

Общество с ограниченной ответственностью
«Экспертно-Инжиниринговая Компания»
(ООО «ЭКСИКОМ»)

На правах рукописи

ЗОРИН АЛЕКСАНДР ЕВГЕНЬЕВИЧ

**НАУЧНО-МЕТОДИЧЕСКОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ
СИСТЕМЫ ПОДДЕРЖАНИЯ РАБОТОСПОСОБНОСТИ
ДЛИТЕЛЬНО ЭКСПЛУАТИРУЕМЫХ ГАЗОПРОВОДОВ**

Специальность:

25.00.19 – «Строительство и эксплуатация нефтегазопроводов, баз и хранилищ»

ДИССЕРТАЦИЯ

на соискание ученой степени
доктора технических наук

Научный консультант:
доктор технических наук, академик РАЕН
И.И. Велиюлин

Москва – 2016

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	5
Глава 1. ТЕХНИЧЕСКОЕ СОСТОЯНИЕ ЕДИНОЙ СИСТЕМЫ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ И СУЩЕСТВУЮЩИЕ ПОДХОДЫ К ПОДДЕРЖАНИЮ РАБОТОСПОСОБНОСТИ ГАЗОПРОВОДОВ	13
1.1 Возраст и перспективы развития газопроводов ПАО «Газпром».....	13
1.2 Статистика отказов магистральных газопроводов.....	19
1.3 Анализ критических дефектов при разрушении газопроводов.....	27
1.4 Организационно-техническая система поддержания работоспособности газопроводов ПАО «Газпром».....	37
1.5 Выводы по главе 1.....	44
Глава 2. ИССЛЕДОВАНИЕ СПЕЦИФИЧЕСКИХ ФАКТОРОВ, ХАРАКТЕРИЗУЮЩИХ ЭКСПЛУАТАЦИЮ ГАЗОПРОВОДОВ	46
2.1 Анализ особенностей эксплуатации газопроводов.....	46
2.1.1 Нагрузки и воздействия на газопровод	46
2.1.2 Конструктивные и технологические особенности газопроводов...	57
2.2 Разработка методики лабораторного моделирования процесса нагружения газопровода внутренним давлением.....	61
2.3 Исследование влияния нестационарного нагружения газопроводов на зарождение и развитие трещин в трубах.....	76
2.4 Исследование влияния энергии упругой деформации газопровода на его сопротивляемость разрушению.....	101
2.5 Выводы по главе 2.	123
Глава 3. РАЗРАБОТКА СПОСОБОВ НЕРАЗРУШАЮЩЕЙ ЭКСПРЕСС-ОЦЕНКИ ТЕКУЩЕГО СОСТОЯНИЯ МЕТАЛЛА ТРУБ И ЕЕ ДОСТОВЕРНОГО ПОДТВЕРЖДЕНИЯ	125
3.1 Использование метода измерения микротвердости в качестве способа оценки состояния металла.....	125
3.1.1 Особенности метода измерения микротвердости	126

3.1.2 Анализ опыта применения метода измерения микротвердости.....	135
3.1.3 Разработка способа качественной оценки состояния металла.....	139
3.1.3.1 Методика проведения исследований.....	139
3.1.3.2 Определение зон упрочнения металла.....	147
3.1.3.3 Обнаружение микротрещин	159
3.1.3.4 Обнаружение следов старения.....	166
3.2 Разработка способа испытаний на ударный изгиб, адаптированного к конструктивным особенностям труб.....	174
3.3 Выводы по главе 3.....	183
Глава 4. СОЗДАНИЕ ПОРТАТИВНОГО ДИАГНОСТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА ДЛЯ НЕРАЗРУШАЮЩЕЙ ЭКСПРЕСС-ОЦЕНКИ СОСТОЯНИЯ МЕТАЛЛА ТРУБ.....	185
4.1 Конструктивные и технические характеристики оборудования, входящего в состав диагностического комплекса	185
4.2 Лабораторные испытания диагностического комплекса.....	195
4.3 Опытная эксплуатация диагностического комплекса.....	206
4.4 Выводы по главе 4.....	210
Глава 5. СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕТОДИЧЕСКИХ ПОДХОДОВ К ПЛАНИРОВАНИЮ РЕМОНТНЫХ РАБОТ НА ГАЗОПРОВОДАХ.....	212
5.1 Учет фактора общей загруженности	212
5.2 Учет энергетического фактора	216
5.3 Учет фактора нестационарного нагружения.....	218
5.3.1 Разработка модели учета нестационарного нагружения.....	218
5.3.2 Разработка алгоритма обработки случайных циклов нагружения..	225
5.3.3 Определение коэффициента «жесткости» нагружения	228
5.4 Учет фактора состояния металла труб	231
5.5 Учет температурного фактора	231
5.6 Определение приоритетности вывода участка газопровода в ремонт.....	234

5.7 Разработка программного продукта «АУН-1» для обработки данных функционального диагностирования участка газопровода	236
5.8 Выводы по главе 5.....	240
Глава 6. РАЗРАБОТКА КРИТЕРИЕВ ВЫБОРА ОПТИМАЛЬНЫХ МЕТОДОВ РЕМОНТА БЫВШИХ В ЭКСПЛУАТАЦИИ ТРУБ	242
6.1 Расчетно-аналитическая оценка влияния термического цикла сварки на деградационные процессы в металле.....	243
6.1.1 Расчет температурных полей аналитическими методами.....	245
6.1.2 Расчет температурных полей методом конечных элементов в программном комплексе ANSYS.....	249
6.2 Экспериментальная оценка эффективности применения сварочных технологий для ремонта труб с различным состоянием металла в дефектной зоне.....	255
6.2.1 Эффективность ремонта дефектов потери металла сваркой.....	255
6.2.2 Эффективность ремонта трещин сваркой	268
6.3 Разработка алгоритма выбора оптимальных методов ремонта труб.....	278
6.4 Выводы по главе 6.....	282
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	283
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	286
Приложение А Пример использования усовершенствованной методики планирования ремонтных работ на газопроводах.....	308
Приложение Б Расчет экономического эффекта от внедрения усовершенствованной методики планирования ремонтных работ на газопроводах ПАО «Газпром».....	321
Приложение В Акты внедрения результатов работы.....	330

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы исследования.

Поддержание работоспособного состояния газопроводов в течение длительного периода времени является одной из главных задач эксплуатации и с каждым годом дается все тяжелее, ввиду общего старения газотранспортной системы России, средний возраст которой в 2015 году превысил 30 лет.

Влияние возрастного фактора на показатели надежности и безопасности газопроводов является комплексным и выражается как в возможности зарождения и устойчивого развития дефектов в результате старения и повреждения изоляционного покрытия, так и в возможности изменения механических характеристик металла труб, вследствие протекания деградационных процессов. В тоже время, влияние возрастного фактора не является изотропным, то есть в равной степени затрагивающим всю конструкцию. Оно, прежде всего, инициируется особенностями эксплуатации конкретного участка или даже зоны газопровода. По этой причине, с увеличением срока службы техническое состояние газопровода становится менее стабильным и все более зависящим именно от фактических особенностей эксплуатации.

В свою очередь, существующая аварийность газопроводов на фоне колоссальных объемов ежегодно выполняемых ремонтно-восстановительных работ свидетельствует о недостаточной эффективности применяемого сегодня комплекса организационно-технических мероприятий по обслуживанию данных объектов. Поэтому, разработка научно-методических подходов и технических средств, позволяющих в рамках проведения функционального диагностирования газопроводов получать расширенные сведения об их текущем состоянии и условиях эксплуатации, и использовать эту информацию при планировании и выполнении профилактических мероприятий, является актуальной темой диссертационной работы.

Степень разработанности темы исследования.

В настоящее время большинство исследований, направленных на повышение эффективности аналитического блока в рамках сопровождения эксплуатации газопроводов (оценка технического состояния, ранжирование приоритетности выполнения ремонтов, и т. д.), имеют теоретический характер. То есть, поставленной целью служит совершенствование расчетных методик и вероятностных моделей, обрабатывающих недостаточную и не всегда достоверную исходную информацию о рассматриваемом объекте.

В свою очередь, в силу технических и методических трудностей, мало внимания уделяется практической составляющей данных работ: получению дополнительных сведений об анализируемых участках газопроводов, изучению влияния специфических факторов, характеризующих особенности их эксплуатации и т. д. Однако, даже те немногочисленные исследования, которые посвящены указанным вопросам, как правило, не носят прикладного характера – не проработанным остается вопрос использования полученных результатов в существующей системе поддержания работоспособности газопроводов.

Таким образом, накопленные экспериментальные данные и сформировавшиеся подходы к ремонтно-техническому обслуживанию газопроводов не позволяют в полной мере использовать потенциал практических методов исследования, способных вывести на качественно иной уровень эффективность выполнения рассмотренных работ.

Цель представленной работы – разработка научно обоснованной методологии функционального диагностирования, позволяющей за счет использования высокоэффективных эмпирических методов исследования оптимизировать систему поддержания работоспособности длительно эксплуатируемых газопроводов.

Основные задачи исследования:

- оценить эффективность действующей системы поддержания работоспособности газопроводов в условиях длительной эксплуатации;

- разработать комплекс способов, методических подходов и технических средств, адаптированных к конструктивным и эксплуатационным особенностям газопроводов, позволяющих выполнять неразрушающую экспресс-оценку текущего состояния металла труб и достоверное подтверждение этой оценки;

- разработать методику лабораторного моделирования процесса нагружения газопровода;

- исследовать значимые факторы, характеризующие фактические особенности эксплуатации газопроводов, и установить функциональную взаимосвязь их параметров с показателями сопротивляемости разрушению;

- повысить эффективность планирования ремонтных работ на газопроводах, за счет обработки дополнительных актуальных сведений, влияющих на работоспособность анализируемых объектов;

- разработать подход к выбору оптимальных методов ремонта бывших в эксплуатации труб.

Научная новизна.

Показано, что дальнейшее значимое повышение достоверности прогнозирования работоспособности газопроводов возможно при использовании критериев микро- и макромеханики разрушения, с учетом соответствующих конструктивных и технологических особенностей. Для этой цели разработана методика лабораторного моделирования процесса нагружения газопровода, позволяющая воспроизводить объемность напряженно-деформированного состояния (НДС) труб от действия внутреннего давления, направление прикладываемых нагрузок, относительно ориентации проката, и сохранять поврежденность, накопленную в трубах в процессе изготовления и эксплуатации.

Установлено, что нестационарное нагружение газопровода в амплитудно-частотном спектре, формируемом режимом транспорта газа, приводит к развитию в трубах трещин и трещиноподобных дефектов. На основании параметров распространения трещин, определенных в ходе проведения полигонных испытаний, показано, что режим эксплуатации в качестве самостоятельного фактора способен обеспечить разрушение газопровода толщиной стенки 15,7 мм

от поверхностной трещины глубиной 2 мм за период, сопоставимый с жизненным циклом объекта.

По результатам выполнения комплексных экспериментальных исследований установлен характер влияния энергии упругой деформации газопровода на его сопротивляемость разрушению, функционально описываемый полученной эмпирической зависимостью $K_W = \frac{1}{e^{100W_{уд}}} + \frac{1}{1 + e^{-100W_{уд}}} - 0,5$, где $W_{уд}$ – удельная энергия упругой деформации газопровода, МДж/м; K_W – коэффициент падения трещиностойкости труб. Корректность данного выражения подтверждена на различных типах трубных сталей в диапазоне эксплуатационных нагрузок газопроводов: для стали X70 при нагрузке, эквивалентной внутреннему давлению в 7,4 МПа; для стали 17Г1С при нагрузке, эквивалентной внутреннему давлению в 5,4 МПа.

