 км, предназначенный для транспортировки газа по проекту «Южный поток», эксплуатируется ООО «Газпром трансгаз Саратов» и ООО «Газпром трансгаз Волгоград». Для подготовки участка к транспортировке газа в рамках проекта «Южный поток» было определено техническое состояние газопровода и даны рекомендации по организационно-техническим мероприятиям по восстановлению и поддержанию исправного состояния. Для определения технического состояния участка 3007–3305 км газопровода Уренгой-Новопсков,

эксплуатируемого ООО «Газпром трансгаз Волгоград», анализ выполнялся для 14 участков.

Перед определением технического состояния трассы «Южного потока» выполнялась оценка степени опасности дефектов, по результатам которой определялись дефекты, подлежащие устранению. Подробное определение степени опасности дефектов рассмотрим на примере участка 3007–3030 км. На участке 3007–3030 км газопровода Уренгой-Новопсков при ВТД было выявлено следующее количество дефектов: коррозии – 92, вмятин – 1, поперечных канавок – 44, продольных канавок – 36.

Результаты определения степени опасности коррозионных дефектов показали, что только 18 из них являются потенциально опасными, а критические и закритические дефекты на линейном участке 3007–3030 км отсутствуют. Следовательно, на этом участке необходимо отремонтировать 17 труб с 18 дефектами.

На рисунке 4.5 приведены результаты оценки степени опасности вмятины. Из рисунка 4.5 видно, что вмятина попадает в область УВП (удаление вне плана). Следовательно, вмятину с такими размерами необходимо удалить.

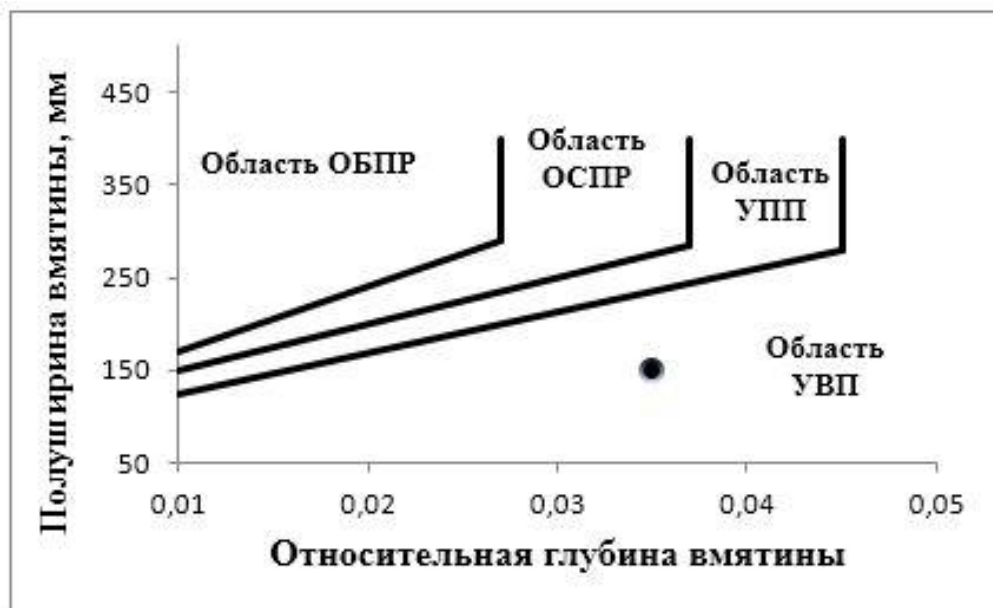


Рисунок 4.5 – Результаты оценки степени опасности вмятины

Для рассматриваемого участка показатель технического состояния на 2011 год будет равен 0,086. Следовательно, этот участок является неработоспособным-ремонтпригодным, и для поддержания его в работоспособном состоянии необходимо провести капитальный ремонт методом переизоляции с частичной заменой труб. Рекомендуемые мероприятия по поддержанию работоспособного состояния участков газопровода представлены в таблице 4.4.

Таблица 4.4 – Результаты расчета показателей технического состояния

Км трассы	$P_{\text{вТД}}$	Техническое состояние	Рекомендуемые мероприятия
3007–3030 3030–3052	0,086 0,089	Неработоспособное-ремонтпригодное	Капитальный ремонт методом переизоляции
3053–3056	0,009	Исправное	Выборочный ремонт с преимущественным применением технологий ремонта без остановки транспортировки газа
3058–3086 3086–3112	0,120 0,053	Неработоспособное-ремонтпригодное	Капитальный ремонт методом переизоляции
3112–3140 3140–3158 3158–3186 3186–3213	0,030 0,019 0,014 0,020	Исправное	Выборочный ремонт с преимущественным применением технологий ремонта без остановки транспортировки газа
3213–3215	0,037	Неисправное-работоспособное	Ремонт по техническому состоянию, обеспечивающий безопасную эксплуатацию в течение интервала между ВТД
3215–3232	0,020	Исправное	Выборочный ремонт с преимущественным применением технологий ремонта без остановки транспортировки газа
3232–3247	0,037	Неисправное-работоспособное	Ремонт по техническому состоянию, обеспечивающий безопасную эксплуатацию в течение интервала между ВТД
3247–3273 3273–3305	0,010 0,006	Исправное	Выборочный ремонт с преимущественным применением технологий ремонта без остановки транспортировки газа

Из данных таблицы 4.4 следует, что из 14 рассмотренных участков подлежат выводу в капитальный ремонт методом переизоляции 4 участка, показатели технического состояния которых превышают величину 0,06. На остальных 10 участках рекомендуется поддерживать работоспособное состояние ремонтом по техническому состоянию.

Для определения технического состояния участка 2735–3005 км газопровода Уренгой-Новопсков, эксплуатируемого ООО «Газпром трансгаз Саратов», анализ выполнялся по следующим материалам:

- ВТД 2009 года, проведенное ОАО «Оргэнергогаз» на 2735–2824,5 км; ВТД 2006 года, проведенное ЗАО «Спецнефтегаз» на 2824,5–3005 км.

Рекомендуемые мероприятия по поддержанию работоспособного состояния газопровода представлены в таблице 4.5.

Таблица 4.5 – Результаты расчета показателей технического состояния

Км трассы	$P_{\text{ВТД}}$	Техническое состояние	Рекомендуемые мероприятия
2735-2770 2770-2794 2794-2825	0,021 0,016 0,019	Исправное	Выборочный ремонт по техническому состоянию
2825-2853 2853-2885 2885-2907	0,060 0,084 0,050	Неработоспособное-ремонтпригодное	Капитальный ремонт методом переизоляции
2907-2933	0,036	Неисправное-работоспособное	Выборочный ремонт с преимущественным применением технологий ремонта без остановки транспортировки газа
2933-2961 2961-2980 2980-3005	0,061 0,094 0,097	Неработоспособное-ремонтпригодное	Капитальный ремонт методом переизоляции

Из данных таблицы 4.5 следует, что из 10 рассмотренных участков подлежат выводу в капитальный ремонт методом переизоляции 6 участков, показатели технического состояния которых превышают величину 0,06. На остальных 4 участках рекомендуется поддерживать работоспособное состояние ремонтом по техническому состоянию.

4.6 Эмпирическая модель оценки технического состояния газопроводов-отводов

Применение методики оценки технического состояния газопроводов по результатам ВТД к газопроводам, не приспособленным к ВТД, из-за ограниченного количества информации, получаемой по результатам ТД газопроводов в шурфах, как правило, должно приводить к существенному занижению значений показателей технического состояния. Что в свою очередь приводит к некорректному планированию объектов капитального ремонта и неправильному ранжированию газопроводов по очередности вывода в ремонт. Таким образом, отсутствие единой методической основы при определении показателя технического состояния может приводить к необоснованному включению в программы комплексного капитального ремонта газопроводов, работоспособное состояние которых можно поддерживать, используя выборочный ремонт по результатам ТД или коррозионных обследований. Для того, чтобы показатели технического состояния для газопроводов, не приспособленных к ВТД, коррелировали с показателями технического состояния $P_{\text{ВТД}}$, определяемыми по результатам ВТД, был разработан методический подход, в котором вне зависимости от способа получения информации о техническом состоянии газопровода, количественная оценка технического состояния выполнялась бы по единой оценочной шкале, то есть показатели технического состояния были эквивалентны. Для этого в основе методического подхода должна использоваться диагностическая информация о повреждаемости газопровода по всей его протяженности. В статье [91] было показано, что между относительной поврежденностью защитного покрытия и количеством дефектов на газопроводе существует линейная зависимость. Следовательно, для газопроводов, не приспособленных к ВТД, в качестве диагностической информации о поврежденности газопровода по всей его протяженности можно использовать результаты коррозионных обследований по определению состояния защитного покрытия газопровода. Для установления связи между показателем технического

состояния и состоянием защитного покрытия были использованы результаты ВТД газопроводов ОАО «Газпром» за 2008–2010 годы. На первом шаге исследования зависимости между техническим состоянием металла стенки трубы и состоянием защитного покрытия был выполнен анализ результатов расчета показателей технического состояния газопроводов, определяемых по результатам ВТД, и относительным количеством дефектных труб (отношение количества дефектных труб к количеству труб газопровода). Результаты исследований в целом по ОАО «Газпром» для газопроводов с наружным диаметром 1420 мм, представлены на рисунке 4.6. Из рисунка 4.6 следует, что между показателем технического состояния и относительным количеством дефектных труб существует линейная аналитическая зависимость, уравнение которой записывается в следующем виде:

$$P_{\text{ВТД}} = k_{\text{п}} \cdot T_{\text{д}} \quad (4.44)$$

где $P_{\text{ВТД}}$ – показатель технического состояния газопровода;

$k_{\text{п}}$ – коэффициент пропорциональности, численное значение которого 0,2 получено с применением метода наименьших квадратов [147];

$T_{\text{д}}$ – относительное количество дефектных труб.

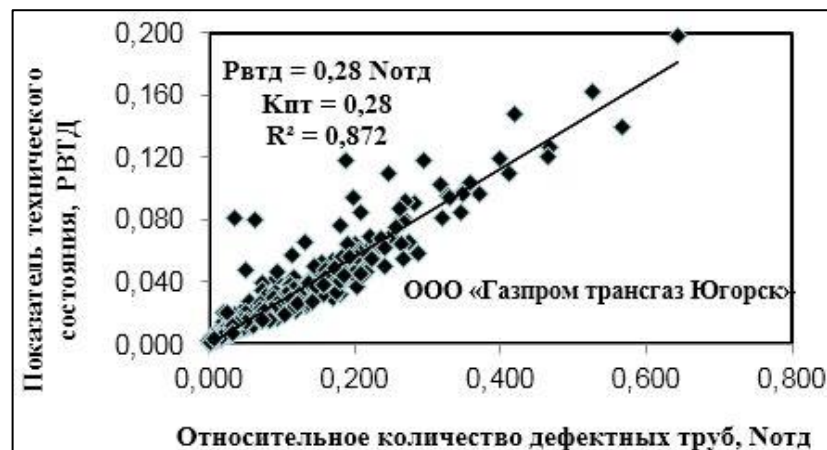


Рисунок 4.6 – Линейная зависимость между относительным количеством дефектных труб и показателем технического состояния

Пример линейной зависимости для газопроводов ООО «Газпром трансгаз Ухта» с наружным диаметром 1220 мм представлен на рисунке 4.7. В данном случае коэффициент пропорциональности $k_{\text{п}}$ равен 0,29.

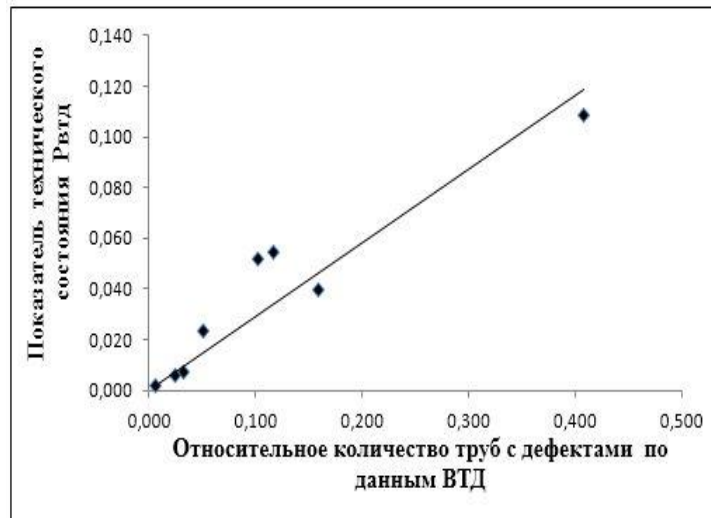


Рисунок 4.7 – Линейная зависимость между относительным количеством дефектных труб и показателем технического состояния

На следующем этапе исследований была установлена связь между состоянием защитного покрытия и количеством дефектных труб. Для этого анализировалась информация со всех газопроводов, на которых проводилось ВТД и коррозионное обследование. В таблице 4.6 приведены сведения об относительной протяженности поврежденного защитного покрытия (отношение протяженности поврежденного защитного покрытия к протяженности газопровода) и о количестве дефектных труб для газопроводов ООО «Газпром трансгаз Ухта».

Таблица 4.6 – Сведения об относительном количестве дефектных труб и относительной протяженности поврежденного защитного покрытия

Наименование газопровода	Результаты ВТД		Результаты коррозионного обследования
	Количество дефектных труб	Относительное количество дефектных труб	Относительная протяженность поврежденного защитного покрытия
ГРС Сокол 25-59 км	234	0,053	0,0038
Грязовец-Ленинград 185-125 км	746	0,192	0,0739
Соплеск-Печорская ГРЭС 52-78 км	330	0,142	0,0679
Соплеск-Печорская ГРЭС 78-92 км	284	0,217	0,1261
Пунга-Ухта-Грязовец-3 417-448 км	498	0,175	0,0552
Пунга-Ухта-Грязовец-3 505-543 км	439	0,125	0,0673

Продолжение таблицы 4.6

Наименование газопровода	Результаты ВТД		Результаты коррозионного обследования
	Количество дефектных труб	Относительное количество дефектных труб	Относительная протяженность поврежденного защитного покрытия
СРТО-Торжок 1347-1374 км	43	0,018	0,0047
СРТО-Торжок 1374-1396 км	32	0,017	0,0003
СРТО-Торжок 1424-1452 км	1	0,001	0,0001
СРТО-Торжок 1686-1721 км	8	0,003	0,0006
СРТО-Торжок 1721-1740 км	5	0,003	0,0117
СРТО-Торжок 1740-1765 км	6	0,003	0,0042
СРТО-Торжок (лупинг) 2492-2546 км	7	0,003	0,0001
Ухта-Торжок-2 1059-1096 км	172	0,051	0,0385
Ухта-Торжок-2 1103-1130 км	80	0,033	0,0100
Ухта-Торжок-2 1156-1179 км	52	0,025	0,0169

По данным, приведенным в таблице 4.6, был построен представленный на рисунке 4.8 график зависимости между относительной протяженностью поврежденного защитного покрытия и относительным количеством дефектных труб. Зависимость между рассматриваемыми величинами имеет линейный характер и ее коэффициент пропорциональности равен 2,03.

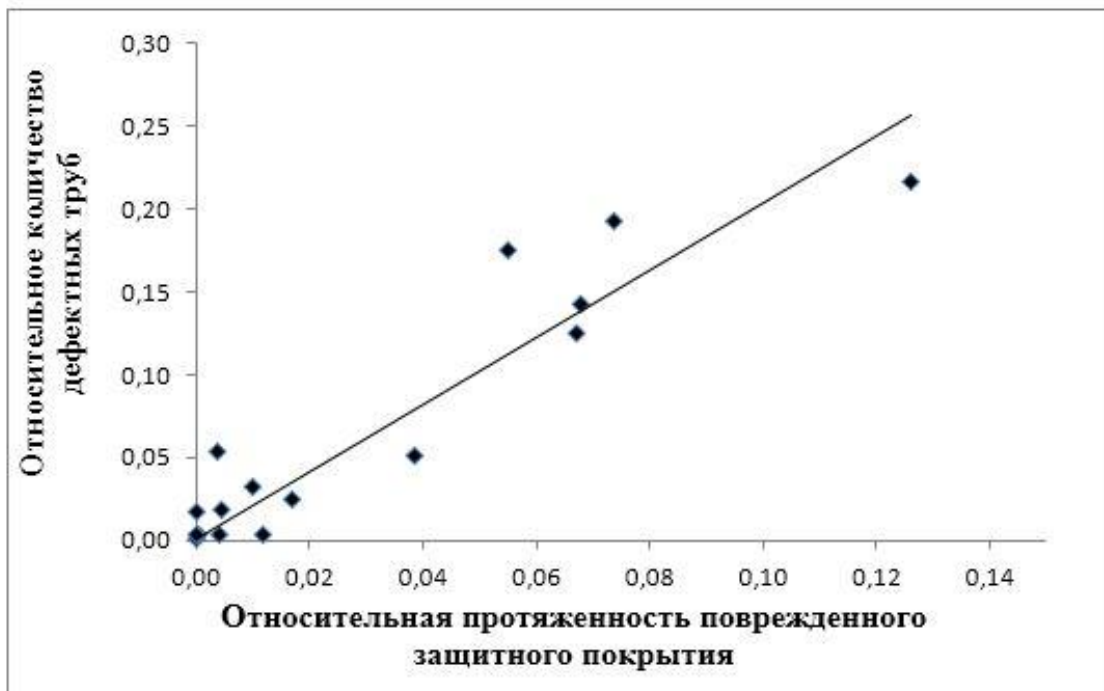


Рисунок 4.8 – Зависимость между относительной протяженностью поврежденного защитного покрытия и относительным количеством дефектных труб

Следовательно, относительное количество дефектных труб T_d в зависимости от состояния защитного покрытия может быть определено из следующего уравнения:

$$T_d = 2,03 \cdot P_d, \quad (4.45)$$

где P_d – относительная протяженность поврежденного защитного покрытия.

Установленная зависимость между относительным количеством дефектных труб и относительным повреждением защитного покрытия позволяет установить окончательный вид формулы для вычисления показателей технического состояния $P_{ко}$, эквивалентных показателям технического состояния $P_{вТД}$, полученным по результатам ВТД. С учетом формул (4.43–4.44) показатель технического состояния по результатам коррозионных обследований $P_{ко}$ для газопроводов ООО «Газпром трансгаз Ухта» может быть вычислен по формуле:

$$P_{ко} = 2,03 \cdot k_{п} \cdot P_d, \quad (4.46)$$

где $k_{п}$ – коэффициент пропорциональности;

P_d – относительная протяженность поврежденного защитного покрытия.

Для газопроводов, не приспособленных к ВТД, протяженность поврежденного защитного покрытия, при которой выполняется условие по выводу газопроводов в капитальный ремонт ($P_{вТД} > 0,06$), и соответствующее ей количество дефектных труб приведены в таблице 4.7.

Таблица 4.7 – Условия вывода в комплексный капитальный ремонт газопроводов, не приспособленных к ВТД

Наружный диаметр газопровода, мм	Условие вывода в ремонт по повреждению защитного покрытия, %	Количество дефектных труб, %
1420	12	25
1220	10	21
1020	15	30
720	16	33
530	7,5	15
менее 530	14	28,5

В 2012 году в ООО «Газпром трансгаз Ухта» для газопроводов, не приспособленных к ВТД, с наработкой, превышающей нормативный срок службы, выполнялось для продления срока службы газопроводов определение срока безопасной эксплуатации. Для формирования организационно-технических мероприятий использовался рассмотренный методический подход определения показателя технического состояния. В таблице 4.8 представлен перечень газопроводов и их значения показателей технического состояния. Анализ данных таблицы 4.8 показывает, что из 17 газопроводов со средней наработкой в 34 года (от 21 до 49 лет) необходимо запланировать производство комплексного капитального ремонта на двух газопроводах.

Таблица 4.8 – Объекты экспертизы промышленной безопасности

Наименование газопровода	Наработка T_n , лет	Относительное повреждение защитного покрытия P_d	Показатель технического состояния $P_{ко}$	Рекомендации и корректирующие мероприятия
Газопровод-отвод к ГРС-1 Рыбинск	49	0,118	0,05	Эксплуатация в соответствии с требованиями стандарта [127]
Газопровод-отвод к ГРС-2 Рыбинск	40	0,034	0,015	
Газопровод-отвод к ГРС Пошехонье	34	0,077	0,033	
Газопровод-отвод к АГРС Ермаково	35	0,035	0,0151	
Газопровод отвод к ГРС пос. Борок	41	0,034	0,015	
Газопровод-отвод к ГРС Песочное	48	0,0195	0,0084	
Перемышка между ГРС-1 и ГРС-2 г. Череповец	36	0,011	0,0041	

Продолжение таблицы 4.8

Наименование газопровода	Наработка T_n , лет	Относительное повреждение защитного покрытия P_d	Показатель технического состояния $P_{ко}$	Рекомендации и корректирующие мероприятия
Газопровод-отвод к ГРС Эжва	41	0,033	0,0264	Эксплуатация в соответствии с требованиями стандарта [127]
Газопровод-отвод к ГРС-1 г. Сыктывкар	41	0,0004	0,0002	
Газопровод-отвод к ГРС пос. Зеленец	35	0,008	0,0035	
Газопровод-отвод к ГРС пос. Часово	21	0,122	0,0525	
Газопровод-отвод к ГРС г. Коряжма	41	0,0139	0,006	Эксплуатация в соответствии с требованиями стандарта [127]
Газопровод-отвод на АГРС Дьяково	33	0,00007	0,0001	
Ухта-Торжок-2 км 870-943	36	0,0078	0,0046	
Ухта-Торжок-3 км 40-1179	35	0,02	0,0098	
Ухта-Торжок-2 км 799-870	42	0,866	0,511	Вывод в капитальный ремонт в соответствии с рекомендациями стандарта [120]
Газопровод УСК СГПЗ-ГРС-Ухта-2	38	0,76	0,327	

Таким образом, разработанный методический подход по определению технического состояния газопроводов, не приспособленных к ВТД, позволяет повысить эффективность планирования капитального ремонта газопроводов ПАО «Газпром» за счет применения единой методологической основы для количественной оценки технического состояния газопроводов, включая газопроводы, не приспособленные к ВТД.

Выводы по главе 4

1. Для формализации условия, при котором газопровод может быть выведен в ремонт, определения приоритета ремонта и разработки мероприятий по поддержанию работоспособного состояния газопроводов разработана методика

количественной оценки технического состояния газопровода с учетом различных типов дефектов и степени их опасности, а также методика определения для газопроводов, не приспособленных к ВТД, показателей технического состояния эквивалентных показателям, рассчитанным по данным ВТД.

2. Методика оценки технического состояния газопровода была реализована в стандарте ПАО «Газпром» и применена для решения прикладной задачи по восстановлению работоспособного состояния магистрального газопровода системы «Южный поток».

3. Методика определения для газопроводов, не приспособленных к ВТД, показателей технического состояния эквивалентных показателям технического состояния, рассчитанным по данным ВТД, была применена при продлении срока службы газопроводов для оценки срока безопасной эксплуатации газопроводов ООО «Газпром трансгаз Ухта».

Глава 5

МЕТОДИКА ПЛАНИРОВАНИЯ ВНУТРИТРУБНОГО ТЕХНИЧЕСКОГО ДИАГНОСТИРОВАНИЯ ГАЗОПРОВОДОВ

5.1 Критерии планирования и нормативные ограничения на сроки проведения обследований

В настоящей главе разработана методика определения интервала между ВТД и объемов выборочного ремонта газопроводов, обеспечивающих безопасную эксплуатацию газопроводов между обследованиями. На основе анализа статистических данных по интервалу между ВТД газопроводов было предложено [18, 144] вместо 2–5 лет (в зависимости от конструктивных параметров газопроводов и объемов их выборочного ремонта) повысить нормативное значение интервала между ВТД от 4 до 8 лет.

Так как газопровод является ремонтпригодным объектом, то его безотказность в течение срока службы обеспечивается выполнением требований технической документации, регламентирующей вопросы безопасной эксплуатации, и проведением контроля технического состояния с определенной периодичностью, и ремонта, объемы которого, момент начала ремонта и его продолжительность определяются техническим состоянием газопровода.

Впервые в отечественной практике вопрос о сроках проведения повторных ВТД был концептуально рассмотрен в программе РАО Газпром «Комплексная система диагностики и технической инспекции магистральных газопроводов России». При определении периодичности обследований газопроводов следует учитывать конструктивные и технологические особенности газопровода, а также особенности, связанные с зоной его прокладки. В целом предлагалась следующая периодичность обследований:

- в южной коррозионно-опасной зоне через 3–5 лет;
- в средней умеренной зоне через 6–8 лет;
- в северной зоне через 9–12 лет.

Здесь следует отметить, что для контроля трещин стресс-коррозии предлагалось использовать акустико-эмиссионную аппаратуру.

Наряду с обобщенными критериями и оценками по крупным регионам в концепции также предлагалось проводить дифференциацию по обследованию отдельных участков в пределах одной почвенно-климатической зоны. Такая классификация участков газопровода по факторам риска отражает совокупную оценку воздействия всех факторов риска, в зависимости от которой определялась периодичность контроля.

В стандарте [90] концепция не получила дальнейшего развития. В этом стандарте лишь указываются сроки проведения первых двух ВТД для вновь построенных газопроводов. Первое ВТД для оценки первоначального состояния газопровода следует провести при вводе газопровода в эксплуатацию, а второе ВТД через 3–5 лет эксплуатации. Дальнейшая периодичность ВТД должна определяться по коррозионному состоянию газопровода. В 2007 году на основе исследований по изучению динамики изменения коррозионного и стресс-коррозионного состояний ООО «Газпром ВНИИГАЗ» разработал стандарт [116], отражающий вопросы периодичности ВТД. В них в качестве критерия, по достижению которого определяется время до проведения очередного ВТД, используются значения относительных глубин дефектов, равных 0,4 (для газопроводов, не подверженных коррозионному растрескиванию под напряжением) и 0,3 для газопроводов, подверженных коррозионному растрескиванию под напряжением. Позднее в стандарте [127] были введены корректировки для газопроводов, подверженных коррозионному растрескиванию под напряжением. В итоге в ПАО «Газпром» была установлена следующая периодичность обследований. Для участков газопроводов, подверженных коррозионному растрескиванию под напряжением, интервал между обследованиями составляет 2 года. Для коррозионных участков газопровода интервал между ВТД рассчитывается по формулам стандарта [116], но в любом случае он не должен превышать 5 лет.

В результате из-за малого интервала между ВТД для газопроводов, подверженных коррозионному растрескиванию под напряжением, установленный

в стандарте нормативный интервал не соблюдается, что приводит к нарушению правил эксплуатации [127].

В этой связи первоочередной задачей исследований является выполнение анализа нормативных документов на предмет наличия в них противоречий и на предмет дублирования требований.

Рассмотрим с этих позиций нормативное обеспечение ПАО «Газпром» и ООО «Газпром трансгаз Беларусь» в области планирования ВТД. В ОАО «Газпром трансгаз Беларусь» ВТД должно проводиться не реже чем 1 раз в 15 лет, что практически соответствует международной практике. Так, например, компания British Gaz рекомендует проводить ВТД через 10–12 лет, указывая при этом объемы выборочного ремонта. Из данного сравнения нормативного обеспечения в области планирования ВТД можно сделать следующий вывод. С целью сокращения затрат на ВТД необходимо с учетом международного опыта и опыта ОАО «Газпром трансгаз Беларусь», а также результатов статьи [18] пересмотреть сроки проведения ВТД так, чтобы периодичность проведения ВТД была дифференцированной и составляла на газопроводах, не подверженных коррозионному растрескиванию под напряжением, не менее 5–10 лет, а для газопроводов с трещинами стресс-коррозии не менее 4 лет. Если увеличение интервала между ВТД потребует выполнения значительного объема работ по выборочному ремонту, то такой газопровод целесообразно планировать к выводу в капитальный ремонт методом переизоляции.

5.2 Модель определения интервала между обследованиями, основанная на статистической обработке параметров коррозионных дефектов

В настоящее время в ПАО «Газпром» контроль коррозионного состояния газопроводов внутритрубными дефектоскопами осуществляется через промежуток времени, определяемый в соответствии со стандартом [16] и статьей 116] по формуле:

$$\tau_{cor} = \frac{-\xi}{\ln\left(\frac{1+n_{cor(j)}^p}{n_{cor(j)}} + \gamma_j\right) \cdot V_{cor(j)}^\gamma}, \quad (5.1)$$

где ξ – относительная глубина коррозионного дефекта, значение которой равно 0,4;

$n_{cor(j)}$ – прогнозируемое количество коррозионных дефектов на газопроводе, определяемое по результатам статистической обработки результатов последнего ВТД;

$n_{cor(j)}^p$ – планируемое к устранению количество коррозионных дефектов по результатам последнего ВТД;

γ_j – параметр распределения относительных глубин коррозионных дефектов, определенный по результатам последнего ВТД;

j – количество ВТД, проведенных на газопроводе, начиная с первого информативного ВТД, при котором было обнаружено не менее 20 дефектов, относительная глубина которых равна или превышает значение 0,15;

$V_{cor(j)}^\gamma$ – скорость изменения параметра закона распределения относительных глубин коррозионных дефектов на момент проведения последнего ВТД, 1/год, определяемая по формуле:

$$V_{cor(j)}^\gamma = \frac{\gamma_1}{t_{ВТД}^1} - 8 \quad (5.2)$$

или для следующих ВТД по формуле:

$$V_{cor(j)}^\gamma = \frac{\gamma_j - \gamma_{j-1}}{\Delta t_{ВТД}^j} - 8, \quad (5.3)$$

где $t_{ВТД}^1$ – время эксплуатации газопровода до проведения первого информативного ВТД, лет;

$\Delta t_{ВТД}^j$ – интервал между двумя последними ВТД, лет;

γ_1 – параметр распределения относительных глубин дефектов, определенный по результатам первого информативного ВТД;

γ_j – параметр распределения относительных глубин дефектов, определенный по результатам дпоследнего ВТД;

γ_{j-1} – параметр распределения относительных глубин дефектов, определенный по результатам предпоследнего ВТД.

Параметр распределения относительных глубин дефектов определяется по формуле:

$$\gamma = \frac{0,15}{\ln\left(\frac{m_{0,15}}{m_{0,3}}\right)}, \quad (5.4)$$

где $m_{0,15}, m_{0,3}$ – количество обнаруженных при ВТД коррозионных дефектов, относительная глубина которых больше 0,15 или равна 0,3;

$m_{0,3}$ – количество обнаруженных при ВТД коррозионных дефектов, относительная глубина которых больше 0,3.

Прогнозируемое количество коррозионных дефектов (с учетом дефектов, глубина которых ниже порога чувствительности внутритрубного дефектоскопа) определяется по формуле:

$$n_{cor} = \frac{m_{0,15}}{\exp \frac{-0,15}{\gamma}}. \quad (5.5)$$

где $m_{0,15}$ – количество обнаруженных при ВТД коррозионных дефектов, относительная глубина которых больше или равна 0,15;

γ – параметр распределения относительных глубин дефектов.

В данном случае очередное ВТД следует проводить тогда, когда относительная глубина любого коррозионного дефекта вырастет до величины, превышающей 0,4.

Этот, в целом правильный, методический подход, основанный на результатах статистической обработки результатов ВТД, с определением параметра показательного закона распределения относительных глубин коррозионных дефектов, в ряде случаев может приводить к логическим противоречиям,

связанными с использованием только одного параметра (ξ), влияющего на прочность трубы газопровода с коррозионным дефектом.

На рисунке 5.1 приведен пример обработки результатов ВТД в случае обнаружения только допустимых дефектов с относительной глубиной, не превышающей 0,4.

Данный пример идеально подходит под описанную выше математическую модель определения времени проведения очередного ВТД, так как ВТД информативно (обнаружено более 20 дефектов, относительная глубина которых более 0,15) и относительная глубина всех дефектов не превышает 0,4.

На рисунке 5.2 показано, что для того чтобы корректно использовать математическую модель по определению интервала между ВТД необходимо устранить 2 критических дефекта, 17 потенциально опасных дефектов и 20 допустимых дефектов, относительная глубина которых равна или превышает 0,4. И только тогда будет выполняться условие, в соответствии с которым очередное ВТД следует провести через период времени, когда относительная глубина хотя бы одного дефекта достигнет 0,4.

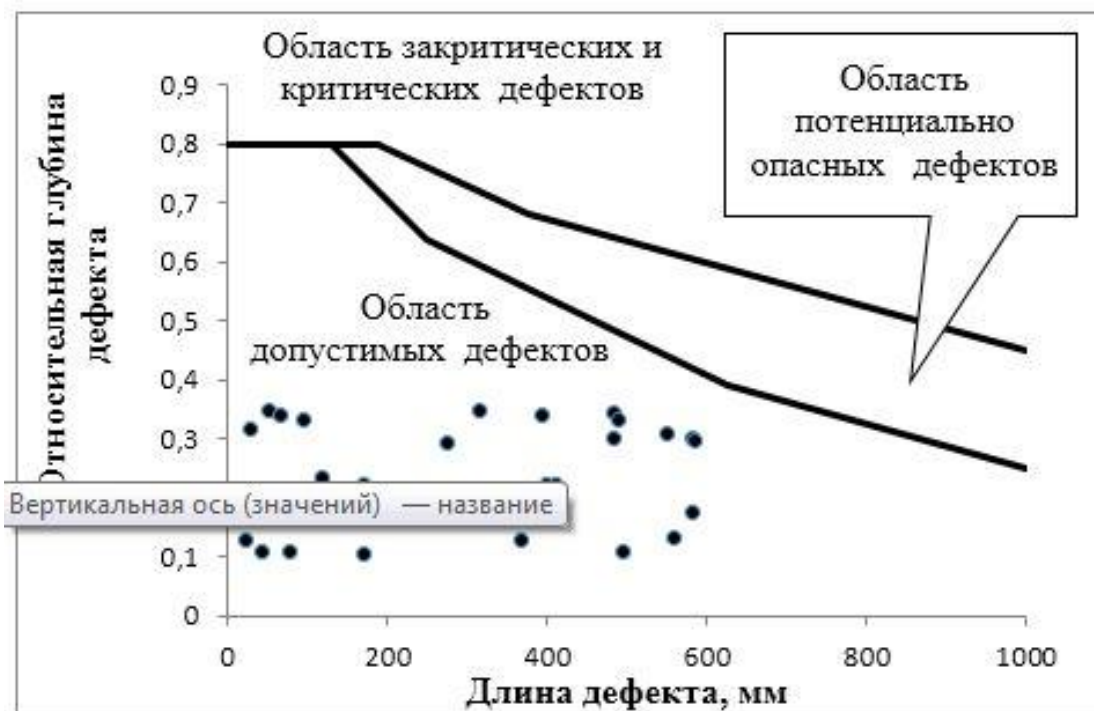


Рисунок 5.1 – Оценка степени опасности коррозионных дефектов на газопроводе диаметром 1420 мм и толщиной стенки труб 16,5 мм



Рисунок 5.2 – Оценка степени опасности коррозионных дефектов на газопроводе диаметром 1420 мм и толщиной стенки труб 18,7 мм

На следующем примере оценки степени опасности коррозионных дефектов (рисунок 5.3) показано, что возможна такая ситуация, когда данные ВТД информативны, а использование рассматриваемой математической модели не корректно, так как относительная глубина всех дефектов превышает 0,4. Следовательно, чтобы применение математической модели было корректным, необходимо устранить все дефекты, в том числе и допустимые дефекты.

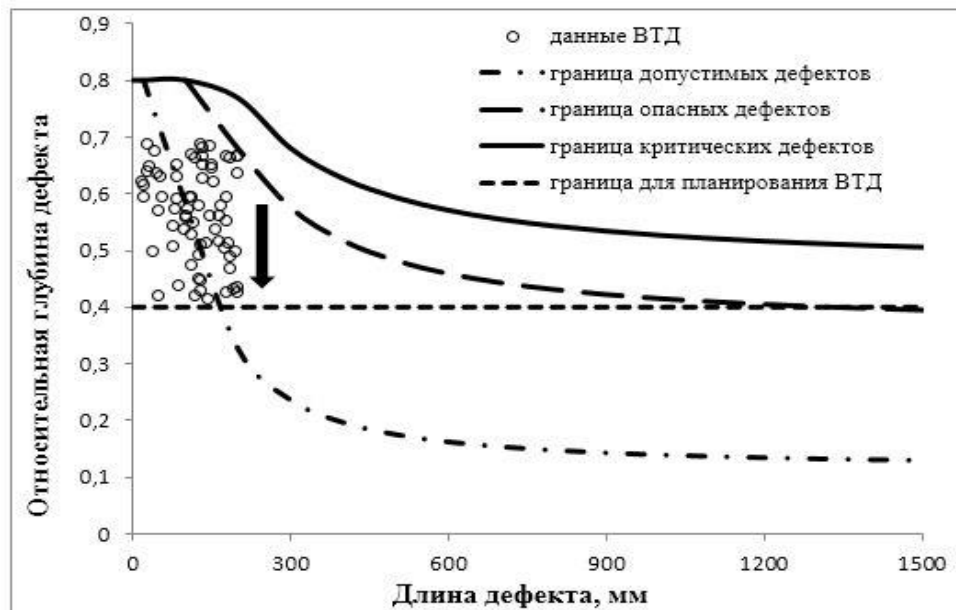


Рисунок 5.3 – Оценка степени опасности коррозионных дефектов газопровода диаметром 1220 мм и с толщиной стенки труб 12 мм

Из представленных результатов можно сделать вывод о необходимости усовершенствования методики определения интервала между ВТД.

Рассмотренная модель определения интервала между ВТД по изменению относительной глубины дефектов была предложена в 2006 году. К этому времени количество участков, на которых было проведено повторное ВТД, было еще невелико, а участки с тремя и более обследованиями практически отсутствовали. С накоплением информации по повторным ВТД стала вырисовываться следующая картина, представленная на рисунке 5.4. Графики по количеству обнаруженных при ВТД коррозионных дефектов, приведенные на рисунке 5.4, показывают, что из пяти рассмотренных газопроводов только на одном можно считать динамику изменения количества коррозионных дефектов соответствующей реальной физической картине. На газопроводе Уренгой-Ужгород с увеличением сроков эксплуатации количество дефектов непрерывно растет, и это не противоречит многочисленным результатам по коррозионным обследованиям газопроводов. На остальных графиках наблюдается волнообразное изменение количества обнаруженных коррозионных дефектов, т. е. количество коррозионных дефектов с течением времени может возрастать или убывать. То, что эта ситуация не связана с объемами ремонта газопроводов свидетельствуют графики по количеству устраненных коррозионных дефектов после проведения ВТД (рисунок 5.5).

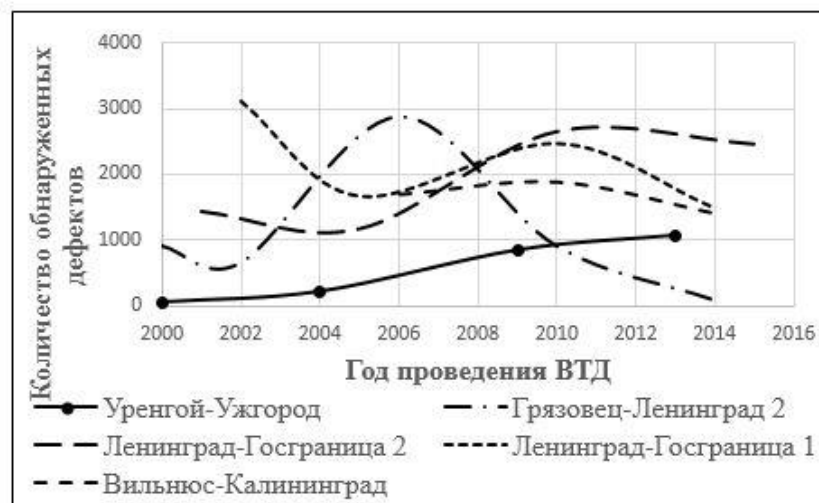


Рисунок 5.4 – Количество обнаруженных при ВТД коррозионных дефектов

Информация о количестве устраненных коррозионных дефектов, представленная на рисунке 5.5, показывает, что на четырех газопроводах дефекты практически не устранялись (всего на четырех газопроводах было устранено: 43, 15, 11 и 17 и дефектов). И только на газопроводе Вильнюс-Калининград было устранено довольно значительное количество дефектов (135 дефектов).