Разработан способ и не имеющий аналогов переносной диагностический комплекс, успешно апробированные на трубных сталях различного класса прочности (Ст3сп5, 17Г1С и X70), позволяющие на основании сравнительного анализа представительного массива значений микротвердости поверхности трубы до и после эксплуатации качественно оценить протекание в металле таких процессов, как упрочнение, образование микротрещин, старение. Для подтверждения результатов экспресс-диагностики предложен новый способ испытаний на ударный изгиб, обеспечивающий повышенную чувствительность работы разрушения к состоянию приповерхностных слоев металла труб, наиболее подверженных различным деградационным явлениям.

Разработана расчетно-экспериментальная модель обработки данных функционального диагностирования газопроводов. Реализованные в модели алгоритмы позволяют определить актуальные количественные характеристики условий эксплуатации участка газопровода, используемые для совершенствования методических подходов к планированию ремонтных работ: общая загруженность, характер нестационарного нагружения, уровень запасенной энергии упругой деформации, текущее состояние металла труб.

Показано, что сопротивляемость разрушению сварных соединений, полученных при ремонте труб, в значительной степени зависит от состояния металла в зоне сварки и не зависит от типа ремонтируемого дефекта. Экспериментально определено, что критериями ремонтпригодности газопровода с применением сварочных технологий являются отсутствие в дефектной зоне микротрещин и следов протекания процесса старения, поскольку они приводят к падению циклической трещиностойкости отремонтированного участка трубы в среднем на $25 \div 65\%$.

Теоретическая и практическая значимость работы.

Полученные результаты исследований позволяют при оценке технического состояния, планировании и выполнении профилактических мероприятий на газопроводах использовать расширенные достоверные сведения о фактических условиях их эксплуатации, что способствует повышению научно-технического уровня и эффективности проведения данных работ.

Разработанная методика планирования на газопроводах ремонтных работ легла в основу профильных нормативных документов ОАО «Оргэнергогаз» и ПАО «Газпром» и использована при формировании программ капитального ремонта участков линейной части магистральных газопроводов (ЛЧ МГ). Ежегодный экономический эффект от ее применения превышает 500 млн. рублей.

Способ неразрушающей экспресс-оценки состояния металла и диагностический комплекс для его реализации использованы АО «Краснодаргазстрой» при подготовке труб к повторному применению с целью повышения качества продукции, для чего разработан соответствующий нормативный документ.

Методика лабораторного моделирования процесса нагружения газопровода, а также способ проведения испытаний металла труб на ударный изгиб, приняты к внедрению в ООО «Газпром ВНИИГАЗ».

Практическая значимость основных результатов диссертационной работы подтверждается актами об опытно-промышленном внедрении.

Методология и методы исследования.

При проведении исследований применялись механические, коррозионно-механические и термические испытания стандартных и специальных образцов металла труб, натурные полигонные испытания трубных плетей, тензометрия, электронная фрактография изломов, оптическая и трансмиссионная электронная микроскопия, рентгеноструктурный анализ металла, измерения микротвердости, программное моделирование методом конечных элементов, статистические методы обработки экспериментальных данных.

Положения, выносимые на защиту.

1. Разработанная методология функционального диагностирования газопроводов, основанная на эмпирических методах исследования, интегрирована в существующую систему поддержания работоспособности газопроводов, чем обеспечила повышение ее эффективности.

2. Применение разработанных методик лабораторных испытаний металла труб (испытаний на ударный изгиб и испытаний, моделирующих условия нагружения стенки трубопровода внутренним давлением) позволяет учесть критически важные конструктивные и технологические особенности труб, благодаря чему достигается высокая достоверность и информативность проводимых исследований.

3. Результаты выполненных полигонных и лабораторных испытаний, а также комплексного анализа влияния циклического нагружения на сопротивляемость разрушению выбранных объектов доказывают достаточность амплитудно-частотного спектра нестационарных нагрузок, возникающих в процессе эксплуатации газопроводов, для развития трещин в трубах.

4. Полученное в ходе проведения комбинированных экспериментов эмпирическое выражение, связывающее падение трещиностойкости труб по мере повышения запасенной удельной энергии упругой деформации, корректно отражает влияние данного фактора на сопротивляемость разрушению газопроводов в диапазоне эксплуатационных нагрузок (5,4 – 7,4 МПа).

5. Разработанный способ неразрушающей качественной оценки текущего состояния металла, основанный на сравнении массивов значений микротвердости поверхности объекта исследований, полученных в исходном и анализируемом состоянии, а также созданный портативный диагностический комплекс обеспечивают возможность обнаружения критических и докритических деградационных процессов в металле труб.

6. Разработанная методика планирования вывода участков газопроводов в ремонт позволяет за счет обработки актуальных данных об условиях эксплуатации оптимизировать программы выполнения ремонтно-восстановительных работ на ЛЧ МГ.

7. Установленные критерии для выбора оптимальных методов ремонта бывших в эксплуатации труб позволяют существенно повысить обоснованность и эффективность данного процесса.

Личный вклад автора заключается в постановке цели и задач работы, изучении отечественных и зарубежных достижений в соответствующих областях науки, проведении теоретических и экспериментальных исследований, дальнейшем анализе полученных результатов, их апробации, подготовке публикаций по выполненной работе, оформлении патентных заявок, участии в разработке нормативно-технической документации, регламентирующей использование полученных результатов.

Степень достоверности и апробация результатов.

Выдвинутые в работе теоретические положения базируются на фундаментальных отраслевых знаниях, а подтверждающие их результаты экспериментальных исследований принципиально согласуются с данными, полученными другими авторами при изучении смежных вопросов.

Достоверность результатов диссертационной работы определяется комплексным подходом к решению поставленных задач: использованием современных методов и средств исследований, достижением повторяемости результатов, а также проверкой полученных сведений путем применения альтернативных аналитических и практических методов.

Основные результаты, полученные в работе, докладывались и обсуждались на: 5-й Международной конференции «Обслуживание и ремонт газонефтепроводов» (Краснодарский край, п. Ольгинка, 2010 г.), 30-м тематическом семинаре «Диагностика оборудования и трубопроводов компрессорных станций» (Краснодарский край, п. Ольгинка, 2011 г.), 19-й Международной деловой встрече «Диагностика-2011», (г. Геленджик, 2011 г.), 4-й Международной конференции «Газотранспортные системы: настоящее и будущее» (Московская обл., п. Развилка, 2011 г.), III-й Международной конференции «Сварочные и родственные технологии при строительстве, реконструкции и ремонте магистральных и промысловых трубопроводов» (г. Москва, 2011 г.), 31-м тематическом семинаре «Диагностика оборудования и трубопроводов компрессорных станций» (Краснодарский край, п. Небуг, 2012 г.), 6-й Международной конференции «Обслуживание и ремонт газонефтепроводов» (Черногория, 2012 г.), 32-м тематическом семинаре «Диагностика оборудования и трубопроводов компрессорных станций» (Краснодарский край, п. Небуг, 2013 г.), 20-й Международной деловой встрече «Диагностика-2013» (Черногория, 2013 г.), 7-й Международной конференции «Обслуживание и ремонт газонефтепроводов» (г. Сочи, 2014 г.), 8-й Международной конференции «Обслуживание и ремонт основных фондов ПАО «Газпром» (г. Сочи, 2016 г.).

Публикации.

По теме диссертации опубликовано 43 научных работы и нормативно-технических документа, в том числе 20 статей в изданиях, рекомендованных ВАК Министерства образования и науки РФ, 6 патентов РФ.

Глава 1.

ТЕХНИЧЕСКОЕ СОСТОЯНИЕ ЕДИНОЙ СИСТЕМЫ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ И СУЩЕСТВУЮЩИЕ ПОДХОДЫ К ПОДДЕРЖАНИЮ РАБОТОСПОСОБНОСТИ ГАЗОПРОВОДОВ

В современных условиях основной целью, задающей вектор развития газотранспортной системы ПАО «Газпром», является повышение эффективности использования имеющихся и вводимых производственных мощностей [2]. В этой связи, главной задачей на этапе эксплуатации газовых магистралей становится обеспечение высокого научно-технического уровня и результативности принимаемых мер по обеспечению их надежности.

Для определения основных проблемных вопросов на пути решения данной задачи в настоящей главе представлены результаты экспериментально-аналитических исследований технического состояния ЕСГ и существующих подходов к поддержанию работоспособности газопроводов.

1.1 Возраст и перспективы развития газопроводов ПАО «Газпром»

Газотранспортная сеть России насчитывает более 181 000 км газопроводов (по данным на 2014 год), ведя свое развитие с начала 40-х годов прошлого века (рисунок 1.1).

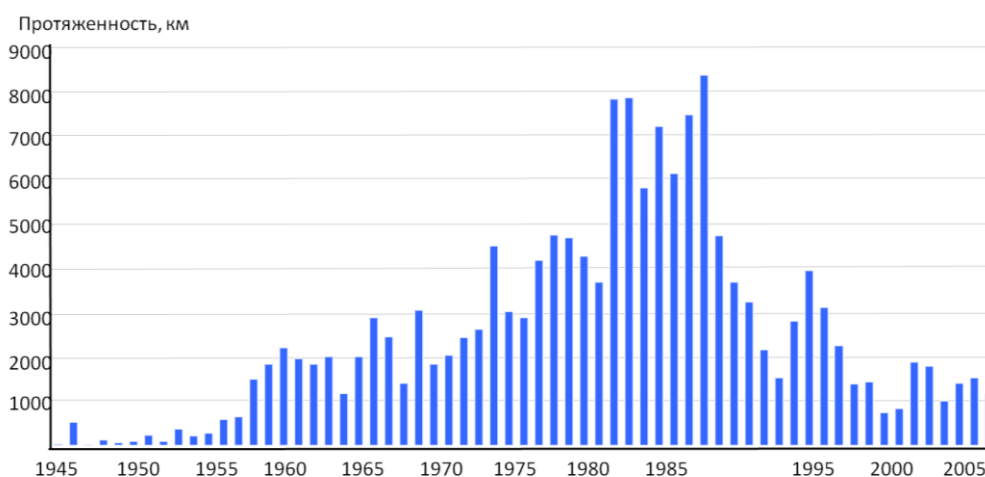


Рисунок 1.1 - Объемы ввода новых газопроводов по годам

За время с начала строительства первых магистралей многие из них уже выведены из эксплуатации, некоторые были реконструированы, и сложившаяся к настоящему времени возрастная структура газопроводов ЕСГ имеет вид, представленный на рисунке 1.2 и в таблице 1.1.