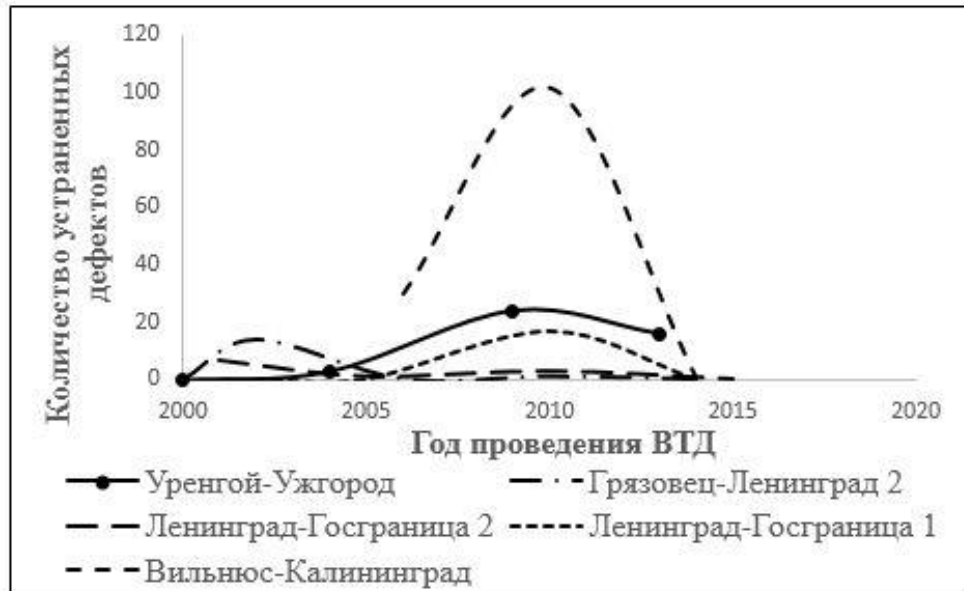


Рисунок 5.5 – Динамика устранения дефектов по результатам ВТД

Итак, динамика изменения количества обнаруженных при ВТД коррозионных дефектов в большинстве случаев может не соответствовать реальной динамике изменения коррозионного состояния. При этом возможны такие ситуации, когда скорость изменения параметра распределения, применяемая в формуле (5.2) для вычисления интервала между ВТД, будет отрицательна и, следовательно, формула (5.1) теряет физический смысл. Кроме того, если результаты ВТД не информативны, то они не подлежат статистической обработке.

5.3 Схема расчета интервала между обследованиями газопроводов

Учитывая, что данные ВТД по динамике изменения коррозионного состояния газопровода не соответствуют реальной физической картине, рассмотрим следующую схему (рисунок 5.6) определения интервала между ВТД, способную обеспечить безаварийную эксплуатацию между обследованиями.

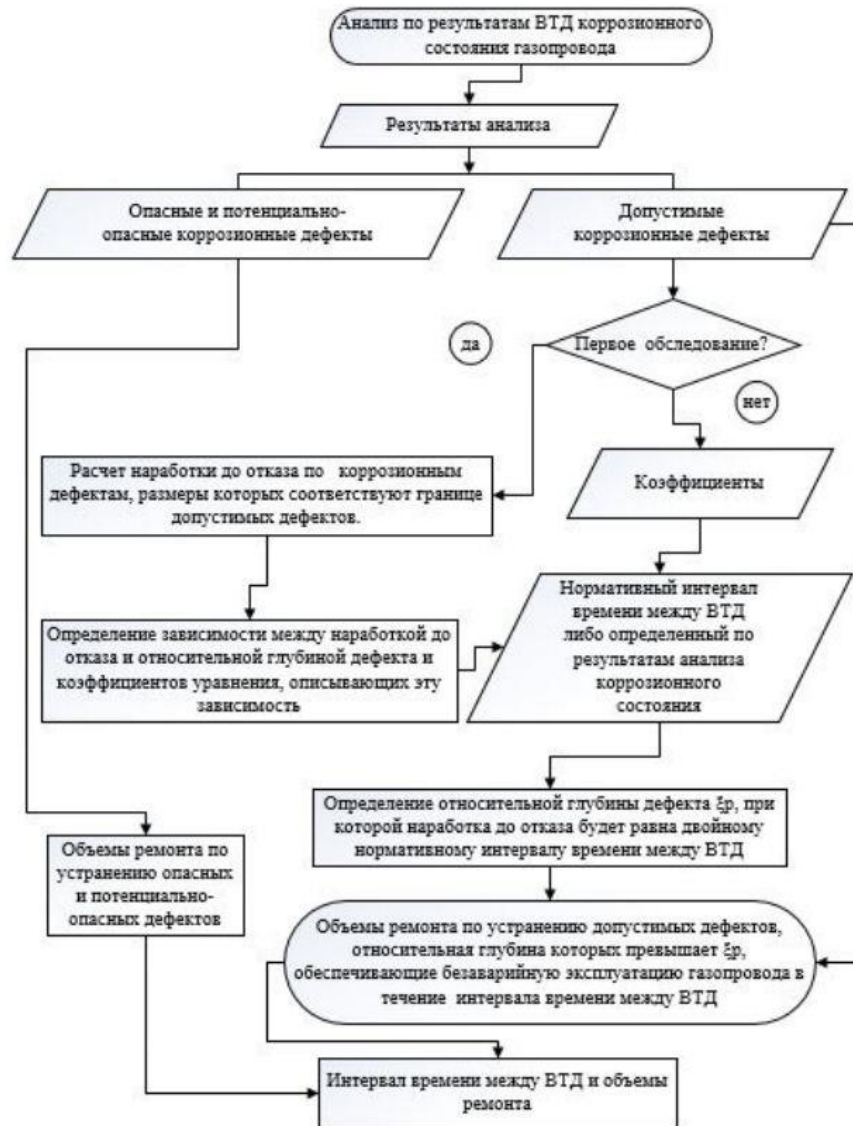


Рисунок 5.6 – Схема определения интервала между ВТД

Для пояснения схемы, представленной на рисунке 5.6, рассмотрим участок газопровода Ямбург-Тула 1 (598–690,7 км), на котором в 2015 году было проведено ВТД. Параметры и характеристики газопровода, необходимые для анализа его коррозионного состояния, приведены в таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Параметры и характеристики газопровода

Наименование параметра и исходных данных	Значение
Наружный диаметр $D_{\text{н}}$, мм	1420
Толщина стенки трубы δ , мм	15,7
Рабочее давление p , МПа	7,4
Предел прочности $\sigma_{\text{в}}$, МПа	588

На рисунке 5.7 показано коррозионное состояние газопровода и граница допустимых дефектов.

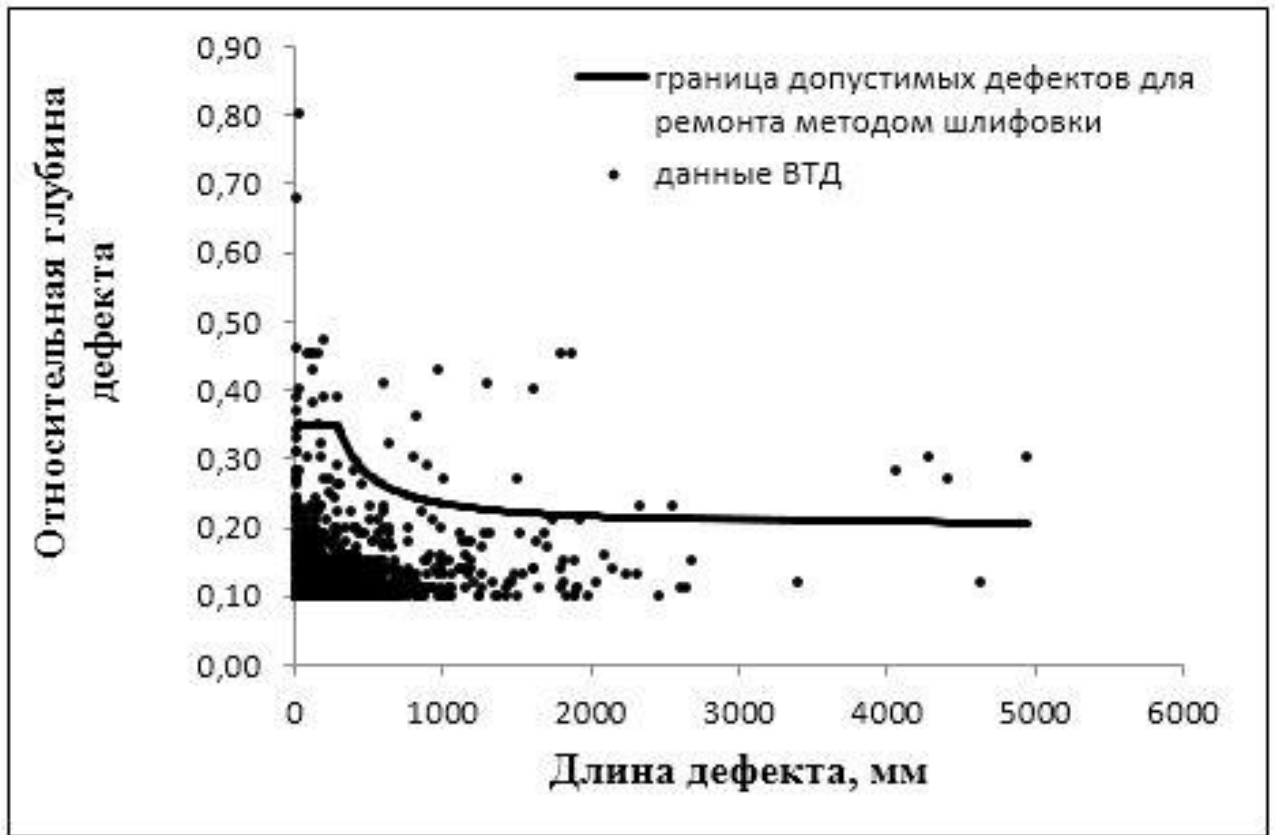


Рисунок 5.7 – Коррозионное состояние газопровода Ямбург-Тула 1

На этом участке газопровода, чтобы не снижать давление, из 3878 дефектов требуется устранить 133 опасных дефекта. На следующем шаге необходимо определить коэффициенты, с помощью которых можно описать уравнение, связывающее наработку до отказа с относительной глубиной дефектов. Для этого определим наработки до отказа газопровода от дефектов, размеры которых соответствуют границе допустимых дефектов, показанной на рисунке 5.7. Произвольно зададим длины дефектов и для этих длин вычислим относительные глубины дефектов по формуле:

$$\xi = \frac{\left[\frac{p \cdot k \cdot (D_H - \delta)}{2 \cdot \delta \cdot \sigma_B} - 1 \right] \cdot Q}{\frac{p \cdot k \cdot (D_H - \delta)}{2 \cdot \delta \cdot \sigma_B} - Q}, \quad (5.6)$$

где D_H – наружный диаметр трубы, мм;

δ – толщина стенки трубы, мм;

p – рабочее давление, МПа;

k – нормативный коэффициент запаса;

σ_B – предел прочности, МПа;

Q – коэффициент, вычисляемый по формуле (4.13).

Нормативный коэффициент запаса определяется по формуле:

$$k = 0,9 \cdot \gamma \cdot n \cdot k_1 \cdot k_H / m, \quad (5.7)$$

где n , m , k_1 , и k_H – коэффициенты, представленные в таблице 5.2;

γ – коэффициент, учитывающий рабочее (нормативное) давление на оцениваемом участке газопровода, вычисляемый по формуле:

$$\gamma = 1 - n \cdot p / R_1, \quad (5.8)$$

где n – коэффициент;

p – рабочее давление, МПа;

R_1 – расчетное сопротивление растяжению (сжатию), МПа.

Таблица 5.2 – Значения коэффициентов

Коэффициенты	n	m	k_1	k_H
Значение	1,2	0,9	1,34	1,1

Для газопровода Ямбург-Тула 1 нормативный коэффициент запаса, рассчитанный по данным таблицы 5.2, равен 1,73.

При определении наработки до отказа в соответствии со стандартом [99] принимается, что длина дефекта за год изменяется на 4 мм, а его глубина на 0,2 мм. В таблице 5.3 приведены размеры дефектов, по которым были вычислены наработки газопровода до отказа (промежуток времени, в течение которого коэффициент запаса изменится от нормативного значения до 1). Пример графика изменения коэффициента запаса представлен на рисунке 5.8.

Таблица 5.3 – Размеры дефектов и наработок газопровода до отказа

Номер дефекта	Длина дефекта, мм	Относительная глубина дефекта	Наработка до отказа, лет
1	35	0,762	14
2	45	0,662	18
3	50	0,614	21
4	65	0,490	27
5	80	0,393	32
6	125	0,224	40
7	170	0,148	43
8	215	0,109	44
9	260	0,087	44
10	305	0,074	43
11	350	0,064	43
12	395	0,058	42
13	440	0,053	42
14	485	0,050	42
15	530	0,047	41
16	710	0,040	40
17	1000	0,040	38
18	2000	0,038	35



Рисунок 5.8 – График изменения коэффициента запаса газопровода с коррозионным дефектом длиной 80 мм и относительной глубиной 0,393

Результаты вычислений наработок газопровода до отказа, представленные на рисунке 5.9, показывают, что наработка до отказа растет от 33 лет до 44 лет, а затем падает до 14 лет.

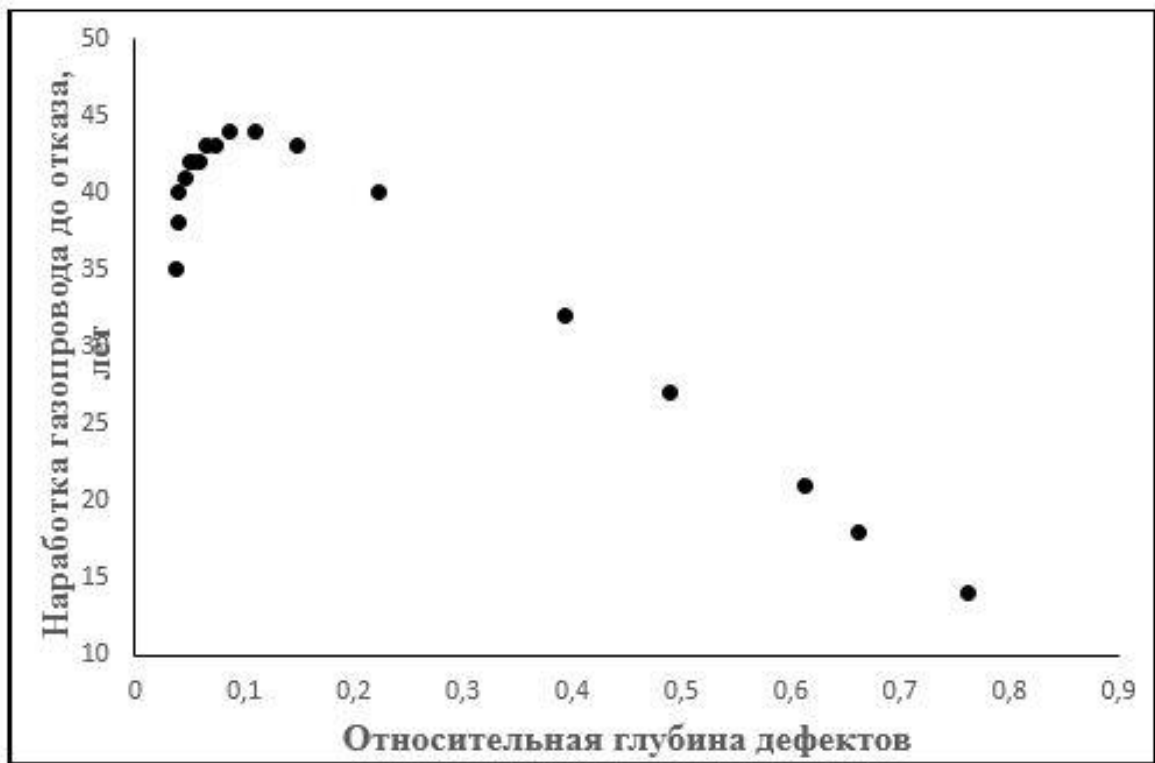


Рисунок 5.9 – Зависимость наработки до отказа от относительной глубины дефекта для дефектов, размеры которых соответствуют граничной кривой

Далее, имея результаты вычислений наработки до отказа определим коэффициенты, описывающие линейную зависимость между наработкой до отказа и относительной глубиной дефектов, размеры которых соответствуют граничной кривой. Для определения зависимости будем использовать только дефекты, лежащие на участке кривой, на котором происходит уменьшение значений наработок до отказа. Нарботки газопровода до отказа в зависимости от относительных глубин дефектов представлены на рисунке 5.10. По результатам линейной аппроксимации установлено, что зависимость между наработкой до отказа и относительной глубиной дефекта выражается в следующем виде:

$$t_H = -47,3 \cdot \xi + 50, \quad (5.9)$$

где ξ – относительная глубина дефекта.

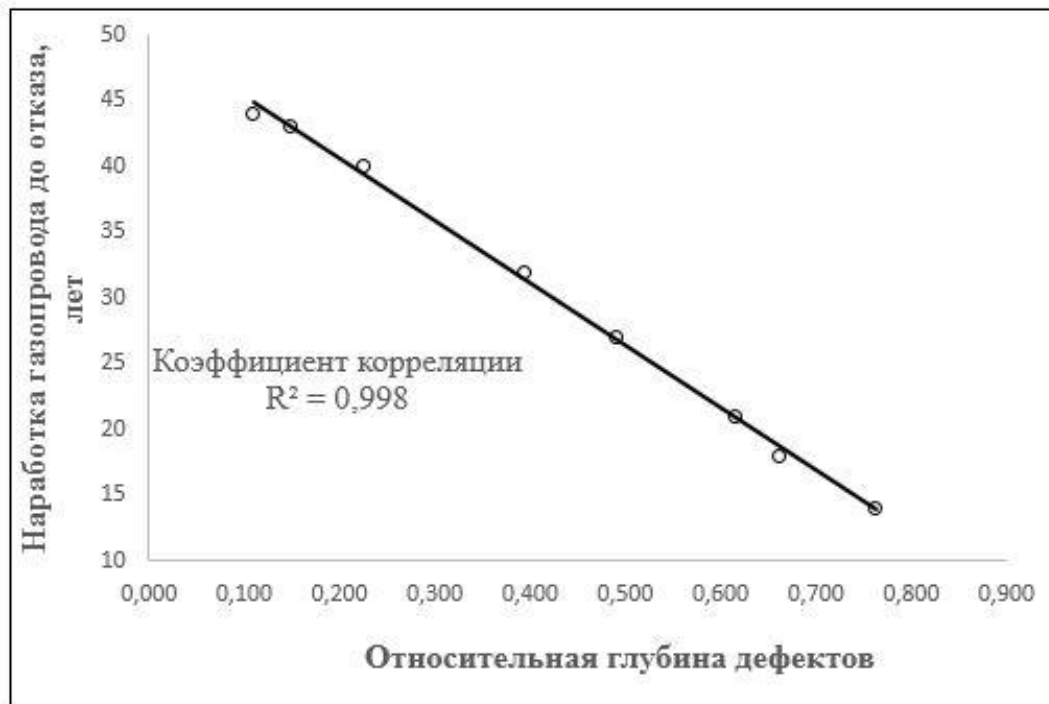


Рисунок 5.10 – График аппроксимации данных о наработках газопровода до отказа и относительных глубинах дефектов

В практике обследований принято, чтобы интервал между обследованиями был таким, чтобы за время до отказа можно было бы провести по рекомендациям, приведенным в книги [71], не менее двух обследований. В нашем случае наработка газопровода до отказа равна 16 годам. Тогда нормативный интервал между ВТД будет равен 8 годам. Для наработки газопровода, равной 16 годам, из приведенного выше уравнения определяем относительную глубину дефекта ξ_n , при превышении которой дефект устраняется. Величина ξ_n для газопровода Ямбург-Тула 1 равна 0,718. Следовательно, для обеспечения безопасной эксплуатации газопровода между обследованиями необходимо устранить дефекты, относительная глубина которых превышает 0,718. Таким образом, будет сформирован массив из устраняемых дефектов. Если теперь суммарный объем ремонта 1 км газопровода (устранение опасных, потенциально опасных и допустимых дефектов) будет значительно превышать средние объемы ремонта по ГТО, то можно произвести корректировку нормативного интервала между ВТД и переопределить объемы ремонта дефектов. Если эта корректировка не приводит к существенному снижению объемов ремонта, то такой участок газопровода следует планировать к

выводу в ремонт. Приведем пример подобной ситуации Для газопровода Ленинград-Выборг-Государственная Граница 1 диаметром 820 мм и с толщиной стенок труб 8 мм. При нормативном интервале между ВТД в 8 лет и ξ_n , равной 0,271, необходимо будет устранить 377 дефектов (рисунок 5.11). Из них 98 допустимых дефектов и 279 недопустимых дефектов. На рисунке 5.11 показано, что при интервале между ВТД в 5 лет и ξ_n , равной 0,567 необходимо будет устранить 279 недопустимых дефектов и всего один допустимый дефект. Дальнейшее уменьшение интервала между ВТД уже не имеет смысла, так как не приведет к уменьшению количества устраняемых дефектов.

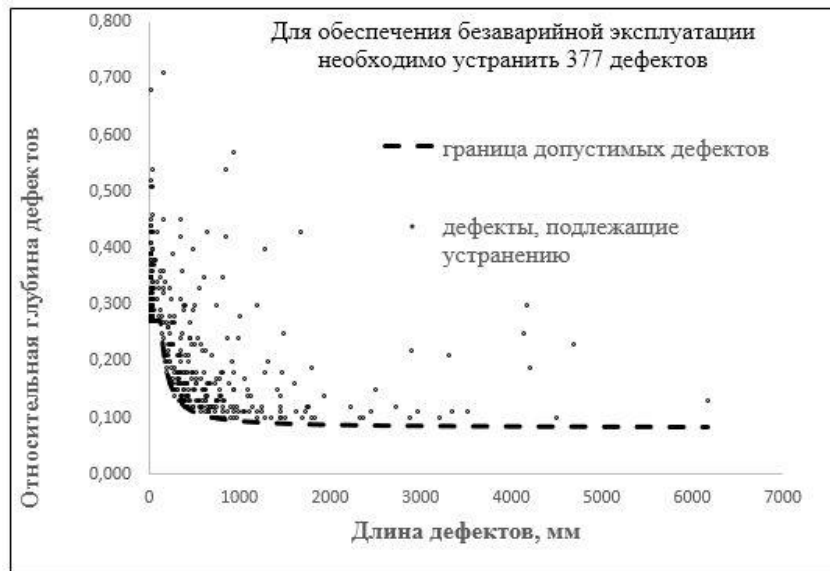


Рисунок 5.11 – Объемы ремонта при интервале между ВТД в 8 лет

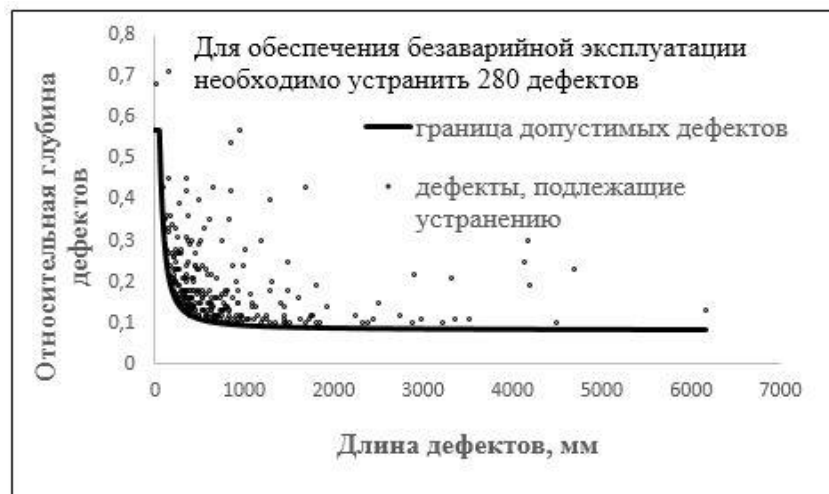


Рисунок 5.12 – Объемы ремонта при интервале между ВТД в 5 лет

5.4 Повышение безопасной эксплуатации участков газопроводов с нарушениями минимальных расстояний

Повысить безопасность эксплуатации участков газопроводов с нарушениями минимальных расстояний можно за счет увеличения количества обследований в течение наработки до отказа до трех. На рисунке 5.13 приведено коррозионное состояние газопровода Ямбург-Тула 1. При минимальной наработке до отказа в 15 лет величина ξ_n будет равна 0,740, а интервал между ВТД составит 5 лет. Как показано на рисунке 5.13 для повышения безопасности эксплуатации участка газопровода Ямбург-Тула 1 необходимо устранить 133 дефекта. В другом примере (рисунок 5.14) минимальная наработка до отказа для участка газопровода Уренгой-Ужгород равна 10 годам. В данном случае величина ξ_n будет равна 0,773, а интервал между ВТД составит 3,3 года.

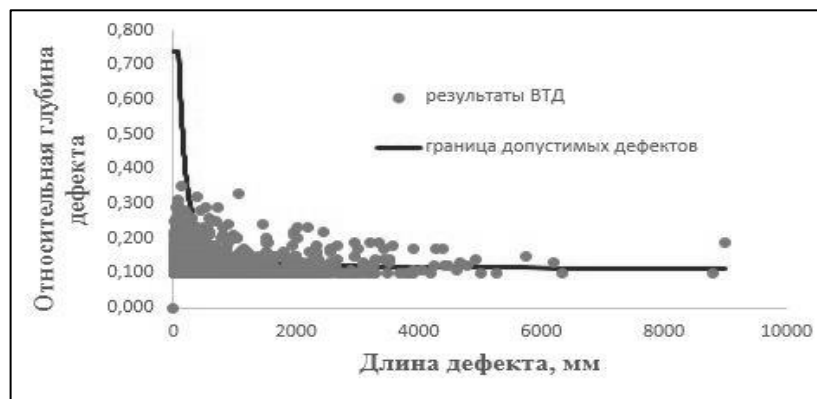


Рисунок 5.13 – Объемы ремонта на газопровode Ямбург-Тула 1

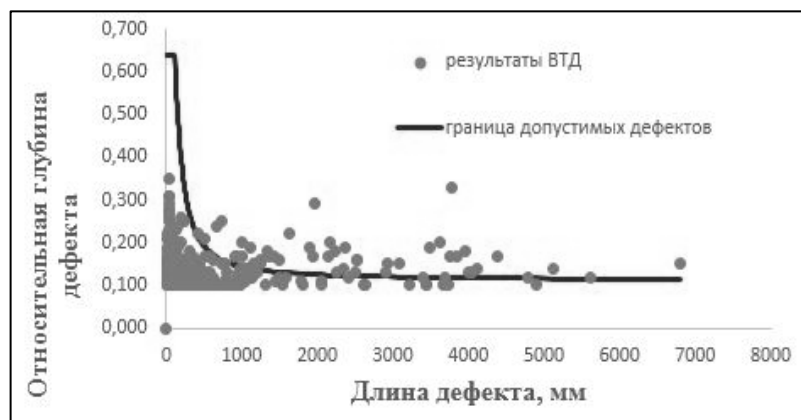


Рисунок 5.14 – Объемы ремонта дефектов на газопровode Уренгой-Ужгород

5.5 Оптимизация обследований газопроводов, подверженных коррозионному растрескиванию под напряжением

Для оптимизации обследований газопроводов, подверженных коррозионному растрескиванию под напряжением, по аналогии с коррозионными дефектами рассмотрим фактическую картину выявления внутритрубными дефектоскопами трещин стресс-коррозии. На рисунке 5.15 представлены сведения об обнаружении трещин стресс-коррозии на участке газопровода Уренгой-Ужгород. При обследованиях газопровода было обнаружено следующее количество дефектов: 33, 0, 21 и 3. Из рисунка 5.15 видно, что имеет место пилообразная закономерность, т. е. количество обнаруженных дефектов по сравнению с предыдущим обследованием может возрасти, а может уменьшиться.

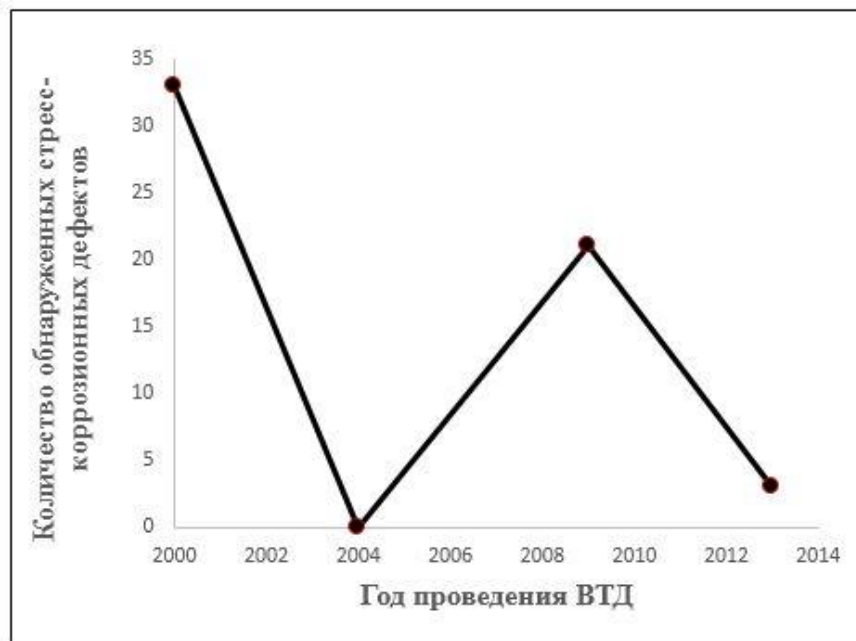


Рисунок 5.15 – Количество выявленных при ВТД трещин стресс-коррозии

В модели, представленной в стандартах [116, 118], интервал между ВТД определяется с момента проведения последнего ВТД до момента времени, когда относительная глубина любой трещины стресс-коррозии вырастет до величины, равной 0,3. В таблице 5.4 представлены результаты расчетов интервала между ВТД для газопровода Уренгой-Ужгород.

Таблица 5.4 – Результаты расчетов интервалов между ВТД

Год проведения ВТД	Параметр $m_{0,2}$	Параметр $m_{0,3}$	Параметр распределения γ	V_γ , 1/год	Расчетный интервал между ВТД, лет
2000	21	3	0,0514	0,00302	4
2004	0	0	0,0654	0,00351	3
2009	6	3	0,0763	0,00277	6
2013	1	0	0,0778	0,00203	9

С учетом ограничения, введенного в стандарте [116] на интервал между ВТД, окончательно повторные ВТД следовало бы провести через 4, 3, 5 и 5 лет. В данном примере расчетные интервалы между ВТД хорошо согласуются с фактическими интервалами в 4, 5 и 4 года. Такой результат связан с тем, что в модели заложены параметры, которые в итоге дают значение интервала между ВТД близкое к пяти годам. По физическому смыслу постоянная величина $\xi = 0,3$ должна быть переменной величиной, отражающей относительную глубину трещины стресс-коррозии ξ_p , при которой произойдет разрушение трубы с дефектом при рабочем давлении. Эта величина изменяется в широком диапазоне. Так для газопровода диаметром 1420 мм с толщиной стенок труб 15,7 мм при наличии трещины стресс-коррозии длиной 1000 мм и относительной глубиной 0,2 ожидается, что разрушение трубы произойдет при $\xi_p = 0,517$, а при длине трещины стресс-коррозии в 100 мм и той же относительной глубине дефекта ξ_p будет равна 0,926. Также с целью приблизить значение интервала между ВТД к 5 годам введено трехкратное увеличение скорости изменения параметра распределения.

Для того чтобы модель расчета интервала между ВТД имела реальную физическую основу, предлагается методология, которая аналогична методологии определения интервала между ВТД по коррозионному состоянию, но учитывает специфику выявления трещин стресс-коррозии.

В работе [22] представлены результаты анализа данных ВТД по 31 участку, на которых был проведен капитальный ремонт в 2015 и 2016 годах. На 24 участках при реальном наличии на трубах 38429 трещин стресс-коррозии глубиной до 10 % по данным ВТД выявлено только 4 дефекта (таблица 5.5).

Таблица 5.5 – Результаты выявления трещин стресс-коррозии при ВТД и отбраковке труб, выполненной в процессе капитального ремонта

Название ГТО	Способ обнаружения	$\xi < 0,1$	$0,1 \leq \xi < 0,2$	$0,2 \leq \xi \leq 0,3$	$\xi > 0,3$	Итого
ООО «Газпром трансгаз Югорск»	ВТД	4	13	7	12	32
	отбраковка	14785	1851	182	10	16829
ООО «Газпром трансгаз Ухта»	ВТД	0	2	0	0	2
	отбраковка	9530	6530	1612	15	18052
ООО «Газпром трансгаз Чайковский»	ВТД	0	39	3	12	54
	отбраковка	3329	784	4	2	4125
ООО «Газпром трансгаз Сургут»	ВТД	0	0	0	0	0
	отбраковка	1370	171	0	0	1541
ООО «Газпром трансгаз Уфа»	ВТД	0	2	2	0	4
	отбраковка	3123	46	0	1	3170
ООО «Газпром трансгаз Санкт-Петербург»	ВТД	0	0	0	0	0
	отбраковка	0	0	0	0	0
ООО «Газпром трансгаз Москва»	ВТД	0	5	0	0	5
	отбраковка	1545	15	3	0	1563
ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород»	ВТД	0	0	0	0	0
	отбраковка	4747	192	17	6	4962
ООО «Газпром трансгаз Волгоград»	ВТД	0	0	0	0	0
	отбраковка	0	0	0	0	0
ООО «Газпром трансгаз Ставрополь»	ВТД	0	0	0	0	0
	отбраковка	0	0	0	0	0
Итого по ВТД						97
Итого по отбраковке						50242

Трещины стресс-коррозии с глубиной от 10 до 20 % на 14 участках не были выявлены при ВТД, а в процессе отбраковки было выявлено 2966 дефектов. На остальных 10 участках был выявлен 61 дефект. При глубине дефектов от 20 до 30 % ВТД выявило 12 дефектов, а при отбраковке было зафиксировано 1818 трещин стресс-коррозии. На этом фоне обнаружение трещин стресс-коррозии глубиной более 30 % выглядит значительно лучше, но и здесь вероятность обнаружения

трещин стресс-коррозии далека от требований ГОСТа [63]. Так при отбраковке было зафиксировано 34 трещины стресс-коррозии, а при ВТД – 24 дефекта. В этом случае вероятность обнаружения трещин стресс-коррозии глубиной более 30 % будет равна 0,456. Согласно ГОСТу [63] вероятность обнаружения трещины и сетки трещин стресс-коррозии должна быть не менее 0,9. В целом же вероятность обнаружения трещин стресс-коррозии глубиной от 20 % и более близка к 0 (при наличии 1852 трещин стресс-коррозии, обнаруженных при отбраковке, при ВТД было обнаружено всего 36 дефектов).

Итак, общее число обнаруженных трещин стресс-коррозии при капитальном ремонте за последние два года составило 50242 и только 97 из них были выявлены при ВТД. Из этой информации следует, что наработка до отказа газопровода, подверженного коррозионному растрескиванию под напряжением, зависит от размеров пропущенных дефектов, а эти размеры в связи с низкой вероятностью обнаружения трещин стресс-коррозионных трещин могут быть любыми и, следовательно, наработка до отказа может быть любой. Для определения ее возможного значения построим временной интервал, в который с наибольшей вероятностью попадает значение наработки до отказа. При определении минимального значения интервала будем ориентироваться на минимальный интервал обследования между ВТД в 2 года. При этом наработка до отказа составит 4 года.

Для определения максимального значения интервала в соответствии с ГОСТом [63] можно рассматривать:

- трещину глубиной 20 % от толщины стенки трубы (это порог чувствительности внутритрубного дефектоскопа по глубине дефекта ξ_{det}) и длиной 80 мм, если при ВТД были обнаружены одиночные трещины;

- трещину глубиной 15 % от толщины стенки трубы и длиной 80 мм, если при ВТД были обнаружены только дефекты в виде сетки трещин.

Для определения наработки газопровода до отказа необходимо установить момент времени, когда фактический коэффициент запаса трубы с трещиной стресс-коррозии достигнет единицы.

Фактический коэффициент запаса n_f определяется по стандарту [118]. При определении динамики изменения фактического коэффициента запаса в соответствии со стандартом [99] принимается, что длина дефекта для базового газопровода за год изменяется на 4 мм, а его глубина – на 1 мм. В качестве базового газопровода будем принимать газопровод диаметром 1420 мм, в котором кольцевые напряжения будут максимальные, т. е. газопровод диаметром 1420 мм с толщиной стенки трубы 15,7 мм. В таблице 5.6 приведены результаты расчета наработки до отказа от дефектов, которые не обнаруживаются при ВТД из-за ограничений чувствительности поисковых систем, а графики изменения фактического коэффициента запаса представлены на рисунке 5.16.

Таблица 5.6 – Результаты расчета наработки до отказа

Исходные данные и результат расчета						
D_H , мм	δ , мм	σ_B , МПа	K_{1C} , МПа $\sqrt{м}$	ξ	L_d , мм	$t_H^{крн}$, лет
1420	15,7	588	131,35	0,15	80	9
				0,20		8

Имея результаты расчета наработки газопровода до отказа $t_H^{крн}$ можем теперь построить наиболее вероятный диапазон изменения интервала между ВТД. При $\xi = 0,15$ этот диапазон для базового газопровода изменяется от 2 до 4,5 лет, а при значении $\xi 0,2$, диапазон изменяется от 2 до 4 лет.

Как показали расследования аварий газопроводов, построенных из труб класса X60–X70 диаметром 1420 мм и толщиной стенки трубы 15,7 мм, глубина трещин, вызвавших разрушение труб при рабочем давлении, в большинстве случаев по данным статьи [25] составляет 7–12 мм при длине дефектов 600–1700 мм. Здесь следует отметить тот факт, установленный при производстве ремонтных работ, что размеры трещин по глубине в основном находятся в диапазоне от 0,7 до 1,5 мм, что составляет менее 10 % от толщины стенки труб, и эта картина отражает типичную ситуацию после 25–30 лет эксплуатации газопроводов. Типичная картина распределения трещин в зависимости от их глубины представлена на рисунке 5.17.

Следовательно, основываясь на экспериментальных исследованиях, можно констатировать, что трещины глубиной до 20 % от толщины стенки трубы на газопроводах с длительными сроками эксплуатации практически не растут и поэтому без дополнительных воздействий не могут привести к разрушению труб.

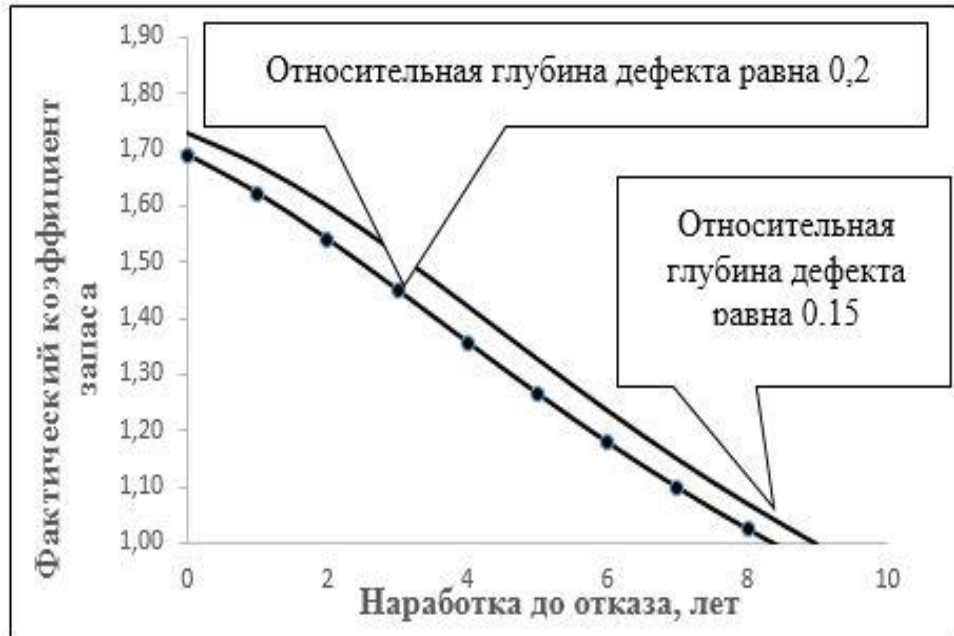


Рисунок 5.16 – Нарботка до отказа газопровода с трещинами стресс-коррозии

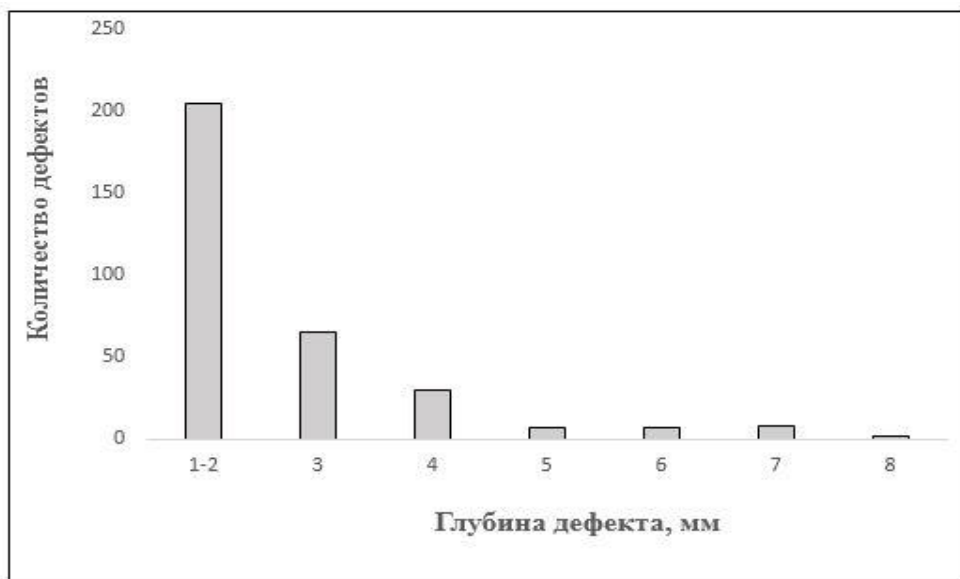


Рисунок 5.17 – Распределение трещин в зависимости от их глубины

Учитывая этот факт, можно рекомендовать для газопроводов со сроками эксплуатации, превышающими 30 лет, величину интервала между ВТД принимать более 4 лет.

Для газопровода, отличающегося от базового, при определении динамики изменения фактического коэффициента запаса $k_{фТ}$ введем на величину изменения глубины дефектов в год поправочный коэффициент, с помощью которого учитывается уровень кольцевых напряжений в газопроводе. Тогда относительная глубина трещины стресс-коррозии в год будет изменяться на следующую величину, определяемую по формуле:

$$\Delta\xi = \frac{\sigma_{кц}^1}{\sigma_{кц}^б} \cdot \frac{\Delta h}{\delta}, \quad (5.10)$$

где $\sigma_{кц}^1$ – кольцевые напряжения в рассматриваемом газопроводе, МПа;

$\sigma_{кц}^б$ – кольцевые напряжения в базовом газопроводе, МПа;

Δh – изменение глубины дефекта в год на 1 мм;

δ – толщина стенки трубы, мм.

Это значение изменения относительной глубины трещины стресс-коррозии следует использовать при определении интервала между ВТД для газопроводов, отличающихся по уровню кольцевых напряжений от базового газопровода.

Как показали расчеты экономической эффективности, дисконтированный интегральный эффект от применения методики обследования коррозионного и стресс-коррозионного состояний газопроводов за 10 лет составит 6561,2 млн руб.

5.6 Методика определения сроков безопасной эксплуатации газопроводов при продлении сроков службы

С целью выполнения требований Федерального закона «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» [136] для решения задач, связанных с продлением срока службы опасных производственных объектов, разработана методика определения в зависимости от прогнозируемой частоты

аварий срока безопасной эксплуатации газопроводов. Методика основана на результатах технического диагностирования и среднестатистических значений параметров повреждаемости 1 км газопровода.

Срок безопасной эксплуатации газопровода при экспертизе промышленной безопасности определяется по формуле:

$$t_{\text{сбэ}} = -\frac{\ln(p_6) \cdot 1000}{\lambda_0 \cdot L}, \quad (5.11)$$

где p_6 – вероятность безаварийной работы газопровода, значение которой в соответствии со стандартом [119] равно 0,9;

$\lambda_{\text{п}}$ – прогнозируемая на газопроводе частота аварий;

L – протяженность газопровода (участка газопровода), км.

Прогнозируемая частота аварий для газопровода, обследованного средствами ВТД, определяется по формуле:

$$\lambda_{\text{п}} = \lambda_{\text{с}} \cdot \left(\alpha_{\text{а}} + \alpha_{\text{ш}} \cdot \frac{D_{\text{ш}}}{D_{\text{сш}}} + \alpha_{\text{КТМ}} \cdot \frac{D_{\text{л}}}{D_{\text{с}}} \right), \quad (5.12)$$

где $\lambda_{\text{с}}$ – среднестатистическая частота аварий на 1000 км в год;

$\alpha_{\text{а}}$ – доля аварий без учета аварий связанных с дефектами коррозии, трещинами стресс-коррозии, механическими дефектами и дефектами в сварных соединениях;

$\alpha_{\text{ш}}$ – доля аварий, связанных с дефектами в сварных соединениях;

$\alpha_{\text{КТМ}}$ – доля аварий, связанных с дефектами коррозии, трещинами стресс-коррозии и механическими дефектами;

$D_{\text{ш}}$ – параметр, учитывающий повреждаемость сварных соединений на 1 км газопровода;

$D_{\text{сш}}$ – среднестатистическое значение параметра, учитывающего повреждаемость сварных соединений на 1 км газопроводов;

$D_{\text{л}}$ – параметр, учитывающий повреждаемость 1 км газопровода;

$D_{\text{с}}$ – среднестатистическое значение параметра, учитывающего

повреждаемость 1 км газопроводов.

Параметр D_l определяется по формуле:

$$D_l = \frac{\alpha_{\text{кор}} \cdot D_{\text{кор}} + \alpha_{\text{крн}} \cdot D_{\text{крн}} + \alpha_{\text{мех}} \cdot D_{\text{мех}}}{L}, \quad (5.13)$$

где $\alpha_{\text{кор}}$, $\alpha_{\text{крн}}$, $\alpha_{\text{мех}}$ – доли аварий от коррозии, стресс-коррозии и механических дефектов;

$D_{\text{кор}}$ – повреждаемость газопровода от коррозионных дефектов;

$D_{\text{крн}}$ – повреждаемость газопровода от трещин стресс-коррозии;

$D_{\text{мех}}$ – повреждаемость газопровода от механических дефектов;

L – длина газопровода, км.

Повреждаемость газопровода от коррозионных дефектов $D_{\text{кор}}$ определяется по формуле:

$$D_{\text{кор}} = \sum_{i=1}^{n_{\text{к}}} d_{\text{кор}(i)}, \quad (5.14)$$

где $n_{\text{к}}$ – количество труб с коррозионными дефектами;

$d_{\text{кор}(i)}$ – максимальная повреждаемость i -той трубы от коррозионного дефекта.

Повреждаемость газопровода от трещин стресс-коррозии $D_{\text{крн}}$ определяется по формуле:

$$D_{\text{крн}} = \sum_{i=1}^{n_{\text{крн}}} d_{\text{крн}(i)}, \quad (5.15)$$

где $n_{\text{крн}}$ – количество труб с трещинами стресс-коррозии;

$d_{\text{крн}(i)}$ – максимальная повреждаемость i -той трубы от трещины стресс-коррозии.

Повреждаемость газопровода от механических дефектов $D_{\text{мех}}$ определяется по формуле:

$$D_{\text{мех}} = \sum_{i=1}^{n_{\text{м}}} d_{\text{мех}(i)}, \quad (5.16)$$

где n_m – количество труб с механическими дефектами;

$d_{\text{мех}(i)}$ – максимальная повреждаемость i -той трубы от механического дефекта.

Параметр $D_{l_{\text{ш}}}$ определяется по формуле:

$$D_{l_{\text{ш}}} = \sum_{i=1}^{n_{\text{cc}}} d_{\text{ш}(i)} / L, \quad (5.17)$$

где n_{cc} – количество дефектных сварных соединений;

$d_{\text{ш}(i)}$ – повреждаемость i -го сварного соединения;

L – длина газопровода, км.

Повреждаемости труб от дефектов коррозии, трещин стресс-коррозии и механических повреждений, а также сварных соединений определяются в соответствии с формулами, представленными в четвертой главе.

Среднестатистический параметр, учитывающий повреждаемость сварных соединений на 1 км газопроводов, определяется по формуле:

$$D_{\text{сш}} = \sum_{i=1}^{n_{\text{в}}} D_{l_{\text{ш}(i)}} / n_{\text{в}}, \quad (5.18)$$

где $D_{l_{\text{ш}(i)}}$ – повреждаемость сварных соединений на 1 км i -го газопровода;

$n_{\text{в}}$ – количество газопроводов в выборке.

Среднестатистический параметр, учитывающий повреждаемость 1 км газопроводов, определяется по формуле:

$$D_c = \sum_{i=1}^{n_{\text{в}}} D_{l(i)} / n_{\text{в}}, \quad (5.19)$$

где $D_{l(i)}$ – повреждаемость 1 км i -го газопровода;

$n_{\text{в}}$ – количество газопроводов в выборке.

Прогнозируемая частота аварий для газопровода, не приспособленного к ВТД, определяется по формуле:

$$\lambda_{\Pi} = \lambda_c \cdot \left(\alpha_{\text{ш}} + \alpha_{\text{КТМ}} \cdot \frac{D_{\text{дт}}}{D_{\text{сп}}} \right), \quad (5.20)$$

где λ_c – среднестатистическая частота аварий на 1000 км за последние 5 лет;

$\alpha_{\text{ш}}$ – доля аварий, связанных с дефектами в сварных соединениях;

$\alpha_{\text{КТМ}}$ – доля аварий, связанных с дефектами коррозии, трещинами стресс-коррозии и механическими дефектами;

$D_{\text{дт}}$ – параметр, учитывающий повреждаемость дефектных труб, определенный по результатам неразрушающего контроля труб в шурфах и коррозионных обследований;

$D_{\text{сп}}$ – среднестатистический параметр, учитывающий повреждаемость дефектных труб, значение которого определено по данным ВТД.

Параметр, учитывающий повреждаемость дефектных труб, определяется по формуле:

$$D_{\text{дт}} = (\alpha_{\text{кор}} \cdot D_{\text{кор}} + \alpha_{\text{крн}} \cdot D_{\text{крн}} + \alpha_{\text{мех}} \cdot D_{\text{мех}}) / n_{\text{дтш}}, \quad (5.21)$$

где $\alpha_{\text{кор}}$, $\alpha_{\text{крн}}$, $\alpha_{\text{мех}}$ – доли аварий от коррозии, стресс-коррозии и механических дефектов;

$D_{\text{кор}}$, $D_{\text{крн}}$, $D_{\text{мех}}$ – повреждаемости газопровода от коррозионных дефектов, от трещин стресс-коррозии и от механических дефектов;

$n_{\text{дтш}}$ – количество труб с дефектами коррозии, трещинами стресс-коррозии и механическими дефектами, обнаруженными при обследовании труб в шурфах.

Среднестатистический параметр, учитывающий повреждаемость дефектных труб, определяется по формуле:

$$D_{\text{сп}} = \sum_{i=1}^{n_{\text{в}}} D_{\text{ВТД}(i)} / n_{\text{в}}, \quad (5.22)$$

где n_B – количество газопроводов, обследованных средствами ВТД, в выборке;
 $D_{\text{ВТД}(i)}$ – параметр, учитывающий повреждаемость дефектных труб газопровода, определяемый по формуле:

$$D_{\text{ВТД}} = (\alpha_{\text{кор}} \cdot D_{\text{кор}} + \alpha_{\text{крн}} \cdot D_{\text{крн}} + \alpha_{\text{мех}} \cdot D_{\text{мех}}) / n_{\text{дт}}, \quad (5.23)$$

где $\alpha_{\text{кор}}$, $\alpha_{\text{крн}}$, $\alpha_{\text{мех}}$ – доли аварий от коррозии, стресс-коррозии и механических дефектов;

$D_{\text{кор}}$, $D_{\text{крн}}$, $D_{\text{мех}}$ – повреждаемости газопровода от коррозионных дефектов, от трещин стресс-коррозии и от механических дефектов;

$n_{\text{дт}}$ – количество дефектных труб с коррозионными и механическими дефектами и трещинами стресс-коррозии.

Пример определения по данным ВТД срока безопасной эксплуатации приведен для газопровода Ямбург-Поволжье. Параметры газопровода, а также исходные данные для выполнения расчетов приведены в таблице 5.7.

Таблица 5.7 - Параметры газопровода и исходные данные

Наименование параметров и исходных данных	Значение
Наружный диаметр D_n , мм	1420
Толщина стенки трубы δ , мм	15,7
Рабочее давление p , МПа	7,4
Вероятность безаварийной работы газопровода p_6	0,9
Длина газопровода L , км	100,54
Среднестатистическая частота аварий на 1000 км λ_c	0,108
Общее количество аварий n_o	15
Количество аварий без учета аварий, связанных с дефектами коррозии, трещинами стресс-коррозии, механическими дефектами и дефектами в сварных соединениях, n_a	2

Продолжение таблицы 5.7

Наименование параметра и исходных данных	Значение
Количество аварий, связанных с дефектами коррозии, трещинами стресс-коррозии и механическими дефектами, $n_{КТМ}$	9
Количество аварий, связанных с дефектами в сварных соединениях, $n_{ш}$	4
Доля аварий без учета аварий связанных с дефектами коррозии, трещинами стресс-коррозии, механическими дефектами и дефектами в сварных соединениях, α_a	0,133
Доля аварий, связанных с коррозией, $\alpha_{кор}$	0,067
Доля аварий, связанных с коррозионным растрескиванием под напряжением, $\alpha_{крн}$	0,4
Доля аварий, связанных с механическими дефектами, $\alpha_{мех}$	0,133
Количество газопроводов в выборке, формируемой для определения среднестатистических параметров, учитывающих повреждаемость труб и сварных соединений на 1 км трасс газопроводов, n_B	244
Среднестатистическое значение параметра, учитывающего повреждаемость труб на 1 км трасс газопроводов, D_c	0,0321
Среднестатистическое значение параметра, учитывающего повреждаемость сварных соединений на 1 км трасс газопроводов, $D_{сш}$	0,624
Предел прочности σ_B , МПа	589
Критическое значение вязкости разрушения K_{1c} , МПа·м ^{1/2}	131,35

По формуле (5.14) вычисляем повреждаемость газопровода, связанную с коррозией, $D_{кор}$.

$$D_{кор} = \sum_{i=1}^{n_k} d_{кор(i)} = 31,4$$

По формуле (5.15) вычисляем повреждаемость газопровода, связанную с коррозионным растрескиванием под напряжением, $D_{крн}$.

$$D_{\text{крн}} = \sum_{i=1}^{n_{\text{крн}}} d_{\text{крн}(i)} = 4$$

По формуле (5.16) вычисляем повреждаемость газопровода, связанную с механическими дефектами, $D_{\text{мех}}$.

$$D_{\text{мех}} = \sum_{i=1}^{n_{\text{м}}} d_{\text{мех}(i)} = 8,2$$

По формуле (5.13) вычисляем параметр D_1 .

$$D_1 = \frac{\alpha_{\text{кор}} \cdot D_{\text{кор}} + \alpha_{\text{крн}} \cdot D_{\text{крн}} + \alpha_{\text{мех}} \cdot D_{\text{мех}}}{L} = \frac{0,067 \cdot 31,4 + 0,4 \cdot 4 + 0,133 \cdot 8,2}{100,54} = 0,048$$

По формуле (5.17) вычисляем параметр $D_{\text{лш}}$.

$$D_{\text{лш}} = \frac{\sum_{i=1}^{n_{\text{лш}}} d_{\text{лш}(i)}}{L} = \frac{41}{100,54} = 0,408$$

По формуле (5.12) вычисляем прогнозируемую частоту аварий.

$$\begin{aligned} \lambda_{\text{п}} &= \lambda_{\text{с}} \cdot \left(\alpha_{\text{а}} + \alpha_{\text{ш}} \cdot \frac{D_{\text{лш}}}{D_{\text{сш}}} + \alpha_{\text{кТМ}} \cdot \frac{D_1}{D_{\text{с}}} \right) = 0,108 \cdot \left(0,133 + 0,267 \cdot \frac{0,408}{0,624} + 0,6 \cdot \frac{0,048}{0,0321} \right) \\ &= 0,129 \end{aligned}$$

По формуле (5.11) при прогнозируемой частоте аварий вычисляем вероятностный срок безопасной эксплуатации газопровода.

$$t_{\text{сбэ}} = -\frac{\ln(p_0) \cdot 1000}{\lambda_{\text{п}} \cdot L} = -\frac{\ln(0,9) \cdot 1000}{0,129 \cdot 100,54} = 8 \text{ лет}$$

В данном примере срок безопасной эксплуатации газопровода составил 8 лет, что в 1,5 раза превышает средний срок, рассчитанный по стандартизированной методике [119].

5.7 Методика определения приоритета подготовки и проведения обследований внутритрубными дефектоскопами газопроводов, не приспособленных к внутритрубному техническому диагностированию

В настоящее время в ПАО «Газпром» большое внимание уделяется техническому диагностированию газопроводов, не приспособленных к ВТД. В статье [92] реализовать план по проведению ВТД предлагается с использованием традиционных дефектоскопов, а также специализированного оборудования, способного преодолевать неравнопроходные участки, отводы с радиусомгиба от $1,5 \cdot D_n$, участки, набранные из сегментов труб с радиусом поворота от $1,5 \cdot D_n$ и другими особенностями (рисунок 5.18).



Рисунок 5.18- Пересечение газопроводов с нарушениями нормативных требований

Для формирования программы обследования необходимо было выполнить ранжирование по приоритету проведения обследования. Учитывая специфику

газопроводов-отводов приоритет обследования определялся с учетом следующих факторов: потребителя газа, наличия резервирования, расхода газа, технического состояния и показателей надежности, а также трудоемкости подготовительных работ. Чтобы учесть вышеперечисленные факторы, была разработана сбалансированная математическая модель определения приоритетов проведения ВТД, которая, например, предусматривала снижение приоритетов у газопроводов с большей трудоемкостью на подготовку или увеличение приоритетов для газопроводов с высокой вероятностью отказа.

В аналитическом виде модель определения приоритета внутритрубного обследования выглядит в следующем виде:

$$П = 1 - (1 - P_{тс}) \cdot (1 - \beta_t \cdot P_t) \cdot (1 - \beta_v \cdot P_v) \cdot (1 - P_{п}), \quad (5.24)$$

где $P_{тс}$ – параметр, учитывающий техническое состояние, значение которого определяется по результатам коррозионных обследований;

P_t – параметр, учитывающий наработку газопровода;

P_v – параметр, учитывающий вероятность отказа;

$P_{п}$ – параметр, учитывающий трудоемкость подготовительных работ;

β_t, β_v – весовые коэффициенты.

Для определения параметра, учитывающего техническое состояние, использовалось следующее выражение:

$$P_{тс} = \alpha \cdot P_{кко} = \alpha_n \cdot k_d \cdot k_{п} \cdot L_d, \quad (5.25)$$

где $P_{кко}$ – показатель технического состояния, определяемый по результатам комплексных коррозионных обследований;

α_n – нормирующий коэффициент;

L_d – относительная протяженность поврежденного защитного покрытия газопровода (отношение протяженности поврежденного защитного покрытия к протяженности газопровода);

k_{Π} – коэффициент пропорциональности линейной зависимости относительного количества дефектных труб (отношение количества дефектных труб к количеству труб) от относительной протяженности поврежденного защитного покрытия газопровода;

k_d – коэффициент пропорциональности линейной зависимости между показателем технического состояния и относительным количеством дефектных труб, зависящий от диаметра газопровода.

Если $P_{\text{тс}}$ больше 1, то его значение равно 1.

Для определения параметра, учитывающего наработку газопровода, использовалось выражение:

$$P_t = T_n/T_p, \quad (5.26)$$

где T_n – наработка газопровода, лет;

T_p – расчетный срок службы газопровода, лет.

Расчетный срок службы газопровода T_p (ресурс) соответствует времени наступления предельного состояния от повреждаемости газопровода из-за воздействия переменных нагрузок и определяется по формуле:

$$T_p = d_n/(k_y \cdot d_y) = 1/(k_y \cdot d_y), \quad (5.27)$$

где d_n – усталостная повреждаемость газопровода при предельном состоянии;

d_y – усталостная повреждаемость газопровода за год эксплуатации, определяемая по формуле (4.5);

k_y – коэффициент запаса, значение которого принимается от 3 до 5.

Параметр, учитывающий вероятность отказа, определялся в соответствии со стандартом [95] по формуле:

$$P_B = e^{-\beta_{\text{во}} \cdot (1 - d_{\text{кор}})}, \quad (5.28)$$

где $\beta_{\text{во}}$ – коэффициент, значение которого равно 11,52;

$d_{\text{кор}}$ – максимальная повреждаемость трубы от коррозионного дефекта, вычисляемая по формуле (4.11).

Для расчета повреждаемости размеры коррозионных дефектов принимаются по результатам обследований в шурфах. Если повреждаемость от коррозионного дефекта больше 1, то параметр, учитывающий вероятность отказа, равен 1.

Для определения параметра, учитывающего трудоемкость подготовки газопровода к проведению ВТД, использовалась следующая формула:

$$P_{\text{п}} = \frac{1}{(n_o + n_{\text{п}})}, \quad (5.29)$$

где n_o – количество отводов с радиусомгиба от $1,5 \cdot D_{\text{н}}$ до $3 \cdot D_{\text{н}}$, шт;

$n_{\text{п}}$ – количество участков, набранных из сегментов труб с радиусом поворота от $1,5 \cdot D_{\text{н}}$ до $3 \cdot D_{\text{н}}$, шт.

Для определения весовых коэффициентов β_t и β_v был использован подход, в котором в качестве параметра при вычислении весовых коэффициентов предлагается использовать коэффициент корреляции r для линейной зависимости между величиной, характеризующей соответствующий параметр, и показателем технического состояния газопроводов. Для параметра, учитывающего наработку газопроводов, весовой коэффициент β_t определялся по формуле:

$$\beta_t = 1 - r, \quad (5.30)$$

где r – коэффициент корреляции для линейной аппроксимации зависимости между показателями технического состояния и наработкой газопроводов.

Таким образом, весовой коэффициент β_t учитывает степень независимости показателя технического состояния от наработки газопроводов.

На рисунке 5.19 приведены значения показателей технического состояния $P_{\text{вТД}}$ газопроводов с наружным диаметром от 1420 до 530 мм, определенных по результатам ВТД газопроводов в 2008–2010 годах в зависимости от наработки газопроводов. Аппроксимация этих данных линейной зависимостью показывает,

что между показателями технического состояния и наработкой газопроводов зависимость очень слабая, на что указывает коэффициент корреляции r , значение которого равно 0,22. Следовательно, весовой коэффициент β_t будет равен 0,78.

Для зависимости показателя технического состояния от вероятности отказа газопровода коэффициент корреляции равен 0,4 и, следовательно, весовой коэффициент β_v будет равен 0,6.

У параметра, учитывающего трудоемкость подготовки газопровода к проведению ВТД, весовой коэффициент равен 1, так как этот параметр не зависит от показателя технического состояния.

Окончательно приоритеты проведения обследования определяются с учетом параметра P_c , учитывающего потребителя, резервирование и системную топологию (таблица 5.8).

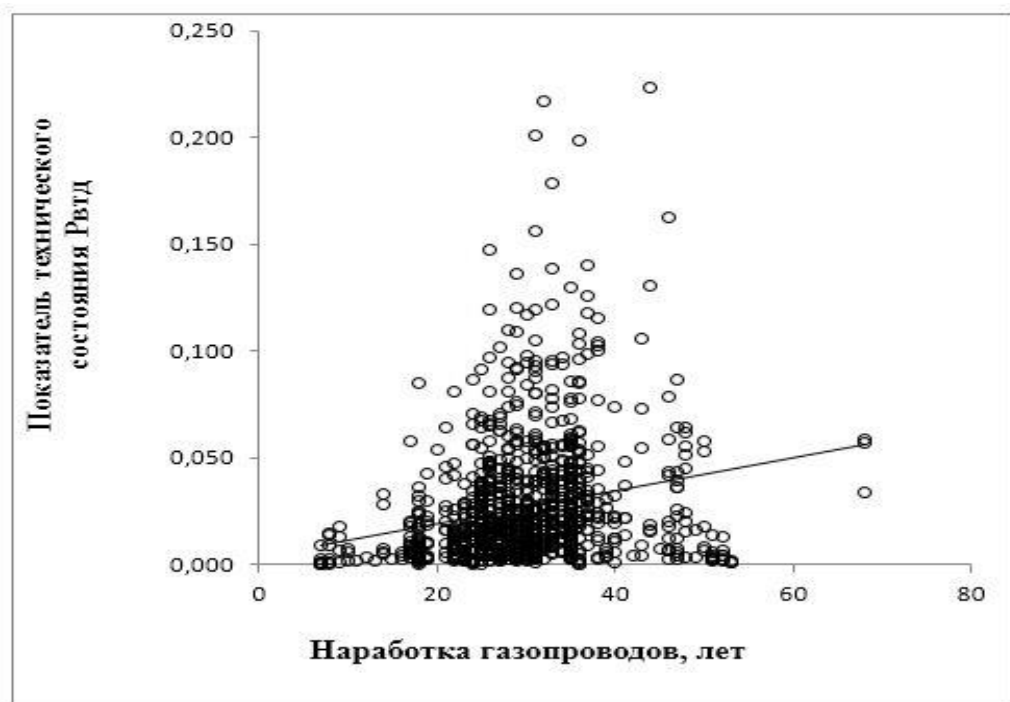


Рисунок 5.19 – Показатель технического состояния газопроводов в зависимости от их наработки

Параметр P_c определяется в соответствии с методологией СУТСЦ [92, 99] по формуле:

$$P_c = \frac{\sum_{i=1}^4 k_{(i)} \cdot \sum_{j=1}^{n_{п(j)}} k_{(i)(j)} \cdot A_{(j)} + k_5 \cdot k_{51} \cdot \sum_{m=1}^{n_{фп}} B_{(5)(m)}}{Y_{нс}}, \quad (5.31)$$

где $k_{(i)}, k_5$ – весовые коэффициенты групп;

$k_{(i)(j)}, k_{51}$ – весовые коэффициенты подгрупп;

$A_{(j)}$ – сумма балльных оценок, при $j=1$ $A_{(j)} = A_1 = \sum_{m=1}^{n_{\Phi(j)}} B_{(i)(m)}$, а при $j=2$
 $A_{(j)} = A_2 = \sum_{m=1}^{n_{\Phi(j)}} B_{(i)(n_{\Phi(j-1)}+m)}$;

$B_{(i)(m)}, B_{(5)}, B_{(i)(n_{\Phi(j-1)}+m)}$ – балльные оценки;

i, j, m – индексы;

$n_{п(j)}$ – количество подгрупп в группе;

$n_{\Phi(j)}, n_{\Phi(j-1)}$ – количество учитываемых факторов в подгруппах;

$n_{\Phiп}$ – количество учитываемых факторов в подгруппе потребителя газа;

$\gamma_{нс}$ – нормирующий коэффициент, значение которого равно 12,72 (максимально возможное значение числителя в формуле (5.31)).

Так как в процессе формирования приоритета проведения ВТД определяется показатель технического состояния, то одновременно с перечнем газопроводов по приоритету проведения ВТД формируется перечень газопроводов, рекомендуемых к выводу в комплексный капитальный ремонт.

Данный подход был применен при формировании пилотной «Программы ПАО «Газпром» по проведению работ по подготовке и проведению ВТД газопроводов-отводов на 2013 год».

Таким образом, предложенный в диссертации методический подход определения приоритетов проведения ВТД газопроводов, основанный на результатах анализа конструктивных и технологических особенностей, производительности, показателей надежности, технического состояния и наработки газопроводов, с учетом потребителя, резервирования и системной топологии позволит эффективно планировать первичное ВТД газопроводов с применением традиционного и специализированного оборудования.

Таблица 5.8 – Значения весовых коэффициентов и балльные оценки факторов влияния

Наименование группы	Коэффициент группы	Наименование подгруппы	Коэффициент подгруппы	Наименование учитываемого фактора влияния	Балльная оценка
Социально-политический резонанс и экономический фактор	$k_1 = 0,2$	Социально-политический резонанс	$k_{11} = 0,5$	Значительный резонанс	$B_{11} = 10$
				Относительный резонанс	$B_{12} = 5$
				Незначительный резонанс	$B_{13} = 0$
		Экономический фактор	$k_{12} = 0,5$	Оказывает влияние	$B_{14} = 10$
				Не оказывает влияния	$B_{15} = 0$
Технологический фактор	$k_2 = 0,4$	Возможная длительность отключения	$k_{21} = 0,3$	Неотключаемый трубопровод	$B_{21} = 10$
				Отключение не более чем на 10 дней	$B_{22} = 8$
				Отключение не более чем на 20 дней	$B_{23} = 5$
				Отключение на более чем на 30 дней	$B_{24} = 1$
Системная топология	$k_3 = 0,2$	Принадлежность к коридору и региону	$k_{31} = 1$	Столичный регион	$B_{31} = 10$
				Северный	$B_{32} = 9$
				Центральный	$B_{33} = 8$
				Южный	$B_{34} = 7$
				Трубопровод вне коридора	$B_{35} = 6$
		Назначение перемычки	$k_{32} = 1$	Межсистемная перемычка	$B_{36} = 5$
				Межниточная перемычка	$B_{37} = 4$
Резервирование	$k_4 = 0,2$	Цель технологического резервирования	$k_{41} = 0,5$	Используется для резервирования	$B_{41} = 10$
				Предусмотрено резервирование	$B_{42} = 5$
				Нет резервирования	$B_{43} = 0$
Назначение трубопровода	$k_5 = 0,4$	Потребители	$k_{51} = 0,3$	Неотключаемые потребители	$B_{51} = 10$
				Снабжение в бытовых целях	$B_{52} = 9$
				Непрерывное производство	$B_{53} = 8$
				Снабжение электростанций	$B_{54} = 7$
				Коммунальные и бытовые объекты	$B_{55} = 6$
				Потребители газа как сырья	$B_{56} = 5$
				Прочие потребители	$B_{57} = 1$

Выводы по главе 5

1. Из-за несовершенства моделей в стандартах, предназначенных для определения периодичности ВТД, разработана методика, основанная на международной норме, рекомендующей за время наработки до отказа провести не менее двух обследований. Особенность методики заключается в том, что объемы выборочного ремонта увязаны с нормативным интервалом проведения обследований, что в первую очередь актуально для участков газопроводов с нарушениями минимальных расстояний. В соответствии с расчетами экономического эффекта реализация методики приведет к снижению в два раза затрат на ВТД.

2. Для решения задач экспертизы промышленной безопасности, связанных с продлением срока службы опасных производственных объектов в методике разработан аналитический метод определения в зависимости от частоты аварий срока безопасной эксплуатации газопровода, основанный на результатах технического диагностирования и среднестатистических значений повреждаемости 1 км газопровода.

3. С целью повышения безопасной эксплуатации газопроводов разработана методика определения приоритетов подготовки и проведения обследований внутритрубными дефектоскопами газопроводов, не приспособленных к ВТД, основанная на результатах анализа конструктивных и технологических особенностей, производительности, показателей надежности и технического состояния.

4. Методика определения приоритета обследования внутритрубными дефектоскопами газопроводов, не приспособленных к ВТД, была применена при формировании «Программы ПАО «Газпром» по проведению работ по ВТД газопроводов-отводов на 2013 год».

Глава 6

МЕТОДИКИ ПРЕДРЕМОНТНОГО ОБСЛЕДОВАНИЯ ГАЗОПРОВОДОВ

6.1 Обоснование предремонтного обследования газопроводов

При планировании капитального ремонта газопроводов методом переизоляции наряду с формированием программы ремонта, проведением проектно-изыскательских работ, разработкой проектной документации и ее экспертизой проводится предремонтное обследование газопроводов [17, 138, 145]. При проведении предремонтного обследования газопроводов решается задача уточнения метода ремонта по классификации стандарта [121] и объема труб, подлежащих замене. Следовательно, результаты предремонтного обследования газопроводов являются важной информацией для разработки проектной документации на капитальный ремонт. Так как ошибки в выборе метода ремонта существенно отражаются на экономической составляющей капитального ремонта, то ПАО «Газпром» предремонтному обследованию газопроводов уделяет большое значение, что находит отражение в решениях международной конференции «Обслуживание и ремонт основных фондов ПАО «Газпром» и совещаний Департамента капитального ремонта ПАО «Газпром».

В настоящее время важнейшей проблемой предремонтного обследования газопроводов является совершенствование методического обеспечения, так как рекомендации в части определения метода ремонта и объема труб, подлежащих замене, приведенные в стандартах [97, 121, 129], не согласованы друг с другом. В итоге для одного и того же газопровода можно получить совершенно различные результаты. Эта ситуация наглядно показана на рисунке 6.1, на котором представлены результаты анализа объема труб, подлежащих замене, для пяти газопроводов.

В данном случае противоречивые результаты получены для всех четырех, рассматриваемых газопроводов, и актуальность разработки методического обеспечения для решения задач планирования капитального ремонта методом переизоляции на этом примере вполне очевидна.

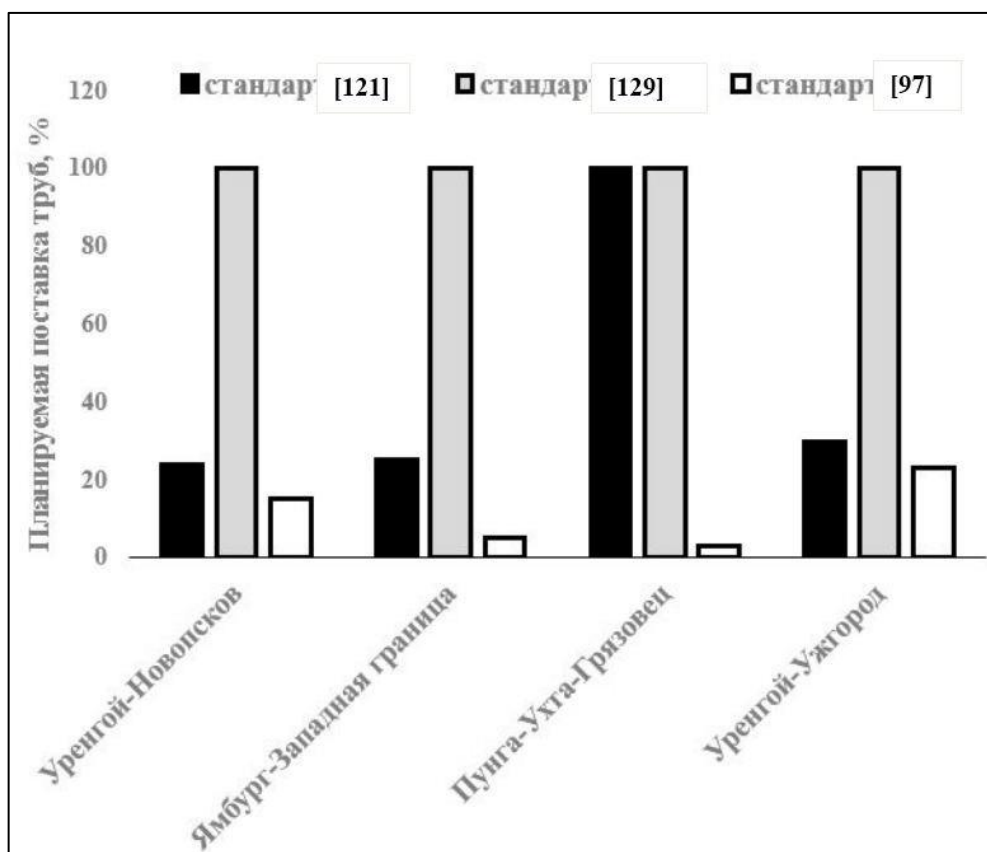


Рисунок 6.1 – Результаты планирования объема труб, подлежащих замене, по различным стандартам ПАО «Газпром»

Решение этой проблемы в ПАО «Газпром» было осуществлено введением в действие «Временной методики по предремонтному обследованию участков линейной части магистральных газопроводов и газопроводов-отводов, планируемых к выводу в капитальный ремонт». В методике, разработанной с участием автора, были реализованы методические идеи по совершенствованию предремонтного обследования газопроводов.

Выбор метода ремонта в основном определяет коррозионное и стресс-коррозионное состояния газопроводов и иногда состояние сварных соединений. Следовательно, при проектировании капитального ремонта газопроводов методом переизоляции выбор метода ремонта должен основываться на анализе коррозионного и стресс-коррозионного состояний, установленных по результатам предремонтного обследования газопроводов. Наиболее сложно эту задачу решить для участков газопроводов, подверженных коррозионному растрескиванию под напряжением, так как вероятность обнаружения трещин не соответствует

вероятности указанной в ГОСТе [63]. На практике обычно реализуется картина, представленная в таблице 6.1.

Таблица 6.1 – Сопоставление данных ВТД и результатов отбраковки, выполненной в процессе капитального ремонта

№ газопровода	Данные ВТД		Данные отбраковки	
	Количество труб с трещинами стресс-коррозии глубиной не менее 20 % от толщины стенки трубы			
	шт.	%	шт.	%
1	10	0,86	54	4,65
2	13	0,91	34	2,39
3	2	0,28	6	0,85

Количество пропущенных при ВТД труб с трещинами стресс-коррозии можно определить методом итераций по формуле:

$$p_d = 1 - \frac{2 \cdot z}{2 \cdot (2 \cdot T_{дт} - T_{пдт}) + z - \frac{[2 \cdot (T_{пдт}^2 + 2 \cdot T_{пдт}) + T_{пдт} \cdot z - z^2]}{6 \cdot (2 \cdot T_{дт} - T_{пдт})}}, \quad (6.1)$$

где p_d – вероятность выявления дефектных труб;

$T_{дт}$ – количество труб с дефектами;

$T_{пдт}$ – количество пропущенных труб с трещинами стресс-коррозии;

z – параметр, вычисляемый по формуле:

$$z = 2 \cdot (T_{пдт} + 1) \cdot \left(1 - \frac{1}{9 \cdot (T_{пдт} + 1)} + u_\gamma \cdot \sqrt{\frac{1}{9 \cdot (T_{пдт} + 1)}} \right)^3, \quad (6.2)$$

где u_γ – квантиль нормированного нормального распределения, значение которого для доверительной вероятности 0,9 составляет 1,282.

Примечание - Вероятность выявления трещин стресс-коррозии или

коррозионных дефектов p_d следует принимать по данным отбраковки труб, полученным при производстве капитального ремонта газопроводов, и результатам ВТД в рассматриваемом ГТО.

Если бы выполнялось требование по вероятности обнаружения трещин, то вместо 10, 13 и 2 труб с трещинами стресс-коррозии было бы выявлено 43, 27 и 4 трубы с трещинами стресс-коррозии. В среднем при ВТД количество труб с трещинами стресс-коррозии было занижено в 3,67 раз.

Действительная вероятность обнаружения трещин была оценена по приведенным в таблице 6.2 результатам ВТД и отбраковки, полученным на газопроводах ООО «Газпром трансгаз Югорск». Из результатов расчетов, представленных в таблице 6.2, следует, что максимальная вероятность обнаружения трещин составляет 0,34, а в соответствии с ГОСТ [63] должна быть равна 0,9.

Этот результат показывает, что информация о стресс-коррозионном состоянии газопроводов, полученная при ВТД, является недостоверной, и это обстоятельство необходимо учитывать при определении метода ремонта.

Таблица 6.2 – Вероятности обнаружения трещин при ВТД

Количество обнаруженных трещин стресс-коррозии при ВТД	Количество трещин стресс-коррозии, обнаруженных при отбраковке труб	Количество пропущенных трещин стресс-коррозии при ВТД	Вероятность обнаружения трещин стресс-коррозии при ВТД
42	102	60	0,241
152	328	176	0,344
16	147	131	0,014
37	366	329	0,028
12	91	79	0,018

Сравнение результатов ВТД с результатами измерений глубины дефектов показывает, что при ВТД можно получить, как завышенную, так и заниженную глубину дефектов. Оценка погрешности определения глубины трещин стресс-коррозии при ВТД была проведена в работе [51], в которой было показано, что глубина трещин на одном газопроводе в среднем может быть завышена в 1,54 раза, а на другом газопроводе занижена в 1,5 раза. Эти данные указывают, что при

определении размеров трещин существует систематическая погрешность. Имеется также и случайная погрешность, на наличие которой указывают значительные отклонения отношений глубин трещин, замеренных на катушках, к глубинам трещин, определенным при ВТД, от среднего значения. Аналогичные ошибки имеют место и при определении размеров коррозионных дефектов.

Специализированные организации, создающие средства ВТД, декларируют довольно высокую вероятность обнаружения дефектов, размеры которых превышают установленные в требованиях ГОСТа [63] значения для минимально обнаруживаемых размеров дефектов. Так, например, в отчетах по ВТД ЗАО НПО «Спецнефтегаз» приведены следующие минимальные размеры обнаруживаемого коррозионного дефекта: длина 3δ , ширина 3δ , глубина $0,1\delta$ (δ – толщина стенки трубы), которые обнаруживаются с 95 % вероятностью. На рисунке 6.2 приведены результаты определения ЗАО НПО «Спецнефтегаз» глубины коррозионных дефектов при ВТД и неразрушающем контроле труб в шурфах.