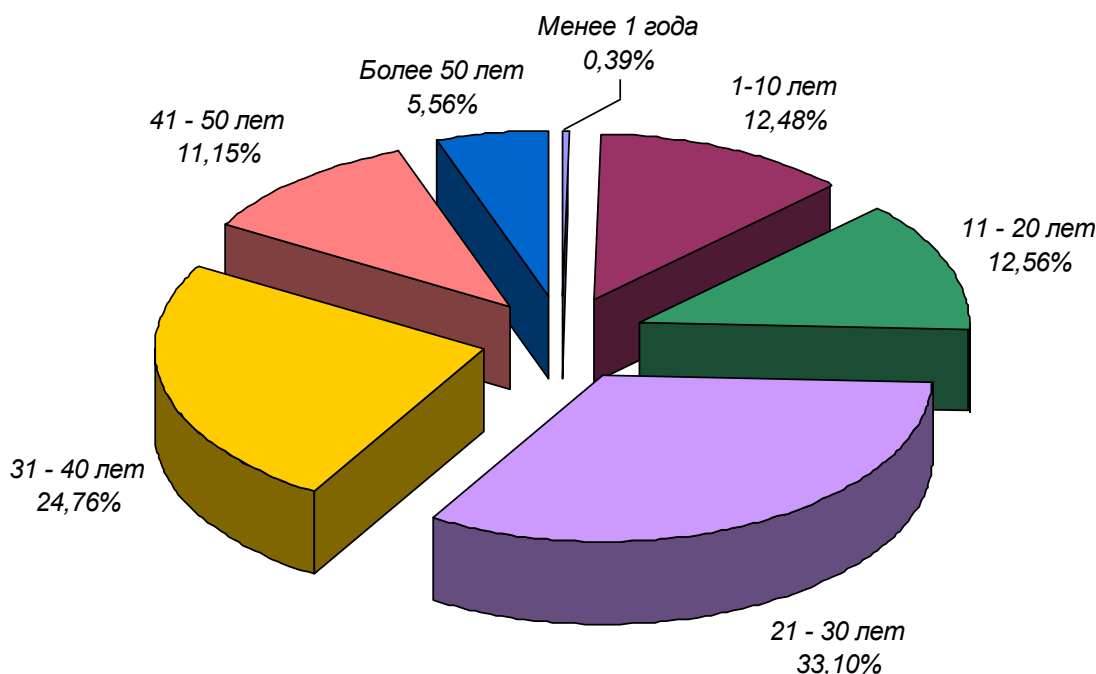


Рисунок 1.2 - Возрастная структура газопроводов ЕСГ по данным на 2014 год

Таблица 1.1 - Состав газопроводов ЕСГ по данным на 2014 год

Срок ввода в эксплуатацию	Протяженность газопроводов по диаметрам, км								Протяженность, км (без перемычек)	Протяженность общая, км
	Ду 1400	Ду 1200	Ду 1000	Ду 800	Ду 700	Ду 600	Ду 500	Ду 400 и менее		
Менее 1 года (2013)	20,55	24,85	149,48	0	306,85	0	49,10	145,71	696,55	700,69
1-10 лет (2003 - 2012)	7772,77	2719,93	967,30	172,11	2528,90	0	2827,12	5452,07	22440,21	22582,44
11-20 лет (1993 - 2002)	3505,56	1548,92	1838,56	110,59	2196,40	0	2271,90	11186,25	22658,17	22747,96
21-30 лет (1983 - 1992)	33308,8	5898,5	2709,61	559,17	2385,84	0	2677,69	12168,24	59707,86	59915,69
31-40 лет (1973 - 1982)	15500,5	15180,47	4552,80	296,22	2689,47	0	2254,05	4237,44	44711,01	44812,78
41-50 лет (1963 - 1972)	100,8	4376,29	6918,58	893,43	1641,97	34,33	2899,00	3297,24	20161,64	20186,33
свыше 50 лет (1962 и старше)	0	0	868,33	1101,72	3133,99	0	1868,34	3079,83	10052,21	10072,59
ИТОГО:	60209,05	29748,96	18004,66	3133,24	14883,42	34,33	14847,20	39566,77	180427,65	181018,48

Не смотря на то, что для газовых магистралей уже давно характерен тренд общего старения, тем не менее, в настоящее время находится на разной стадии реализации ряд крупных стратегически важных проектов по строительству новых транспортных коридоров. Причем многие из них уникальны для России, и формируют представление о том, как будет выглядеть национальная газотранспортная система в будущем. Ниже приводится краткое описание наиболее значимых проектов [6].

Газопровод «Северный поток»

Реализация проекта «Северный поток» направлена на создание нового маршрута поставок российского газа в Европу - по дну Балтийского моря. Проект включает в себя магистральный газопровод «Грязовец – Выборг» (сухопутный участок) на территории России и морской участок от г. Выборг до г. Грайфсвальд на территории Германии.

Магистральный газопровод «Грязовец – Выборг» будет состоять из линейной части в 2-х ниточном исполнении, протяженностью 898,81 км каждая, 7 компрессорных станций (КС) и лупингов общей суммарной протяженностью 704,3 км.

Диаметр I нитки газопровода - 1420 мм, II нитки - 1220 мм, рабочее давление - 9,8 МПа. Для строительства газопровода применяются трубы с внутренним гладкостным покрытием, что позволяет снизить установленную мощность КС, а также уменьшить протяженность лупингов.

Все КС, за исключением КС «Портовая», оснащаются газоперекачивающими агрегатами мощностью 16-25 МВт. КС «Портовая» должна обеспечивать повышение давления газа с 6,7 МПа (на входе в КС) до 22 МПа (на выходе из КС и на входе в морской участок), в связи с чем планируется оснащение станции газоперекачивающими агрегатами мощностью 27 и 52 МВт.

Морской участок включает в себя 2 нитки газопровода из г. Выборг (бухта Портовая) до побережья Германии в г. Грайфсвальд (Любмин), протяженностью

1224 км каждая. Диаметр обоих ниток 1220 мм. Газопроводы будут секционированы по рабочему давлению 22/20/17 МПа и выполнены из толстостенных обетонированных труб (толщина стенки 34 мм) с внутренним покрытием на основе эпоксидных смол.

После окончательного завершения строительства производительность газопровода составит 55 млрд. м³/год.

Газотранспортная система с полуострова Ямал

Строительство многониточной газотранспортной системы позволит обеспечить транспортировку газа из нового газодобывающего региона полуострова Ямал в район КС «Ухта», и далее по направлению Ухта - Грязовец – Торжок. Протяженность новой сети газопроводов составит более 2400 км, в том числе многониточный газопровод «Бованенково – Ухта», включающий подводный переход через Байдарацкую губу протяженностью более 70 км, 9 новых КС и всю сопутствующую инфраструктуру.

В целях повышения эффективности транспортировки газа газопроводы на участке Бованенково-Ухта будут эксплуатироваться с рабочим давлением 11,8 МПа, что обуславливает применение при строительстве новых технологий и материалов. При сооружении газопровода используются высокопрочные трубы диаметром 1420 мм из стали марки К65 (Х80) с внутренним гладкостным покрытием. Производство данных труб освоено на Ижорском трубном и Выксунском металлургическом заводах по заказу ПАО «Газпром».

В перспективе к 2030 году объем транспортировки газа с полуострова Ямал может достичь 280-315 млрд. м³/год.

Газопровод «Турецкий поток»

«Турецкий поток» предназначен для обеспечения поставок российского природного газа в Турцию и страны юго-восточной Европы через Черное море. Строительство газопровода направлено как на диверсификацию маршрутов экспорта российского газа и снижение транзитных рисков, так и на увеличение поставок газа.

Общая протяженность черноморского участка составит около 900 км. Максимальная глубина заложения - более 2 км.

Для реализации проекта на территории России потребуется строительство около 2400 км газопроводов диаметром 1420 мм и 10 КС.

Для сооружения сухопутных и морских участков будут использованы новые типы труб – толстостенные, повышенного класса прочности, с внутренним гладкостным покрытием.

Проектная производительность газопровода составит 63 млрд. м³/год.

Проект «Сила Сибири»

«Сила Сибири» станет общей газотранспортной системой для Иркутского (на базе Ковыктинского месторождения) и Якутского (на базе Чаяндинского месторождения) центров газодобычи, и будет транспортировать газ из этих центров через Хабаровск до Владивостока.

На первом этапе будет построен магистральный газопровод «Якутия - Хабаровск - Владивосток», на втором этапе Иркутский центр будет соединен газопроводом с Якутским центром.

Суммарная протяженность строительства новых газопроводов в рамках реализации проекта составит более 4 000 км (МГ «Якутия - Хабаровск – Владивосток» - около 3200 км, газопровод из Иркутской области в Якутию - порядка 800 км). Газопроводы диаметром 1420 мм будут рассчитаны на давление 9,8 МПа.

Производительность новой сети газопроводов составит 61 млрд. м³/ год.

Газопровод Мурманск - Волхов

Газопровод «Мурманск – Волхов» позволит обеспечить поставки газа со Штокмановского месторождения для потребителей Северо-Западного региона России и экспортных поставок по газопроводу «Северный поток». Протяженность запланированного к строительству газопровода составляет 1365 км. Газопровод будет выполнен из труб диаметром 1420 мм, рассчитанных на рабочее давление 9,8 МПа. Производительность газопровода, с учетом поставок газа

потребителям Мурманской области и Республики Карелия, составит 26-50 млрд. м³/год, в зависимости от объемов добычи и производства сжиженного природного газа.

Из представленного обзора реализуемых в настоящее время основных строительных проектов можно увидеть, что современные газопроводы сооружаются из труб нового поколения - класса прочности K65, повышенной толщины стенки, рассчитанных на рабочее давление до 22 МПа, которые обладают совершенно иным набором эксплуатационных характеристик, по сравнению с трубами, из которых сооружены действующие сейчас газовые магистрали [15].

Также необходимо отметить еще одно важное отличие. Ныне действующая газотранспортная система работает в зоне допустимых рисков благодаря многониточному исполнению основных транспортных коридоров, закольцованности магистральных газопроводов на европейской территории и достаточно высокой емкости подземных хранилищ газа, с возможностью существенного суточного отбора продукта в осеннее - зимний период. В результате, несмотря на существующую частоту аварий и инцидентов, отказ каких-либо участков магистральных газопроводов не вызывает нарушений ни в экспортных поставках газа, ни в подаче газа внутренним потребителям страны.

Вновь же строящиеся газопроводы не будут обладать подобной инфраструктурой для работы в зоне допустимых рисков, и каждый отказ, особенно на начальном этапе функционирования, приведет к снижению добычи газа и, в зависимости от сезона, к сокращению подачи газа потребителям [23]. То есть, в начальный период они будут работать в зоне критического, или даже катастрофического риска, при котором любой инцидент может привести к недопустимым последствиям.

Таким образом, анализируя представленные сведения можно выделить два основополагающих момента, которые определяют сложившиеся реалии эксплуатации газопроводов ЕСГ:

- большинство основных газотранспортных коридоров либо уже превысили, либо приближаются к 30 летнему сроку эксплуатации, и в ближайшей перспективе существенного снижения загрузки или замены магистралей не предвидится;

- современные газопроводы существенно отличаются от построенных в 50 - 90 гг. как по технологическим особенностям и проектным характеристикам, так и по предъявляемым требованиям к уровню их надежности и безопасности.

В этой связи, актуальность приобретает задача постоянного повышения научно-технического уровня и эффективности выполняемых мероприятий по сопровождению эксплуатации газопроводов для обеспечения работоспособного состояния данных объектов.

Более детальное рассмотрение и обоснование сформулированного тезиса представлено в следующих разделах настоящей главы.

1.2 Статистика отказов магистральных газопроводов

Аварийность является ключевым показателем, характеризующим общее техническое состояние газопроводов, и весь комплекс выполняемых профилактических мероприятий направлен в конечном итоге на снижение данного показателя.

Проведенный анализ статистики отказов на газопроводах ПАО «Газпром», представленный на рисунке 1.3, показал, что начиная с 2002 года аварийность имела ярко выраженную тенденцию к снижению и, достигнув минимума в 2010 году, стабилизировалась.

Причиной такого благоприятного тренда являлось выполнение комплексных программ по поддержанию ЛЧ МГ в работоспособном состоянии, и в первую очередь реализация «Программы по ремонту изоляционных покрытий магистральных газопроводов на период 2004-2010 гг.» и «Программы комплексного капитального ремонта линейной части магистральных газопроводов ПАО «Газпром» на 2011-2015 гг.».

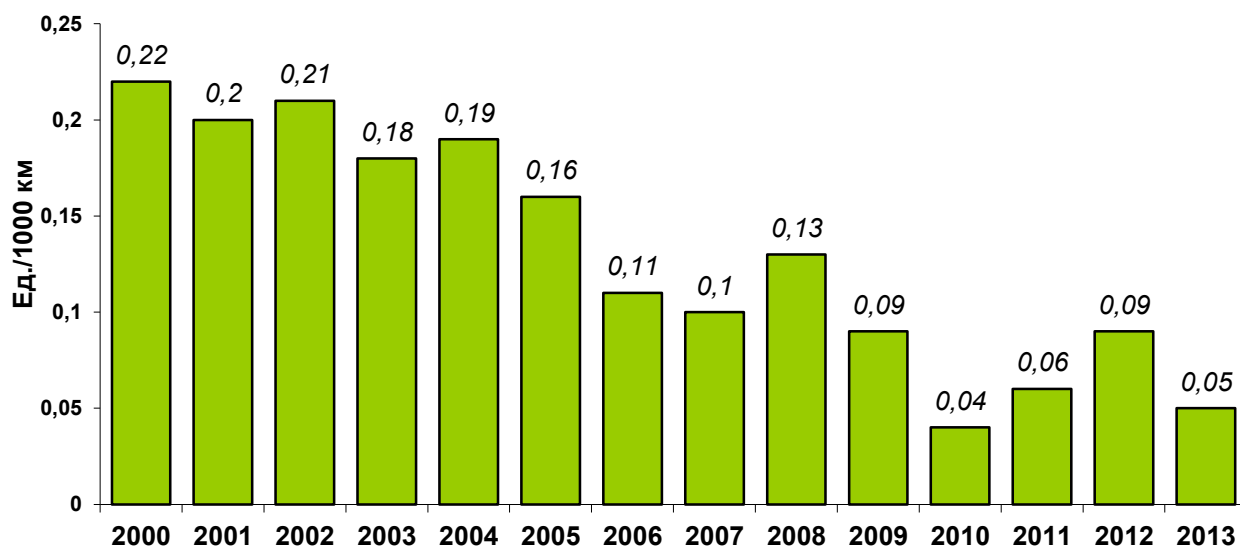


Рисунок 1.3 - Уровень аварийности на газопроводах ПАО «Газпром»

(в количестве аварий на 1000 км)

Оценить масштабы проводимых профилактических мероприятий можно по представленным в таблице 1.2 данным.

Таблица 1.2 - Объемы работ по поддержанию работоспособного состояния ЛЧ МГ

Наименование работ	Объем выполнения работ по годам				
	2006	2007	2008	2009	2010
Обследования газопроводов					
Внутритрубная дефектоскопия (ВТД), км	16 936	17 176	19 780	17 681	21 779
Электрометрические обследования, км	14 657	18 016	17 587	12 015	20 484
в том числе комплексные, км	12 599	15 690	14 310	10 596	19 306
Приборно-водолазное обследование подводных переходов (ниток), шт.	1 498	1 311	1 301	1 035	1 146
Ремонтные работы					
Замена участков газопроводов, км	562	516	564	403	608
Переизоляция, км	2 036	2 181	2 180	1 981	1 819
Капитальные ремонты переходов:					
подводные переходы (нитки), шт.	195	166	141	118	113
воздушные переходы, шт.	47	36	37	74	64
переходы через а/д и ж/д, шт.	131	191	212	169	161

В тоже время, не смотря на колоссальные объемы ежегодно выполняемых диагностических и ремонтных работ, аварийность газопроводов до сих пор остается серьезной проблемой. И если принять во внимание рассмотренный возраст газотранспортной системы ПАО «Газпром», то при сохранении существующих подходов к планированию и выполнению профилактических мероприятий, даже представленных объемов работ в скором времени будет не достаточно для обеспечения приемлемого уровня надежности газопроводов.

Для понимания основных причин и факторов, снижающих эффективность выполняемого ремонтно-технического обслуживания газовых магистралей, были детально проанализированы случаи происходивших на них аварийных разрушений.

На рисунке 1.4 приведены данные по авариям на газопроводах, вызванным естественными дефектами и повреждениями труб [106]. Из представленной статистики исключены аварии, связанные со случайными или умышленными повреждениями техногенного происхождения, а также со стихийными бедствиями. Сделано это намеренно, поскольку воздействовать на природные явления в настоящее время не представляется возможным, а совершенствование культуры производства работ и качества надзора за их выполнением не являлось темой проводимых исследований.

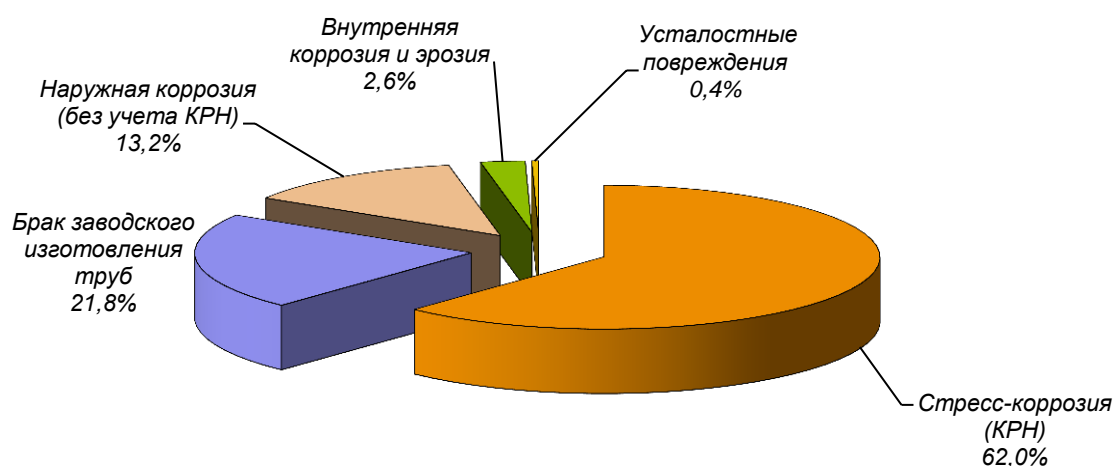


Рисунок 1.4 - Структура причин аварийных разрушений газопроводов за период 1991 - 2005 гг., связанных с естественными дефектами и повреждениями труб

Полученная диаграмма демонстрирует, что наибольшее число разрушений произошло по причине образования на трубах стресс-коррозионных дефектов, являющихся, несомненно, главной проблемой эксплуатируемых газопроводов в последние десятилетия.

Более интересным является тот факт, что на втором месте находятся аварии по причине брака заводского изготовления труб. Углубленный анализ, выполненный в работе [106], показал, что аварии по данной группе причин происходили на газопроводах в возрасте в среднем от 15 до 30 лет и были связаны с дефектами, представленными на рисунке 1.5.

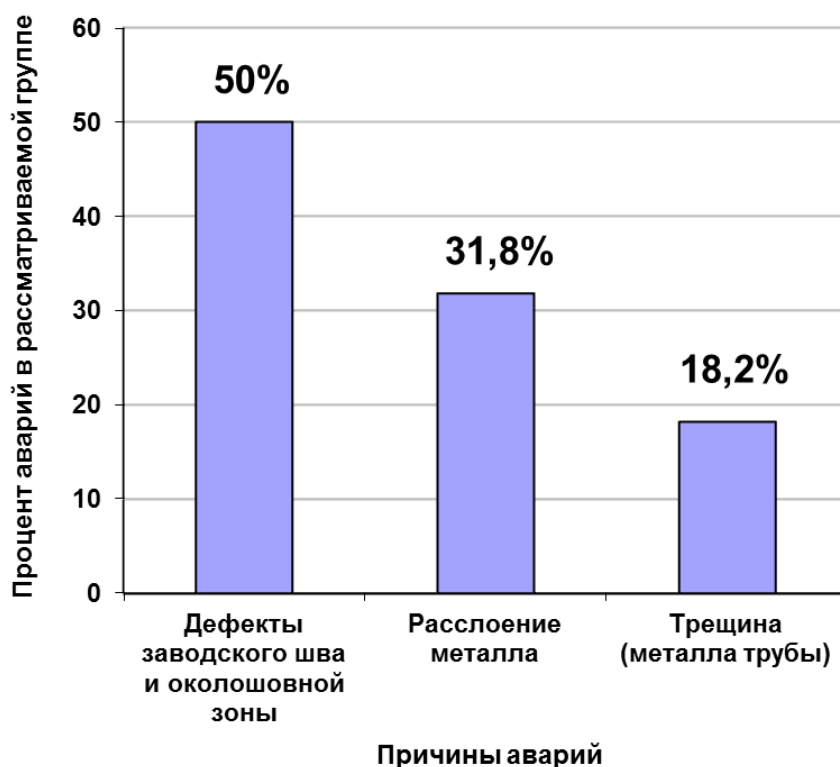


Рисунок 1.5 - Структура аварийности газопроводов по причине брака заводского изготовления труб

Наиболее частой причиной разрушений в этой группе являлись дефекты заводской сварки труб. Большинство таких случаев приходилось на трубы из сталей марок 17Г1С (производства Челябинского трубопрокатного завода (ЧТПЗ)), Х70 (производства Харцызского трубного завода (ХТЗ)), 15ГСТЮ (производства Волжского трубного завода (ВТЗ)). При этом в очаге разрушения в

большинстве случаев обнаруживались трещины по линии сплавления или в зоне термического влияния заводских швов.

Второй по частоте причиной аварий в рассматриваемой группе являлись металлургические дефекты типа расслоения металла труб. Чаще всего в очаге разрушения обнаруживались расслоения на трубах из сталей марок 17ГС и 19Г производства ЧТПЗ, а также на трубах французской поставки.

Третье место занимают аварии по причине трещин в основном металле труб, признанных в актах технического расследования дефектами заводского производства. Наибольшее число подобных происшествий наблюдалось на трубах марки 17Г1С (производства ЧТПЗ и ВТЗ), а также марок 14Г2САФ (ЧТПЗ), 17Г2СФ (ВТЗ), и трубах чехословацкой поставки. Образование трещин объяснялось, как правило, дефектами технологии изготовления труб и листового проката.

Из представленных сведений можно заключить, что аварии, отнесенные в группу причин «брак заводского изготовления труб», происходили в результате образования одиночных трещин в местах, не содержащих каких-либо ярко выраженных концентраторов напряжений. Данное утверждение можно отнести и к авариям, в очаге которых обнаруживались расслоения, поскольку ориентированы они были, как правило, вдоль проката, и не имели выхода на поверхность, что, как установлено, не приводит к снижению несущей способности и сопротивляемости разрушению дефектного участка [13].

Группирование аварийных разрушений газопроводов по маркам сталей труб дает картину, представленную на рисунке 1.6 [106]. Видно, что наибольшее количество подобных случаев происходило на трубах марок сталей Х70 (легированная сталь контролируемой прокатки) и 17Г1С (низколегированная нормализованная сталь), причем доминирующими причинами разрушения являлись стресс-коррозия и брак заводского изготовления труб. Однако данная статистика говорит больше не о низких эксплуатационных характеристиках данных сталей, а об их преимущественном использовании для сооружения газопроводов. Принципиально же аварии происходили

практически на всех типах сталей, применявшихся при строительстве газовых магистралей.