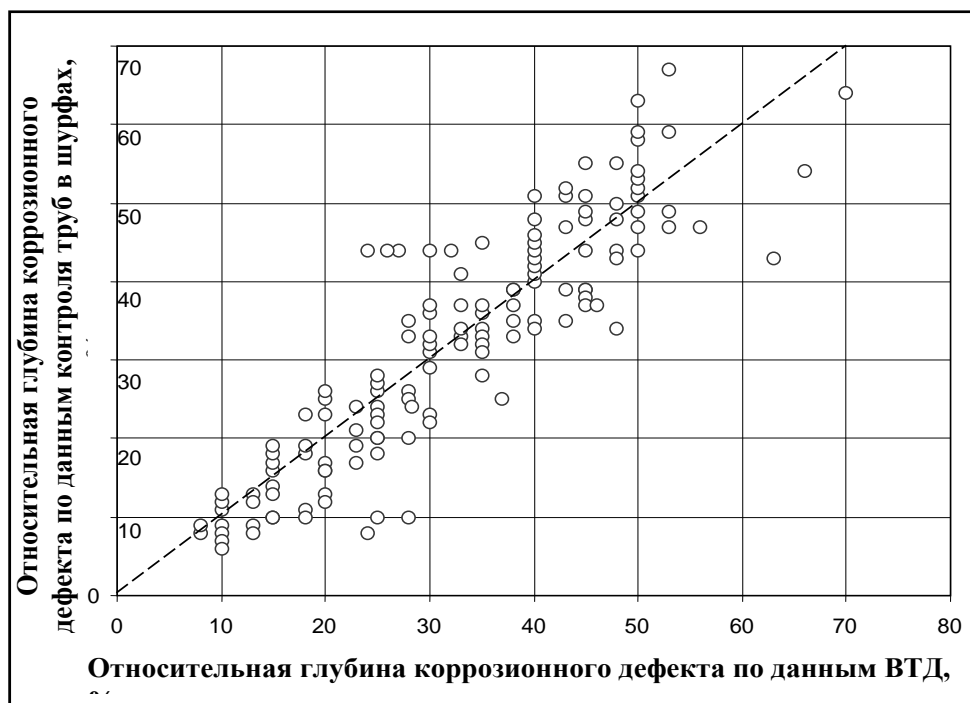


Рисунок 6.2 – Сравнение относительных глубин коррозионных дефектов, определенных при проведении ВТД, с результатами контроля в шурфах

Отметим, что все материалы для проведения сравнений были получены исполнителем ВТД.

Данные статистической обработки, приведенные на рисунке 6.3, показывают, что в данном случае глубина коррозионных дефектов определяется с достаточной для инженерных расчетов точностью – среднеквадратичная погрешность определения глубины менее 7 % от толщины стенки трубы, и для 89 % измерений погрешность меньше 10 % от толщины стенки трубы. Данные же ремонтных работ и диагностических обследований, проводимых на газопроводах после ВТД, показывают, что погрешность определения размеров дефектов при ВТД, как правило, не соответствует данным, представленным на рисунке 6.3. На недостаточную точность данных ВТД указывают:

- результаты ГТО по НК труб в шурфах после проведения ВТД;
- результаты сравнения данных ВТД, полученных разными организациями и разными приборами на одних и тех же участках газопроводов (наблюдается существенное расхождение данных по числу дефектов и по их размерам).
- результаты отбраковки труб при капитальном ремонте газопроводов.

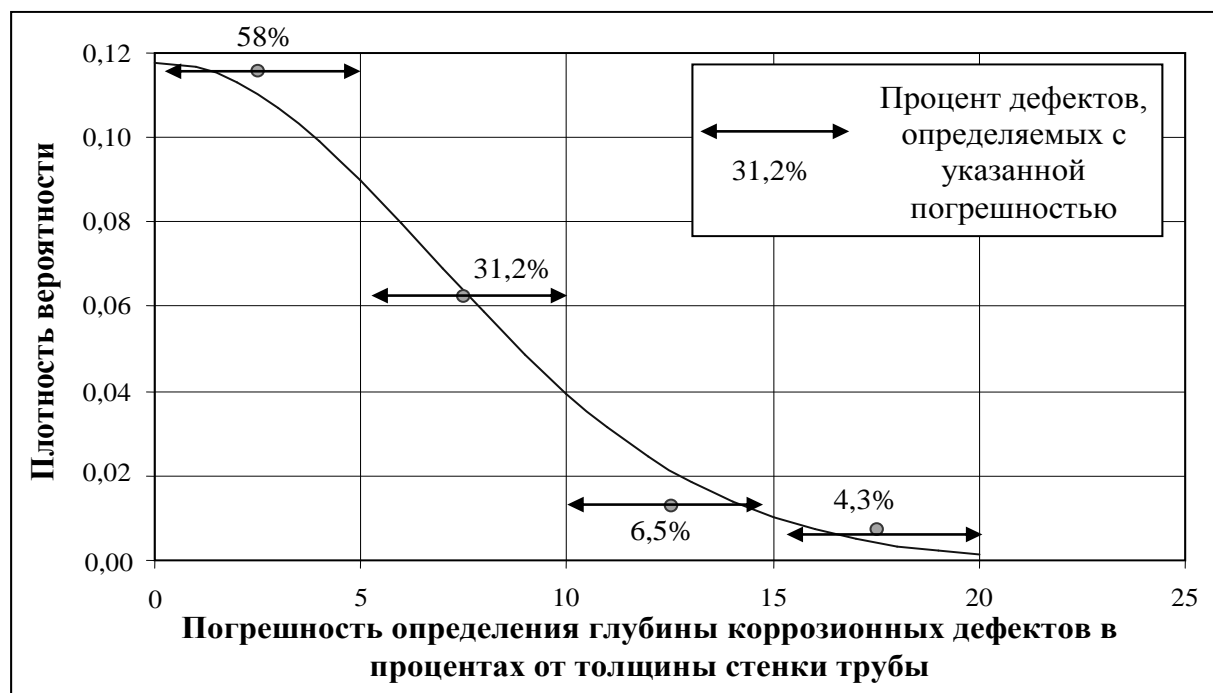


Рисунок 6.3 – Плотность распределения погрешности определения глубины дефектов по данным ВТД

Для примера на рисунке 6.4 приведены гистограммы распределения по глубине коррозионных дефектов, обнаруженных на участке газопровода Пунга-Ухта-Грязовец IV (1,5–205 км). ВТД проводилось два года подряд разными подрядными организациями (в 2003 г. ЗАО «Нефтегазкомплектсервис», в 2004 г. ЗАО НПО «Спецнефтегаз»). Как показано на рисунке 6.4, данные двух ВТД значительно отличаются и по числу обнаруженных дефектных труб, и по размерам глубин дефектов. Естественно, что за один год эксплуатации не могло произойти такого изменения коррозионного состояния участка газопровода.

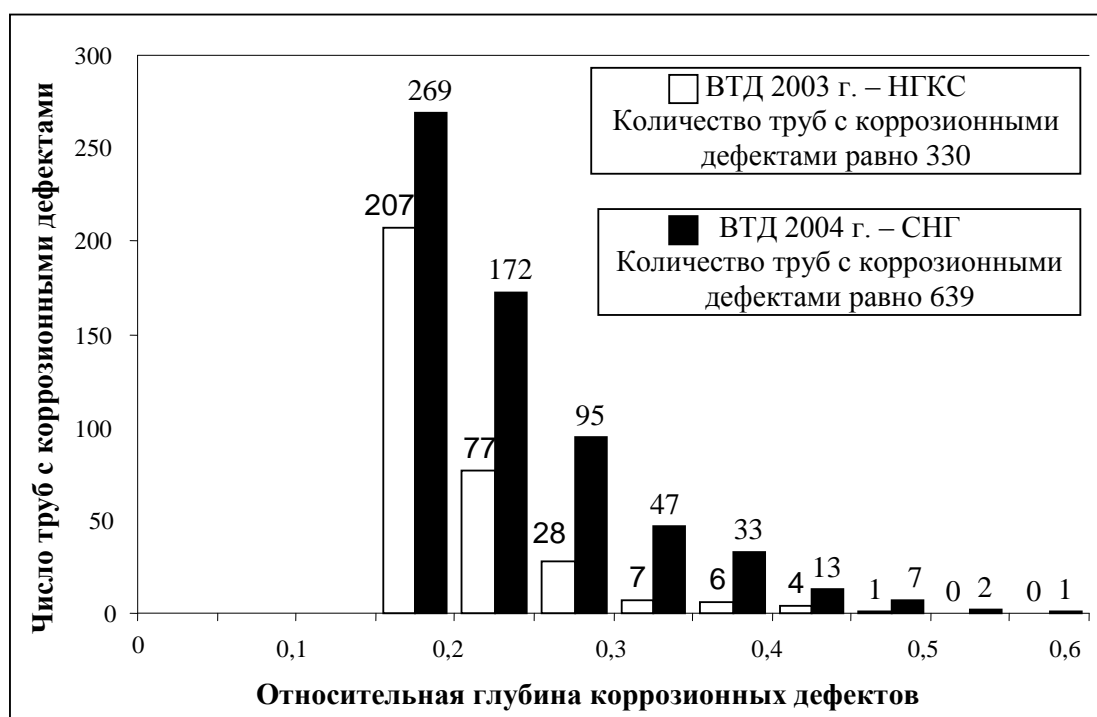


Рисунок 6.4 – Распределение глубины коррозионных дефектов на газопроводе Пунга-Ухта-Грязовец IV (1,5-205 км)

Степень опасности коррозионных дефектов определяется глубиной и длиной дефектов. На рисунках 6.5–6.6 приведено сравнение размеров коррозионных дефектов, обнаруженных при ВТД, и размеров дефектов, определенных при обследованиях труб в шурфах, на газопроводе Пунга-Вуктыл-Ухта-1. Как видно из рисунков 6.5–6.6, результаты ВТД 2004 года имеют существенный разброс погрешности определения глубины и длины коррозионных дефектов.



Рисунок 6.5 – Сравнение данных ВТД 2004 г. с данными НК труб в шурфах



Рисунок 6.6 – Сравнение по длинам коррозионных дефектов данных ВТД 2004 г. с данными НК труб

Для оценки погрешности определения размеров коррозионных дефектов при ВТД был разработан стандарт [124], в котором приводится методика оценки погрешности определения размеров дефектов с целью корректировки данных ВТД.

Оценка точности определения размеров коррозионных дефектов при ВТД проводится по систематической и среднеквадратической погрешностям. Для этого рассматриваются геометрические размеры коррозионных дефектов, которые характеризуют степень их опасности – относительная глубина дефектов (глубина дефекта, отнесенная к толщине стенки трубы) и длина дефектов в продольном направлении. В соответствии с графиками, представленными на рисунке 6.7, чтобы с вероятностью 90 % оценки определения погрешностей не превышали 20 %, необходимо обследовать в шурфах не менее 35 дефектов.

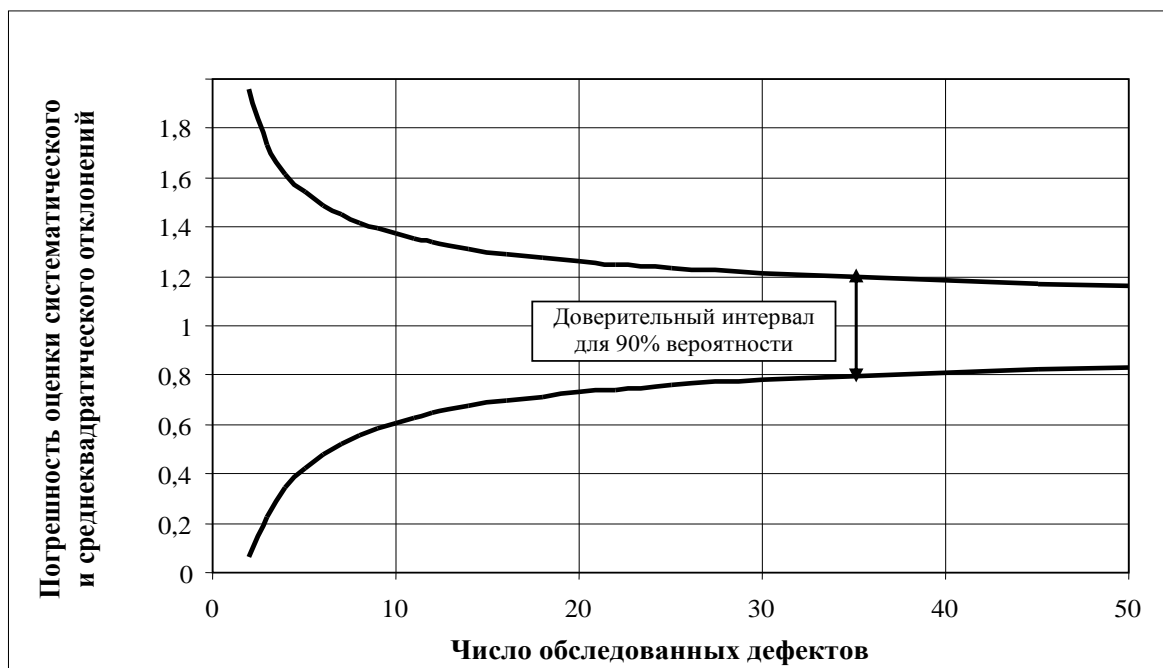


Рисунок 6.7 – Зависимость оценки погрешности среднеквадратического и систематического отклонений от количества обследованных дефектов

Относительная систематическая погрешность определения относительной глубины коррозионных дефектов δ_{ξ} вычисляется по формуле:

$$\delta_{\xi} = \sum_{i=1}^{N_d} ((\xi_i - \xi_i^{\text{III}}) / \xi_i^{\text{III}}) / N_d, \quad (6.3)$$

где N_d – количество обследованных в шурфах коррозионных дефектов;

ξ_i – относительная глубина i -го дефекта, определенная по результатам ВТД;

ξ_i^{III} – относительная глубина i -го дефекта, определенная по результатам

контроля труб в шурфах.

Относительная среднеквадратическая погрешность определения относительной глубины коррозионных дефектов S_ξ вычисляется по формуле:

$$S_\xi = \sqrt{\frac{1}{N_d - 1} \cdot \sum_{i=1}^{N_d} \left[\frac{(\xi_i - \xi_i^{\text{III}})}{\xi_i^{\text{III}}} \right]^2}, \quad (6.4)$$

где N_d – количество обследованных в шурфах коррозионных дефектов;

ξ_i – относительная глубина i -го дефекта, определенная по результатам ВТД;

ξ_i^{III} – относительная глубина i -го дефекта, определенная по результатам контроля труб в шурфах.

Относительная систематическая погрешность определения длины коррозионных дефектов δ_l вычисляется по формуле:

$$\delta_l = \frac{1}{N_d} \cdot \sum_{i=1}^{N_d} \frac{(L_{д(i)} - L_{д(i)}^{\text{III}})}{L_{д(i)}^{\text{III}}}, \quad (6.5)$$

где N_d – количество обследованных в шурфах коррозионных дефектов;

$L_{д(i)}$ – длина i -го дефекта, определенная по результатам ВТД, мм;

$L_{д(i)}^{\text{III}}$ – длина i -го дефекта, определенная по результатам контроля труб в шурфах, мм.

Относительная среднеквадратическая погрешность определения длины коррозионных дефектов S_l вычисляется по формуле:

$$S_l = \sqrt{\frac{1}{(N_d - 1)} \cdot \sum_{i=1}^{N_d} \left[\frac{L_{д(i)} - L_{д(i)}^{\text{III}}}{L_{д(i)}^{\text{III}}} \right]^2}, \quad (6.6)$$

где N_d – количество обследованных в шурфах коррозионных дефектов;

$L_{д(i)}$ – длина i -го дефекта, определенная по результатам ВТД, мм;

$L_{д(i)}^ш$ – длина i -го дефекта, определенная по результатам контроля труб в шурфах, мм.

Скорректированное значение относительной глубины i -го дефекта ξ_i^k вычисляется по формуле:

$$\xi_i^k = \xi_i \left(1 - \delta_\xi + \frac{2}{3} \cdot S_\xi \right), \quad (6.7)$$

где ξ_i – относительная глубина i -го дефекта, определенная по результатам ВТД;

δ_ξ – относительная систематическая погрешность определения относительной глубины коррозионных дефектов;

S_ξ – относительная среднеквадратичная погрешность определения относительной глубины дефектов.

Скорректированное значение длины i -го дефекта вычисляется по формуле:

$$L_{д(i)}^k = L_{д(i)} \cdot \left(1 - \delta_l + \frac{2}{3} \cdot S_l \right), \quad (6.8)$$

где $L_{д(i)}$ – длина i -го дефекта, определенная по результатам ВТД, мм;

δ_l – относительная систематическая погрешность определения длины коррозионных дефектов;

S_l – относительная среднеквадратичная погрешность определения длины дефектов.

Скорректированные значения относительной глубины и длины коррозионных дефектов необходимо использовать в расчетах на прочность и долговечность, при предремонтном обследовании, а также при прогнозировании технического состояния газопроводов.

Оценки погрешностей определения относительной глубины и длины

коррозионных дефектов, полученные при анализе данных ВТД и по измерениям размеров этих же дефектов в шурфах, выполнялась для газопроводов Пунга-Вуктыл-Ухта-1 и Ухта-Торжок-2. На газопроводе Пунга-Вуктыл-Ухта-1 сравнивались размеры 915 коррозионных дефектов, а на газопроводе Ухта-Торжок-2 было произведено сравнение размеров по 690 коррозионным дефектам. Результаты расчета погрешностей определения глубины и длины коррозионных дефектов приведены в таблице 6.3.

Таблица 6.3 – Результаты оценки погрешностей определения глубины и длины коррозионных дефектов при ВТД газопроводов

Название газопровода	Значения погрешностей			
	δ_{ξ}	S_{ξ}	δ_l	S_l
Пунга-Вуктыл-Ухта-1	0,257	0,355	0,064	0,473
Ухта-Торжок-2	0,4	0,3	0	0,5

Приведенные результаты показывают, что с учетом систематической и среднеквадратической погрешностей определения размеров при ВТД на газопроводе Пунга-Вуктыл-Ухта-1 глубины дефектов необходимо уменьшить (скорректировать) в 0,98 раз и на газопроводе Ухта-Торжок-2 в 0,8 раз, а длины дефектов увеличить в 1,25 и 1,33 раза.

При обосновании ремонта анализ технического состояния газопроводов осуществляется ГТО по имеющимся диагностическим данным, включая результаты коррозионных обследований, и данные неразрушающего контроля труб в шурфах. При этом неразрушающий контроль труб в шурфах, как правило, проводится с целью подтверждения дефектов, выявленных при ранее проведенных диагностических обследованиях и для качественной оценки технического состояния газопровода. В статье [143] для уточнения при предремонтном обследовании газопроводов метода ремонта предлагается данные неразрушающего контроля труб использовать для количественной оценки количества труб,

подлежащих замене. В общем случае схема определения процента труб под замену включает следующие работы:

- оценка погрешностей определения размеров дефектов при ВТД;
- определение количества труб, подлежащих замене, по условиям прочности;
- определение количества труб, подлежащих замене, из-за трудоемкости выполнения шлифовальных работ;
- определение количества труб, подлежащих замене, по данным о вероятности пропуска дефектов;
- прогнозирование для газопроводов, подверженных коррозионному растрескиванию под напряжением, количества труб с трещинами стресс-коррозии.

При предремонтном обследовании газопровода эти работы необходимо проводить поэтапно в следующей последовательности: организационный этап, технический этап и аналитический этап. На организационном этапе осуществляется: осмотр трассы газопровода, сбор и анализ существующей диагностической информации и коррозионных обследований. По результатам организационного этапа составляется план предремонтного ТД газопровода, в котором необходимо указать места экскавации газопровода и время ее проведения. На техническом этапе выполняются работы по неразрушающему контролю труб в шурфах. На аналитическом этапе выполняется: корректировка результатов ВТД, расчеты на прочность, оценка объемов шлифовальных работ, обоснование целесообразности вывода газопровода в капитальный ремонт, уточнение количества труб, подлежащих замене, с учетом вероятности обнаружения дефектов и прогнозирования стресс-коррозионного состояния. По итогам предремонтного обследования определяется количество труб, подлежащих замене, и назначается метод ремонта.

6.2 Методика расчета объема поставки труб для проведения капитального ремонта газопроводов

Перед выполнением расчетов по определению количества труб, подлежащих

замене, при производстве капитального ремонта необходимо произвести вычисление систематической и среднеквадратической погрешностей определения относительной глубины и длины коррозионных дефектов и скорректировать размеры дефектов.

Объемы поставки труб по данным ВТД определяется по формуле:

$$N_{pz} = N_{уп} + N_{ут} + N_{во} + N_{тт}, \quad (6.9)$$

где $N_{уп}$ – количество труб, рассчитанное по условию прочности;

$N_{ут}$ – количество труб, рассчитанное по условию трудоемкости выполнения шлифовальных работ;

$N_{во}$ – количество труб, рассчитанное по данным о вероятности выявления дефектных труб;

$N_{тт}$ – количество труб с трещинами стресс-коррозии.

Количество труб, рассчитанное по условиям прочности $N_{уп}$ определяется по результатам анализа для каждой трубы с поверхностными коррозионными дефектами выполнения критерия ремонтпригодности трубы методом контролируемой шлифовки [97]. В качестве критерия, по которому труба с поверхностным дефектом должна быть учтена при определении $N_{уп}$ рассматривается допускаемая глубина дефекта, значение которой устанавливается в соответствии со стандартом [97]. Труба с дефектом должна быть учтена при определении количества заменяемых труб, если для метода контролируемой шлифовки не выполняется условие ремонтпригодности. На рисунке 6.8 для примера приведена область, в которой выполняется условие ремонтпригодности для метода контролируемой шлифовки. Область контролируемой шлифовки приведена для газопровода категории III с наружным диаметром 1220 мм, толщиной стенки трубы 16,0 мм, рабочим давлением 7,4 МПа, временным сопротивлением металла трубы 510 МПа и с коррозионным дефектом шириной 850 мм.

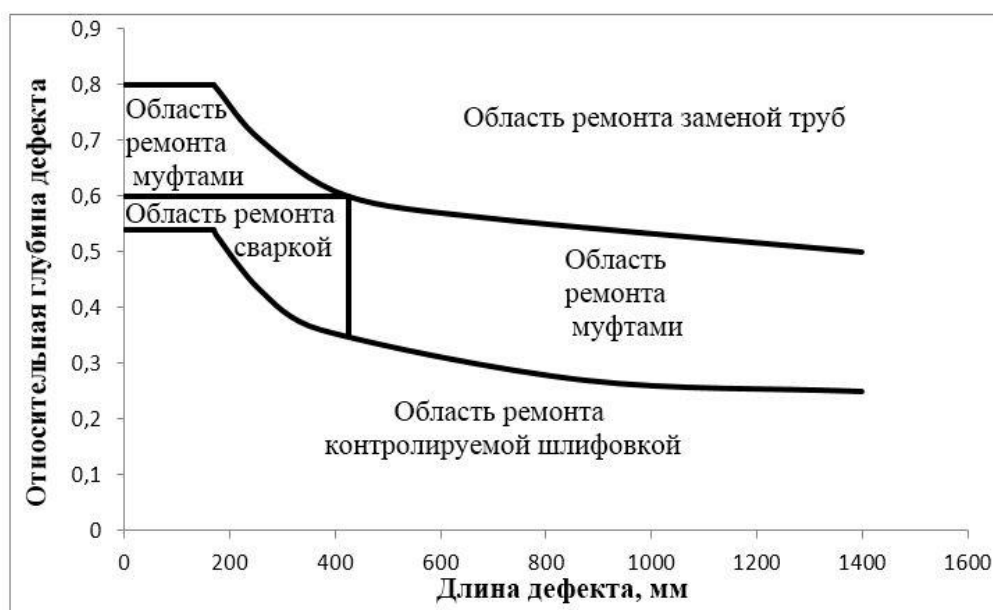


Рисунок 6.8 – Область применения контролируемой шлифовки

В качестве критерия ремонтпригодности для трубы с овальностью сечения рассматривается условие превышения овальности трубы предельного значения. Труба с дефектами гофр и/или вмятина на участках газопроводов III – IV категорий подлежит замене, если не выполняются условия, приведенные в таблице 6.4.

Таблица 6.4 – Допускаемые значения параметров гофр и вмятин для участков газопроводов III – IV категорий

Остаточная продольная деформация $\varepsilon_{1.0}$,	Остаточная кольцевая деформация $\varepsilon_{2.0}$	Относительная глубина дефекта w_0^*	Рекомендуемое решение
Проверка не требуется	Проверка не требуется	$\leq \frac{\delta}{D_H}$	Оставить без проведения ремонта
$\leq 0,03$	$\leq 0,03$	$\delta/D_H < w_0^* \leq 0,03$	

В таблице 6.4 D_H – наружный диаметр трубы; δ – толщина стенки трубы.

Для вмятин или гофр, расположенных на участках газопроводов категорий I – II, все значения параметров, указанные в таблице 6.4, следует умножить на коэффициент, значение которого равно 0,833.

Труба с вмятиной, расположенная на участке газопровода категории B, подлежит замене независимо от геометрических размеров дефекта.

Количество труб, рассчитанное по данным о вероятности выявления

дефектных труб $N_{\text{во}}$ (количество, пропущенных дефектных труб, соответствующих условиям отбраковки) определяется по формуле (6.1), в которой вероятность выявления дефектных труб не должна превышать 0,9, а величина $N_{\text{во}}$ равна $T_{\text{пдт}}$.

Для газопроводов, подверженных коррозионному растрескиванию под напряжением, количество труб с трещинами стресс-коррозии $N_{\text{тт}}$ определяется по формуле:

$$N_{\text{тт}} = \max(N_{\text{пч}}, N_{\text{сп}}, N_{\text{шт}}), \quad (6.10)$$

где $N_{\text{пч}}$ – количество труб с трещинами стресс-коррозии, прогнозируемое по результатам ВТД;

$N_{\text{сп}}$ – количество труб с трещинами стресс-коррозии, вычисляемое по статистическим данным о плотности труб с трещинами стресс-коррозии;

$N_{\text{шт}}$ – количество труб с трещинами стресс-коррозии, вычисляемое по результатам предремонтного неразрушающего контроля труб в шурфах.

Оценка количества труб с трещинами стресс-коррозии $N_{\text{пч}}$ осуществляется с помощью экспоненциальной функции, описывающей распределение относительных глубин трещин стресс-коррозии. Экспоненциальная функция записывается в виде:

$$f(\xi) = a \cdot \exp(b \cdot \xi), \quad (6.11)$$

где ξ – относительная глубина трещины стресс-коррозии;

a, b – коэффициенты.

Для определения коэффициентов a и b используется следующий алгоритм:

- определяется по данным ВТД минимальная и максимальная относительные глубины трещин стресс-коррозии ξ_{\min}, ξ_{\max} ;

- вычисляется значение относительной глубины трещины стресс-коррозии $\xi_{\text{э}}$ по формуле:

$$\xi_{\text{э}} = (\xi_{\max} + \xi_{\min})/2, \quad (6.12)$$

- вычисляется n_1 – количество трещин стресс-коррозии с относительной глубиной, не превышающей значения $\xi_{\text{э}}$;

- вычисляется n_2 – количество трещин стресс-коррозии с относительной глубиной больше или равной ξ_3 ;

- через точки с координатами $\left(\frac{\xi_{min} + \xi_3}{2}, n_1 + n_2\right)$ и $\left(\frac{\xi_3 + \xi_{max}}{2}, n_2\right)$ строится экспоненциальная функция, уравнение аппроксимации которой содержит искомые коэффициенты a и b .

При наличии коэффициентов количество трещин стресс-коррозии N_{Π} можно определить по формуле:

$$N_{\Pi} = n_a + n_{\Gamma}, \quad (6.13)$$

где n_a – количество прогнозируемых трещин стресс-коррозии;

n_{Γ} – количество не выявленных при ВТД трещин стресс-коррозии, вычисляемое методом итераций по формуле (6.1).

Прогнозируемое количество труб с трещинами стресс-коррозии $N_{\Pi\text{ч}}$ определяется по формуле:

$$N_{\Pi\text{ч}} = N_{\Pi} \cdot N_{\text{тр}} / N_{\text{крн}}, \quad (6.14)$$

где N_{Π} – прогнозируемое количество трещин стресс-коррозии;

$N_{\text{тр}}$ – количество труб с трещинами стресс-коррозии, выявленное при ВТД;

$N_{\text{крн}}$ – количество выявленных при ВТД трещин стресс-коррозии.

Количество труб с трещинами стресс-коррозии по статистическим данным о плотности труб с трещинами стресс-коррозии $N_{\text{сп}}$ вычисляют по формуле:

$$N_{\text{сп}} = n_{\text{сп}} \cdot l, \quad (6.15)$$

где $n_{\text{сп}}$ – средняя плотность труб с трещинами стресс-коррозии, определяемая по результатам отбраковки труб, полученным ранее при производстве капитального ремонта газопроводов;

l – длина газопровода, км.

Количество заменяемых труб с трещинами стресс-коррозии, вычисляемое по результатам предремонтного неразрушающего контроля труб в шурфах $N_{шт}$, определяется по формуле:

$$N_{шт} = N_T \cdot N_{ТДС} / N_{от}, \quad (6.16)$$

где N_T – количество труб на газопроводе;

$N_{ТДС}$ – количество труб с трещинами стресс-коррозии;

$N_{от}$ – количество труб, на которых был выполнен неразрушающий контроль при предремонтном обследовании.

В перспективе прогнозирование стресс-коррозионного состояния газопроводов возможно на основе вероятностно-статистических методов и технологий машинного обучения, представленных в работе [87].

6.3 Методика расчета объема поставки труб для проведения капитального ремонта газопроводов, не приспособленных к внутритрубному техническому диагностированию

Для определения метода ремонта газопроводов, не приспособленных к ВТД, на основе данных ВТД была построена эмпирическая модель для оценки количества труб, подлежащих замене, при планировании капитального ремонта газопроводов. Как было показано в разделе 6.4, количество труб, подлежащих замене, для газопроводов, не подверженных коррозионному растрескиванию под напряжением, определяется по условиям прочности и объему (трудоемкости) шлифовальных работ. В таблице 6.5 представлены результаты анализа данных ВТД газопроводов различных диаметров по оценке количества труб, подлежащих замене.

При анализе было установлено количество труб, подлежащих замене, по условиям прочности $N_{уп}$ и количество труб, которое может быть заменено по критерию трудоемкости шлифовальных работ $N_{ут}$.

Таблица 6.5 – Количество труб, подлежащих замене, по данным ВТД

№ участка	Количество труб $N_{уп}$	Процент отбракованных труб $N_{уп\%}$	Количество труб $N_{ут}$	Процент труб под замену, $N_{ут\%}$	Количество труб N_3	Общий % труб под замену $N_{3\%}$
1	544	5,8	178	1,9	722	7,7
2	513	5,9	93	1,1	606	7
3	155	2,4	148	2,3	303	4,7
4	33	1,4	35	1,4	68	2,8
5	121	2,1	452	7,8	573	9,9
6	361	5,5	28	0,4	389	5,9
7	661	2,8	157	0,7	818	3,5
8	43	0,6	12	0,2	55	0,8
9	9	0,1	2	0,0	11	0,1
10	251	31,6	1	0,1	252	31,7
11	30	7,7	3	0,8	33	8,5
12	391	8,6	32	0,7	423	9,3
13	1002	8,7	127	1,1	1129	9,8
14	62	5,7	150	13,7	212	19,4
15	2418	19,0	128	1,0	2546	20,0
16	909	10,8	101	1,2	1010	12
17	748	8,9	82	1,0	830	9,9
18	677	25,7	90	3,4	767	29,1
19	562	20,6	74	2,7	636	23,3

Анализ показал, что общее количество труб, подлежащих замене, N_3 (в процентах $N_{3\%}$) линейно зависит от количества дефектных труб N_d (в процентах $N_{d\%}$), что отражено на рисунке 6.9. Из уравнения аппроксимации, представленного на рисунке 6.9, можно сразу по результатам ВТД участка газопровода, не подверженного коррозионному растрескиванию под напряжением, дать оценку количества труб, подлежащих замене. Для того, чтобы не было занижения количества труб, подлежащих замене, в уравнение были внесены коррективы. Для этого в качестве базовых точек для определения коэффициентов уравнения аппроксимации используются только те точки, для которых был бы занижен процент труб под замену. Уравнение аппроксимации для точек, расположенных на

рисунке 6.9 выше прямой, показано на рисунке 6.10.

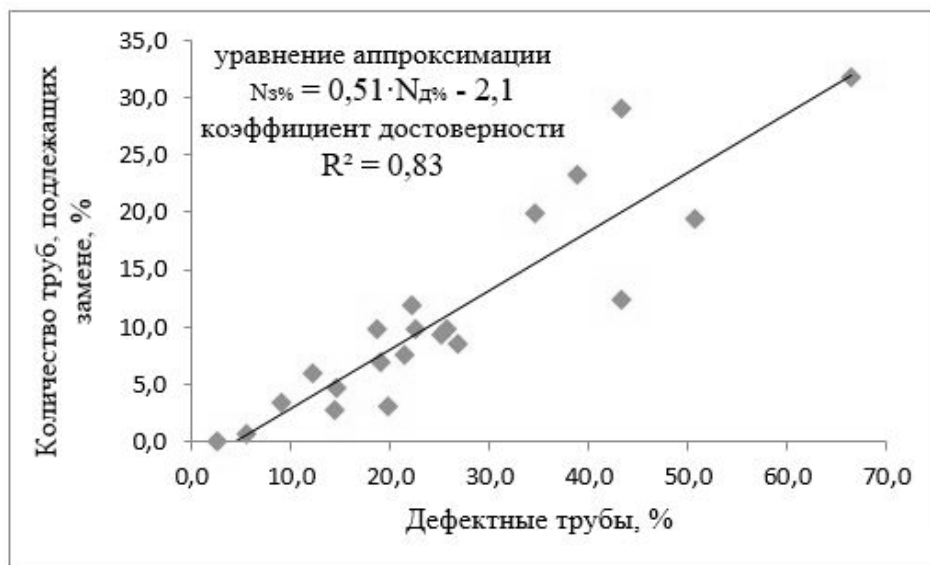


Рисунок 6.9 – Зависимость между количеством дефектных труб и количеством труб, подлежащих замене, при производстве капитального ремонта

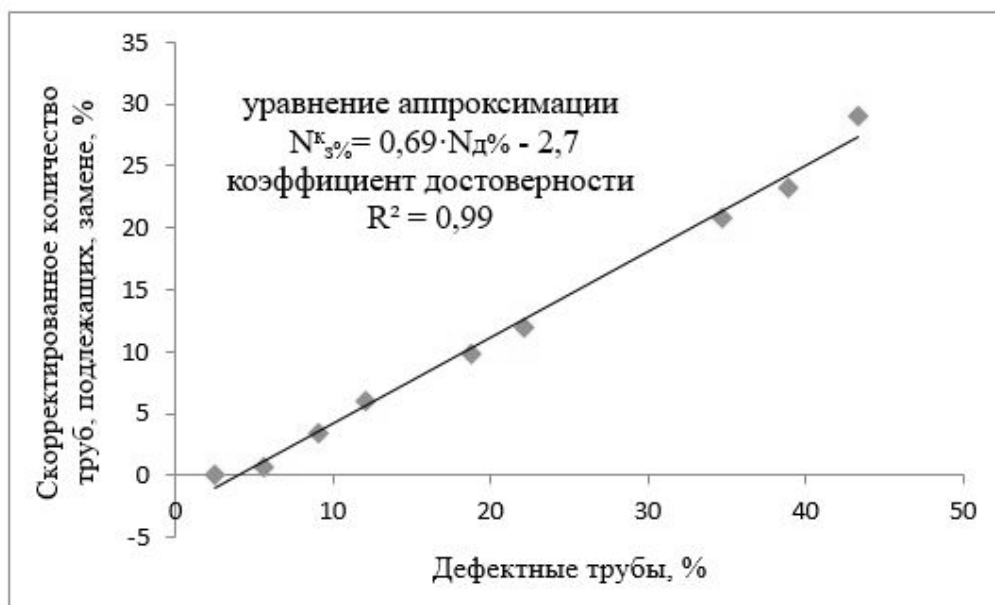


Рисунок 6.10 – Аппроксимация по точкам, для которых уравнение, представленное на рисунке 6.9, дает заниженное количество труб под замену

Для газопроводов, не приспособленных к ВТД, для решения этой задачи необходимо оценить количество дефектных труб. Для оценки количества дефектных труб по информации, взятой из результатов ВТД и коррозионных обследований, была установлена связь между состоянием защитного покрытия и

количеством дефектных труб. В таблице 6.6 приведены сведения о протяженности поврежденного защитного покрытия и о количестве дефектных труб для газопроводов ООО «Газпром трансгаз Самара».

По этим данным на рисунке 6.11 представлена графическая информация, показывающая наличие связи между протяженностью поврежденного защитного покрытия и количеством дефектных труб.

Таблица 6.6 – Сведения об количестве дефектных труб и протяженности поврежденного защитного покрытия

№ участка газопровода	Процент дефектных труб $N_{д\%}$	Процент поврежденного защитного покрытия $L_{п\%}$	№ участка газопровода	Процент дефектных труб $N_{д\%}$	Процент поврежденного защитного покрытия $L_{п\%}$
1	6,52	1,05	5	13	2,9
2	6,49	1,29	6	16,4	3,41
3	7,2	1,81	7	17,8	3,32
4	9,8	2,5	-	-	-

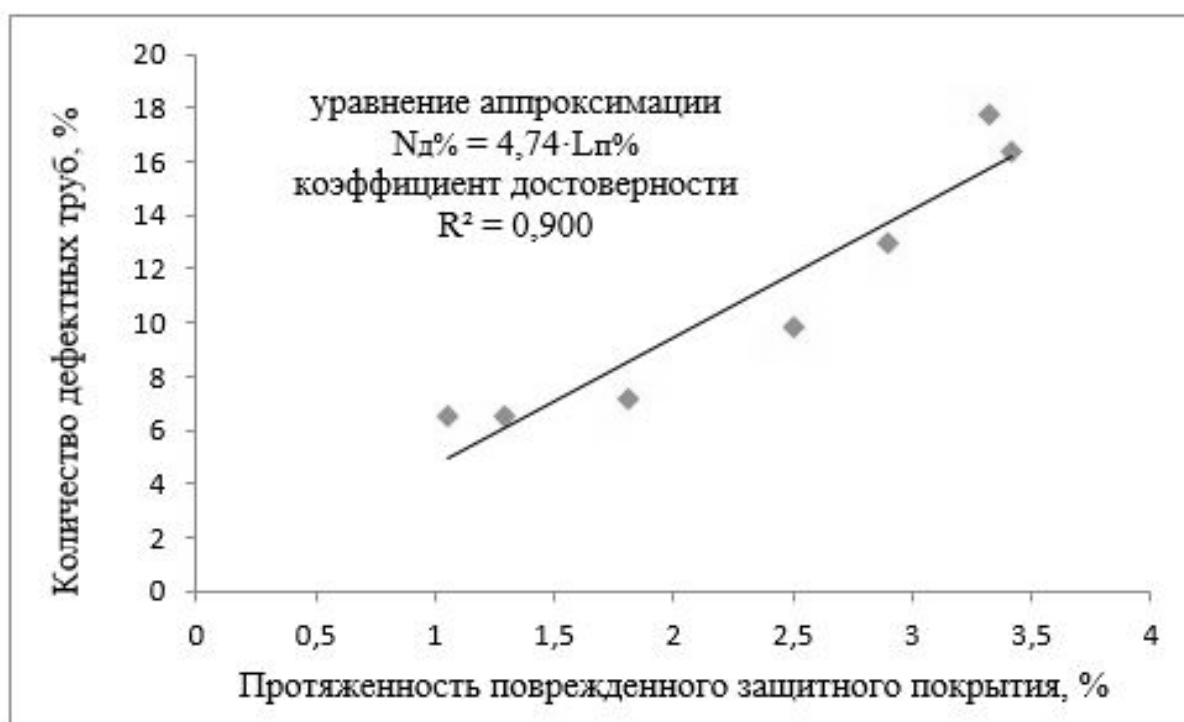


Рисунок 6.11 – Зависимость между протяженностью поврежденного защитного покрытия и количеством дефектных труб

Следовательно, для газопроводов, не приспособленных к ВТД, оценить количество труб, подлежащих замене, можно из следующей формулы:

$$N_{3\%}^K = 0,69 \cdot N_{д\%} - 2,7 = 0,69 \cdot 4,74L_{п\%} - 2,7 = 3,27 \cdot L_{п\%} - 2,7, \quad (6.17)$$

где $N_{д\%}$ – количество дефектных труб, выраженное в процентах;

$L_{п\%}$ – протяженность поврежденного защитного покрытия, выраженная в процентах.

Таким образом, количество труб, подлежащих замене при производстве капитального ремонта для газопроводов, не приспособленных к ВТД, можно определить по результатам коррозионных обследований. При этом для повышения точности расчета количества труб, подлежащих замене, необходимо также выполнить предремонтное ТД с целью определения фактических размеров дефектов и средней повреждаемости труб. После этого задача по уточнению количества труб, подлежащих замене, решается следующим образом. В соответствии с методикой, изложенной в статье [91], определяется показатель технического состояния $P_{ко}$, эквивалентный показателю технического состояния, рассчитанному по данным ВТД [55]. По показателю технического состояния оценивается средняя повреждаемость дефектных труб газопровода по формуле:

$$d_{дп} = \frac{P_{ко} \cdot N_T}{N_d}, \quad (6.18)$$

где $P_{ко}$ – показатель технического состояния;

N_T – количество труб на газопроводе (участке газопровода);

N_d – количество дефектных труб.

На следующем шаге по результатам неразрушающего контроля труб в шурфах, выполняемого в рамках предремонтного обследования, определяется повреждаемость труб и вычисляется средняя повреждаемость дефектных труб $d_{дп}^{ш}$. Далее осуществляется корректировка количества труб, подлежащих замене по формуле:

$$N_{3\%}^K = (3,27 \cdot L_{п\%} - 2,7) \cdot \frac{d_{дп}^ш}{d_{дп}}, \quad (6.19)$$

где $d_{дп}^ш$ – средняя повреждаемость дефектных труб по данным предремонтного обследования;

$d_{дп}$ – средняя повреждаемость дефектных труб, вычисленная по показателю технического состояния $P_{ко}$;

$L_{п\%}$ – протяженность поврежденного защитного покрытия, выраженная в процентах.

6.4 Апробация методики предремонтного обследования газопроводов в ООО «Газпром трансгаз Саратов»

Апробация методики предремонтного обследования газопроводов была осуществлена на газопроводах ООО «Газпром трансгаз Саратов». Характеристики обследованных газопроводов представлены в таблице 6.7.

Таблица 6.7 – Характеристики газопроводов

Газопровод	Длина участка, км	Наружный диаметр, мм	Толщина стенки трубы, мм	Рабочее давление, МПа	Год ввода в эксплуатацию	Наработка, лет
САЦ -1	90	1020	10	5,4	1967	48
САЦ-4-2	41	1220	11	5,4	1974	41
САЦ-4-1	41	1220	11	5,4	1975	40

Перед определением объема поставки труб была проверена обоснованность вывода газопроводов в ремонт.

В таблице 6.8 приведены результаты расчета показателей технического состояния, по которым осуществляется обоснование вывода в ремонт.

У всех газопроводов, представленных в таблице 6.8, показатель технического состояния превышает значение 0,06, и, следовательно, условия вывода в ремонт выполняются.

Таблица 6.8 – Показатели технического состояния

Газопровод	Значение показателя технического состояния, при котором рекомендуется выводить газопровод в ремонт	Показатель технического состояния $P_{\text{вТД}}$	Вывод
САЦ -1	> 0,06	0,072	Условие вывода в ремонт по техническому состоянию выполняется
САЦ-4-2		0,113	
САЦ-4-1		0,087	

Для определения объема поставки труб, прежде всего, были выполнены диагностические работы по контролю труб в шурфах с целью корректировки результатов ВТД и уточнения количества труб с трещинами стресс-коррозии. В таблице 6.9 для газопровода САЦ-4-1 приведены данные измерения размеров дефектов при неразрушающем контроле труб в шурфах и размеры этих же дефектов, определенные при ВТД, а также результаты определения систематических и среднеквадратических погрешностей и корректирующих коэффициентов для глубины и длины дефектов.

В соответствии с данными таблицы 6.9 глубину дефекта следует корректировать на коэффициент k_{ξ} , значение которого равно 1,107, а длину дефекта на коэффициент k_l , значение которого равно 1,07.

Аналогичные расчеты с применением результатов контроля труб в шурфах показали, что для газопровода САЦ-1 глубину дефекта следует корректировать на коэффициент 1,34, а длину дефекта на коэффициент 1,33, а для газопровода САЦ-4-2 глубина дефекта корректируется на коэффициент 1,17, а длина дефекта на коэффициент 1,14.

Для газопровода САЦ-1 объемы замены труб по условиям прочности, рассчитанные с учетом коэффициентов, с помощью которых корректируется глубина и длина дефектов, представлены на рисунке 6.12.

Таблица 6.9 – Исходные данные для корректировки размеров дефектов

№ трубы	Длина дефекта (ВТД), мм	Глубина дефекта (ВТД), %	Длина дефекта (измерения в шурфах), мм	Глубина дефекта (измерения в шурфах), %	δ_{ξ}	S_{ξ}	δ_l	S_l
172	125	27	126	24	-0,024	0,123	0,104	0,252
246	130	31	135	33				
425	125	29	130	25				
507	25	26	44	21				
928	65	59	103	49				
1017	50	38	80	37				
1023	265	42	290	38				
1033	55	32	63	32				
1056	130	41	157	39				
1105	110	27	114	30				
1332	300	26	336	20				
1341	150	32	178	33				
1352	215	39	241	45				
1370	125	27	109	24				
1403	170	30	159	32				
1410	245	35	262	41				
1462	560	37	541	32				
1663	155	28	141	30				
1788	510	29	509	25				

Из рисунка 6.12 следует, что на участке газопровода САЦ-1 необходимо заменить по условиям прочности 67 труб (0,74 трубы на км). Для газопроводов САЦ-4-2 и САЦ-4-1 объемы замены труб по условиям прочности представлены на рисунках 6.13-6.14. Для этих газопроводов потребуется заменить 437 и 364 трубы.

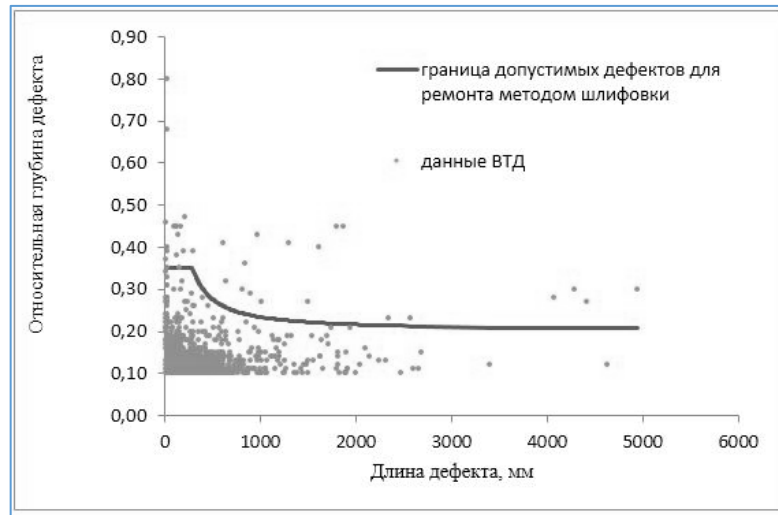


Рисунок 6.12 – Объемы замены труб на газопроводе САЦ-1

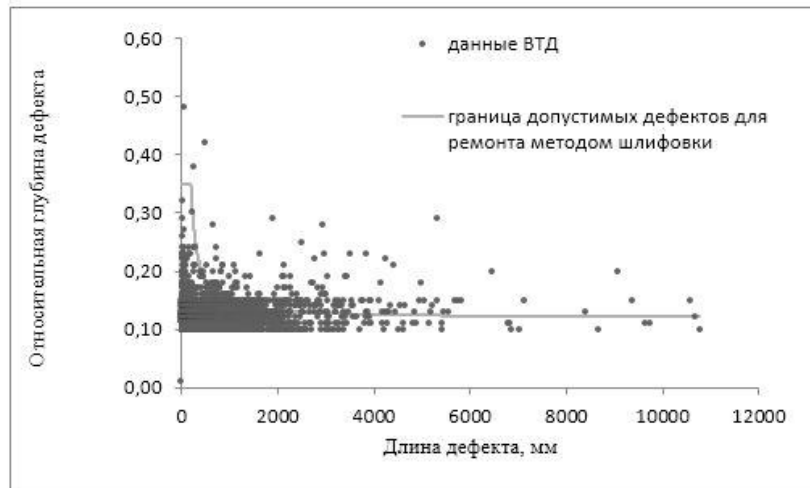


Рисунок 6.13 – Объемы замены труб на газопроводе САЦ-4-2

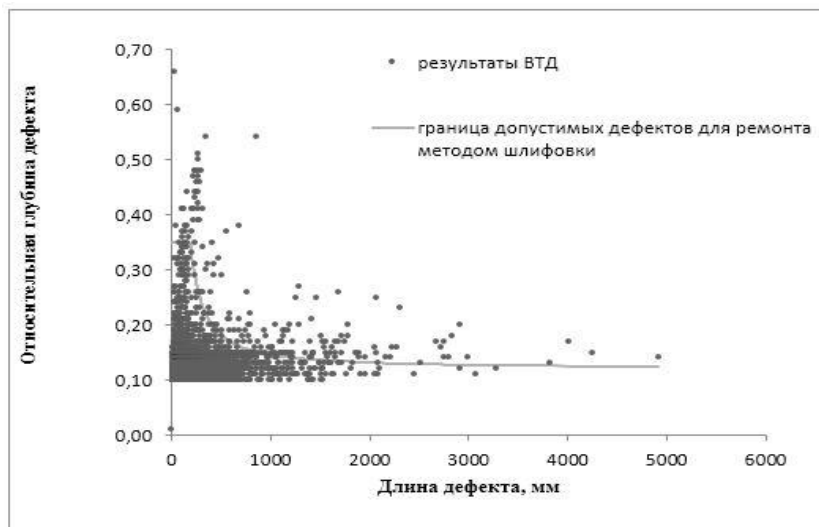


Рисунок 6.14 – Объемы замены труб на газопроводе САЦ-4-1

Допустимые и недопустимые дефекты для газопровода САЦ-4-1 представлены на рисунках 6.15-6.16.

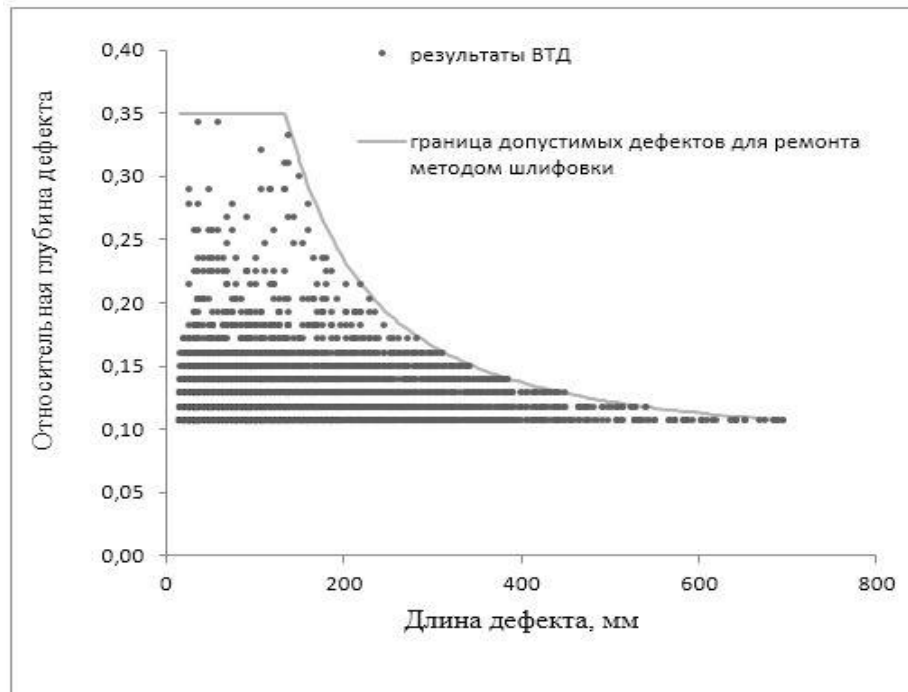


Рисунок 6.15 – Допустимые дефекты на газопроводе САЦ-4-1

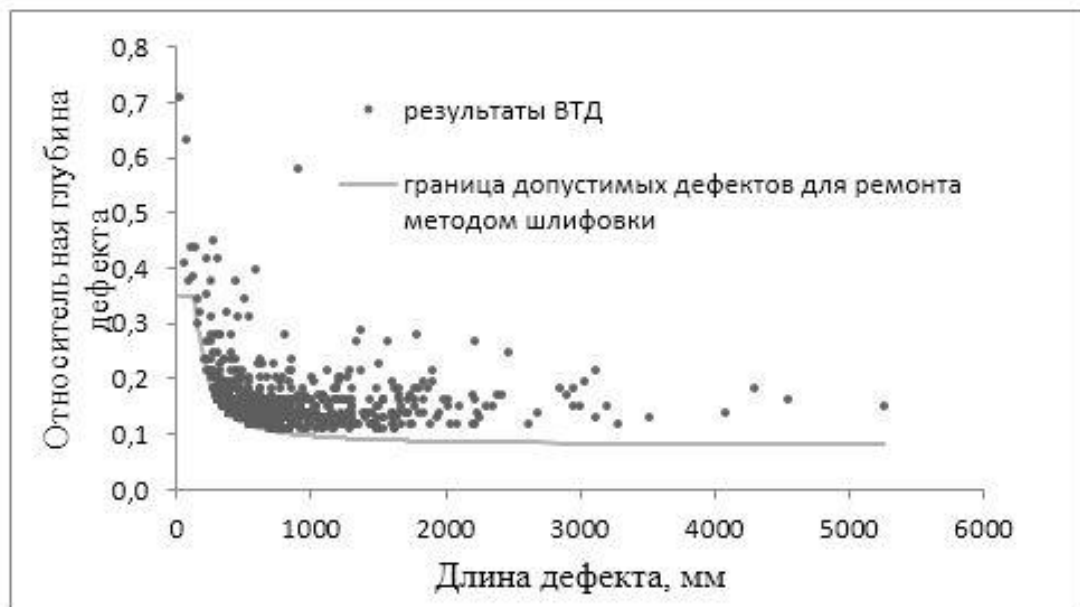


Рисунок 6.16 – Недопустимые дефекты на газопроводе САЦ-4-1

Следующий этап оценки объема труб, подлежащих замене, заключался в определении количества труб, соответствующих условию замены по трудоемкости выполнения шлифовальных работ. Графическая информация об объемах ремонта

труб методом контролируемой шлифовки для газопровода САЦ-4-1 представлена на рисунке 6.17, а рекомендуемые объемы ремонта заменой труб на рисунке 6.18.

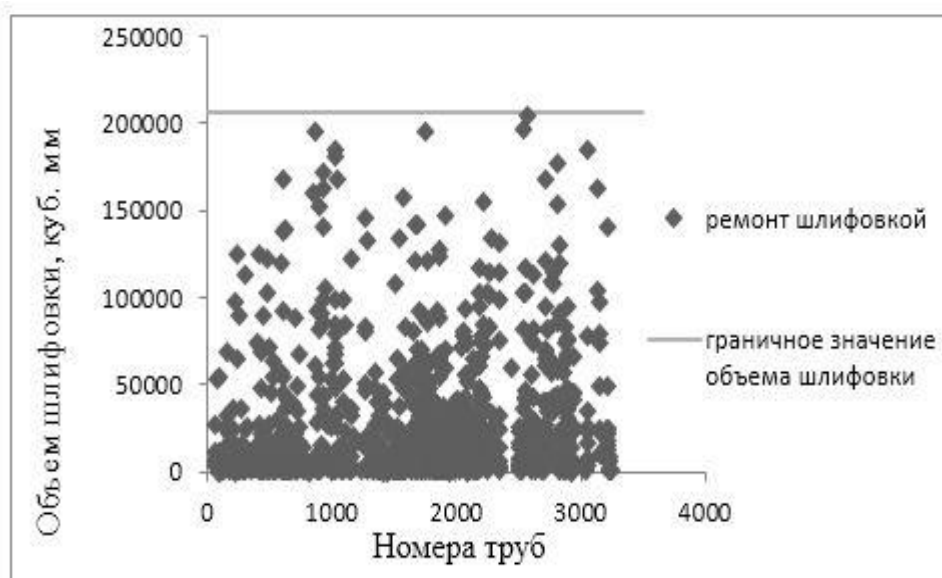


Рисунок 6.17 – Объемы ремонта труб методом контролируемой шлифовки на газопроводе САЦ-4-1

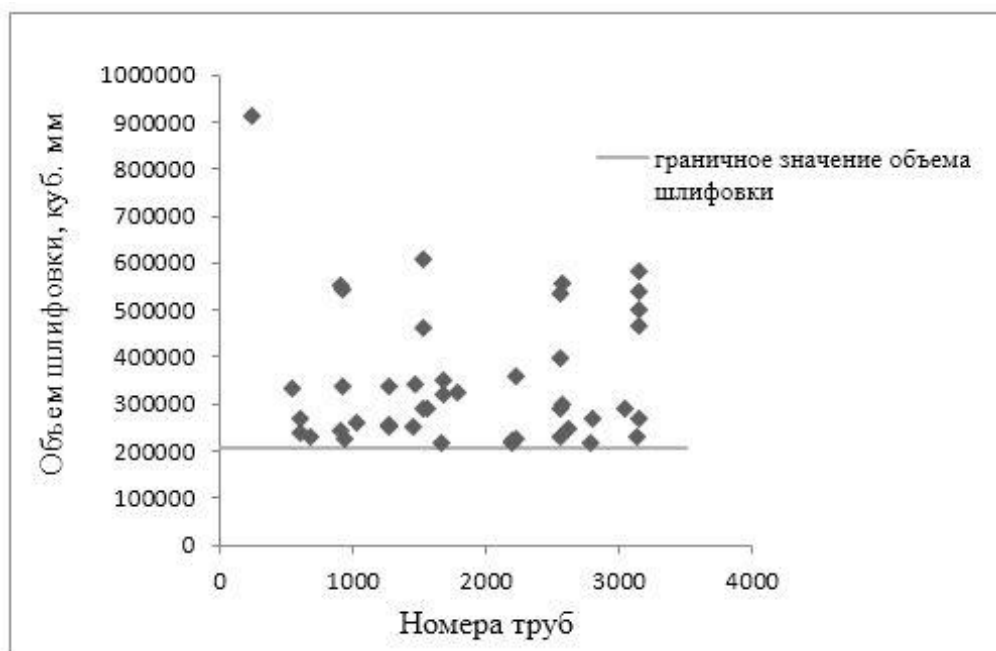


Рисунок 6.18 – Рекомендуемые объемы ремонта заменой труб по условиям трудоемкости шлифовальных работ на газопроводе САЦ-4-1

Результаты определения количества труб, подлежащих замене, по условию трудоемкости выполнения шлифовальных работ приведены в таблице 6.10.

Таблица 6.10 – Результаты определения объема труб, подлежащих замене

Газопровод	Количество труб под замену по условию прочности	Количество труб под замену по условию трудоемкости шлифовальных работ	Количество труб, подлежащих замене, не обнаруженных при ВТД	Количество труб с трещинами стресс-коррозии	Итого
САЦ -1	67	73	2	-	142 (1,8%)
САЦ-4-2	437	89	32	-	558 (18,6%)
САЦ-4-1	364	44	22	721	1151(35,1%)

В таблице 6.10 также отражены результаты расчета количества труб, подлежащих замене, не обнаруженных при ВТД.

Оценка количества труб с трещинами стресс-коррозии по результатам ВТД для газопровода САЦ-4-1 осуществлялась на основе статистической обработки данных ВТД с использованием экспоненциальной функции распределения относительной глубины трещин стресс-коррозии. Количество труб с трещинами стресс-коррозии с учетом результатов неразрушающего контроля труб в шурфах составило 721 трубу.

В итоге для рассмотренных газопроводов можно рекомендовать следующие методы ремонта:

- САЦ-1 – переизоляция с 2 % заменой труб;
- САЦ-4-2 – переизоляция с 20 % заменой труб;
- САЦ-4-1 – переизоляция с 40 % заменой труб.

Эти данные показывают, что первоначально установленное количество заменяемых труб в результате корректировки по результатам предремонтного обследования может быть изменено на 10–40 процентов.

Таким образом, оценка количества труб, подлежащих замене, и уточнение метода ремонта дает объективную картину и, следовательно, применение этого подхода позволяет повысить качество планирования и избежать при ремонте недопоставки труб или поставки излишнего количества труб.

Предварительно на рассмотренных участках газопроводов предполагалось выполнить капитальный ремонт с 40 %, 50 % и 50 % заменой труб. В соответствии

с «Прейскурантом стоимости работ по капитальному ремонту линейной части МГ Ду 530-1420 мм в ценах на 01.07.2011 год» предварительная стоимость капитального ремонта составит 3508 млн. рублей, а с учетом данных предремонтного обследования 2814 млн. рублей. Таким образом, экономический эффект от предремонтного обследования газопроводов составил 694 млн. рублей.

Выводы по главе 6

1. Анализ нормативной документации ПАО «Газпром» по планированию методов ремонта газопроводов показал, что важнейшей проблемой предремонтного обследования газопроводов является гармонизация методического обеспечения, так как рекомендации трех стандартов по определению метода ремонта не согласованы друг с другом, что в зависимости от предпочтений экспертов зачастую приводит к противоположным результатам.

2. Анализ результатов ВТД показал, что основными проблемами определения метода ремонта являются большие систематические и среднеквадратические погрешности оценки при ВТД размеров дефектов, а также низкая вероятность обнаружения трещин стресс-коррозии.

3. С целью повышения эффективности реализации «Комплексной программы капитального ремонта линейной части магистральных газопроводов ПАО «Газпром» на 2016–2020 годы» за счет совершенствования нормативного обеспечения по выбору метода капитального ремонта газопроводов разработана «Временная методика по предремонтному обследованию участков линейной части магистральных газопроводов и газопроводов-отводов, планируемых к выводу в капитальный ремонт».

4. Количество труб, подлежащих замене, определенное на основе результатов контроля труб в шурфах, отражает объективную картину. Следовательно, применение этого подхода позволит повысить качество планирования капитального ремонта газопроводов и избежать как недопоставки, так и поставки излишнего количества труб.

5. Временная методика прошла апробацию при уточнении методов ремонта газопроводов в ООО «Газпром трансгаз Саратов», ООО «Газпром трансгаз Сургут» и ООО «Газпром трансгаз Самара», результаты которой показали, что запланированное количество труб, подлежащих замене, может быть скорректировано до 40 процентов.

Глава 7

ПЕРСПЕКТИВНОЕ ПЛАНИРОВАНИЕ ПРОГРАММЫ КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА ГАЗОПРОВОДОВ

Для организации работ по поддержанию в работоспособном техническом состоянии ГТС Советом Директоров ОАО «Газпром» было принято решение № 1463 от 21.07.2009 по подготовке «Комплексной программы капитального ремонта линейной части магистральных газопроводов ОАО «Газпром» на 2011–2015 годы» (далее Программа 2011–2015). Программа 2011–2015 разрабатывалась в ООО «Газпром ВНИИГАЗ» под руководством автора на научных основах организации и управления ремонтом газопроводов и концепции ремонта газопроводов, учитывающей принцип безопасного повреждения [149].

7.1 Основные концептуальные подходы к формированию программы капитального ремонта газопроводов

Газопроводы эксплуатируются в условиях переменных эксплуатационных нагрузок (изменяющееся внутреннее давление, циклические продольные нагрузки, связанные с сезонной климатической и гидрологической изменчивостью) и воздействий природных и техногенных факторов (коррозионные и стресс-коррозионные процессы, сейсмические и оползневые воздействия, механические воздействия третьих лиц и т.п.). При длительной эксплуатации газопроводов в защитных покрытиях труб, трубах и сварных соединениях образуются повреждения, которые приводят к снижению несущей способности и долговечности (ресурса), повышению вероятности аварии, уменьшению пропускной способности газопроводов. Для поддержания газопроводов в работоспособном состоянии в ПАО «Газпром» использовались стратегия выборочного ремонта газопроводов по итогам ВТД силами ГТО и ремонт участков газопроводов сторонними организациями в рамках «Программы по ремонту изоляционных покрытий магистральных газопроводов ОАО «Газпром» на

2004–2010 годы» (далее Программа 2004–2010). В результате удалось стабилизировать количество опасных дефектов и снизить аварийность на газопроводах (рисунки 7.1-7.2).

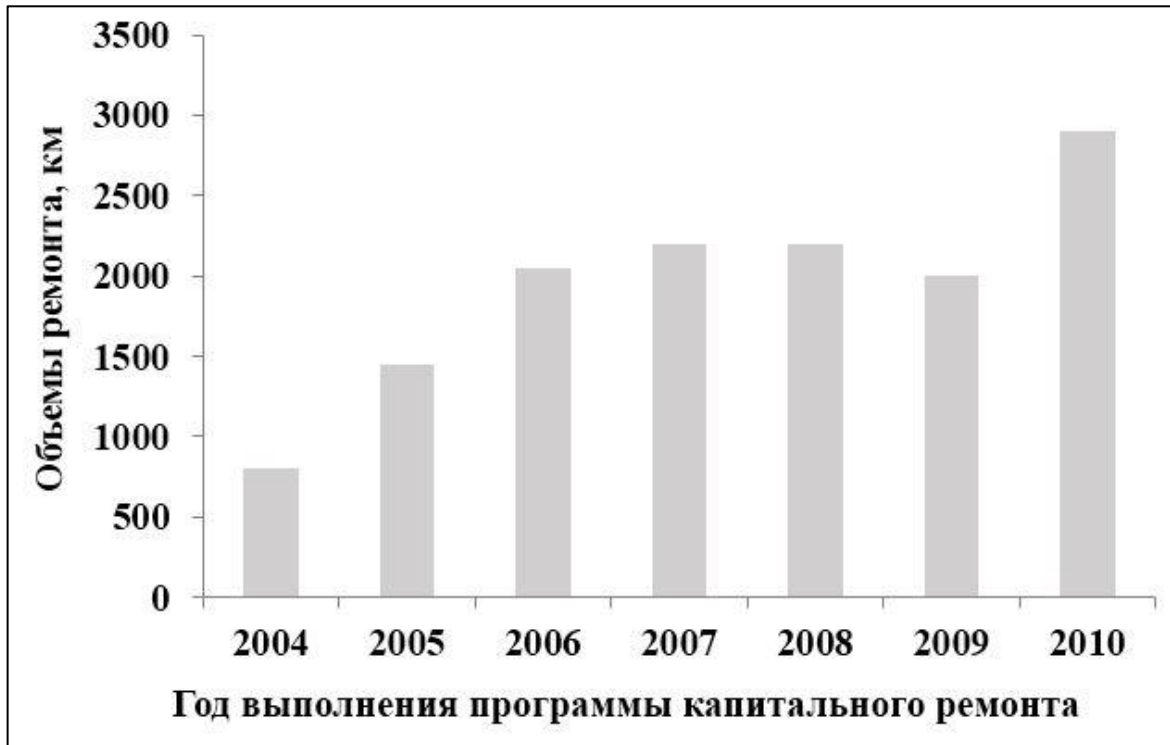


Рисунок 7.1 - Диаграмма объемов ремонта газопроводов



Рисунок 7.2 - Диаграмма частоты аварий

Анализ динамики ввода газопроводов в эксплуатацию в сочетании со статистикой аварийности на газопроводах в зависимости от сроков их эксплуатации указывает на необходимость проведения более масштабных работ по капитальному ремонту. Кроме того, необходимость увеличения объемов капитального ремонта связана со следующими причинами:

- динамика изменения количества ежегодно обнаруживаемых дефектов показывает, что в перспективе поддержание работоспособного состояния газопроводов, способного обеспечить заданную производительность ГТС только за счет выборочного ремонта, будет экономически неэффективно;

- при существующих объемах выборочного ремонта, когда преимущественно устраняются только критические дефекты, общее количество потенциально опасных дефектов на газопроводах остается значительным, что со временем приведет к необходимости одновременного вывода значительного количества участков газопроводов в комплексный капитальный ремонт.

Для газопроводов с пленочным защитным покрытием трассового нанесения оптимальное время эксплуатации до вывода в капитальный ремонт в зависимости от природно-климатических условий эксплуатации составляет 30–40 лет. Несвоевременный вывод участков газопроводов в капитальный ремонт значительно увеличивает опасность аварии и последующие затраты на эксплуатацию и капитальный ремонт.

К основным факторам, влияющим на стратегическое долгосрочное планирование ремонта газопроводов относятся: нестабильная динамика изменений мировых цен и потребительского спроса на газ, реализация стратегии развития газоснабжения регионов Российской Федерации, снижение добычных возможностей месторождений и перспективы Генеральной схемы развития единой системы газоснабжения до 2030 года.

Цели Программы 2011–2015 по повышению безопасности эксплуатации ГТС могут быть достигнуты выполнением следующих целевых показателей:

- показатель по сроку безопасной эксплуатации газопроводов после ремонта. При прогнозируемых сроках эксплуатации газопроводов с проектной производительностью более 20 лет капитальный ремонт газопроводов должен обеспечивать безопасный срок эксплуатации газопроводов не менее 20 лет. При меньших прогнозируемых сроках эксплуатации газопроводов необходимо использовать технологии ремонта (например, муфтовые технологии ремонта), обеспечивающие срок безопасной эксплуатации в течение прогнозируемого периода эксплуатации;

- показатель физических объемов капитального ремонта;

- показатель, характеризующий повышение надежности (уменьшение аварийности) газопроводов. В результате выполнения Программы 2011–2015 количество аварий на газопроводах должно уменьшиться в 1,2 раза.

Ремонт линейной части магистральных газопроводов занимает место главного механизма, направленного на своевременное восстановление работоспособности, включая отдельные специфические участки, узлы и оборудование: переходы через водные преграды, автомобильные и железные дороги, трубопроводную арматуру, системы защиты от коррозии и телемеханики.

Эффективное решение задачи по формированию Программы 2011–2015, обеспечивающей достижение показателей по снижению аварийности и физическим объемам ремонта, повышению эффективности вложения средств в капитальный ремонт, уменьшению протяженности участков газопроводов, работающих на пониженном давлении, было осуществлено на основе методологически обоснованных принципах и соответствующих им критериях, отражающих реальное состояние газопроводов.

Формирование Программы 2011–2015, основанное на результатах ТД газопроводов, представляло собой многоуровневый процесс принятия решений, состоящий из следующих этапов:

- анализ результатов ТД участков газопроводов и их структурных элементов;

- прогнозирование технического состояния участков газопроводов в долгосрочной перспективе;
- определение целевого показателя по объемам ремонта с учетом целевого показателя по уровню аварийности;
- определение приоритетов вывода в ремонт участков газопроводов с учетом программ ПАО «Газпром», перспектив загруженности газопроводов в соответствии с Генеральной схемой развития ЕСГ ПАО «Газпром»;
- оптимизация сценариев ремонта с агрегированием участков газопроводов, запланированных к выводу в капитальный ремонт.

После определения целевого показателя по объемам ремонта газопроводов ГТС производилось формирование приоритетов вывода газопроводов в ремонт. При формировании приоритетов вывода газопроводов в ремонт в качестве основных параметров, характеризующих приоритет, рассматривались:

- показатель технического состояния;
- показатели надежности (вероятность отказа и время наработки на отказ);
- оптимальное время вывода участка газопровода в капитальный ремонт с учетом затрат на эксплуатацию.

На основе этих данных формировался перечень и приоритет участков для включения в Программу 2011–2015.

Распределение объемов ремонта по ГТО осуществлялось с учетом показателя технического состояния, протяженности газопроводов, перспектив загруженности ГТС и других факторов. В зависимости от среднего показателя технического состояния газопроводов и их протяженности объемы ремонта по ГТО определялись по формуле:

$$O_{ГТО} = O_{ГТС} \cdot \frac{p_{кГТО}^{cp}}{p_{кГТС}^{cp}} \cdot \frac{L_{\Sigma ГТО}}{L_{\Sigma ГТС}}, \quad (7.1)$$

где $O_{ГТС}$ – планируемый объем капитального ремонта ГТС, км;

$L_{\Sigma ГТО}$ – суммарная протяженность газопроводов ГТО, км;

$L_{\Sigma ГТС}$ – суммарная протяженность газопроводов ГТС, км;

$p_{k ГТО}^{cp}$ – среднее значение показателя технического состояния газопроводов ГТО;

$p_{k ГТС}^{cp}$ – средневзвешенный показатель технического состояния ГТС, рассчитываемый по формуле:

$$p_{k ГТС}^{cp} = \frac{\sum_{i=1}^{17} (p_{k ГТО(i)}^{cp} \cdot L_{\Sigma ГТО(i)})}{L_{\Sigma ГТС}}, \quad (7.2)$$

где $p_{k ГТО(i)}^{cp}$ – среднее значение показателя технического состояния газопроводов i -го ГТО;

$L_{\Sigma ГТС}$ – суммарная протяженность газопроводов ГТС, км;

$L_{\Sigma ГТО(i)}$ – суммарная протяженность газопроводов i -го ГТО, км.

Одним из базовых принципов формирования Программы 2011–2015, влияющего на окончательное распределение объемов ремонта между ГТО, был ремонт в соответствии с назначением. Принцип ремонта в соответствии с назначением ориентирован на целевое обслуживание участков газопроводов в зависимости от приоритета данного участка в ГТС. При оценке значимости газопроводов важное место занимает деление магистральных газопроводов на одноточечные (автономные) и многоточечные (системные). Факторами нормирования значимости также являются риски в отношении производственного процесса (поставки определенного объема газа за планируемый период), а также и в отношении требований промышленной и экологической безопасности.

В соответствии со схемой формирования Программы 2011–2015, представленной на рисунке 7.3, капитальный ремонт в ПАО «Газпром» включает аспекты планирования объектов ремонта [48, 50, 57], определения затрат, реализации, регулирования и контроля.

Техническое диагностирование газопроводов и их структурных элементов должно являться основополагающим этапом. По результатам диагностических работ в соответствии с критерием [120] оценивается необходимость перехода от

ремонта газопровода по техническому состоянию (выборочного ремонта) к капитальному ремонту.

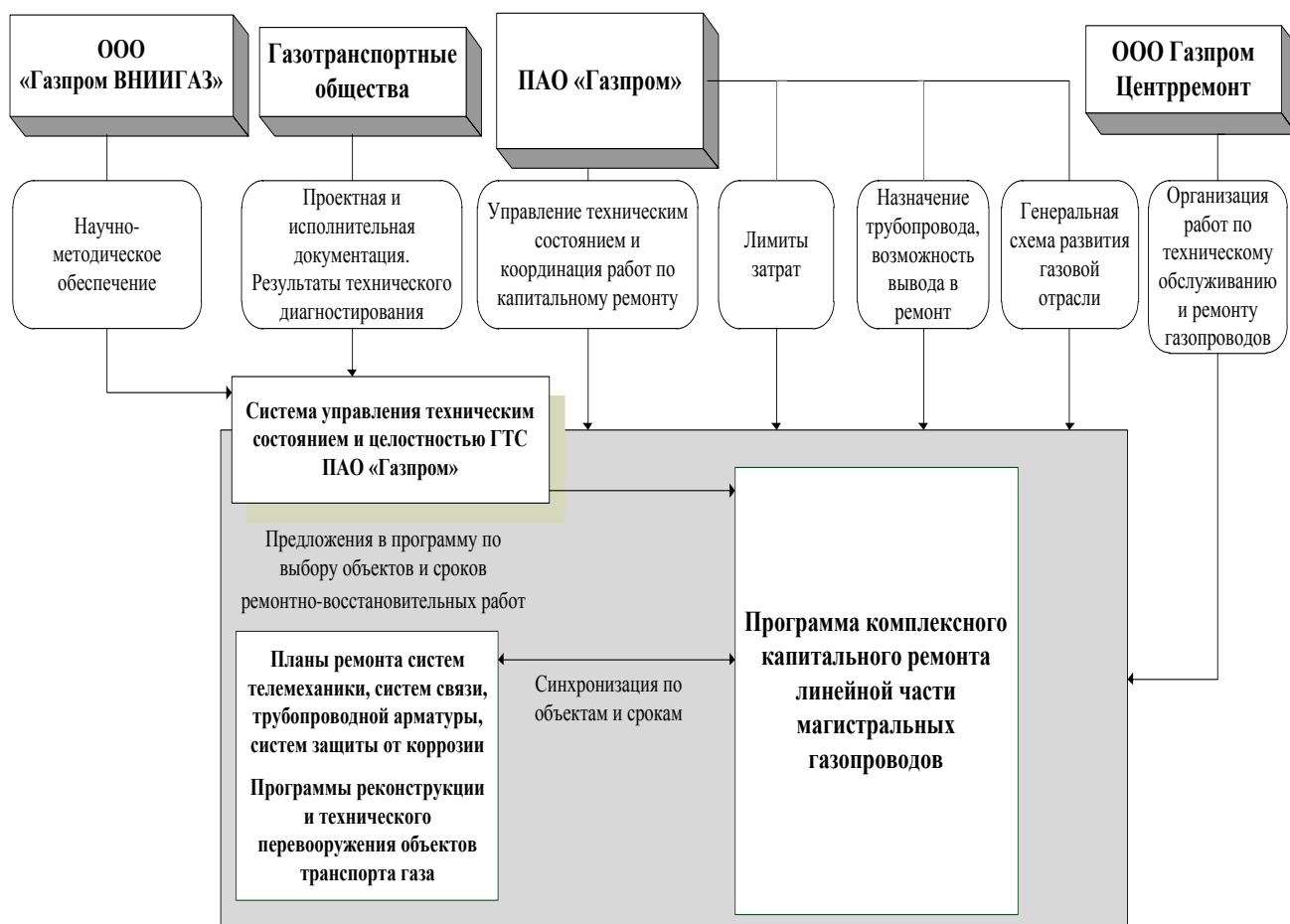


Рисунок 7.3 – Общая схема формирования Программы 2011–2015

Повышение надежности эксплуатации газопроводов было главным приоритетом при формировании Программы 2011–2015, как на краткосрочную, так и на долгосрочную перспективу (Программа капитального ремонта до 2030 года), что может быть достигнуто обоснованным назначением целевого показателя по объемам ремонта наиболее поврежденных участков газопроводов.

7.2 Критерии и требования к формированию программы капитального ремонта газопроводов

Как показано в работе [86], планирование ремонтных работ необходимо проводить на основе приоритетов, учитывающих факторы, связанные с техническим состоянием и надежностью газопроводов, а также коррозионного

растрескивания под напряжением. По этим данным составляется начальный перечень участков для включения в Программу 2011–2015.

Таким образом, при формировании приоритетов вывода в ремонт газопроводов учитывали:

1. Показатели надежности:

- данные о сроках безопасной эксплуатации дефектных труб, вероятности их отказов, времени наработки до отказа;

- для участков газопроводов многониточных коридоров приоритет вывода в ремонт определялся с учетом экономического фактора, а для однониточных газопроводов с учетом вероятности аварии.

2. Выбор управляющего воздействия:

- газопровод исправный – продолжение эксплуатации без ремонта с определением срока следующего обследования;

- газопровод неисправный, работоспособный – восстановление исправного состояния (выборочный ремонт, ремонт вспомогательного оборудования, корректировка режимов работы системы защиты от коррозии или ее ремонт);

- газопровод неисправный – восстановление работоспособного состояния проведением выборочного ремонта или капитального ремонта;

- списание, выбытие, консервация или ликвидация участка;

- изменение технологического режима эксплуатации (снижение рабочего давления для обеспечения работоспособного состояния участка газопровода).

Агрегирование участков газопроводов, выведенных в капитальный ремонт, в однотипные участки осуществлялось на основе следующих альтернатив:

- по методу ремонта (выбор производится с учетом сроков безопасной эксплуатации);

- по срокам проведения ремонта.

К важным при планировании капитального ремонта газопроводов оценочным факторам были отнесены:

- защищенность участка газопровода и наличие резерва в системе защиты от коррозии;

- наличие зон высокой коррозионной опасности;
- скорость коррозии;
- коррозионная активность грунта;
- наличие зон блуждающих токов;
- наличие факторов, способствующих образованию и росту трещин стресс-коррозии;
- пониженное давление в газопроводе;
- наличие всплывших и обводненных участков;
- наличие эндогенных и экзогенных процессов;
- аварийность участков газопроводов.

При формировании приоритета вывода участка газопровода в капитальный ремонт с учетом составляющей приоритета, определяемой по результатам оптимизации затрат, в сценариях учитывались затраты на ТД, затраты на оперативный ремонт и затраты, связанные с вероятным ущербом для ПАО «Газпром» и третьих лиц (в том числе – страховые выплаты).

При выводе в капитальный ремонт газопровода необходимо также рассмотреть техническое состояние устройств автоматизации, связи, телемеханики, систем защиты от коррозии и др. Кроме того, газопровод должен рассматриваться с системных (с учетом технологической взаимосвязи объектов) и автономных позиций.

Капитальный ремонт участков газопроводов однониточного коридора может выполняться практически в любые сроки с учетом ограничений, связанных с обеспечением выполнения договорных обязательств по поставкам газа потребителям. Для системных газопроводов, технологически тесно увязанных между собой, реализация перечня мероприятий по капитальному ремонту планировалась с учетом роли каждого ремонтируемого объекта в обеспечении заданной производительности ГТС.

Таким образом, при формировании и реализации Программы 2011–2015 предусматривалось выполнение следующих требований:

- обеспечение производственных планов по объемам и срокам;
- соблюдение финансовых, трудовых и материальных ограничений;
- достижение уровня надежности газопроводов, обеспечивающего безаварийную эксплуатацию в течение 20 лет;
- оптимизация по затратам на ремонт и срокам проведения работ;
- синхронизация системных газопроводов по режимам эксплуатации;
- возможность корректировки по мере исполнения и внедрения новых методов, технологий, материалов и оборудования, при поступлении новых данных, при изменении требований и др.

Исходный приоритет по выводу участка в капитальный ремонт был рассчитан по формуле:

$$P_{кр} = \varphi_{тс} \cdot P_{итд} + \varphi_p \cdot P_p + \varphi_a \cdot P_a + \varphi_з \cdot P_{ов}, \quad (7.3)$$

где $P_{тс}$ - составляющие приоритета, характеризующая техническое состояние газопровода;

$P_{тс}, P_p, P_a, P_з$ - составляющая приоритета, характеризующая наработку на отказ;

$P_з$ - составляющая приоритета, характеризующая вероятность отказа;

$P_{ов}$ - составляющая приоритета, характеризующая оптимальное время вывода в ремонт;

$\varphi_{тс}, \varphi_p, \varphi_a, \varphi_з$ - весовые коэффициенты для составляющих приоритета вывода газопровода в капитальный ремонт.