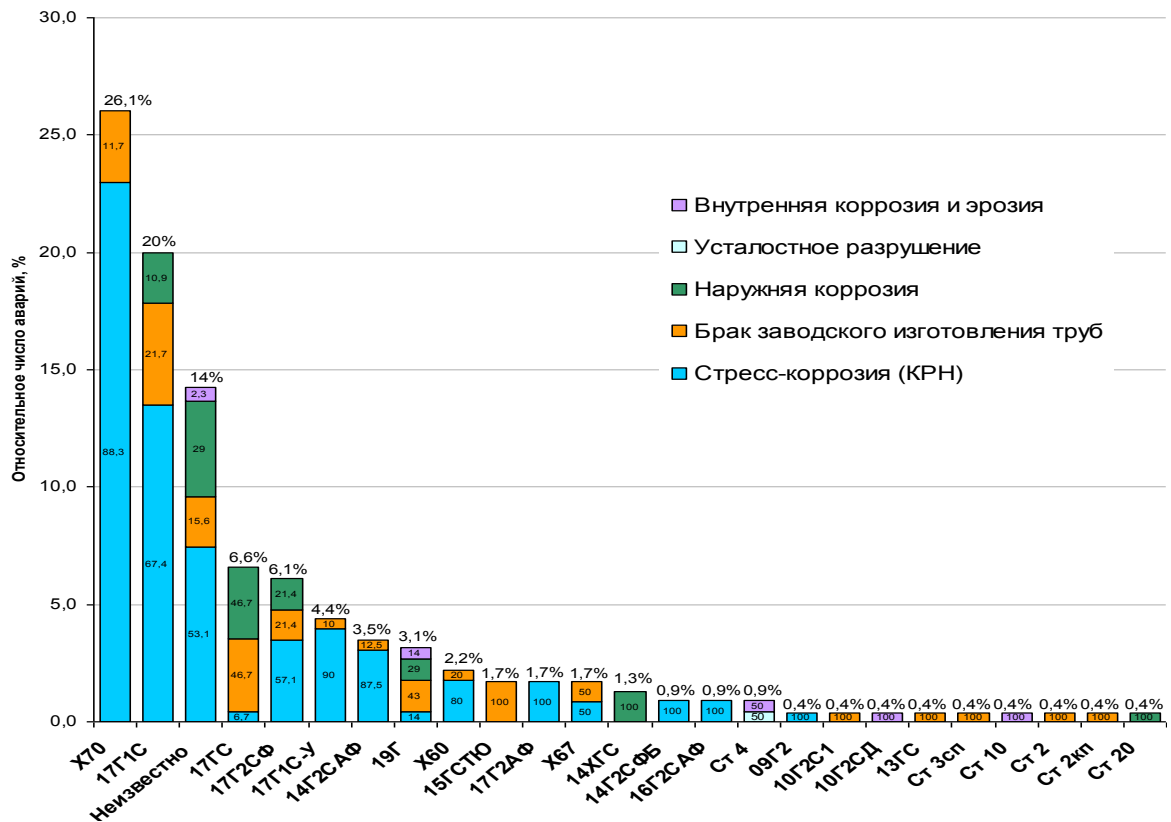


Рисунок 1.6 - Статистика аварийности газопроводов по причинам естественного повреждения труб за период 1991 - 2005 гг., в зависимости от марок сталей

Важной статистической информацией, позволяющей выделить еще один фактор, влияющий на аварийность газопроводов, является удаленность очага разрушения от выходной КС. В работе [29] при анализе 169 аварий на 56 газопроводах диаметром от 720 до 1420 мм, за период с 1990 по 2000 год, был получен результат, представленный на рисунке 1.7.

Приведенные сведения, показывающие ярко выраженное снижение количества отказов, по мере удаления очагов разрушения от выходной КС, подтверждают высокое влияние режима эксплуатации на работоспособность газопроводов. Ведь известно, что для «горячих участков» вблизи выходной КС характерно как повышенное давление, так и повышенная нестационарность нагружения [60].

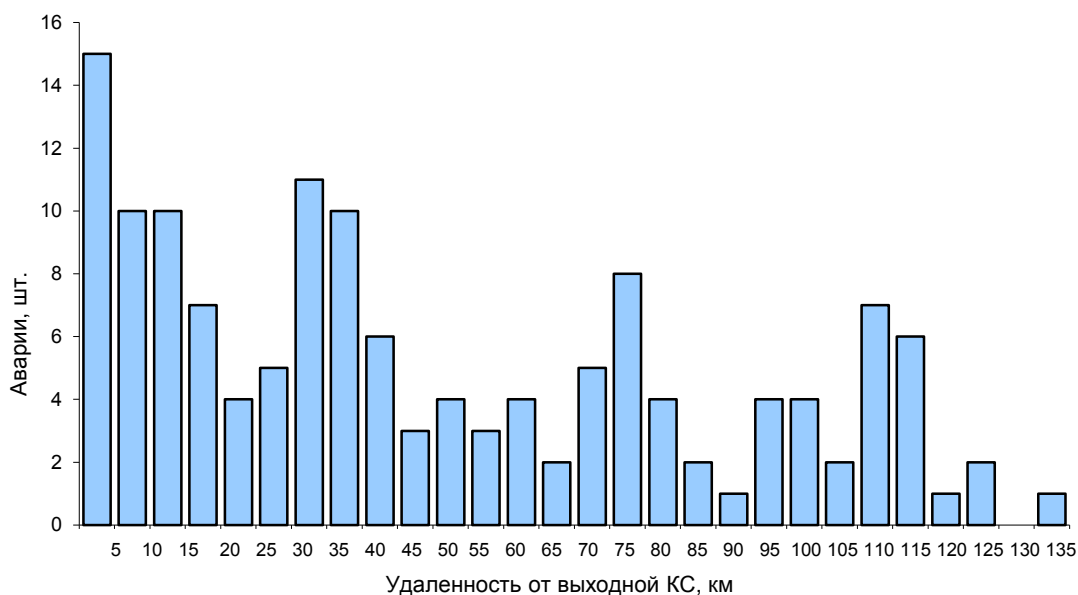


Рисунок 1.7 - Распределение аварий на газопроводах, в зависимости от удаленности очага разрушения от выходной КС

В рамках проводимых исследований ключевой статистической информацией являлась зависимость аварийности от срока службы газовых магистралей. В той же работе [29] анализ разрушений газопроводов в период 1990 - 2000 гг. показал возрастную структуру отказов, представленную на рисунке 1.8.

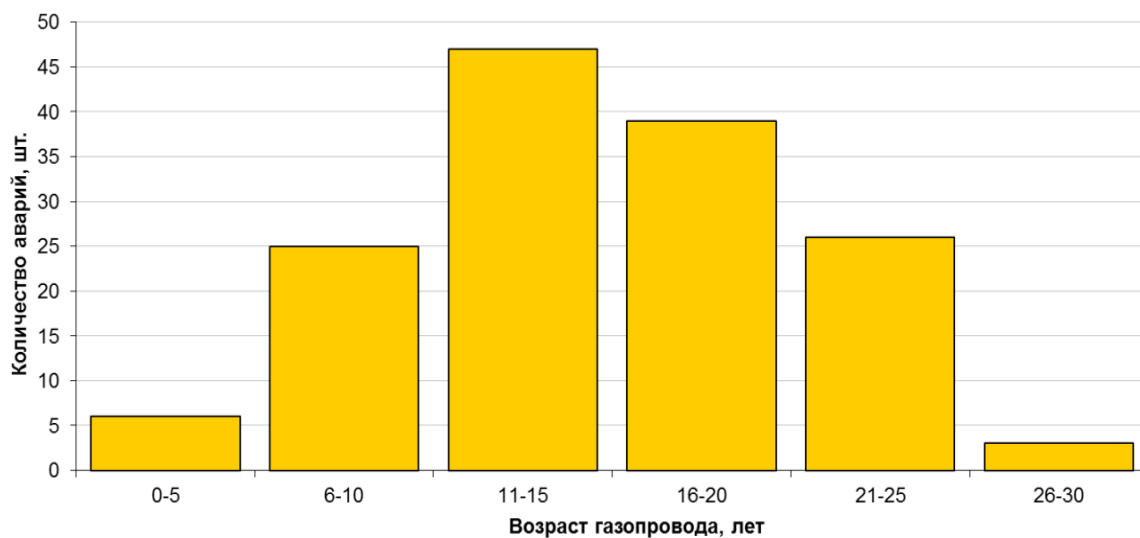


Рисунок 1.8 - Распределение аварий на газопроводах в период 1990 – 2000 гг., в зависимости от срока службы

В первом приближении можно увидеть, что пик аварийности приходится на газопроводы в возрасте 10 - 20 лет, после чего она резко падает. Разрушений же газопроводов старше 30 лет вообще не зафиксировано. Однако если обратиться к графику объемов ввода новых газопроводов по годам (рисунок 1.1), то станет видно, что возрастная группа 10 – 20 лет из рисунка 1.8 как раз соответствует пику строительства газовых магистралей, что объясняет их большую аварийность.

Поскольку эти же газопроводы, построенные в период 1975 – 1990 гг., к настоящему времени имеют более чем 30 летнюю эксплуатацию, также являясь основными транспортными коридорами, проведенный автором анализ 26 аварийных разрушений, произошедших в период 2010 – 2014 гг., показал совершенно иную картину (рисунок 1.9). Почти 75% аварий зафиксировано на газопроводах старше 30 лет, притом, что их доля в общей протяженности ЕСГ на момент исследования составляла около 40%.

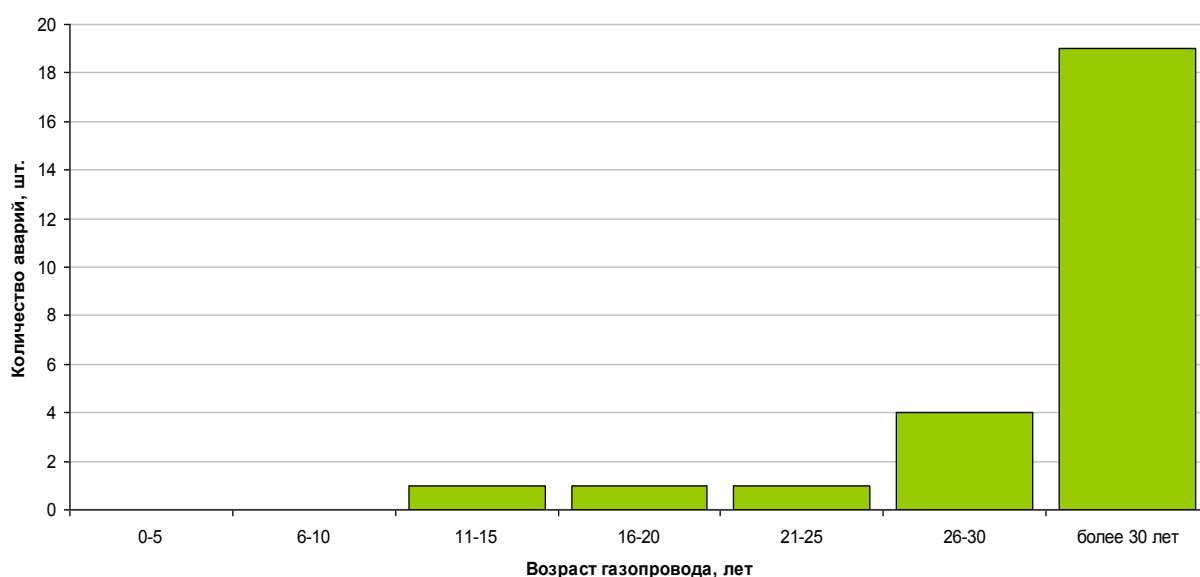


Рисунок 1.9 - Распределение аварий на газопроводах в период 2010 – 2014 гг., в зависимости от срока службы

Кроме того, интересные результаты получены в ходе анализа причин разрушений газопроводов за рассматриваемый период времени. Более 70% разрывов были вызваны образованием трещин в местах, не содержащих явных

концентраторов напряжений. Причиной 50% таких аварий в актах расследований определено коррозионное растрескивание металла, в остальных 50% случаев - «брак заводского изготовления труб» или «прочее».