Максимальный приоритет устанавливался для газопровода, у которого показатель технического состояния был максимальным.

При разработке Программы 2011–2015 [76-77] в первую очередь ремонтные работы планировалось проводить на газопроводах с большими значениями вероятности аварии [80, 82].

Для трубы с критическими коррозионными дефектами принимается, что вероятность аварии равна единице. Для газопроводов, подверженных

коррозионному растрескиванию под напряжением, составляющая приоритета вывода газопровода в капитальный ремонт, учитывающая вероятность аварии, также равна единице. Для остальных газопроводов приоритет по критерию аварии устанавливался по максимальному значению вероятности аварии.

Максимальный приоритет по критерию наработки на отказ устанавливался для участка, у которого показатель надежности (время наработки на отказ) будет минимальным. Нарботка газопровода на отказ, определяемая по положениям главы 5, равна промежутку времени, в течение которого коэффициент запаса изменится от нормативного значения до 1.

Модель расчета составляющей приоритета, учитывающей результаты оптимизации затрат, была предложена в статье [82]. При формировании составляющей приоритета вывода участка газопровода в капитальный ремонт, учитывающей результаты оптимизации затрат, рассматривались следующие виды затрат: затраты на ВТД, затраты на оперативное устранение критических дефектов, затраты на ликвидацию аварий и затраты на капитальный ремонт.

Удельные затраты были определены по формуле:

$$Z_{\Sigma} = Z_{\text{вТД}} + Z_p + Z_a + Z_k, \quad (7.4)$$

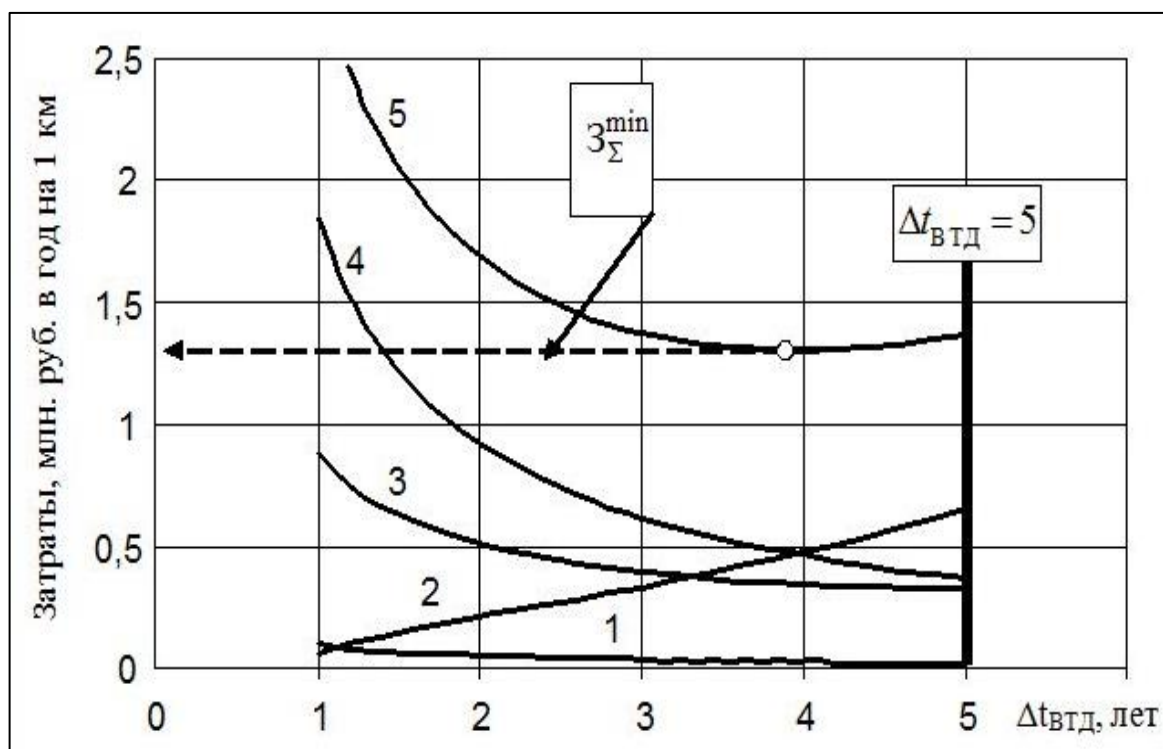
где $Z_{\text{вТД}}$ – удельные затраты на ВТД, млн руб. в год на 1 км;

Z_p – удельные затраты на выполнение шурфов, млн руб. в год на 1 км;

Z_a – удельные затраты на ликвидацию аварий, млн руб. в год на 1 км;

Z_k – удельные затраты на выборочный ремонт, млн руб. в год на 1 км;

Пример графика изменения суммарных удельных затрат в зависимости от периодичности ВТД $\Delta t_{\text{вТД}}$ и объемов ремонта газопровода представлен на рисунке 7.4. По величине минимальных суммарных удельных затрат Z_{Σ}^{min} , представленных на рисунке 7.4, учитывалась очередность вывода газопроводов в ремонт. В первую очередь предусматривалось ремонтировать газопроводы, у которых минимальные удельные затраты максимальны.



1 – удельные затраты на проведение ВТД; 2 – удельные затраты на выполнение шурфов; 3 – удельные затраты на ремонт газопровода; 4 – удельные затраты на ликвидацию последствий возможных аварий; 5 – суммарные удельные затраты

Рисунок 7.4 – График удельных затрат на эксплуатацию участка газопровода

7.3 Разработка методики перспективного планирования объемов ремонта газопроводов

7.3.1 Вероятностная модель обоснования целевого показателя по объемам капитального ремонта газопроводов, основанная на анализе показателей технического состояния

7.3.1.1 Расчет и прогнозирование показателей технического состояния газопроводов

Для оценки технического состояния ГТС были проанализированы данные ВТД и выполнены расчеты параметров, характеризующих их техническое

состояние на момент проведения ВТД. Рассматривались газопроводы со сроком эксплуатации более 10 лет. Для оценки необходимых объемов ремонта по Программе 2011–2015 было выполнено прогнозирование технического состояния каждого участка за период времени от момента проведения ВТД до 2015 года. Значение показателя технического состояния участка газопровода на 2015 год можно рассчитать по формуле:

$$P_k^{2015} = P_k + P_k \cdot \frac{(2015 - T_{\text{ВТД}}^{\text{п}})}{T_3}, \quad (7.5)$$

где P_k – показатель технического состояния участка газопровода на момент последнего ВТД;

$T_{\text{ВТД}}^{\text{п}}$ – год проведения последнего ВТД на участке газопровода;

T_3 – наработка участка газопровода на момент проведения последнего ВТД, лет.

Пример расчета и прогнозирования показателей технического состояния для участков газопроводов ООО «Газпром трансгаз Ухта» представлен в таблице 7.1.

По показателям технического состояния участков газопроводов для каждого ГТО был рассчитан средневзвешенный показатель технического состояния газопроводов по состоянию на 2015 г. по формуле:

$$P_{k(\text{ср})}^{2015} = \frac{\sum_{i=1}^n (l_i \cdot P_{k(i)}^{2015})}{L_{\Sigma}}, \quad (7.6)$$

где l_i – длина i -го участка газопровода ГТО, км;

$P_{k(i)}^{2015}$ – прогнозируемый показатель технического состояния i -го участка газопровода ГТО на 2015 год;

n – количество рассмотренных в ГТО участков газопроводов;

L_{Σ} – суммарная протяженность рассмотренных участков ГТО, км.

Таблица 7.1 – Показатели технического состояния участков газопроводов
 ООО «Газпром трансгаз Ухта»

Газопровод	Начало участка, км	Конец участка, км	Показатель технического состояния на момент проведения ВТД	Год проведения ВТД	Год ввода в эксплуатацию	Показатель технического состояния на 2015 г.
Ухта-Торжок II	725	761	0,053	2007	1976	0,066
Грязовец-Ленинград II	35	53	0,037	2007	1986	0,050
Пунга-Ухта-Грязовец (4 нитка)	40	88	0,062	2008	1980	0,078
Пунга-Ухта-Грязовец (4 нитка)	303	331	0,138	2006	1981	0,187
Ухта-Торжок III	137	175	0,051	2004	1977	0,071
Грязовец-Ленинград I	220	252	0,026	2003	1979	0,039
Ухта-Торжок III	896	920	0,060	2008	1977	0,073
Пунга-Ухта-Грязовец (4 нитка)	206	249	0,091	2006	1980	0,123
Ухта-Торжок III	303	331	0,058	2006	1977	0,076
Ухта-Торжок III	331	361	0,081	2006	1977	0,106
Пунга-Ухта-Грязовец (4 нитка)	761	797	0,100	2006	1981	0,136
Пунга-Ухта-Грязовец (5 нитка)	383	415	0,083	2008	1981	0,105
Пунга-Вуктыл-Ухта (4 нитка)	381	386	0,128	2009	1977	0,152
Пунга-Ухта-Грязовец (4 нитка)	331	361	0,088	2006	1981	0,120
Ухта-Торжок III	363	400	0,076	2006	1977	0,100
Ухта-Торжок III	920	943	0,068	2008	1977	0,084
Пунга-Ухта-Грязовец (4 нитка)	175	205	0,060	2008	1980	0,075
Пунга-Ухта-Грязовец (4 нитка)	843	871	0,013	2003	1981	0,020
Вуктыл-Ухта 2 (2нитка)	37	68	0,055	2008	1970	0,065
Ухта-Торжок III	1001	1029	0,071	2008	1977	0,087
Ухта-Торжок III	400	437	0,067	2006	1977	0,087
Ухта-Торжок II	688	725	0,036	2007	1976	0,045
Пунга-Вуктыл-Ухта 2 (3 нитка)	379	382	0,081	2004	1975	0,111
Пунга-Ухта-Грязовец (4 нитка)	251	297	0,081	2006	1980	0,110

Продолжение таблицы 7.1

Газопровод	Начало участка, км	Конец участка, км	Показатель технического состояния на момент проведения ВТД	Год проведения ВТД	Год ввода в эксплуатацию	Показатель технического состояния на 2015 г.
Пунга-Ухта-Грязовец (4 нитка)	799	842	0,083	2006	1981	0,113
Пунга-Ухта-Грязовец (5 нитка)	291	338	0,066	2008	1981	0,083
Ухта-Торжок III	251	297	0,039	2006	1977	0,051
Пунга-Ухта-Грязовец (4 нитка)	88	134	0,044	2008	1980	0,055
Ухта-Торжок III	1029	1057	0,035	2008	1977	0,043
Ухта-Торжок II	797	842	0,033	2007	1970	0,040
Пунга-Ухта-Грязовец (4 нитка)	501	536	0,015	2005	1981	0,021
ГРС Сокол	0	25	0,043	2009	1994	0,060
ГРС Сокол	25	59	0,020	2009	1994	0,028
Грязовец-Ленинград-1	0	32	0,045	2009	1978	0,054
Грязовец-Ленинград-1	32	61	0,041	2009	1978	0,049
Грязовец-Ленинград-1	61	85	0,048	2009	1978	0,057
Грязовец-Ленинград-1	85	125	0,049	2009	1979	0,059
Зап.Соплеск-Печорская ГРЭС	0	27	0,092	2009	1984	0,114
Зап.Соплеск-Печорская ГРЭС	27	52	0,020	2009	1984	0,025
Зап.Соплеск-Печорская ГРЭС	52	78	0,035	2009	1984	0,043
Зап.Соплеск-Печорская ГРЭС	78	92	0,058	2009	1984	0,072
Пунга-Вуктыл-Ухта I	292	337	0,052	2009	1977	0,062
Пунга-Вуктыл-Ухта I	337	379	0,054	2009	1977	0,064
Пунга-Вуктыл-Ухта I	379	415	0,109	2009	1977	0,129
Пунга-Ухта-Грязовец-3	417	448	0,040	2009	1981	0,049
Пунга-Ухта-Грязовец-3	448	505	0,021	2009	1980	0,025
Пунга-Ухта-Грязовец-3	505	543	0,027	2009	1980	0,033
СРТО-Торжок	1310	1347	0,013	2009	2004	0,029
СРТО-Торжок	1686	1721	0,001	2009	2004	0,002
Ухта-Торжок-2	438	487	0,040	2009	1977	0,047
Ухта-Торжок-2	1059	1096	0,023	2009	1976	0,028
Ухта-Торжок-2	1103	1130	0,007	2009	2003	0,015
Ухта-Торжок-2	1130	1156	0,002	2009	2003	0,004
Ухта-Торжок-2	1156	1179	0,006	2009	2003	0,012

Результаты расчетов прогнозируемого среднего показателя технического состояния газопроводов на 2015 год для всех ГТО представлены в таблице 7.2.

Таблица 7.2 – Средний показатель технического состояния газопроводов

ГТО	Средний показатель технического состояния газопроводов ГТО на 2015 г.
ООО «Газпром трансгаз Волгоград»	0,044
ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург»	0,036
ООО «Газпром трансгаз Казань»	0,031
ООО «Газпром трансгаз Краснодар»	0,027
ООО «Газпром трансгаз Махачкала»	0,029
ООО «Газпром трансгаз Москва»	0,030
ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород»	0,027
ООО «Газпром трансгаз Самара»	0,030
ООО «Газпром трансгаз Санкт-Петербург»	0,032
ООО «Газпром трансгаз Саратов»	0,030
ООО «Газпром трансгаз Ставрополь»	0,029
ООО «Газпром трансгаз Сургут»	0,050
ООО «Газпром трансгаз Томск»	0,033
ООО «Газпром трансгаз Уфа»	0,023
ООО «Газпром трансгаз Ухта»	0,055
ООО «Газпром трансгаз Чайковский»	0,028
ООО «Газпром трансгаз Югорск»	0,040

7.3.1.2 Модель распределения показателей технического состояния газопроводов

Для формализации задачи оценки технического состояния газопроводов ГТС был использован закон распределения Рэлея, в соответствии с которым плотность распределения показателей технического состояния участков газопроводов по ГТО в 2015 году вычислялась по формуле:

$$f(P_k) = \frac{P_k}{(P_{k \text{ ГТО}}^{\text{cp 2015}})^2} \cdot \exp \left[-\frac{(P_k)^2}{2 \cdot (P_{k \text{ ГТО}}^{\text{cp 2015}})^2} \right], \quad (7.7)$$

где P_k – показатель технического состояния газопроводов;

$P_{k \text{ ГТО}}^{\text{ср 2015}}$ – средний показатель технического состояния газопроводов для ГТО на 2015 год.

Закон распределения Рэлея использовался по следующим причинам:

- показатель технического состояния на участке газопровода не может быть отрицательной величиной, а участки с показателем технического состояния, близким к нулю (бездефектные участки), практически отсутствуют;

- наибольшее число участков газопроводов ГТО имеет показатель технического состояния, близкий к среднестатистическому значению $P_{k \text{ ГТО}}^{\text{ср 2015}}$;

- на наиболее дефектных участках газопроводов показатель технического состояния может быть в несколько раз больше среднего значения, но число таких участков незначительно.

График плотности распределения комплексных показателей технического состояния участков газопроводов P_k приведен на рисунке 7.5.

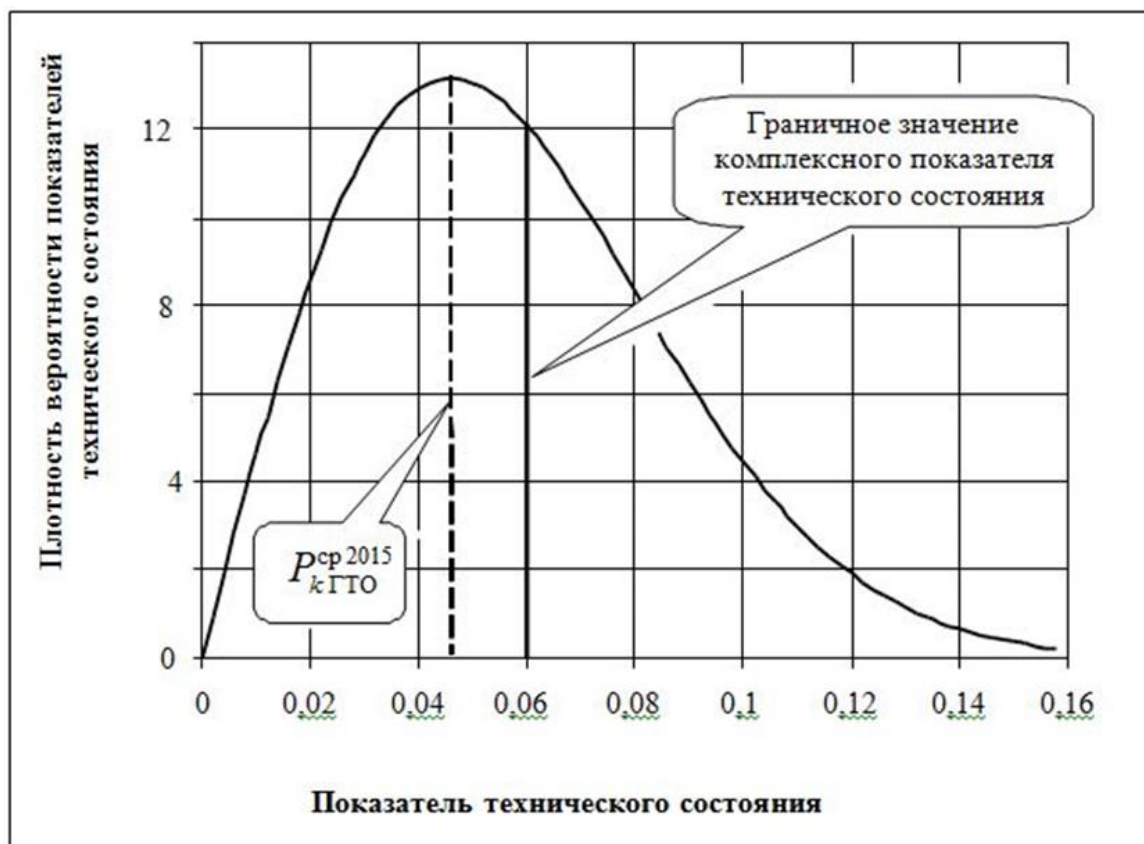


Рисунок 7.5 – График плотности распределения показателя технического состояния на участках газопроводов ГТО

7.3.1.3 Оценка объемов капитального ремонта газопроводов по результатам анализа технического состояния

В соответствии с законом распределения Рэля доля участков, показатель технического состояния которых к 2015 г. будет больше 0,06, рассчитывается по формуле:

$$Q^{2015} = \exp\left(-\frac{0,06^2}{2 \cdot (P_{k \text{ ГТО}}^{\text{ср 2015}})^2}\right), \quad (7.8)$$

где $P_{k \text{ ГТО}}^{\text{ср 2015}}$ – средний показатель технического состояния газопроводов ГТО на 2015 год.

Результаты расчета протяженности газопроводов, соответствующих условиям вывода в капитальный ремонт в 2011–2015 годах, для трех ГТО проиллюстрированы на рисунке 7.6.

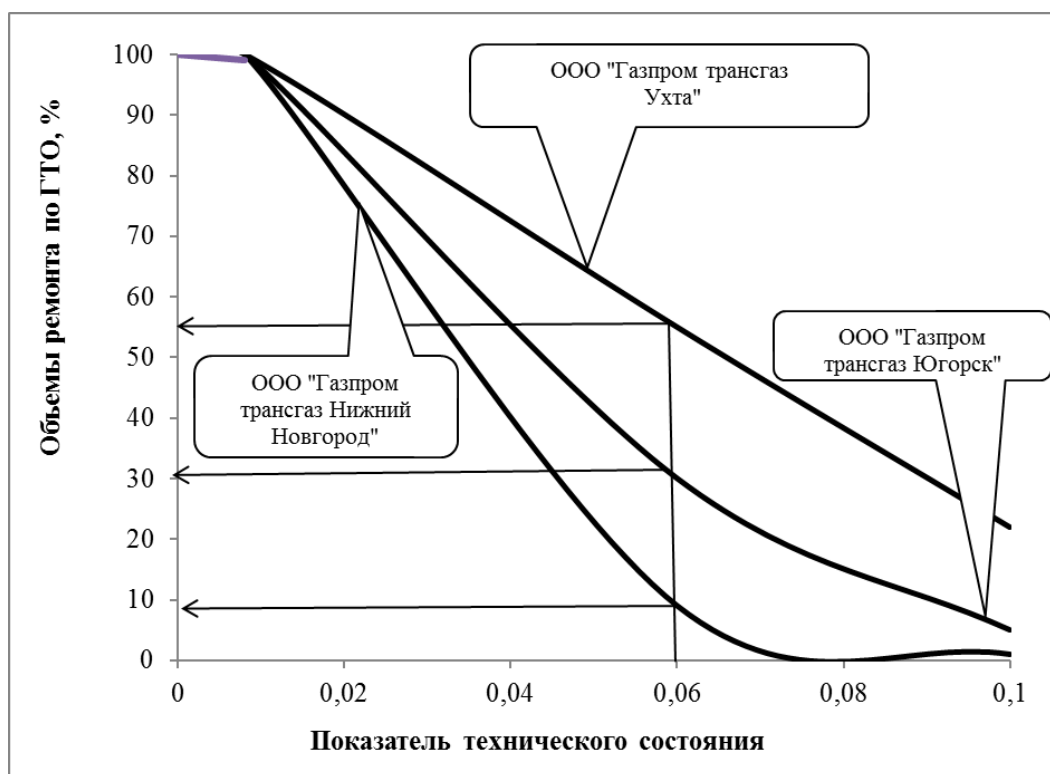


Рисунок 7.6 – Результаты расчета относительной протяженности газопроводов, соответствующих условиям вывода в капитальный ремонт в 2011–2015 годах

Протяженность газопроводов, планируемых к выводу в ремонт в 2011–2015 годах, была рассчитана по формуле:

$$L_{\text{кр}}^{2011-2015} = Q^{2015} \cdot (L_{\Sigma 10} - L_{\text{кр}}^{2004-2010}), \quad (7.9)$$

где $L_{\Sigma 10}$ – суммарная протяженность участков газопроводов ГТО со сроком эксплуатации более 10 лет (по состоянию на 2010 г.), км;

Q^{2015} – доля участков, показатель технического состояния которых к 2015 г. будет больше 0,06;

$L_{\text{кр}}^{2004-2010}$ – суммарная протяженность газопроводов, отремонтированных по Программе 2004–2010.

Результаты расчета объемов ремонта газопроводов для ГТО и ГТС в целом с учетом прогнозирования показателей технического состояния участков газопроводов ГТО на конец 2015 года представлены в таблице 7.3.

Таблица 7.3 – Результаты прогнозирования показателей технического состояния участков газопроводов ГТО на конец 2015 года и объемов ремонта

ГТО	Прогнозируемый средний показатель технического состояния на 2015 год	Протяженность участков с наработкой более 10 лет, км	Объемы ремонта в 2004–2010 годах, км	Объемы ремонта в 2011–2015 годах, км
ООО «Газпром трансгаз Волгоград»	0,044	6693	871	2252
ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург»	0,036	7848	280	1817
ООО «Газпром трансгаз Казань»	0,031	5102	206	710
ООО «Газпром трансгаз Краснодар»	0,027	4631	211	389
ООО «Газпром трансгаз Махачкала»	0,029	1030	181	94
ООО «Газпром трансгаз Москва»	0,030	23376	1127	3011

Продолжение таблицы 7.3

Наименование ГТО	Прогнозируемый средний показатель технического состояния на 2015 год	Протяженность участков с наработкой более 10 лет, км	Объемы ремонта в 2004–2010 годах, км	Объемы ремонта в 2011–2015 годах, км
ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород»	0,027	11888	512	977
ООО «Газпром трансгаз Самара»	0,030	4055	448	488
ООО «Газпром трансгаз Санкт-Петербург»	0,032	8322	918	1296
ООО «Газпром трансгаз Саратов»	0,030	6992	672	855
ООО «Газпром трансгаз Ставрополь»	0,029	7237	510	784
ООО «Газпром трансгаз Сургут»	0,050	5185	582	2241
ООО «Газпром трансгаз Томск»	0,033	4309	480	734
ООО «Газпром трансгаз Уфа»	0,023	4664	797	137
ООО «Газпром трансгаз Ухта»	0,055	8571	1640	3823
ООО «Газпром трансгаз Чайковский»	0,028	10333	588	929
ООО «Газпром трансгаз Югорск»	0,040	26325	2975	7581

Приведенные результаты расчетов показывают, что для того, чтобы в ГТС до 2015 года не было участков с показателем технического состояния $P_k > 0,06$, необходимо было отремонтировать 28120 км газопроводов.

7.3.2 Модель обоснования объемов капитального ремонта газопроводов, основанная на прогнозировании количества труб с недопустимыми дефектами

7.3.2.1 Анализ результатов обследований газопроводов

Обоснование объемов капитального ремонта ГТС по результатам прогнозирования количества труб, подлежащих замене, включая 2015 г., было выполнено на основе данных ВТД и информации о количестве труб, отбракованных в процессе производства капитального ремонта газопроводов. Данные о выявленном при ВТД газопроводов количестве труб, подлежащих замене, представлены на рисунке 7.7. В соответствии с этой информацией в среднем за год при выборочном ремонте ГТС заменяется 13,0 тыс. труб.

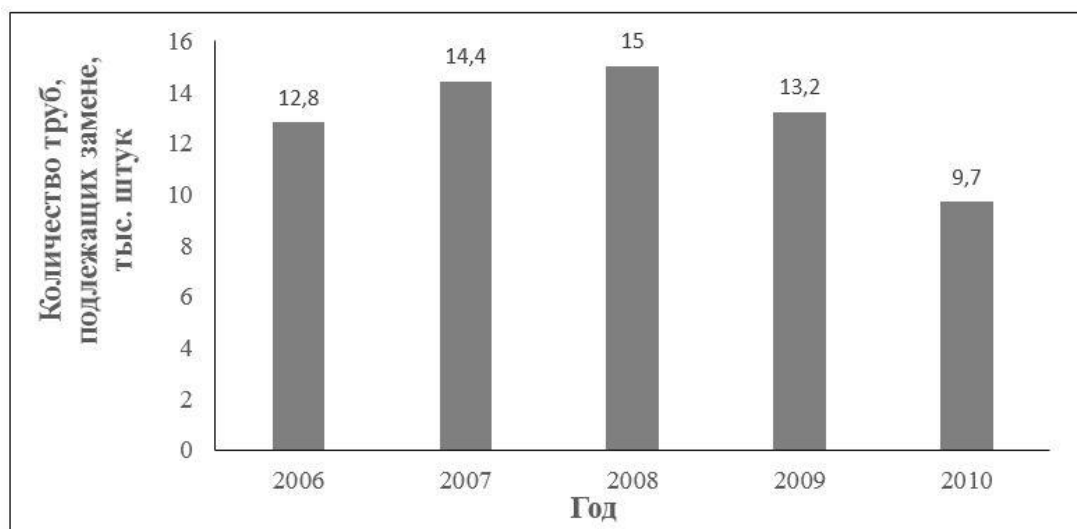


Рисунок 7.7 – Количество выявляемых в ПАО «Газпром» при ВТД труб, подлежащих ремонту заменой трубы

Сведения по количеству труб, подлежащих замене, по ГТО представлены на рисунке 7.8. Минимальный процент замены труб равен 3,4 % (ООО «Газпром трансгаз Уфа»), а максимальный – 29,1 % (ООО «Газпром трансгаз Самара»). Средневзвешенный процент количества труб, подлежащих замене, по данным ВТД для ГТС составляет 10,1 %. Фактические данные по количеству труб,

отбракованных в 2009 году при выполнении Программы 2004–2010, представлены на рисунке 7.9.

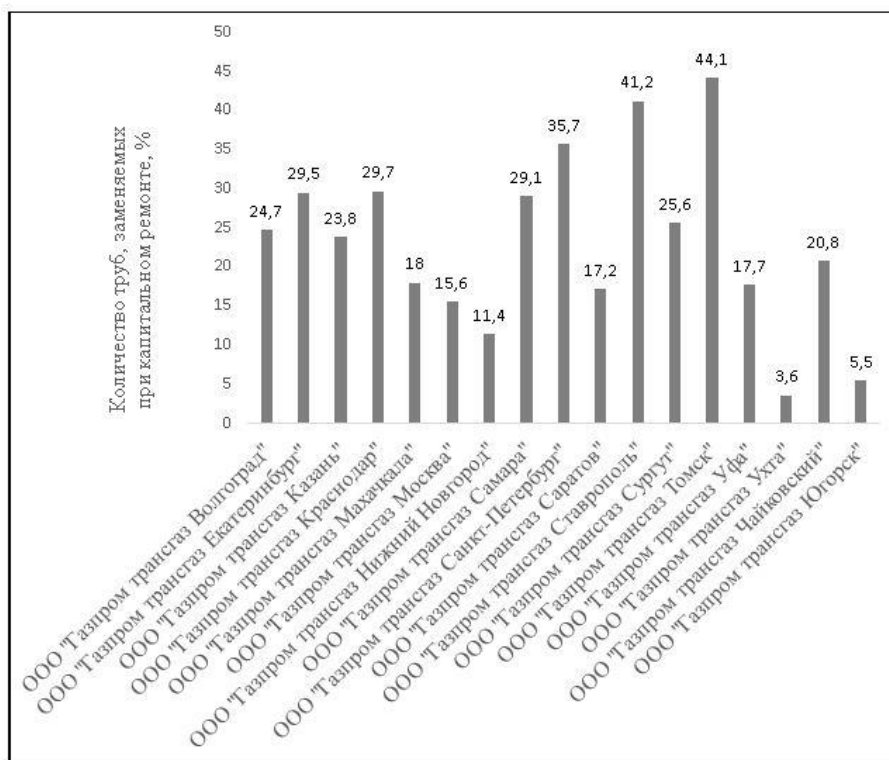


Рисунок 7.8 – Количество труб, подлежащих замене, по данным ВТД 2009 года

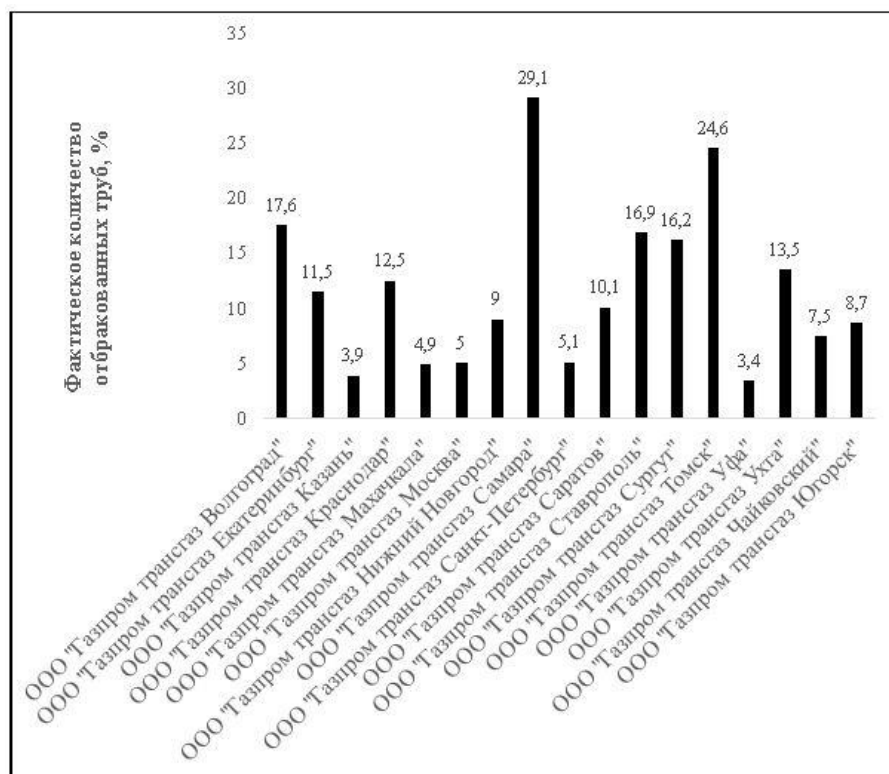


Рисунок 7.9 – Фактические данные по замене труб при производстве капитального ремонта газопроводов в 2009 году

Средневзвешенный процент отбракованных при капитальном ремонте газопроводов труб составил 19,7 %. Следовательно, при капитальном ремонте 1000 км трассы ГТС было заменено порядка 16 500 труб.

7.3.2.2 Прогнозирование количества труб с недопустимыми дефектами

Количество труб с коррозионными дефектами, подлежащих замене в течение 2011–2015 годов, было установлено по данным прогнозирования коррозионного состояния газопроводов. Прогнозирование коррозионного состояния газопроводов было проведено в соответствии с положениями стандарта [124]. Для прогнозирования коррозионного состояния газопроводов использовались данные ВТД газопроводов с 2009 по 2010 годы.

Прогнозируемое количество труб с коррозионными дефектами на газопроводах ГТО, повреждаемость от которых d_{cor} превышает заданное значение d_{kg} , определялось по формуле:

$$M_{d_{cor} > d_{kg}}(t_э) = \exp\left(\frac{-d_{kg}}{\gamma_c(t_э)}\right) \cdot n_c(t_э) \cdot \frac{L_{\Sigma 10}}{L_{\Sigma ГТО}^{2009-2010}}, \quad (7.10)$$

где d_{kg} – заданное значение повреждаемости от коррозионных дефектов (при $d_{kg} = 0,3$ $M_{d_{cor} > 0,3}(t_э)$ – количество труб с потенциально опасными, критическими и закритическими коррозионными дефектами, при $d_{kg} = 0,6$ $M_{d_{cor} > 0,6}(t_э)$ – количество труб с критическими и закритическими коррозионными дефектами, при $d_{kg} = 1$ $M_{d_{cor} > 1}(t_э)$ – количество труб с закритическими коррозионными дефектами);

$\gamma_c(t_э)$ – среднее значение параметра закона распределения повреждаемости от коррозионных дефектов на обследованных участках газопроводов ГТО на момент времени $t_э$;

t_3 – время, прошедшее от момента времени, на который произведена начальная оценка (2010 год) коррозионного состояния газопроводов, лет;

$n_c(t_3)$ – среднее значение общего количества труб с коррозионными дефектами на обследованных участках газопроводов ГТО на момент времени t_3 ;

$L_{\Sigma 10}$ – суммарная протяженность участков газопроводов ГТО со сроком эксплуатации более 10 лет (по состоянию на 2010 г.), км;

$L_{\Sigma \text{ГТО}}^{2009-2010}$ – суммарная протяженность участков газопроводов ГТО, обследованных внутритрубными дефектоскопами в 2009–2010 годах, км.

Среднее значение параметра закона распределения повреждаемости от коррозионных дефектов $\gamma_c(t_3)$ на обследованных участках вычисляется по формуле:

$$\gamma_c(t_3) = \gamma_c + V_\gamma^c \cdot t_3, \quad (7.11)$$

где γ_c – среднее значение параметра закона распределения повреждаемости от коррозионных дефектов на момент проведения ВТД;

t_3 – время, прошедшее от момента времени, на который произведена начальная оценка (2010 год) коррозионного состояния газопроводов;

V_γ^c – среднее значение скорости изменения параметра закона распределения повреждаемости от коррозионных дефектов.

Среднее значение общего количества труб с коррозионными дефектами на газопроводах ГТО на момент времени t_3 вычисляется по формуле:

$$n_c(t_3) = n_c + V_n^c \cdot t_3, \quad (7.12)$$

где n_c – среднее значение количества труб с коррозионными дефектами на момент проведения ВТД;

t_3 – время, прошедшее от момента времени, на который произведена начальная оценка коррозионного состояния газопроводов;

V_n^c – среднее значение скорости изменения количества труб с коррозионными дефектами.

Средние значения параметра закона распределения повреждаемости от коррозионных дефектов γ_c и общего количества труб с коррозионными дефектами n_c по данным ВТД участков газопроводов в 2009–2010 гг. вычисляются по формулам:

$$\gamma_c = 0,15 / \ln \left(\frac{m_{0,25}^\Sigma}{m_{0,4}^\Sigma} \right), \quad (7.13)$$

$$n_c = m_{0,25}^\Sigma / \exp \left(\frac{-0,25}{\gamma_c} \right), \quad (7.14)$$

где $m_{0,25}^\Sigma$ – суммарное число дефектных труб с повреждаемостью от коррозионных дефектов d_{cor} более 0,25;

$m_{0,4}^\Sigma$ – суммарное число дефектных труб с повреждаемостью от коррозионных дефектов d_{cor} более 0,4.

Средние скорости изменения параметра закона распределения повреждаемости от коррозионных дефектов V_γ^c и общего количества труб с коррозионными дефектами V_n^c вычисляются по формулам:

$$V_\gamma^c = \gamma_c / t_{\text{ВТД}}, \quad (7.15)$$

$$V_n^c = n_c / t_{\text{ВТД}}, \quad (7.16)$$

где $t_{\text{ВТД}}$ – время эксплуатации участка газопровода до проведения ВТД, лет;

γ_c – среднее значение параметра закона распределения повреждаемости от коррозионных дефектов;

n_c – общее количество труб с коррозионными дефектами.

В качестве примера на рисунке 7.10 приведены результаты прогнозирования количества труб, подлежащих замене по коррозионному состоянию, в ООО «Газпром трансгаз Югорск». По результатам прогнозирования оценивалась деградация ГТС на период до 2015 г. включительно.

Результаты прогнозирования количества труб, подлежащих замене до 2016 года, для ГТО приведены в таблицах 7.4–7.6, в которых указано спрогнозированное на 2010–2015 годы количество труб, на которых следует ожидать коррозионные дефекты с повреждаемостью d_{cor} более 0,3, т. е. потенциально опасные, критические и закритические дефекты.

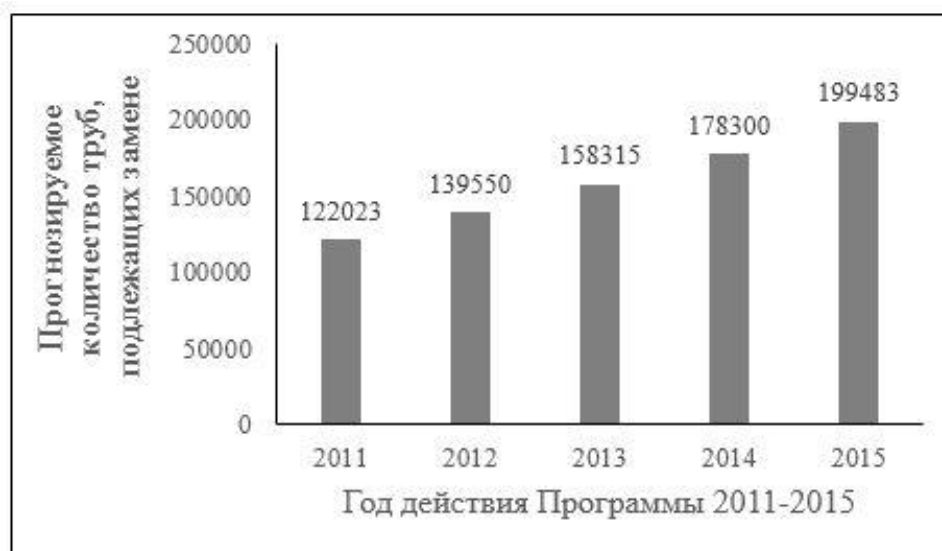


Рисунок 7.10 – Результаты прогнозирования коррозионного состояния на газопроводах ООО «Газпром трансгаз Югорск»

Таблица 7.4 – Результаты прогнозирования на 2010–2011 годы

Название ГТО	2010 год			2011 год		
	$d_{cor} > 0,3$	$d_{cor} > 0,6$	$d_{cor} > 1$	$d_{cor} > 0,3$	$d_{cor} > 0,6$	$d_{cor} > 1$
ООО «Газпром трансгаз Волгоград»	6811	122	1	7779	155	1
ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург»	11123	295	2	12817	380	3
ООО «Газпром трансгаз Казань»	959	20	0	1153	28	0
ООО «Газпром трансгаз Краснодар»	3446	132	2	3916	165	2
ООО «Газпром трансгаз Махачкала»	508	19	0	577	24	0
ООО «Газпром трансгаз Москва»	5363	2605	5	6251	3404	7
ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород»	14510	101	0	17890	148	0

Продолжение таблицы 7.4

Название ГТО	2010 год			2011 год		
	$d_{cor} > 0,3$	$d_{cor} > 0,6$		$d_{cor} > 0,3$	$d_{cor} > 0,6$	
ООО «Газпром трансгаз Самара»	10151	249	2	11791	325	3
ООО «Газпром трансгаз Саратов»	2753	48	0	3129	61	0
ООО «Газпром трансгаз Санкт-Петербург»	6880	390	9	8082	516	13
ООО «Газпром трансгаз Ставрополь»	6589	122	1	8110	178	1
ООО «Газпром трансгаз Сургут»	25300	1617	41	28569	1995	57
ООО «Газпром трансгаз Томск»	3323	146	2	3789	184	3
ООО «Газпром трансгаз Уфа»	3092	118	2	3594	154	2
ООО «Газпром трансгаз Ухта»	32712	1175	14	38664	1579	22
ООО «Газпром трансгаз Чайковский»	9842	265	2	11613	356	3
ООО «Газпром трансгаз Югорск»	105748	6245	144	122023	8006	212

Таблица 7.5 – Результаты прогнозирования на 2012–2013 годы

Название ГТО	2012 год			2013 год		
	$d_{cor} > 0,3$	$d_{cor} > 0,6$	$d_{cor} > 1$	$d_{cor} > 0,3$	$d_{cor} > 0,6$	$d_{cor} > 1$
ООО «Газпром трансгаз Волгоград»	8830	194	1	9965	241	2
ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург»	14658	482	5	16650	604	7
ООО «Газпром трансгаз Казань»	1368	38	0	1607	50	0
ООО «Газпром трансгаз Краснодар»	4420	205	3	4960	250	5
ООО «Газпром трансгаз Махачкала»	652	30	1	731	37	1
ООО «Газпром трансгаз Москва»	7214	4369	10	8252	5516	15
ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород»	21772	211	0	26188	296	1
ООО «Газпром трансгаз Самара»	13584	418	4	15532	530	6
ООО «Газпром трансгаз Саратов»	3535	76	0	3974	93	1

Продолжение таблицы 7.5

Название ГТО	2012 год			2013 год		
	$d_{cor} > 0,3$	$d_{cor} > 0,6$	$d_{cor} > 1$	$d_{cor} > 0,3$	$d_{cor} > 0,6$	$d_{cor} > 1$
ООО «Газпром трансгаз Сургут»	32048	2432	78	35735	2933	105
ООО «Газпром трансгаз Томск»	4289	229	5	4824	281	6
ООО «Газпром трансгаз Уфа»	4141	198	3	4732	250	5
ООО «Газпром трансгаз Ухта»	45200	2078	34	52324	2685	51
ООО «Газпром трансгаз Чайковский»	13564	469	5	15697	607	8
ООО «Газпром трансгаз Югорск»	139550	10096	304	158315	12544	427
ООО «Газпром трансгаз Санкт-Петербург»	9388	669	20	10797	851	29
ООО «Газпром трансгаз Ставрополь»	9834	251	2	11768	346	3
ООО «Газпром трансгаз Сургут»	32048	2432	78	35735	2933	105
ООО «Газпром трансгаз Томск»	4289	229	5	4824	281	6

Таблица 7.6 – Результаты прогнозирования на 2014–2015 годы

ГТО	2014			2015		
	$d_{cor} > 0,3$	$d_{cor} > 0,6$	$d_{cor} > 1$	$d_{cor} > 0,3$	$d_{cor} > 0,6$	$d_{cor} > 1$
ООО «Газпром трансгаз Волгоград»	11188	296	2	12498	361	3
ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург»	18792	748	10	21088	916	14
ООО «Газпром трансгаз Казань»	1869	66	1	2155	85	1
ООО «Газпром трансгаз Краснодар»	5534	303	6	6144	364	8
ООО «Газпром трансгаз Махачкала»	816	45	1	906	54	1
ООО «Газпром трансгаз Москва»	9365	6864	21	10553	8428	29
ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород»	31166	406	1	36731	547	2
ООО «Газпром трансгаз Самара»	17638	664	8	19903	822	12
ООО «Газпром трансгаз Саратов»	4444	114	1	4948	138	1

Продолжение таблицы 7.6

ГТО	2014			2015		
	$d_{cor} > 0,3$	$d_{cor} > 0,6$	$d_{cor} > 1$	$d_{cor} > 0,3$	$d_{cor} > 0,6$	$d_{cor} > 1$
ООО «Газпром трансгаз Томск»	5394	341	9	5998	410	11
ООО «Газпром трансгаз Уфа»	5368	311	7	6047	383	10
ООО «Газпром трансгаз Ухта»	60037	3413	75	68337	4274	106
ООО «Газпром трансгаз Чайковский»	18015	774	12	20519	972	17
ООО «Газпром трансгаз Югорск»	178300	15378	586	199483	18626	789
ООО «Газпром трансгаз Санкт-Петербург»	12308	1065	41	13918	1314	56
ООО «Газпром трансгаз Ставрополь»	13917	466	5	16284	615	8
ООО «Газпром трансгаз Сургут»	39628	3500	138	43722	4139	179

Сводные данные по прогнозируемому количеству труб в ГТС, подлежащих замене, представлены в таблице 7.7. По данным прогнозирования количество труб с критическими, закритическими и потенциально опасными дефектами с повреждаемостью $d_{cor} > 0,3$ в 2015 году составило 489234 штуки. Из этого числа труб количество труб с закритическими и критическими дефектами составило 42448 штук.

Таблица 7.7 – Прогнозируемое количество труб в ГТС, подлежащих замене

Год проведения капитального ремонта	Количество дефектных труб, штук		
	Количество труб с закритическими дефектами	Количество труб с критическими и закритическими дефектами	Количество труб с критическими, закритическими и потенциально опасными дефектами
2010	227	13669	249110
2011	329	17658	289747
2012	475	22445	334047
2013	672	28114	382051
2014	924	34754	433779
2015	1247	42448	489234

В таблице 7.8 приведены объемы ремонта ГТС в км. Для определения объемов ремонта в км были использованы статистические данные о количестве

труб, заменяемых при капитальном ремонте 1 км газопроводов. Распределение объемов ремонта газопроводов между ГТО, показанное на рисунке 7.11, было осуществлено с учетом показателя технического состояния, перспектив загруженности ГТС и других факторов.

Таблица 7.8 – Объемы ремонта ГТС

Год выполнения Программы 2011-2015	Годовые объемы ремонта ГТС, км	Суммарные объемы ремонта ГТС, км
2011	4169	4169
2012	4750	8919
2013	5502	14421
2014	6248	20669
2015	7005	27674

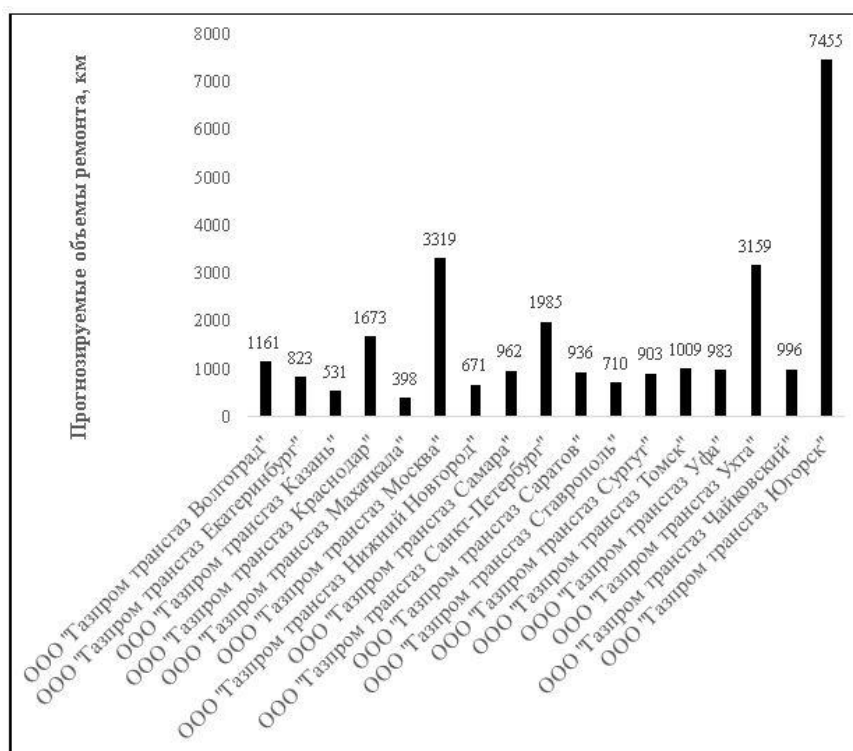


Рисунок 7.11 – Распределение объемов ремонта газопроводов между ГТО

7.3.3 Результаты планирования объемов капитального ремонта газопроводов

Результаты расчетов объема капитального ремонта ГТС для Программы 2011–2015, рассчитанные по различным моделям, приведены в таблице 7.9.

Таблица 7.9 – Результаты расчета объема капитального ремонта ГТС

Метод анализа	Объемы ремонта, км
Вероятностная оценка технического состояния газопроводов	28120
Прогнозирование коррозионного состояния газопроводов	27674

Из рассмотренных двух вариантов было принято решение сформировать Программу 2011–2015 для объема капитального ремонта ГТС, полученного прогнозированием коррозионного состояния (27674 км), так как при таких объемах ремонта уже достигается целевой показатель программы по безопасной эксплуатации газопроводов и удовлетворяются требования Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору и международных стандартов по аварийности газопроводов.

7.4 Оценка эффективности капитального ремонта газопроводов по снижению уровня аварийности

Для оценки эффективности Программы 2011–2015 по уровню надежности предлагается использовать показатель снижения аварийности ГТС K_a [82]. Показатель снижения аварийности K_a равен отношению средней частоты аварий $\lambda_{\text{ср}}$ за 2010 г. (частота аварий до проведения капитального ремонта ГТС) к величине прогнозируемой частоты аварий после проведения капитального ремонта ГТС. Исходя из вышеизложенного, показатель снижения аварийности после проведения капитального ремонта ГТС K_a был рассчитан с учетом отношения протяженности планируемых к ремонту участков газопроводов в течение 2011–2015 годов к общей протяженности газопроводов ПАО «Газпром» со сроками эксплуатации более 10 лет по формуле:

$$K_a = \lambda_{\text{ср}} / \left(\int_0^{\lambda_{\text{гп}}} f(\lambda) \cdot \lambda \cdot d\lambda \right), \quad (7.17)$$

где $f(\lambda)$ – плотность распределения частоты аварий;

λ – частота аварий;

$\lambda_{ст}$ – среднестатистическая частота аварий за 2010 г., значение которой равно 0,12;

$\lambda_{гр}$ – граничное значение частоты аварий ГТС (без учета участков газопроводов, включенных в Программу 2011–2015) в 2016 г., значение которой рассчитывается в соответствии со статьями [50, 57] по формуле:

$$\lambda_{гр} = \lambda_{ст} \cdot \sqrt{-2 \cdot \ln(\bar{L}_p)}, \quad (7.18)$$

где $\lambda_{ст}$ - среднестатистическая частота аварий;

\bar{L}_p - отношение протяженности планируемых к ремонту участков газопроводов в течение 2011–2015 годов к общей протяженности газопроводов ПАО «Газпром» (\bar{L}_p равно 0,2).

Распределение плотности вероятности частоты аварий с учетом объемов капитального ремонта показано на рисунке 7.12.

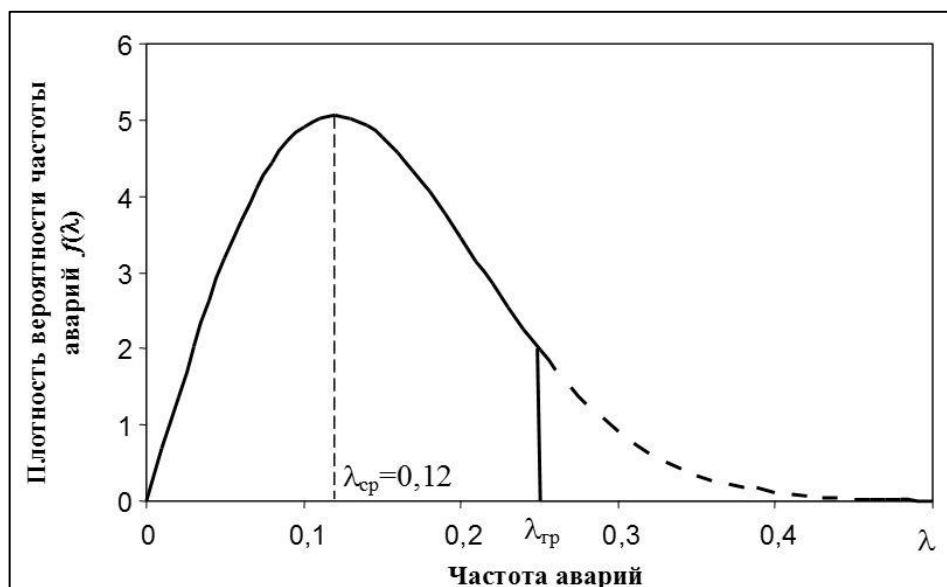


Рисунок 7.12 – Распределение плотности вероятности частоты аварий

При планируемых объемах ремонта ГТС в 20 % от протяженности газопроводов со сроками эксплуатации более 10 лет граничное значение частоты аварий $\lambda_{гр}$ будет равно 0,215. Следовательно, на остальных участках газопроводов частота аварий не должна превышать 0,215, а прогнозируемая частота аварий будет

равна 0,01. Таким образом, заявленная цель диссертации по уровню надежности сопоставимой с международными требованиями достигается на длительную перспективу при выполнении капитального ремонта порядка 20 % линейной части магистральных газопроводов. При этом коэффициент аварийности будет снижен в 1,2 раза.

7.5 Сводные данные по объемам и стоимости капитального ремонта газопроводов ПАО «Газпром»

По результатам перспективного планирования объемов капитального ремонта ГТС, представленных в таблице 7.9, в ПАО «Газпром» на основе принципов, изложенных во введении, была сформирована Программа 2011–2015, утвержденная Постановлением Правления ОАО «Газпром» от 31.03.2011 № 17.

Сводные данные по объемам и стоимости капитального ремонта газопроводов ГТО приведены в таблице 7.10, а сводные данные по объемам и стоимости комплексного капитального ремонта (ремонт перемычек, систем защиты от коррозии и автоматизации, переходов через автомобильные и железные дороги, подводных переходов, трубопроводной арматуры, энергооборудования, средств связи и прочее) приведены в таблице 7.11.

Анализ эффективности капитального ремонта, представленный в статье [20] показал, что даже при наличии большого числа коррозионных дефектов, включая повреждения от шлифовки, показатели технического состояния газопроводов не превышают значения 0,026, а наработка до отказа превышает целевой показатель по сроку безопасной эксплуатации (20 лет) на 5 лет, что свидетельствует о качестве работ по капитальному ремонту газопроводов. Тем не менее, к настоящему времени по организационно-техническим вопросам капитального ремонта газопроводов накопился ряд проблем. Пути решения этих проблем изложены в статьях [19, 25, 31, 139], а предложения по повышению эффективности капитального ремонта в статьях [28, 49, 130] и патенте [114].

Таблица 7.10 – Сводные данные по объемам и стоимости капитального ремонта газопроводов

ПАО «Газпром»

ГТО	Объемы капитального ремонта газопроводов, км, и стоимость ремонта, млн. руб.										Объемы ремонта и общая стоимость	
	2011		2012		2013		2014		2015		км	млн. руб.
ООО «Газпром трансгаз Волгоград»	175	3771	199	4288	231	4978	262	5646	294	6335	1161	25018
ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург»	124	3076	141	3497	164	4068	186	4614	208	5160	823	20415
ООО «Газпром трансгаз Казань»	80	2573	91	2926	106	3410	120	3860	134	4309	531	17078
ООО «Газпром трансгаз Краснодар»	252	5150	287	5865	333	6806	378	7725	423	8645	1673	34191
ООО «Газпром трансгаз Махачкала»	60	1371	68	1554	79	1806	90	2057	101	2308	398	9096
ООО «Газпром трансгаз Москва»	500	13641	570	15550	660	18006	749	20434	840	22917	3319	90548
ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород»	101	3647	115	4153	133	4803	152	5489	170	6138	671	24230
ООО «Газпром трансгаз Самара»	145	2531	165	2880	191	3334	217	3788	244	4259	962	16792
ООО «Газпром трансгаз Санкт-Петербург»	299	11167	341	12735	395	14752	448	16732	502	18748	1985	74134
ООО «Газпром трансгаз Саратов»	141	3522	161	4021	186	4646	211	5270	237	5920	936	23379
ООО «Газпром трансгаз Ставрополь»	107	1820	122	2075	141	2398	160	2721	180	3061	710	12075
ООО «Газпром трансгаз Сургут»	136	5567	155	6344	179	7327	204	8350	229	9374	903	36962
ООО «Газпром трансгаз Томск»	152	5188	173	5905	201	6860	228	7782	255	8703	1009	34438
ООО «Газпром трансгаз Уфа»	148	2621	169	2993	195	3453	222	3932	249	4409	983	17408
ООО «Газпром трансгаз Ухта»	476	13958	542	15893	628	18415	713	20908	800	23458	3159	92632
ООО «Газпром трансгаз Чайковский»	150	5273	171	6011	198	6961	225	7910	252	8859	996	35014
ООО «Газпром трансгаз Югорск»	1123	37194	1280	42394	1482	49084	1683	55741	1887	62497	7455	246910
Итого	4169	122070	4750	139084	5502	161107	6248	182959	7005	205100	27674	810320

Таблица 7.11 – Сводные показатели комплексного капитального ремонта газопроводов

ПАО «Газпром»

ГТО	Объемы комплексного капитального ремонта линейной части газопроводов, км, и стоимость комплексного капитального ремонта, включая переемычки, системы защиты от коррозии и автоматизации, переходы через автомобильные и железные дороги, подводные переходы, трубопроводную арматуру, энергооборудование, средства связи и прочее, млн. руб.										Объемы ремонта и общая стоимость	
	2011		2012		2013		2014		2015		км	млн. руб.
ООО «Газпром трансгаз Волгоград»	175	3934	199	4474	231	5194	262	5890	294	6610	1161	26102
ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург»	124	3535	141	4019	164	4675	186	5302	208	5929	823	23460
ООО «Газпром трансгаз Казань»	80	2695	91	3066	106	3571	120	4042	134	4514	531	17888
ООО «Газпром трансгаз Краснодар»	252	5410	287	6161	333	7149	378	8115	423	9081	1673	35916
ООО «Газпром трансгаз Махачкала»	60	1376	68	1559	79	1812	90	2064	101	2316	398	9127
ООО «Газпром трансгаз Москва»	500	13880	570	15823	660	18321	749	20792	840	23319	3319	92135
ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород»	101	3987	115	4539	133	5249	152	6000	170	6710	671	26485
ООО «Газпром трансгаз Самара»	145	3294	165	5399	191	5400	217	4281	244	4670	962	23044
ООО «Газпром трансгаз Санкт-Петербург»	299	11687	341	13329	395	15440	448	17512	502	19622	1985	77590
ООО «Газпром трансгаз Саратов»	141	3727	161	4256	186	4916	211	5577	237	6264	936	24740
ООО «Газпром трансгаз Ставрополь»	107	2009	122	2291	141	2647	160	3004	180	3380	710	13331
ООО «Газпром трансгаз Сургут»	136	5924	155	6752	179	7797	204	8886	229	9975	903	39334
ООО «Газпром трансгаз Томск»	152	5856	173	6665	201	7743	228	8784	255	9824	1009	38872
ООО «Газпром трансгаз Уфа»	148	2740	169	3129	195	3610	222	4110	249	4610	983	18199
ООО «Газпром трансгаз Ухта»	476	14949	542	17022	628	19723	713	22392	800	25125	3159	99211
ООО «Газпром трансгаз Чайковский»	150	5563	171	6342	198	7343	225	8344	252	9345	996	36937
ООО «Газпром трансгаз Югорск»	1123	38984	1280	44433	1482	51445	1683	58424	1887	65505	7455	258791
Итого	4169	129550	4750	149259	5502	172035	6248	193519	7005	216799	27674	861162

7.6 Ожидаемый экономический эффект от выполнения программы капитального ремонта

Расчет ожидаемой экономической эффективности от реализации Программы 2011–2015 осуществлялся в соответствии с «Внутрикорпоративными правилами оценки эффективности НИОКР», утвержденными приказом ОАО «Газпром» от 16.08.2004 № 70 с использованием принципа сравнения вариантов «без проекта» и «с проектом».

При реализации Программы 2011–2015 устраняются все обнаруженные при отбраковке дефекты [78] и заменяется защитное покрытие. Такой подход в наибольшей мере способствует безопасности эксплуатации и, следовательно, сохранению пропускной способности газопроводов и выручки за оказание услуг по транспортировке газа.

Вариант «без проекта» предполагает, что при существующих объемах выборочного ремонта дефектных участков газопроводов, когда преимущественно устраняются критические дефекты, общее количество потенциально опасных дефектов на участках газопроводов остается значительным, что со временем потребует снижения рабочего давления и приведет к уменьшению товаротранспортной работы. Кроме того, в варианте «без проекта» из-за старения газопроводов возрастет частота аварий.

В варианте «с проектом» при проведении капитального ремонта газопроводов устраняют все причины, вызывающие аварии и снижение давления, что приведет к восстановлению пропускной способности газопроводов.

Из расчета, представленного в Программе 2011-2015, в варианте «без проекта» снижение чистой прибыли за 25 лет составит 2922,9 млрд руб. за счет снижения товаротранспортной работы на участках с пониженным давлением газа.

В варианте «с проектом» снижение чистой прибыли за 25 лет составит 701,4 млрд руб. за счет проведения ремонтных работ.

Таким образом, предотвращенный ущерб составляет $(2922,9 - 701,4) = 2221,5$ млрд руб. При дисконтировании этот результат составит 494,4 млрд руб.

Выводы по главе 7

1. Выполнен анализ динамики деградации ГТС, который с учетом ввода газопроводов в эксплуатацию, статистики аварийности на газопроводах в зависимости от сроков их эксплуатации указывает на необходимость проведения более масштабных ремонтных работ.

2. Для выполнения перспективного планирования объемов капитального ремонта ГТС разработаны следующие модели:

- вероятностная модель, основанная на анализе показателей технического состояния газопроводов;

- модель прогнозирования количества труб с недопустимыми дефектами;

3. По результатам перспективного планирования объемов капитального ремонта на основе принципа безопасного повреждения и концептуального подхода формирования программы капитального ремонта в ООО «Газпром ВНИИГАЗ» под руководством автора была разработана программа «Комплексного капитального ремонта линейной части магистральных газопроводов ОАО «Газпром» на 2011–2015 годы, утвержденная Постановлением Правления ОАО «Газпром» от 31.03.2011 № 17.

Заключение

1. В результате анализа технического состояния газотранспортной системы ПАО «Газпром» установлено, что с середины 1990-х годов коррозионное состояние и тенденция увеличения аварий по причине стресс-коррозии явно указывают на деградацию газопроводов. С целью снижения аварийности газопроводов до требований РОСТЕХНАДЗОРА и международных стандартов, при выполнении которых частота аварий не должна превышать 0,1 на тысячу км в год, необходимо было усовершенствовать методическое и приборное обеспечение комплекса безопасности газопроводов с повреждениями, представляющего производственно-аналитический цикл, состоящий из функциональных блоков по диагностике, анализу результатов, формированию организационно-технических мероприятий и ремонту.

2. С целью снижения аварийности газопроводов из-за низкой вероятности обнаружения трещин при ВТД разработана методика наземного обследования стресс-коррозионного состояния газопроводов, в которой места для проведения неразрушающего контроля труб в шурфах, устанавливаются по распределению интегрального показателя, построенному по данным о факторах, способствующих образованию дефектов. Для выполнения контроля труб в шурфах без удаления защитного покрытия был разработан магнитный интроскоп МИ-10, позволяющий в отличие от существующих разработок, определять размеры трещин, что стало возможным благодаря развитию цифровых технологий.

3. Проведено экспериментальное определение остаточных напряжений в трубах диаметром 1420 мм производства Харцызского завода и Манессман и трубе диаметром 402 мм производства Манессман. Результаты исследований показали, что кольцевые остаточные напряжения в трубах диаметром 1420 мм имеют высокий уровень, что способствует образованию и росту трещин стресс-коррозии. Если на трубах диаметром 1420 мм остаточные максимальные кольцевые напряжения были равны 258 МПа (труба производства Манессман), то на трубе диаметром 402 мм максимальные остаточные напряжения равны 66 МПа. Отсюда

вытекает, что трещины стресс-коррозии практически не образуются на газопроводах малого диаметра из-за низкого уровня остаточных напряжений.

4. Разработана расчетно-экспериментальная методика определения по данным измерения координат положения оси газопровода напряженно-деформированного состояния участков газопроводов, находящихся в непроектном положении. Методика была применена в ООО «Газпром трансгаз Ставрополь» для анализа напряженного состояния участков газопроводов, расположенных на оползневых участках и участках со слабо несущими грунтами, а также в ООО «Газпром трансгаз Ухта», ООО «Газпром трансгаз Москва», ООО «Газпром трансгаз Казань» и ООО «Газпром трансгаз Югорск» при экспертизе промышленной безопасности, связанной с продлением срока службы газопроводов,

5. Разработана методика анализа остаточной прочности труб с расслоениями. Особенностью методики является то, что расслоения моделируются эквивалентной трещиной, для которой был найден подход, позволяющий относительно экспериментальных данных и данных аварий по остаточной прочности труб с трещинами давать консервативную оценку. Такой результат был получен моделированием эквивалентной трещины полуэллиптическим разрезом, разрушение по которому происходит для перемычки по механизму вязкого разрушения, а стенки трубы по механизму хрупкого разрушения.

6. В экспериментальных исследованиях и при анализе данных обследований установлено, что в зоне вмятины образуются усталостные трещины. Для анализа прочности трубы с вмятинами были разработаны критерии, по которым отбраковка труб производится не по технологическим соображениям, а по критериям прочности – максимальным значениям остаточных кольцевых и продольных изгибных деформаций.

7. Для решения прикладной задачи государственного масштаба, связанной с обнаружением перед пуском в эксплуатацию на сухопутном участке газопровода Россия-Турция дефектов овальности, были проведены по конечно-элементной модели в упругой и пластической постановке расчеты напряжений. По результатам

анализа деформированного состояния трубы с овальностью подлежали замене, так как напряжения были близки к пределу текучести.

8. Для формирования плана организационно-технических мероприятий разработана методика, в которой для интерпретации технического состояния предложено использовать повреждаемость газопровода, что позволило для разных типов дефектов с различной степенью опасности производить их совместную обработку и тем самым оценивать техническое состояние газопровода при различных процессах деградации. В методике также был предложен критерий, формализующий условие вывода газопровода в ремонт. Методика была использована для восстановления работоспособного состояния магистрального газопровода системы «Южный поток» и разработки программ капитального ремонта ПАО «Газпром».

9. С целью обеспечения безопасной эксплуатации газопроводов в интервале между ВТД была разработана методика, основанная на международной норме, рекомендующей за время наработки до отказа провести не менее двух обследований. Научная значимость методики заключается в том, что организационно-технические мероприятия по объемам выборочного ремонта увязаны с интервалом проведения обследований. По эмпирической зависимости между наработкой до отказа и глубиной коррозионных дефектов, расположенных на кривой, разделяющей допустимые и недопустимые дефекты, устанавливается глубина дефекта, при превышении которой дефект должен быть устранен.

10. Для решения задачи, связанной с продлением срока службы газопроводов, разработана методика определения в зависимости от прогнозируемой частоты аварий срока безопасной эксплуатации газопровода. Методика основана на результатах технического диагностирования, прогнозируемой частоте аварий на 1000 км газопроводов, среднестатистических значениях параметров повреждаемости 1 км газопроводов газотранспортной системы и фактической повреждаемости газопроводов, вычисляемой для каждого типа дефектов, по причине которых произошли аварии.

11. С целью повышения качества планирования и производства ремонта при реализации программ капитального ремонта разработана методика по предремонтному обследованию газопроводов, предназначенная для определения метода капитального ремонта, что позволяет избежать как недопоставки труб, так и поставки излишнего количества труб. Для участков газопроводов, не приспособленных к ВТД, найдена эмпирическая модель, возможность использования которой для определения объема труб под замену установлена при корреляционном анализе данных о количестве дефектных и отбракованных труб и о протяженности поврежденного покрытия. Методика прошла апробацию в ООО «Газпром трансгаз Саратов», ООО «Газпром трансгаз Сургут» и ООО «Газпром трансгаз Самара».

12. Анализ аварийности в годы проведения капитального ремонта газопроводов показал, что объемы ремонта, составляющие в среднем 2000 км в год, не позволяют снизить частоту аварий до 0,1 на 1000 км в год. Для обоснования объемов ремонта ГТС на 2011-2015 годы, необходимых для достижения надежности газопроводов до мирового уровня, была разработана вероятностная модель (объем ремонта составил 27674 км) и модель прогнозирования количества труб с недопустимыми дефектами (объем ремонта составил 28120 км). По результатам перспективного планирования была разработана «Программа комплексного капитального ремонта линейной части магистральных газопроводов ОАО «Газпром» на 2011–2015 годы», утвержденная Постановлением Правления ОАО «Газпром» от 31.03.2011 № 17. Результаты прогнозирования 27674 км были приняты за целевой показатель программы по объемам ремонта, так как при таком объеме ремонта достигается целевой показатель программы по частоте аварий, а также заявленная цель диссертации по снижению аварийности до требований РОСТЕХНАДЗОРА и международного стандарта ISO/DIS 16708.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

- ВТД – внутритрубное техническое диагностирование;
- ГОСТ – государственный стандарт;
- ГТО – газотранспортное общество;
- ГТС – газотранспортная система;
- ДО – дочернее общество;
- ЕСГ – единая система газоснабжения;
- ЗАО – закрытое акционерное общество;
- МГ – магистральный газопровод;
- НД – нормативная документация;
- НДС – напряженно-деформированное состояние;
- НК – неразрушающий контроль;
- НПО – научно производственное объединение;
- ООО – общество с ограниченной ответственностью;
- ПАО – публичное акционерное общество;
- ПДС – плоско деформированное состояние;
- ПНС – плоско напряженное состояние;
- СУТSC – система управления техническим состоянием и целостностью;
- ТД – техническое диагностирование;
- УВП – удалить вне плана;
- УГВ – уровень грунтовых вод;
- ЭХЗ – электрохимическая защита.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Абакумов, А.А. Магнитная диагностика газонефтепроводов / А.А. Абакумов, А.А. (мл.) Абакумов. – М.: Энергоатомиздат, 2001. – 432 с.
2. Агинеи, Р.В. Анализ вида напряженного состояния стенок газопроводных труб коэрцитиметрическим методом / Р.В. Агинеи, И.Н. Андронов, В.С. Корепанова // Заводская лаборатория. Диагностика материалов. – 2008. – Т. 74. – № 12. – С. 15–16.
3. Аксютин, О.Е. ГИС МТ ООО «Газпром трансгаз Сургут» как полигон для апробации новой методологии управления техническим состоянием и целостностью объектов ГТС / О.Е. Аксютин, С.В. Алимов, А.Н. Пасечников и др. // Газовая промышленность. – 2012. – № 9 (680). – С. 19–21.
4. Алимов, С.В. Концепция диагностирования и ремонта магистральных газопроводов в регионах с высокой предрасположенностью к стресс-коррозии / С.В. Алимов, А.Б. Арабей, И.В. Ряховских и др. // Газовая промышленность. – 2015. – № 5 (724). – С. 10–15.
5. Алимов, С.В. Система диагностического обслуживания магистральных газопроводов ОАО «Газпром» / С.В. Алимов, М.Ю. Митрохин, В.В. Харионовский // ТЕРРИТОРИЯ НЕФТЕГАЗ. – 2009. – № 9. – С. 42–49.
6. Арабей, А.Б. Развитие системы диагностического обслуживания магистральных газопроводов / А.Б. Арабей, В.В. Харионовский, В.И. Городниченко // Материалы научно-технического совета «Разработка и внедрение технологий, оборудования и материалов по ремонту изоляционных покрытий и дефектных участков труб, включая дефекты КРН, на магистральных газопроводах ОАО «Газпром». – М.: «ИРЦ Газпром», 2002. – С. 24–32.
7. Арабей, А.Б. Методика и результаты определения мест установки «интеллектуальных вставок» на сухопутном участке газопровода Россия-Турция / А.Б. Арабей, В.В. Харионовский, В.И. Городниченко // Надежность и ресурс газопроводных конструкций: сборник научных трудов. – М.: ВНИИГАЗ, 2003. – С. 357–368.

8. Аскарлов, Р.М. Анализ динамики изменения положения оси газопровода по данным внутритрубного технического диагностирования / Р.М. Аскарлов, А.Р. Валеев, И.М. Исламов и др. // Сборник научных трудов № 2. «Надежность и безопасность эксплуатации линейной части магистральных газопроводов». - М.: Издательский центр РГУ нефти и газа (НИУ), 2019. - С. 128-134.

9. Бирилло, И.Н. Методика отбраковки труб с внутренним расслоением стенки на стадии эксплуатации объекта / И.Н. Бирилло, А.В. Комаров // Трубопроводный транспорт: теория и практика. – 2011. – № 2 (24). – С. 12–15.

10. Богданов, Р.И. Особенности проявления коррозионного растрескивания под напряжением магистральных газопроводов на территории Российской Федерации / Р.И. Богданов, И.В. Ряховских, Т.С. Есиев и др. // Вести газовой науки: научно-технический сборник. - 2016. – № 3 (27). – С. 12–22.

11. Бородавкин, П.П. Прочность магистральных газопроводов / П.П. Бородавкин, А.М. Синюков. – М.: Недра, 1984. – 245 с.

12. Будзуляк, Б.В. Техническая диагностика – основа методологии поддержания эксплуатационной надежности ЛЧ МГ / Б.В. Будзуляк, В.Л. Стативко, В.В. Салюков и др. // Газовая промышленность. – 2003. – № 9. – С. 47–49.

13. Будзуляк, Б.В. Концепция ремонта линейной части газопроводов / Б.В. Будзуляк, И.И. Губанок, В.В. Салюков и др. // Газовая промышленность. – 2003. – № 8. – С. 62–65.

14. Быкова, А.Е. Факторы, влияющие на развитие дефектов стресс-коррозии на трубах магистральных газопроводов / А.Е. Быкова, И.И. Велиюлин, А.Д. Решетников и др. // Технология металлов. – 2015. – № 2. – С. 14–18.

15. Варламов, Д.П. Коррозионное растрескивание под напряжением как фактор риска при эксплуатации системы магистральных газопроводов России / Д.П. Варламов, И.И. Баренбойм, О.И. Стеклов // ТЕРРИТОРИЯ НЕФТЕГАЗ. – 2012. – № 6. – С. 36–45.

16. Василевич, А.В. Методика определения периодичности проведения внутритрубной диагностики на линейной части магистральных газопроводов с учетом проведенных ремонтных работ / А.В. Василевич, В.И. Городниченко, В.Е. Грязин // Наука и техника. – 2007. – № 3 (31). – С. 35–43.

17. Велиюлин, И.И. Определение объемов замены труб при капитальном ремонте газопроводов / И.И. Велиюлин, В.И. Городниченко, И.В. Васьков // Материалы 7-й Международной конференции «Обслуживание и ремонт газонефтепроводов». – М.: МАКС Пресс, 2015. – С. 291–298.

18. Велиюлин, И.И. Периодичность внутритрубного технического диагностирования и ремонт газопроводов по техническому состоянию / И.И. Велиюлин, В.И. Городниченко, И.В. Васьков // Материалы 7-й Международной конференции «Обслуживание и ремонт газонефтепроводов». – М.: МАКС Пресс, 2015. – С. 324–333.

19. Велиюлин, И.И. Оптимизация ремонтных работ на газопроводах, подверженных коррозионному растрескиванию под напряжением / И.И. Велиюлин, В.И. Городниченко // Газовая промышленность. – 2017. – № 3. – С. 80–84.

20. Велиюлин, И.И. Анализ эффективности капитального ремонта магистральных газопроводов ОАО «Газпром» / И.И. Велиюлин, А.Д. Решетников, В.И. Городниченко и др. // Газовая промышленность. Спецвыпуск. – 2015. – № 720. – С. 41–44.

21. Велиюлин, И.И. Методика определения срока службы газопровода / И.И. Велиюлин, В.И. Городниченко, М.А. Широков // ТЕРРИТОРИЯ НЕФТЕГАЗ. – 2015. – № 8. – С. 106–111.

22. Велиюлин, И.И. Рекомендации по совершенствованию системы планирования и оптимизации проектирования ремонта магистральных газопроводов / И.И. Велиюлин, Р.Р. Хасанов, М.В. Бородина и др. // Материалы 8-й Международной конференции «Обслуживание и ремонт основных фондов ПАО «Газпром» – 2016». – М.: МАКС Пресс, 2017. – С. 14–27.

23. Велиюлин, И.И. Влияние эксплуатационных дефектов типа «вмятина» на несущую способность стенки трубопровода / И.И. Велиюлин, А.Е. Зорин, П.А. Колотовский // ТЕРРИТОРИЯ НЕФТЕГАЗ. – 2010. – № 5. – С. 24–25.

24. Велиюлин, И.И. Применение метода бесконтактной магнитометрической диагностики на газопроводах ОАО «Газпром» / И.И. Велиюлин, В.П. Лобанов, А.Н. Касьянов // Надежность и ресурс газопроводных конструкций: сборник научных трудов. – М.: ВНИИГАЗ, 2003. – С. 321–328.

25. Велиюлин, И.И. Системный анализ проблемы стресс-коррозионного растрескивания газопроводов / И.И. Велиюлин, В.И. Городниченко // Материалы 8-й Международной конференции «Обслуживание и ремонт основных фондов ПАО «Газпром» – 2016». – М.: МАКС Пресс, 2017. – С. 115–124.

26. Велиюлин, И.И. Экспертиза промышленной безопасности газопроводов ООО «Газпром трансгаз Югорск». Методическое обеспечение и практический опыт / И.И. Велиюлин, В.И. Городниченко // Материалы 8-й Международной конференции «Обслуживание и ремонт основных фондов ПАО «Газпром» – 2016». – М.: МАКС Пресс, 2017. – С. 187–198.

27. Велиюлин, И.И. Модель расчета ожидаемой удельной частоты аварий на участке газопровода / И.И. Велиюлин, В.А. Войтенко, В.И. Городниченко и др. // Сборник научных трудов № 1. «Надежность и безопасность эксплуатации линейной части магистральных газопроводов». - М.: Издательский центр РГУ нефти и газа (НИУ), 2018. - С. 78-87.

28. Велиюлин, И.И. Испытания на механические свойства и усталостную долговечность образцов из труб повторного применения / И.И. Велиюлин, В.И. Городниченко, В.А. Александров и др. // Сборник научных трудов № 2. «Надежность и безопасность эксплуатации линейной части магистральных газопроводов». - М.: Издательский центр РГУ нефти и газа (НИУ), 2019. - С. 135-142.

29. Велиюлин И.И. Система управления целостностью и обеспечения промышленной безопасности газопроводов с повреждениями / И.И. Велиюлин,

В.И. Городниченко, В.В. Харионовский // ТЕРРИТОРИЯ НЕФТЕГАЗ. – 2022. - №9-10. – С. 32-41.

30. Велиюлин, И.И. Методика обоснования безопасной эксплуатации участков газопроводов с нарушениями минимальных расстояний / И.И. Велиюлин, М.Ю. Митрохин, В.И. Городниченко и др. // ТЕРРИТОРИЯ НЕФТЕГАЗ. - 2018. - № 10. - С. 72-78.

31. Велиюлин, И.И. К вопросу об оптимизации вывода участков газопроводов в капитальный ремонт / И.И. Велиюлин, В.И. Городниченко, А.С. Шуваев и др. // ТЕРРИТОРИЯ НЕФТЕГАЗ. - 2018. - № 12. - С. 82-88.

32. Вест, Ч. Голографическая интерферометрия / Ч. Вест. – М.: Мир, 1982. – 504 с.

33. ВРД 39-1.11-027-2001 Инструкция по магнитному контролю линейной части магистральных газонефтепродуктопроводов. – М.: ВНИИГАЗ, 2001. – 18 с.

34. ВРД 39-1.10-063-2002 Инструкция по оценке работоспособности и отбраковке труб с вмятинами и гофрами. – М.: ВНИИГАЗ, 2002. – 13 с.

35. ВРД 39-1.10-026-2001 Методика оценки фактического положения и состояния подземных трубопроводов. – М.: ВНИИГАЗ, 2001. – 105 с.

36. Гафаров, Н.А. Диагностика как одна из составляющих концепции управления основными фондами объектов добычи газа ОАО «Газпром» / Н.А. Гафаров, М.Г. Гейхман, В.И. Городниченко и др. // Семнадцатая Международная деловая встреча «Диагностика-2008». – М.: «ИРЦ Газпром», 2008. – Т. 1. – С. 29–37.

37. Гафаров, Н.А. Методология управления риском эксплуатации и экономической эффективностью объектов добычи газа / Н.А. Гафаров, М.Г. Гейхман, В.И. Городниченко и др. // Газовая промышленность. – 2007. – № 10. – С. 60–64.

38. Герке, В.Г. «ИНФОТЕХ» – информационная основа мониторинга технического состояния объектов ЕСГ / В.Г. Герке, Б.А. Григорьев, И.Ф. Егоров и др. // Двенадцатая международная деловая встреча «Диагностика-2002». – М.: «ИРЦ Газпром», 2002. –Т.3. – С. 13–19.

39. Гольденвейзер, А.Л. Теория упругих тонких оболочек / А.Л. Гольденвейзер. – М.: Наука, 1976. – 512 с.

40. Городниченко, В.И. Расчетно-экспериментальные методы оценки напряженно-деформированного состояния газопроводов, расположенных на оползневых участках / В.И. Городниченко, В.П. Черний, В.А. Марков и др. // Двенадцатая Международная деловая встреча «Диагностика-2002». – М.: «ИРЦ Газпром», 2002. – Т. 3. – С. 81–84.