Изучение статистических данных позволило показать актуальность проблемы аварийности на газопроводах, а также в общих чертах обозначить вклад различных факторов в формирование существующей картины надежности ЕСГ. Следующей поставленной задачей являлась более детальная оценка влияния текущих особенностей эксплуатации газопроводов на эффективность мероприятий по поддержанию их работоспособности.

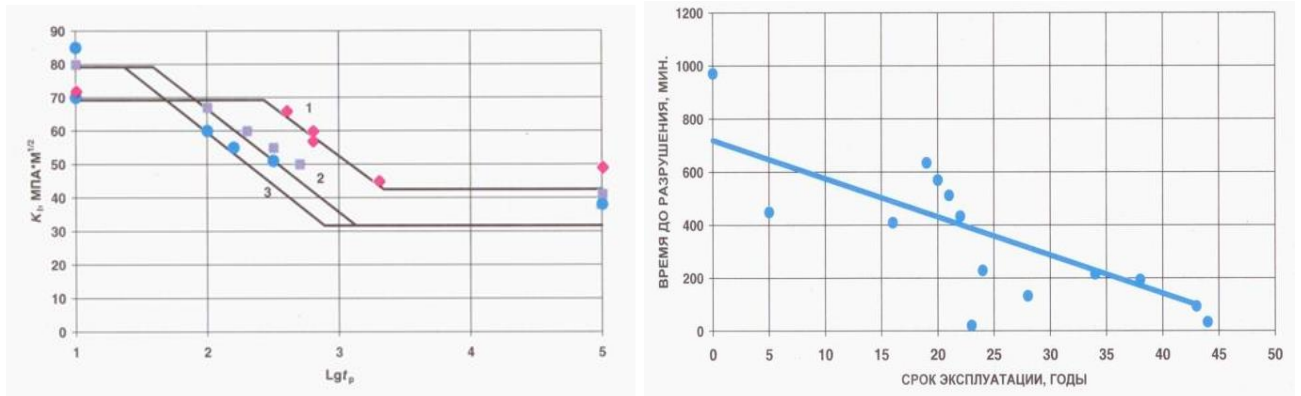
1.3 Анализ критических дефектов при разрушении газопроводов

Текущие особенности эксплуатации газопроводов могут характеризоваться воздействием широкого спектра факторов, не учитываемых на стадии проектирования. Одним из наиболее значимых из них является возможность изменения металлом труб в процессе службы своих исходных нормативных свойств. Исследованиям данного вопроса посвящено множество работ и результаты большинства из них, так, или иначе, свидетельствуют о существовании тенденции к снижению рабочих характеристик металла труб в процессе эксплуатации нефте- и газопроводов [3, 5, 49, 51, 55, 56, 74, 97, 115, 121, 122, 123, 174, 185, 186].

К примеру, в работе [174] при исследовании долговечности металла труб после длительной эксплуатации были получены результаты, представленные на рисунке 1.10. В работе [121] изучение механических характеристик темплетов различных сталей, вырезанных после 25 лет службы из различных по удаленности от КС участков газопровода, показало картину, приведенную на рисунке 1.11.

Учитывая представленные сведения, а также возможное влияние ряда других факторов, возникает вопрос об эффективности использования для оценки сопротивляемости разрушению газопроводов (особенно длительно

эксплуатируемых), подходов и критериев, которые разрабатывались для новых магистралей, испытывающих проектные нагрузки.



а

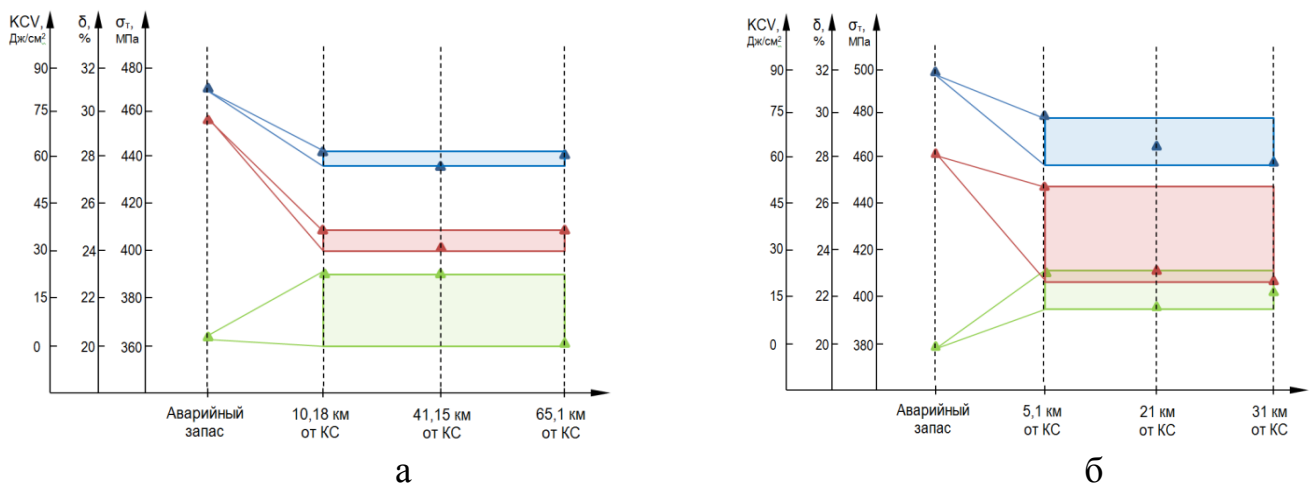
б

1 – исходное состояние; 2 – металл после эксплуатации; 3 – металл после эксплуатации в зоне аварийного разрушения

Рисунок 1.10 - Изменение характеристик долговечности металла труб после длительной эксплуатации газопроводов

а - испытания на замедленное разрушение металла труб из стали 17ГС;

б - влияние срока эксплуатации на время до разрушения при испытании на замедленное хрупкое разрушение металла труб из сталей типа 17ГС



а

б

▲ - предел текучести (σ_T); ▲ - относительное удлинение (δ); ▲ - ударная вязкость (KCV)

Рисунок 1.11 – Сравнение механических характеристик металла труб из аварийного запаса и после 25 лет эксплуатации газопроводов

а – сталь 19Г; б – сталь 17Г1С

Для исследования данного вопроса была проведена оценка несущей способности стенки труб в очагах разрушений газопроводов, произошедших по причине образования коррозионных дефектов.

Аварии по причине образования трещин, рисок, вмятин и других дефектов не рассматривались, поскольку теоретические положения по сопротивляемости разрушению металлических конструкций с данными дефектами весьма сложны, и далеко не всегда находят экспериментальное подтверждение. В свою очередь, расчеты на прочность различных конструкций с протяженными дефектами потери металла, к которым относятся и коррозионные повреждения, базируются на фундаментальных критериях сопротивления материалов, многократно подтвержденных экспериментально.

На первом этапе оценивалась корректность применяемого в ПАО «Газпром» методического подхода к определению работоспособности участков газопроводов с коррозионными дефектами, изложенного в СТО Газпром 2-2.3-112 [149]. Для этого с участием автора проводились полигонные испытания трубной плети [32] (рисунок 1.12).



Рисунок 1.12 - Общий вид испытанной трубной плети

Для изучения влияния отдельных, а также взаимодействующих утонений стенки на несущую способность плети, на трубы наносились вышлифовки.

Схематичное изображение плети, а также расположение и размеры искусственных дефектов приведены на рисунке 1.13. Поверхность вышлифовок повторяла геометрию трубы, то есть остаточная толщина стенки в зоне поперечных и продольных вышлифовок в каждой точке была одинаковой. Края дефектов сглаживались для обеспечения плавного перехода к основному металлу.

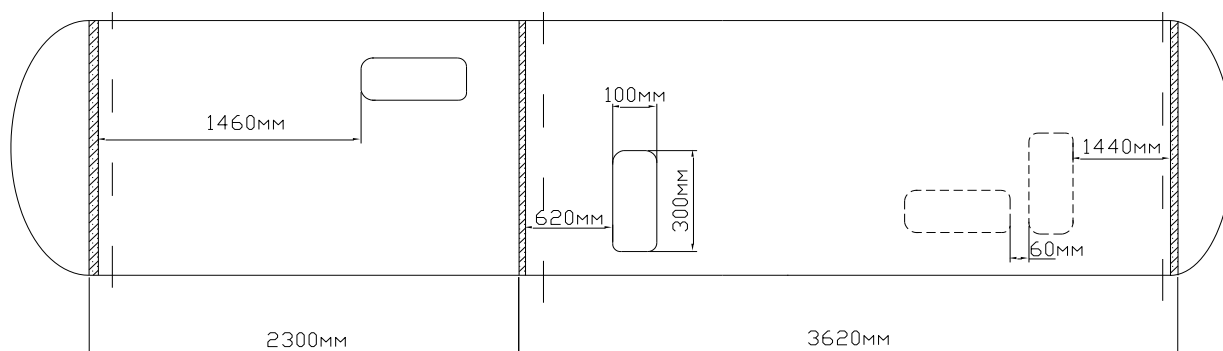


Рисунок 1.13 - Схематичное изображение подготовленной к испытаниям плети

Параметры подготовленной плети приведены в таблице 1.3. Фото нанесенных дефектов представлено на рисунке 1.14.

Таблица 1.3 - Параметры подготовленной к испытаниям плети

Показатель	Значение
Длина плети, L , мм	5 920
Марка стали труб	10Г2ФБ
Предел прочности стали σ_b , МПа	590
Толщина стенки δ , мм	13,5
Наружный диаметр D_n , мм	1020
<i>Размеры вышлифовки №1</i>	
Глубина d_1 , мм	7
Длина в горизонтальной проекции l_1 , мм	300
<i>Размеры вышлифовки №2</i>	
Глубина d_2 , мм	7
Длина в горизонтальной проекции l_2 , мм	100
<i>Параметры взаимодействующих дефектов</i>	
Глубина d_3/d_4 , мм	7/7
Длина в горизонтальной проекции l_3/l_4 мм	100/300
Расстояние между дефектами в горизонтальной проекции s , мм	60

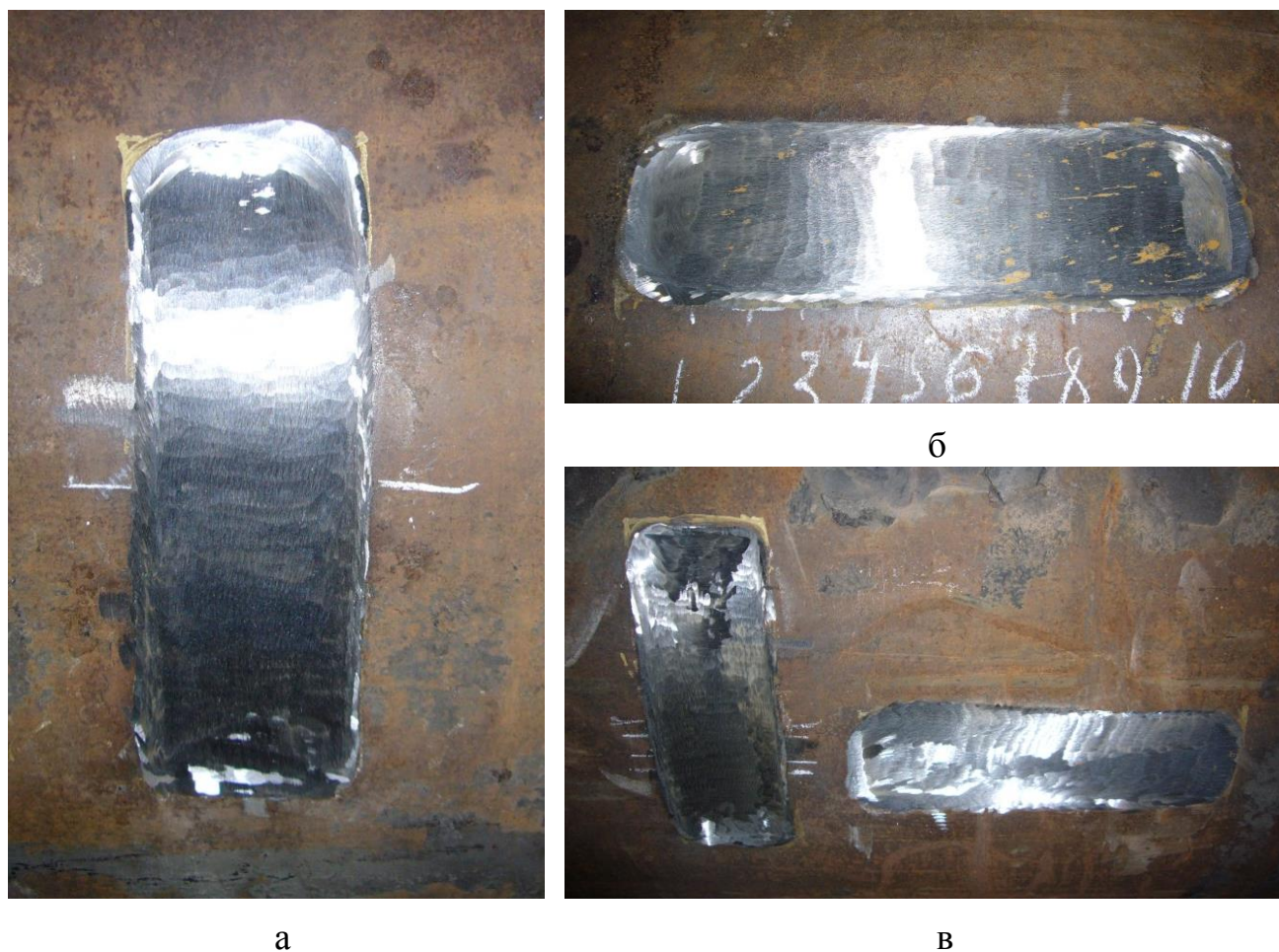


Рисунок 1.14 – Общий вид нанесенных на плетку искусственных дефектов потери металла

а – поперечная вышлифовка; б – продольная вышлифовка;

в – взаимодействующие вышлифовки

Реализованная программа испытаний представлена в таблице 1.4.

Таблица 1.4 - Программа испытаний трубной плетки

	1 этап	2 этап	3 этап
Вид нагружения	Статический подъем давления до 6,87 МПа, с выдержкой в течение 3 мин. каждые 0,98 МПа.	3 цикла нагружения с параметрами $P_{max}/P_{min} = 6,87/3,92$ МПа	Нагружение от 0 до разрушения

В результате нагружения разрушение плетки произошло в зоне продольной вышлифовки, расположенной в группе из двух взаимодействующих дефектов (рисунок 1.15) при давлении $P_{разр} = 11,77$ МПа.



Рисунок 1.15 – Общий вид разрушения плети

В соответствии с СТО Газпром 2-2.3-112 [149], при наличии одиночного поверхностного дефекта потери металла разрушающее давление трубы p_p рассчитывается по формуле:

$$p_p = \frac{2\delta\sigma_s \left(1 - \frac{d}{\delta}\right)}{(D_n - \delta) \left(1 - \frac{d}{\delta Q}\right)}, \quad (1.1)$$

где

$$Q = \sqrt{1 + 0,31 \left(\frac{l}{\sqrt{D_n \delta}}\right)^2}, \quad (1.2)$$

σ_s – предел прочности стали, МПа;

D_n - номинальный внешний диаметр трубы, мм;

δ - номинальная толщина стенки трубы, мм;

l - длина дефекта в осевом направлении, мм;

d - глубина дефекта, мм.

В случае, если не выполняется ни одно из условий:

$$\begin{cases} s_i > 2\sqrt{D_n \delta} \\ s_k > \pi\sqrt{D_n \delta} \end{cases} \quad (1.3)$$

где s_i, s_k – расстояния соответственно в продольном и кольцевом направлении между соседними дефектами, то такие дефекты необходимо рассматривать как взаимодействующие.

При расчете взаимодействующих дефектов сначала определяется разрушающее давление p_i для каждого i -го дефекта из N , имеющих на линии проекции, вне взаимосвязи с другими дефектами. Затем определяются параметры объединенного дефекта – длина l_{nm} :

$$l_{nm} = l_m + \sum_{i=n}^{m-1} (l_i + s_i), n, m = 1 \dots N, \quad (1.4)$$

и эффективная глубина d_{nm} :

$$d_{nm} = \frac{\sum_{i=n}^m d_i l_i}{l_{nm}} \quad (1.5)$$

После этого рассчитывается разрушающее давление для объединенного дефекта p_{nm} :

$$p_{nm} = \frac{2\delta\sigma_\epsilon \left(1 - \frac{d_{nm}}{\delta}\right)}{(D_n - \delta) \left(1 - \frac{d_{nm}}{\delta Q_{nm}}\right)}, \quad (1.6)$$

где

$$Q_{nm} = \sqrt{1 + 0.31 \left(\frac{l_{nm}}{\sqrt{D_n} \delta}\right)^2} \quad (1.7)$$

За разрушающее давление для текущей линии проекции принимается минимальное среди всех полученных значений для отдельных и объединенных дефектов:

$$p_p = \min(p_1, p_2, \dots, p_N, p_{nm}) \quad (1.8)$$

В результате подставления значений из таблицы 1.3 в соотношения (1.1) – (1.8) расчетное разрушающее давление испытанной трубной плети в зоне

взаимодействующих дефектов составило 10,74 МПа, что менее чем на 10% отличается от экспериментального значения.

Учитывая возможные отклонения как в параметрах наносимых дефектов, так и в свойствах металла, а также заложенную консервативность расчетной методики, было сделано заключение, что используемый в ПАО «Газпром» подход к оценке несущей способности труб с дефектами потери металла, изложенный в СТО Газпром 2-2.3-112 [149], позволяет получать результаты высокой точности.

Установив корректность рассмотренной методики, на втором этапе она использовалась для определения расчетного разрушающего давления в зонах коррозионных дефектов, послуживших причиной реальных аварий на газопроводах.

За основу брались данные, полученные в работе [28], где в результате обработки выполнена систематизация параметров коррозионных дефектов, приводивших к разрушению газопроводов (рисунок 1.16, таблица 1.5). Произведенные вычисления, а также сопоставление расчетных и фактических значений разрушающего давления показали, что последние в подавляющем большинстве случаев были существенно, а иногда и в несколько раз ниже первых, и только 4 аварии из 97 рассмотренных случаев произошли при давлении равном, или превышающем расчетное (таблица 1.6).

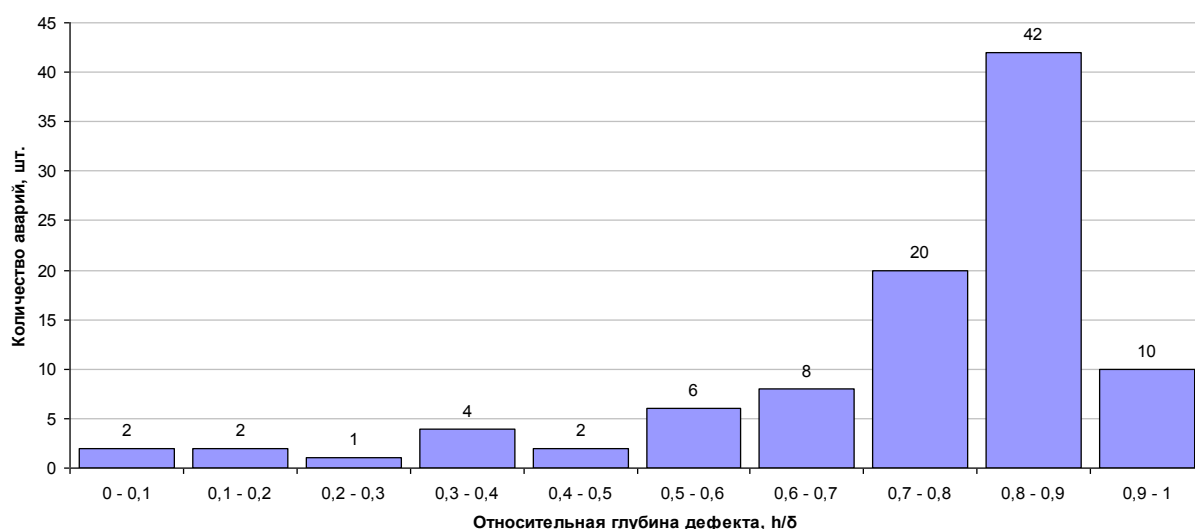


Рисунок 1.16 - Гистограмма распределения количества аварий на газопроводах от относительной глубины приведших к разрушению коррозионных дефектов

Таблица 1.5 - Размеры коррозионных повреждений, приводивших к разрушению газопроводов

Диапазон относительной глубины дефектов, h/δ	Средние размеры коррозионных повреждений, мм	
	длина	ширина
0,0 - 0,1	211	183
0,1 - 0,2	488	124
0,2 - 0,3	327	148
0,3 - 0,4	754	101
0,4 - 0,5	800	190
0,5 - 0,6	565	91
0,6 - 0,7	1007	94
0,7 - 0,8	552	70
0,8 - 0,9	897	296
0,9 - 1,0	793	650

Таблица 1.6 – Сопоставление расчетного и фактического давления разрушения газопроводов

Диапазон отношения фактического P_p (факт.) и расчетного P_p (расч.) давления разрушения газопроводов	Доля от общего количества анализируемых аварий, %
P_p (факт.) $< 0,5P_p$ (расч.)	18
$0,5P_p$ (расч.) $\leq P_p$ (факт.) $< 0,6P_p$ (расч.)	14
$0,6P_p$ (расч.) $\leq P_p$ (факт.) $< 0,7P_p$ (расч.)	20
$0,7P_p$ (расч.) $\leq P_p$ (факт.) $< 0,9P_p$ (расч.)	28
$0,9P_p$ (расч.) $\leq P_p$ (факт.) $< P_p$ (расч.)	16
P_p (факт.) $\geq P_p$ (расч.)	4

Анализируя причины полученных результатов, можно прийти к выводу, что по мере увеличения срока службы все большее влияние на сопротивляемость газопроводов разрушению начинают оказывать фактические условия эксплуатации: характер нагружения, пространственное положение, температурный фактор, уровень наследственной и накопленной поврежденности металла, и т. д. Следовательно, применением одних только расчетных методик,

использующих нормативные и проектные характеристики газопроводов, невозможно достоверно оценить техническое состояние анализируемых объектов и разработать эффективные мероприятия по поддержанию их работоспособности. Ведь те дефекты, которые в рассмотренной статистике привели к аварийным разрушениям, по существующим нормам являются допустимыми и количество таких дефектов, обнаруживаемых и оставляемых в трубах при выполнении ремонтных работ, исчисляется десятками тысяч.