41. Городниченко, В.И. Оценка показателя резервирования газотранспортных коридоров в зависимости от технического состояния газопроводов / В.И. Городниченко, А.Ю. Аладинский, А.Ю. Прокопенко, М.В. Чубунов // Газотранспортные системы: настоящее и будущее: сборник докладов IV Международной конференции и выставки GTS-2011 (26-27 октября 2011 г.). В 2 частях. Ч.1 – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2012. – С. 96–100.

42. Городниченко, В.И. Ранжирование технологических трубопроводов компрессорных станций по очередности их вывода в комплексный ремонт / В.И. Городниченко, М.В. Чубунов // Газотранспортные системы: настоящее и будущее: сборник докладов IV Международной конференции и выставки GTS-2011. (26-27 октября 2011 г.). В 2 частях. Ч.1 – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2012. – С. 335–339.

43. Городниченко, В.И. Методика наземного комплексного технического диагностирования пересечений газопроводов / В.И. Городниченко, В.Е. Грязин, М.Ю. Митрохин и др. // Газотранспортные системы: настоящее и будущее: сборник докладов IV Международной конференции и выставки GTS-2011. (26-27 октября 2011 г.). В 2 частях. Ч.1 – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2012. – С. 374–377.

44. Городниченко, В.И. Методика оценки усталостных повреждений и проведения эксперимента при нестационарном циклическом нагружении / В.И. Городниченко, И.В. Степанов, Ю.А. Свирский // Седьмая международная деловая встреча «Диагностика-1997». – М.: «ИРЦ Газпром», 1997. – Т. 3. – С. 240–246.

45. Городниченко, В.И. Методика оценки показателя технического состояния магистральных газопроводов / В.И. Городниченко, М.В. Чубунов, В.Е. Грязин // Проблемы системной надежности и безопасности транспорта газа: сборник научных трудов. – М.: ВНИИГАЗ, 2008. – С. 65–72.

46. Городниченко, В.И. Определение на основе многофакторного анализа стресс-коррозионно опасных участков на технологических трубопроводах газа компрессорных станций / В.И. Городниченко, М.В. Чубунов // Надежность и безопасность магистрального трубопроводного транспорта: сборник научных трудов V международной научно-практической конференции. – Новополюцк: УО «ПГУ», 2006. – выпуск 4. – С. 150–157.

47. Городниченко, В.И. Категорирование коррозионных и стресс-коррозионных дефектов трубы, подлежащих ремонту с использованием муфт / В.И. Городниченко, М.В. Чубунов, М.А. Широков // Надежность и безопасность магистрального трубопроводного транспорта: сборник научных трудов V международной научно-практической конференции. – Новополюцк: УО «ПГУ», 2006. – выпуск 4. – С. 142–149.

48. Городниченко, В.И. Методы ремонта газопроводов при эксплуатации по техническому состоянию и перспективное планирование капитального ремонта газопроводов / В.И. Городниченко. – М.: ООО «МАКС Пресс», 2018. – 154 с.

49. Городниченко, В.И. Применение неразрушающих методов контроля для оценки качества кольцевых сварных соединений при капитальном линейной части магистральных газопроводов / В.И. Городниченко // Материалы 8-й Международной конференции «Обслуживание и ремонт основных фондов ПАО «Газпром» – 2016». – М.: МАКС Пресс, 2017. – С. 148–156.

50. Городниченко, В.И. Обоснование объемов планируемого капитального ремонта газопроводов / В.И. Городниченко, В.Е. Грязин // Материалы 8-й Международной конференции «Обслуживание и ремонт основных фондов ПАО «Газпром» – 2016». – М.: МАКС Пресс, 2017. – С. 270–277.

51. Городниченко, В.И. Статистический анализ результатов внутритрубного обследования газопроводов / В.И. Городниченко, В.Е. Грязин,

А.В. Василевич // Транспорт и подземное хранение газа: научно-технический сборник, 2006. – № 1. – С. 25–29.

52. Городниченко, В.И. Ранжирование дефектов труб при ремонте с использованием муфтовых технологий / В.И. Городниченко, М.В. Чубунов // Транспорт и подземное хранение газа: научно-технический сборник, 2007. – № 3. – С. 90–95.

53. Городниченко, В.И. Построение локальной диаграммы деформирования при статическом нагружении по данным метода голографической интерферометрии / В.И. Городниченко, В.С. Писарев, В.П. Щепинов // Заводская лаборатория. – 1990. – Т. 56. – № 5. – С. 59–64.

54. Городниченко, В.И. Определение коэффициентов интенсивности напряжений в вершине сквозной трещины по полям перемещений / В.И. Городниченко, А.Д. Дементьев // Ученые записки ЦАГИ. – 1988. – Т. XIX. – № 6. – С. 82–93.

55. Городниченко, В.И. Разработка системы технической диагностики магистрального газопровода Россия-Турция / В.И. Городниченко, Н.В. Семин, Ю.П. Бородин // Надежность газопроводных конструкций: сборник научных трудов. – М.: ВНИИГАЗ, 2000. – С. 209–221.

56. Городниченко, В.И. Измерение продольных и кольцевых напряжений в трубопроводах методом зондирования несквозного отверстия / В.И. Городниченко, И.Н. Курганова, В.П. Черний, Ф.И. Захаркин // Надежность и ресурс газопроводных конструкций: сборник научных трудов. – М.: ВНИИГАЗ, 2003. – С. 157–167.

57. Городниченко, В.И. Повышение уровня надежности газотранспортной системы в зависимости от планируемых объемов капитального ремонта / В.И. Городниченко, В.Е. Грязин // ТЕРРИТОРИЯ НЕФТЕГАЗ. – 2015. – № 11. – С. 137–139.

58. ГОСТ 9.602-2016 Единая система защиты от коррозии и старения. Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии. – М.: Стандартинформ, 2016. – 87 с.

59. ГОСТ 25.506-85 Расчеты и испытания на прочность. Методы механических испытаний металлов. Определение характеристик трещиностойкости (вязкости разрушения) при статическом нагружении. – М.: Стандартиформ, 2005. – 180 с
60. ГОСТ 1497-84 Металлы. Методы испытаний на растяжение. – М.: Стандартиформ, 2005. – 22 с.
61. ГОСТ 9454-78 Металлы. Метод испытания на ударный изгиб при пониженных, комнатной и повышенных температурах. – М.: ИПК Издательство стандартов, 2003. – 9 с.
62. ГОСТ Р 51164-98 Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии. – М.: ИПК Издательство стандартов, 1998. – 41 с.
63. ГОСТ Р 55999-2014 Внутритрубное техническое диагностирование газопроводов. Общие требования. – М.: Стандартиформ, 2014. – 19 с.
64. Гришин, В.И. Применение метода дискретных элементов к расчету панелей за пределом упругости /В.И. Гришин // Труды ЦАГИ. – 1972. – вып.1401. – С. 77–89.
65. Грязин, В.Е. Продление сроков службы распределительных газопроводов / В.Е. Грязин, В.И. Городниченко, М.А. Широков и др. // Газовая промышленность. – 2008. – № 8. – С. 90.
66. Губанок, И.И. Управление надежностью магистральных газопроводов / И.И. Губанок, В.В. Харионовский // Наука и техника в газовой промышленности. – 2005. – № 2. – С. 7–9.
67. Дайчик, М.Л. Методы и средства натурной тензометрии / М.Л.Дайчик, Н.И.Пригоровский, Г.Х.Хуршудов. – М.: Машиностроение, 1989. – 240 с.
68. Егоров, Ф.А. Исследование напряженно-деформированного состояния труб магистрального газопровода с помощью волоконно-оптических датчиков деформации / Ф.А. Егоров, А.П. Неугодников, И.И. Велиюлин и др. // ТЕРРИТОРИЯ НЕФТЕГАЗ. – 2011. – № 10. – С. 26–29.

69. Заде́риголова, М.М. Обеспечение геодинамической безопасности газотранспортных систем радиоволновыми методами / М.М. Заде́риголова. – М.: Научный мир, 2009. – 397 с.

70. Киселев, В.К. Результаты исследования области применения ультразвукового прибора измерения напряженного состояния трубопроводов (ПИИТ) при испытаниях на гидростенде / В.К. Киселев, Р.В. Самохвалов, В.И. Городниченко // Материалы конференции «Итоги и перспективы развития десятилетнего сотрудничества Минатома РФ и ОАО «Газпром». – М.: «ИРЦ Газпром», 2000. – С. 30–34.

71. Коллинз, Дж. Повреждение материалов в конструкциях. Анализ Предсказание Предотвращение / Дж. Коллинз. – М.: Мир, 1984. – 624 с.

72. 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.

73. Магнитный интроскоп для контроля трубопроводов без вскрытия грунта: пат. № 2187100 Российская Федерация МПК G 01 N 27/82 / В.И. Мурин, В.В. Харионовский, В.И. Городниченко и др.// заявитель и патентообладатель ООО «ВНИИГАЗ». – № 2000116919; заявл. 30.06.2000; опубл. 10.08.2002.

74. Магнитный интроскоп для контроля газопроводов без снятия защитной изоляции: пат. № 2185616 Российская Федерация МПК G 01 N 27/83 / В.И. Мурин, В.В. Харионовский, В.И. Городниченко и др. // заявитель и патентообладатель ООО «ВНИИГАЗ». – № 98113840/28; заявл. 13.07.1998; опубл. 20.07.2002.

75. Методика по оценке прочности труб с дефектами расслоения конденсатопровода диаметром 377x10 мм ЗАО «АЧИМГАЗ» Ачимовских отложений Уренгойского месторождения. – М.: «ВНИИГАЗ», 2008. – 29 с.

76. Митрохин, М.Ю. Формирование Программы комплексного капитального ремонта линейной части магистральных газопроводов на 2011–2015 гг. / М.Ю. Митрохин, А.В. Молоканов, В.И. Городниченко и др. // Материалы отраслевого совещания «Итоги работы газотранспортных обществ по эксплуатации линейной части магистральных газоконденсатопроводов и ГРС

ОАО «Газпром» за 2009 г. и задачи на 2010 г.». – М.: Газпром экспо, 2010. – С. 44–49.

77. Митрохин, М.Ю. Основные положения по выбору методов ремонта дефектных участков магистральных газопроводов для реализации программы комплексного капитального ремонта линейной части магистральных газопроводов / М.Ю. Митрохин, Н.И. Булычев, В.И. Городниченко // Материалы V Международной конференции «Обслуживание и ремонт газонефтепроводов». – М.: Газпром экспо, 2010. – С. 216–210.

78. Митрохин, М.Ю. Анализ средств и технологий технического диагностирования и отбраковки труб при проведении капитального ремонта линейной части магистральных газопроводов ОАО «Газпром» / М.Ю. Митрохин, И.И. Велиюлин, В.И. Городниченко и др. // ТЕРРИТОРИЯ НЕФТЕГАЗ. – 2010. – № 12. – С. 57–60.

79. Михайлюк, С.В. Варианты схем установки датчиков деформаций на патрубках интеллектуальных вставок / С.В. Михайлюк, М.Ю. Осокин, А.Н. Токарев и др. // Двенадцатая международная деловая встреча «Диагностика-2002». – М.: «ИРЦ Газпром», 2002. – Т. 3. – Часть 1. – С. 105–109.

80. Молоканов, А.В. Методика ранжирования линейных участков магистральных газопроводов по очередности вывода в ремонт и прогноза коррозионного состояния / А.В. Молоканов, В.И. Городниченко, В.Е. Грязин // Газотранспортные системы: настоящее и будущее: сборник докладов III Международной конференции GTS-2009. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2010. – С. 183–190.

81. Молоканов, А.В. Коррозионное состояние магистральных газопроводов / А.В. Молоканов, В.И. Городниченко, В.Е. Грязин // Газовая промышленность. Спецвыпуск. – 2012. – № 679. – С. 29–30.

82. Молоканов, А.В. Оптимизация затрат на поддержание технического состояния линейной части магистрального газопровода / А.В. Молоканов, В.И. Городниченко, В.Е. Грязин // Газовая промышленность. – 2011. – № 1. – С. 46–48.

83. Мужичкий, В.Ф. Магнитный контроль напряженно-деформированного состояния и остаточного ресурса стальных металлоконструкций подземных сооружений и сосудов, работающих под давлением / В.Ф. Мужичкий, Б.Е. Попов, Г.Я. Безлюдько // Контроль. Диагностика. – 2000. – №9. – С. 48–50.

84. Нефедов, С.В. Система управления техническим состоянием и целостностью объектов ГТС ПАО «Газпром» / С.В. Нефедов, В.М. Силкин, Г.А. Милько-Бутовский и др. // Газовая промышленность. – 2017. – № 3 (749). – С. 14–20.

85. Нефедов, С.В. Система управления техническим состоянием и целостностью линейной части магистральных газопроводов ЕСГ ОАО «Газпром» // Материалы отраслевого совещания «Итоги работы газотранспортных обществ по эксплуатации линейной части магистральных газоконденсатопроводов и ГРС ОАО «Газпром» за 2009 г. и задачи на 2010 г.». – М.: Газпром экспо, 2010. – С. 23–29.

86. Нефедов, С.В. Планирование диагностических и ремонтных работ на участках линейной части магистральных газопроводов ООО «Газпром трансгаз Югорск», подверженных коррозионному растрескиванию под напряжением / С.В. Нефедов, И.В. Ряховских, Р.И. Богданов и др. / Вести газовой науки: научно-технический сборник, 2016. – № 3 (27). – С. 88–96.

87. Нефедов, С.В. Прогнозирование стресс-коррозионной повреждаемости труб на участках магистральных газопроводов с применением вероятностно-статистических методов и технологий машинного обучения как элемент СУТСЦ ГТС ПАО «Газпром» / С.В. Нефедов, И.В. Ряховских, Р.И. Богданов и др. // Материалы 8-й международной конференции «Обслуживание и ремонт основных фондов ПАО «Газпром» – 2016». – М.: «МАКС Пресс», 2017. – С. 163–186.

88. Нефедов, С.В. Концепция управления техническим состоянием магистральных газопроводов / С.В. Нефедов // Наука и техника. – 2007. – № 3 (31). – С. 79–89.

89. Писаренко, Г.С. Справочник по сопротивлению материалов / Г.С. Писаренко, А.П. Яковлев, В.В. Матвеев. – Киев: Наукова думка, 1988. – 736 с.

90. Положение по организации и проведению комплексного диагностирования линейной части магистральных газопроводов ЕСГ – М.: «ИРЦ Газпром», 1998. – 60 с.

91. Проскуряков, А.М. Планирование комплексного капитального ремонта газопроводов, конструктивно не удовлетворяющих требованиям контролепригодности / А.М. Проскуряков, С.С. Машуров, В.И. Городниченко и др. // Газовая промышленность. – 2013. – № 8. – С. 73–76.

92. Проскуряков, А.М. Методика определения приоритета внутритрубного технического диагностирования газопроводов, не удовлетворяющих требованиям контролепригодности / А.М. Проскуряков, И.В. Васьков, В.И. Городниченко и др. // Газовая промышленность. – 2011. – № 12. – С. 43–45.

93. Прочность, устойчивость, колебания Справочник в трех томах. Том 1 под редакцией Биргера И.А., Пановко Я.Г. / М.: Машиностроение, 1968. – 831с.

94. 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 // Нефтегазовое строительство. – 2013. – № 3. – С. 36–39.

95. Р Газпром 2-2.3-401-2009 Оптимизация диагностического обследования и поддержания работоспособного состояния линейной части магистральных газопроводов. – М.: Газпром экспо, 2010. – 23 с.

96. Р Газпром 2-2.3-481-2010 Методика наземного комплексного технического диагностирования пересечений трубопроводов. – М.: Газпром экспо, 2011. – 36 с.

97. Р Газпром 2-2.3-595-2011 Правила назначения методов ремонта дефектных участков линейной части магистральных газопроводов единой системы газоснабжения ОАО «Газпром». – М.: Газпром экспо, 2012. – 47 с.

98. Р Газпром 2-2.3-609-2011 Определение критериев вывода в комплексный ремонт и сроков безопасной эксплуатации технологических трубопроводов компрессорной станции. – М.: Газпром экспо, 2014. – 32 с.

99. Р Газпром 2-2.3-691-2013 Методика формирования программ технического диагностирования и ремонта объектов линейной части магистральных газопроводов ЕСГ ОАО «Газпром». – М.: Газпром экспо, 2014. – 111 с.

100. РД-51-2-97 Инструкция по внутритрубной инспекции трубопроводных систем. – М.: «ИРЦ Газпром», 1997. – 48 с.

101. Рекомендации по оценке работоспособности дефектных участков газопроводов. – М.: ВНИИГАЗ, 1998. – 67 с.

102. Ряховских, И.В. Безопасная эксплуатация газопроводов на основе модели управления коррозионным растрескиванием под напряжением / И.В. Ряховских, // Вести газовой науки: научно-технический сборник, 2022. – № 1 (50). – С. 17–30.

103. Салюков, В.В. Экспертная система анализа технического состояния газопроводов с дефектами / В.В. Салюков, Т.К. Бегеев, В.И. Городниченко // Надежность и ресурс газопроводных конструкций: сборник научных трудов. – М.: ВНИИГАЗ, 2003. – С. 110–119.

104. Салюков, В.В. Методология оценки показателя технического состояния линейного участка МГ по результатам ВТД / В.В. Салюков, М.Ю. Митрохин, В.И. Городниченко и др. // Газовая промышленность. – 2009. – № 4. – С. 47–50.

105. Салюков, В.В. Методика оценки технического состояния линейного участка эксплуатируемого газопровода в месте пересечения с проектируемым МГ / В.В. Салюков, О.В. Харионовский, В.И. Городниченко и др. // Газовая промышленность. – 2009. – № 9. – С. 56–59.

106. Салюков, В.В. Повышение надежности эксплуатации магистральных газопроводов / В.В. Салюков, Р.О. Самсонов, В.В. Харионовский // Наука и техника в газовой промышленности. – 2006. – № 2. – С. 2–7.

107. Сафонов, В.С. Обоснование влияния технологических, природно-климатических и региональных (антропогенных) факторов на территориально–временное распределение показателей аварийности на магистральных газопроводах ЕСГ России / В.С. Сафонов, Г.Э. Одишария, С.В. Овчаров и др. // Двенадцатая Международная деловая встреча «Диагностика-2002». – М.: «ИРЦ Газпром», 2002. – Т. 3. – С. 29–32.

108. Спиридович, Е.А. Оценка эффективности назначения потенциально опасных участков магистральных газопроводов по признаку предрасположенности к КРН / Е.А. Спиридович // ТЕРРИТОРИЯ НЕФТЕГАЗ. – 2014. – № 3. – С. 72–78.

109. СП 86.13330 СНиП III-42-80*Магистральные трубопроводы. – М.: Минстрой России, 2022. – 142с.

110. СП 34-116-97 Инструкция по проектированию, строительству и реконструкции промышленных нефтегазопроводов. – М.: Минтопэнерго России, 1997. – 120 с.

111. СП 36.13330.2012 Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85*. – М.: Госстрой, ФАУ «ФЦС», 2013. – 83 с.

112. Способ измерения направления и скорости движения грунта относительно подземного трубопровода и устройства для его реализации: пат. № 2153118 Российская Федерация МПК F 16 L 1/28 / В.В. Харионовский, Ю.П. Бородин, В.И. Городниченко и др. // заявитель и патентообладатель ООО «ВНИИГАЗ». – № 97107204; заявл. 05.05.1997; опубл. 20.07.2000.

113. Способ определения срока службы трубопровода: пат. № 2185616 Российская Федерация МПК F 17 D 1/00 / В.И. Городниченко, С.С. Машуров // заявитель и патентообладатель ЗАО «Аэрокосмический мониторинг и технологии». – № 2518787; заявл. 06.05.2013; опубл. 10.06.2014.

114. Способ увеличения срока службы трубы: пат. №2708176 Российская Федерация / И.И. Велиюлин, В.А. Александров, В.И. Городниченко и др. // заявитель и патентообладатель ООО «Экспертно-Инжиниринговая Компания». - №2019111505; заявл. 17.04.2019; опубл. 04.12.2019.

115. Стеклов, О.И. Безопасная эксплуатация системы магистральных газопроводов при наличии дефектов КРН / О.И. Стеклов, Д.П. Варламов // Газовая промышленность. – 2013. – № 1 (685). – С. 46–49.

116. СТО Газпром 2-2.3-095-2007 Методические указания по диагностическому обследованию линейной части магистральных газопроводов. – М.: «ИРЦ Газпром», 2007. – 67 с.

117. СТО Газпром 2-2.3-112-2007 Методические указания по оценке работоспособности участков магистральных газопроводов с коррозионными дефектами. – М.: Газпром экспо, 2007. – 63 с.

118. СТО Газпром 2-2.3-173-2007 Инструкция по комплексному обследованию и диагностике магистральных газопроводов, подверженных коррозионному растрескиванию под напряжением. – М.: «ИРЦ Газпром», 2007. – 42 с.

119. СТО Газпром 2-3.5-252-2008 Методика продления срока безопасной эксплуатации магистральных газопроводов ОАО «Газпром». – М.: Газпром экспо, 2009. – 98 с.

120. СТО Газпром 2-2.3-292-2009 Правила определения технического состояния магистральных газопроводов по результатам внутритрубной инспекции. – М.: Газпром экспо, 2009. – 27 с.

121. СТО Газпром 2-3.5-302-2009 Планирование капитального ремонта линейной части магистральных газопроводов. – М.: Газпром экспо, 2009. – 18 с.

122. СТО Газпром 2-2.3-310-2009 Организация коррозионных обследований объектов ОАО «Газпром». Основные требования. – М.: Газпром экспо, 2009. – 37 с.

123. СТО Газпром 2-2.3-335-2009 Инструкция по ремонту дефектных участков трубопроводов стеклопластиковыми муфтами с резьбовой затяжкой. – М.: Газпром экспо, 2009. – 38 с.

124. СТО Газпром 2-2.3-361-2009 Руководство по оценке и прогнозу коррозионного состояния линейной части магистральных газопроводов. – М.: Газпром экспо, 2010. – 35 с.

125. СТО Газпром 2-2.3-407-2009 Инструкция по отбраковке и ремонту технологических трубопроводов газа компрессорных станций. – М.: Газпром экспо, 2010. – 31 с.

126. СТО Газпром 2-2.3-351-2009 Методические указания по проведению анализа риска для опасных производственных объектов газотранспортных предприятий ОАО «Газпром». – М.: Газпром экспо, 2009. – 377 с.

127. СТО Газпром 2-3.5-454-2010 Правила эксплуатации магистральных газопроводов. – М.: Газпром экспо, 2010. – 229 с.

128. СТО Газпром 2-2.3-522-2010 Инструкция по ремонту дефектных участков технологических трубопроводов газа компрессорной станции сварными стальными и стеклопластиковыми муфтами с резьбовой затяжкой. – М.: Газпром экспо, 2011. – 45 с.

129. СТО Газпром 2-2.3-750-2013 Критерии вывода участков линейной части магистральных газопроводов в капитальный ремонт. – М.: Газпром экспо, 2014. – 49 с.

130. Сусликов С.П. Повышение надежности и долговечности магистральных газопроводов как результат применения инновационных технологий / С.П. Сусликов, И.И. Велиюлин, В.И. Городниченко и др. // ТЕРРИТОРИЯ НЕФТЕГАЗ. - 2019. - № 6. - С. 84-90.

131. Теплинский, Ю.А. Анализ факторов, влияющих на развитие коррозионного растрескивания под напряжением (КРН) трубных сталей / Ю.А. Теплинский // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. – 2006. – № 1. – С. 23–26.

132. Углов, А.Л. О контроле напряженного состояния газопроводов из анизотропной стали методом акустоупругости / А.Л. Углов, А.Л. Хлыбов // Дефектоскопия. – 2015. – № 4. – С. 34–41.

133. Устройство для измерения остаточных напряжений в деталях конструкций: пат. № 2207531 Российская Федерация МПК G 01 L 1/22, 1/00 / В.В. Харионовский, В.И. Городниченко, Т.К. Бегеев и др. // заявитель и

патентообладатель ООО «ВНИИГАЗ». – № 2001119351; заявл. 13.07.2001; опубл. 27.06.2003.

134. Устройство для измерения направления и скорости движения грунта относительно подземного трубопровода и нагрузок на трубопровод, вызванных перемещением грунта: пат. № 2205919 Российская Федерация МПК E 02 D 1/00, G 01 B 5/00 / В.В. Харионовский, В.И. Городниченко, Б.В. Сидоров и др. // заявитель и патентообладатель ООО «ВНИИГАЗ». – № 2001107921; заявл. 27.03.2001; опубл. 10.06.2003.

135. Ушаков, А.Е. Методы расчета местной прочности авиационных конструкций / А.Е. Ушаков, В.И. Гришин. – М.: Арктика, 1999. – 254 с.

136. Федеральный закон О промышленной безопасности опасных производственных объектов от 21 июля 1997 года № 116-ФЗ: [Собрание законодательства Российской Федерации, № 30, ст. 3588]

137. Филатов, А.А. Планирование капитального ремонта газопроводов-отводов / А.А. Филатов, И.И. Велиюлин, В.И. Городниченко и др. // Материалы 7-й Международной конференции «Обслуживание и ремонт газонефтепроводов». – М.: МАКС Пресс, 2015. – С. 280–290.

138. Филатов, А.А. Предпроектное обоснование объемов замены трубы при капитальном ремонте газопроводов/ А.А. Филатов, И.И. Велиюлин, В.И. Городниченко и др. // Газовая промышленность. Спецвыпуск. – 2015. – № 724. – С. 59–62.

139. Филатов, А.А. Необходимость повышения эффективности капитального ремонта участков ЛЧ МГ ОАО «Газпром» на основе комплексного анализа их технического состояния / А.А. Филатов, И.И. Велиюлин, В.И. Городниченко и др. // Газовая промышленность. – 2015. – № 3. – С. 33–35.

140. Филатов, А.А. Гармонизация и совершенствование нормативной документации в области диагностики и капитального ремонта газопроводов / А.А. Филатов, И.И. Велиюлин, В.И. Городниченко и др. // Газовая промышленность. – 2015. – № 9. – С. 56–60.

141. Филатов, А.А. Обоснование капитального ремонта газопроводов методом переизоляции в ООО «Газпром трансгаз Сургут» / А.А. Филатов, И.И. Велиюлин, В.И. Городниченко и др. // Газовая промышленность. – 2015. – № 10. – С. 90–93.

142. Филатов, А.А. Планирование капитального ремонта газопроводов-отводов / А.А. Филатов, И.И. Велиюлин, В.И. Городниченко и др. // Газовая промышленность. Спецвыпуск. – 2015. – № 720. – С. 31–35.

143. Филатов, А.А. Выбор метода капитального ремонта газопроводов с поверхностными дефектами потери металла / А.А. Филатов, И.И. Велиюлин, В.И. Городниченко и др. // Газовая промышленность. – 2015. – № 8. – С. 59–62.

144. Филатов, А.А. Ремонт газопроводов по техническому состоянию / А.А. Филатов, И.И. Велиюлин, В.И. Городниченко и др. // ТЕРРИТОРИЯ НЕФТЕГАЗ. – 2014. – № 9. – С. 66–72.

145. Филатов, А.А. Предремонтное обоснование вывода газопроводов в капитальный ремонт в ООО «Газпром трансгаз Саратов» / А.А. Филатов, И.И. Велиюлин, В.И. Городниченко и др. // ТЕРРИТОРИЯ НЕФТЕГАЗ. – 2015. – № 10. – С. 28–33.

146. Филин, А.П. Прикладная механика твердого деформируемого тела / А.П. Филин. – М.: Наука, 1975. – 832 с.

147. Форсайт, Д. Машинные методы математических вычислений / Д. Форсайт, М. Малькольм, К. Моулер. – М.: Мир, 1980. – 280 с.

148. Халлыев, Н.Х. Научные основы организации и управления ремонтом линейной части магистральных газопроводов / Н.Х. Халлыев, Н.В. Макаров, П.В. Крылов // Транспорт и подземное хранение газа: научно-технический сборник. – 2006. – № 1. – С. 3–7.

149. Харионовский, В.В. Надежность и ресурс конструкций газопроводов / В.В. Харионовский. – М.: Недра, 2000. – 467 с.

150. Харионовский, В.В. Экспертиза промышленной безопасности по продлению сроков службы магистральных газопроводов / В.В. Харионовский, В.И. Городниченко, С.В. Романцов и др. // Материалы отраслевого совещания

Итоги работы газотранспортных обществ по эксплуатации линейной части магистральных газоконденсатопроводов и газораспределительных станций ОАО «Газпром» за 2005 г. и задачи на 2006 год. – М.: «ИРЦ Газпром», 2006. – С. 74–85.

151. Харионовский, В.В. Создание единой отраслевой системы диагностического обслуживания и повышение надежности магистральных газопроводов, объектов добычи и переработки газа / В.В. Харионовский, В.И. Городниченко // Проблемы надежности конструкций газотранспортных систем: сборник научных трудов. – М.: ВНИИГАЗ, 1998. – С. 139–149.

152. Харионовский, В.В. Работоспособность газопроводов с большими сроками эксплуатации / В.В. Харионовский // Газовая промышленность. – 2017. – № 5 (752). – С. 56–61.

153. Харионовский, В.В. Обеспечение надежности магистральных газопроводов / В.В. Харионовский // Газовая промышленность. – 2008. – № 11. – С. 37–43.

154. Харионовский, В.В. Надежность магистральных газопроводов: современное состояние / В.В. Харионовский // Наука и техника в газовой промышленности, 2007. – № 3. – С. 4–13.

155. Харионовский, В.В. Магистральные газопроводы: аспекты исследований технического состояния / В.В. Харионовский // Газовая промышленность. – 2016. – № 3 (735). – С. 86–91.

156. Харионовский, В.В. Проблемы надежности и технологической безопасности газотранспортных систем / В.В. Харионовский // Проблемы надежности конструкций газотранспортных систем: сборник научных трудов. – М.: ВНИИГАЗ, 1998. – С. 6–25.

157. Харионовский, В.В. Результаты исследований участков магистральных газопроводов с вмятинами и гофрами / В.В. Харионовский, В.П. Черний, В.М. Шарыгин и др. // Надежность и ресурс газопроводных конструкций: сборник научных трудов. – М.: ВНИИГАЗ, 2003. – С. 94–109.

158. Харионовский, О.В. Автономная система комплексного диагностического мониторинга объектов ЛЧ МГ / О.В. Харионовский, Р.Ф. Зиновьев, В.И. Городниченко // Газовая промышленность. – 2009. – № 5. – С. 58–60.

159. Черний, В.П. Оценка напряженно-деформированного состояния газопровода по его фактическому положению / В.П. Черний, В.И. Городниченко, Т.К. Бегеев и др. // Надежность и ресурс газопроводных конструкций: сборник научных трудов. – М.: ВНИИГАЗ, 2003. – С. 176–190.

160. Черний, В.П. Деформации и напряжения в магистральном газопроводе в области вмятины / В.П. Черний // Надежность и диагностика газопроводных конструкций: сборник научных трудов. – М.: ВНИИГАЗ, 1996. – С. 56–67.

161. Чубунов, М.В. Опыт разработк и применения методики экспертной оценки технического состояния для продления срока службы магистральных газопроводов ООО «Севергазпром» / М.В. Чубунов, В.И. Городниченко, С.В. Романцов и др. // Материалы Научно-технического совета ОАО «Газпром» Разработка и внедрение технологий, оборудования и материалов по ремонту изоляционных покрытий и дефектных участков труб, включая дефекты КРН, на магистральных газопроводах ОАО «Газпром». – М.: «ИРЦ Газпром», 2004. – Т. 2. – С. 20-29.

162. Шестаков, В.В. Результаты обследования подключающих шлейфов КС с целью выявления дефектов КРН. Результаты апробации инструкции по выявлению стресс-коррозионно опасных участков трубопроводов КС / В.В. Шестаков, П.А. Захаров, В.И. Городниченко и др. // Материалы XXV тематического семинара Диагностика оборудования и трубопроводов компрессорных станций. – М.: «ИРЦ Газпром», 2007. – Т. 1. – С. 61–66.

163. Шилин, А.Н. Разработка системы исследований напряженно-деформированного состояния участков газопровода, расположенных в зонах с опасными геодинамическими процессами / А.Н. Шилин, Ф.И. Захаркин, В.И. Городниченко // Транспорт и подземное хранение газа: научно-технический сборник. – М.: «ИРЦ Газпром», 2003. – № 1. – С. 19–22.

164. Широков, М.А. Совершенствование методов оценки прочности труб магистральных газопроводов / М.А. Широков // Наука и техника в газовой промышленности. – 2007. – № 7. – С. 51–58.

165. Широков, М.А. Оценка и прогноз технического состояния участков магистральных газопроводов / М.А. Широков, В.И. Городниченко, М.В. Чубунов // Шестнадцатая международная деловая встреча «Диагностика-2006». – М.: «ИРЦ Газпром», 2006. – Т. 1. – С. 271–276.

166. Широков, М.А. Определение фибровых напряжений на наружной поверхности газопроводов, расположенных на оползневых участках / М.А. Широков, В.И. Городниченко, Т.К. Бегеев и др. // Надежность и ресурс газопроводных конструкций: сборник научных трудов. – М.: ВНИИГАЗ, 2003. – С. 168–175.

167. DNV-RP-F101. Recommended Practice. Corroded pipeline. Det Norske Veritas. – Norway, October, 2004. – 42 p.

168. Bathe, K.J. Large displacement analysis of three-dimensional beam structures / K.J. Bathe, S. Bolourchi // Int. Journal for Numerical Methods in Engineering, 1979. – V. 14. – P. 961-989.

169. Hopkins, P. A study of the behavior of long and complex-shaped corrosion in transmission pipeline / P. Hopkins, D. G. Jones // Proc. Of OMAE / V. V-A, Pipeline Technology, ASME, 1992. – P. 211–217.

170. Iverson, W. Mechanism of anaerobic corrosion if stell by sulfate reducing bacteria / W. Iverson // Material Performance, 1984. – № 3. – P. 28–30.

171. Kiefner, J.F. SCC, bacteria top items in pipe service failures / J.F. Kiefner, R. Eiber // Oil and Gas Journal, 1987. – Vol. 85, № 16. – P. 70–75.

172. Kiefner, J.F. Failure Stress Levels of Flows in Pressurized Cylinders. Progress in Flow Growth and Fracture Toughness Testing / F.J. Kiefner, W.A. Maxey, R.J. Eiber, A.R. Duffy // ASTM STP, 1973. – № 536. – P. 461–481.

173. Kiefner, J.F. New method corrects criterion for evaluating corroded pipe / J.F. Kiefner, P.M. Vieth // Oil & Gaz Journal, Aug, 1990, № 6. – P. 56–59.

174. Leis, B.N. Nestleroth stress-corrosion cracking in pipelines / B.N. Leis, J.B. Bubenik // Pipeline and Gas Journal, 1996.– V223, №8.– P. 42–51.
175. Mackenstein, P. Evaluating the strength of defective pipes: methods and assessment criteria / P. Mackenstein, W. Schmidt // Pipes & Pipelines International, September–October, 1996. – P. 23–30.
176. Measurement of Residual Stress by the Blind Hole Drilling Method, Technical Data Bulletin T-403, 1977.
177. Mok, D.H. Bursting of line pipe with long external corrosion / D.Y. Mok, R.J. Pick, F.J. Clover, R. Hoff // Int. Journal Pressure Vessel & Piping, 1991. – Vol. 46. – P. 195–215.
178. Newman, J.C. An empirical stress intensity factor equation for the surface crack / J.C. Newman, I.S. Raju // Eng. Fract. Mech., 1981. – Vol.15, N 1–2. – P. 185–192.
179. Oani, R.A. Hydrogen – The versatile embrittler / R.A. Oani // Corrosion (USA), 1987. – № 7. – P. 390–397.
180. O'Grady, T.J. Method for evaluating corroded pipe addresses variety of patterns / T.J. O'Grady, D.T. Hisey, J.F. Kiefther // Oil & Gaz Journal, 1992. – № 12. – P. 77–82.
181. O'Grady, T.J. Pressure calculation for corroded pipe developed / T.J. O'Grady, D.T. Hisey, J.F. Kiefther // Oil & Gaz Journal, 1992. – № 19. – P. 84–89.
182. Raju, I.S. Stress-intensity factors for a wide range of semi-elliptical surface cracks in finite-thickness plates / I.S. Raju, J.C. Newman // Eng. Fract. Mech., 1979. – Vol.11, N 4. – P. 817–829.
183. Schwenk, W. Investigation into the cause of corrosion cracking in high pressure gas transmission pipelines / W. Schwenk // 3R International, 1994. – V. 33, № 7. – P. 178–189.
184. Standard Test Method for Determining Residual Stresses by the Hole-Drilling Strain-Gage Method.- Annual Book of ASTM Standards, ASTM, Philadelphia, PA, V. 03.01, E837, 1989.

185. Takada, S A new proposal for simplified design on buried steel pipes crossing active faults / S. Takada, N. Hassani, K. Fukuda // Journal of Structural mechanics and Earthquake Engineering, JSCE, 2001. – Vol. 668, № 54. – P. 187–194.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Акты внедрения результатов работы



АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО "ГАЗПРОМ ОРГЭНЕРГОГАЗ"
(АО ГАЗПРОМ ОРГЭНЕРГОГАЗ)

Инженерно-технический центр
"Орггазинжиниринг"

ул. Луганская, д.11, г. Москва, Российская Федерация, 115304
+ 7(495) 355-90-50, факс. +7(495) 355-91-12 e-mail oeg@oeg.gazprom.ru

« 7 » сентября 2018г.

г. Москва

Акт

**О внедрении результатов докторской диссертационной работы
Городниченко Владимира Ивановича.**

Настоящий акт составлен в нижеследующем

Результаты докторской диссертационной работы В.И. Городниченко "Разработка методов повышения надежности и эффективности ремонта газопроводов с повреждениями" в части разработанных и представленных автором методик по техническому диагностированию газопроводов-отводов, техническому диагностированию газопроводов, подверженных коррозионному растрескиванию под напряжением, и выявлении потенциально-опасных стресс-коррозионных участков на технологических трубопроводах компрессорных станций отражены в стандартах ПАО «Газпром»:

- СТО Газпром 2-2.3-095-2007 «Методические указания по диагностическому обследованию линейной части магистральных газопроводов.
- СТО Газпром 2-2.3-173-2007 «Инструкция по комплексному обследованию и диагностике магистральных газопроводов, подверженных коррозионному растрескиванию под напряжением»,
- «Временная инструкция по определению стресс-коррозионно опасных участков и техническому диагностированию технологических трубопроводов газа компрессорных станций».

Указанные стандарты применяются при обследовании линейной части магистральных газопроводов, газопроводов, не приспособленных к внутритрубному техническому диагностированию, и технических трубопроводов компрессорных станций.

Директор ИТЦ «Орггазинжиниринг»

А.Н. Захаров

Главный технолог Управления ДОО
ЛЧМГ и ГРС

А.Н. Попов



**Общество с ограниченной ответственностью «Газпром трансгаз Самара»
(ООО «Газпром трансгаз Самара»)**

УТВЕРЖДАЮ Заместитель
генерального директора
по производству


 _____ А.А. Гордеев
 « » _____ 2018

Акт

О внедрении результатов докторской диссертационной работы
Городниченко Владимира Ивановича

Комиссия в составе:

И.В. Васькова - председатель, начальник ПОЭМГ и ГРС;

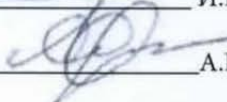
А.В. Рудого - главный инженер УОВОФ;

М.Ю. Колотилина - инженер первой категории ПОЭМГ и ГРС
составила настоящий акт о том, что результаты докторской диссертационной работы В.И. Городниченко «Разработка методов повышения надежности и эффективности ремонта газопроводов с повреждениями», в части разработанной под его научным руководством программы «Комплексного капитального ремонта линейной части магистральных газопроводов ОАО «Газпром» на 2011-2015 годы» были реализованы в ООО «Газпром трансгаз Самара» при реализации планов капитального ремонта газопроводов.

Начальник ПОЭМГ и ГРС


 _____ И.В. Васьков

Главный инженер УОВОФ.


 _____ А.В. Рудой

Инженер первой категории
ПОЭМГ и ГРС


 _____ М.Ю. Колотилин

УТВЕРЖДАЮ

Начальник Управления
Департамента ПАО «Газпром»
П.А. Ерошенко



АКТ

О внедрении результатов докторской диссертационной работы
Городниченко Владимира Ивановича

Настоящий акт свидетельствует о том, что результаты докторской диссертационной работы В.И. Городниченко «Разработка методов повышения надежности и эффективности ремонта газопроводов с повреждениями», в части предремонтного обследования газопроводов реализованы в стандарте ПАО «Газпром» «Временная методика по предремонтному обследованию участков линейной части магистральных газопроводов и газопроводов-отводов, планируемых к выводу в капитальный ремонт», которая применяется в газотранспортных обществах для определения метода ремонта при выводе газопроводов в капитальный ремонт.



А.В. Шипилов