В качестве подтверждающего примера к сделанному заключению можно привести аварийное разрушение газопровода «Ленинград – Выборг – Госграница – 1», эксплуатируемого ООО «Газпром трансгаз Санкт-Петербург», произошедшее 12 марта 2013 года в Ленинградской области.

Данный газопровод сооружен в 1972 году из прямошовных труб стали 17ГС, диаметром 820 мм, толщиной стенки 8,5 мм и 11,5 мм.

Разрушение участка 55 – 84 км произошло после проведения капитального ремонта, в момент заполнения газом, при давлении в 3,14 МПа.

Распространение разрушения происходило в продольном направлении с «синусоидальными» отклонениями. Изучение излома показало преимущественно хрупкий механизм развития трещины с локальными участками вязкого разрушения.

Осмотр очага разрушения, находившегося на достаточной удаленности от кольцевых и продольных сварных соединений, не выявил наличия коррозионных и трещиноподобных дефектов. В зоне разрушения обнаружен дефект геометрии (возможно полученный механическим путем), с размерами 290x17 мм и глубиной до 0,1 мм.

Каких-либо нарушений температурных условий, режимов проведения предпусковых испытаний и других отклонений выявлено не было, а в качестве возможных причин аварии комиссией были названы микротрещины в зоне очага разрушения и напряженное состояние газопровода, вызванное проведением ремонтных работ на данном участке.

1.4 Организационно-техническая система поддержания работоспособности газопроводов ПАО «Газпром»

В соответствии с ФЗ №116 [168] газопроводы относятся к опасным производственным объектам, порядок обеспечения безопасной эксплуатации которых определяется документами федерального уровня [165 - 167]. Согласно данным документам, на газопроводах ЕСГ должна быть внедрена система управления промышленной безопасностью. С целью соблюдения указанных требований, в ПАО «Газпром» функционирует организационно-техническая система поддержания работоспособности газопроводов, схематизация которой представлена на рисунке 1.17.

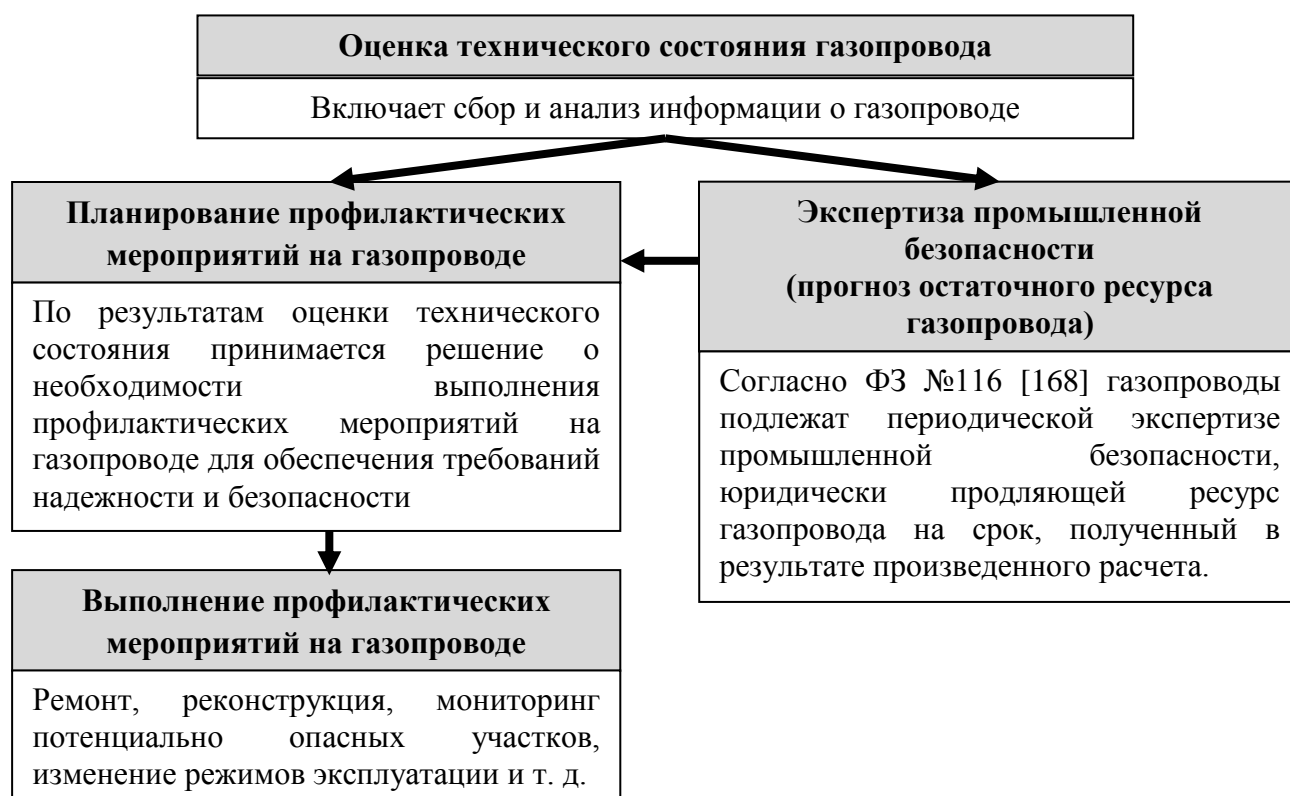


Рисунок 1.17 - Общая структура организационно-технической системы поддержания работоспособности газопроводов ПАО «Газпром»

Ключевым звеном в этой системе, определяющим, по сути, эффективность ее функционирования, является этап оценки технического состояния участков газопроводов.

В настоящее время нормативной базой, регламентирующей методологию комплексной оценки технического состояния магистральных газопроводов, являются стандарты ПАО «Газпром» [107, 151, 155]. Согласно этим документам, порядок выполнения указанных работ должен соответствовать приведенному на рисунке 1.18 алгоритму.

Рассматривая данную структурную схему, можно увидеть, что в ней предусмотрен анализ и оценка всех ключевых факторов и процессов, способных негативно повлиять на сопротивляемость газопровода разрушению, в том числе возможность накопления металлом поврежденности и изменения его свойств, особенности фактического нагружения, пространственное положение участка газопровода и т. д. То есть в теории, системообразующие нормативные документы предусматривают сбор и обработку максимального количества фактических сведений, характеризующих условия эксплуатации и текущее состояние анализируемого участка газопровода.

В свою очередь, на практике выполнение функционального диагностирования газопроводов и разработка на основании полученных данных профилактических мероприятий происходит по-другому.

В качестве примера можно привести два независимых подхода, применяемых для планирования ремонтных работ на газопроводах.

Первый подход изложен в СТО Газпром 2-2.3-750 [152]. Он заключается в определении и сравнении приоритетности вывода участков газопроводов в ремонт, которая вычисляется путем оценки восьми критериальных показателей:

- плотность труб со стресс-коррозионными дефектами;
- плотность труб с дефектами глубиной более 15 % от толщины стенки;
- количество труб с дефектными продольными (спиральными) швами;
- количество труб с дефектными стыковыми сварными соединениями;
- длина участков с поврежденной изоляцией;
- длина участков под воздействием блуждающих токов;
- длина участков с пониженным потенциалом;
- длина участков с высокой и повышенной коррозионной активностью.

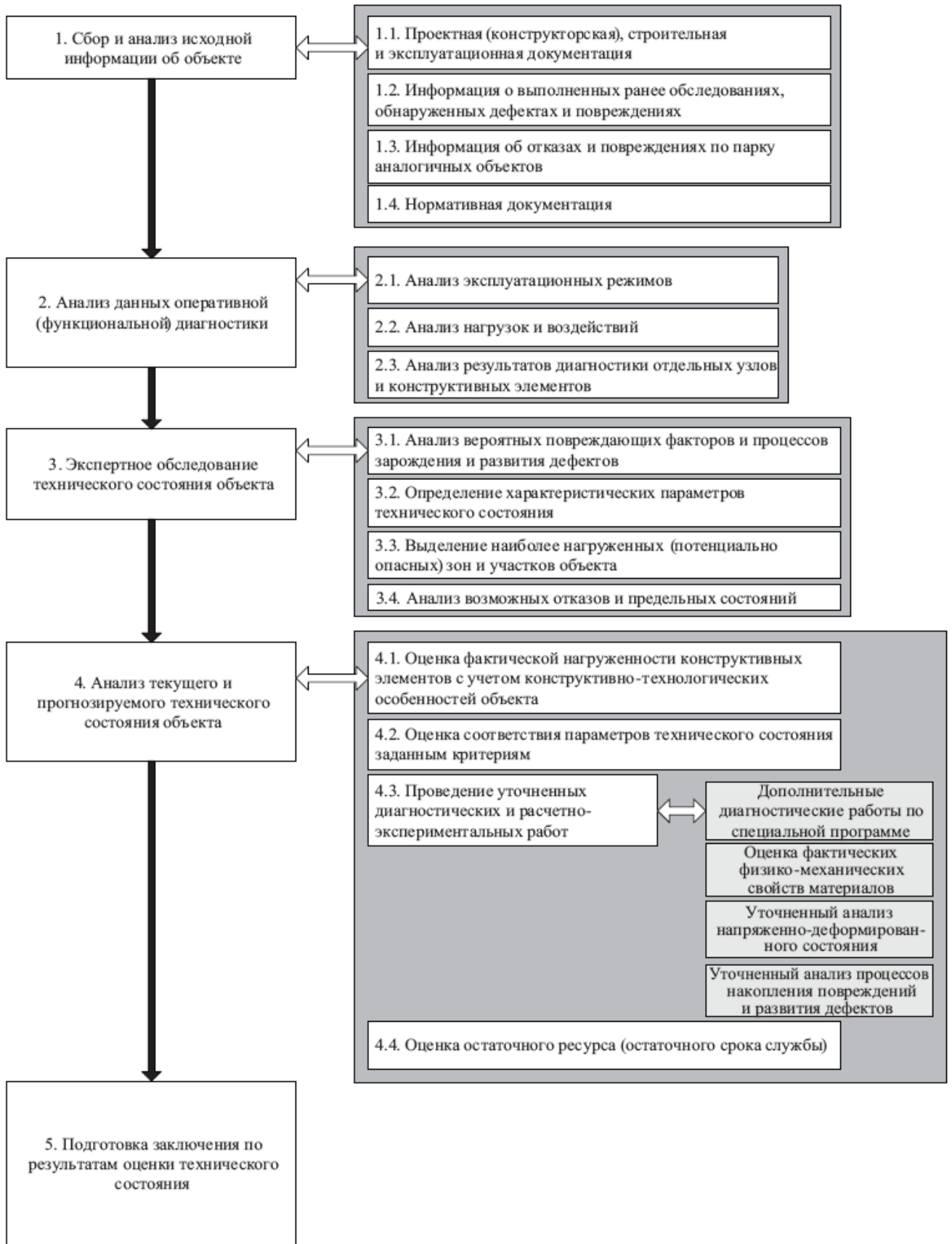


Рисунок 1.18 - Общий алгоритм комплексной оценки технического состояния участка газопровода

Первые четыре приведенных показателя оценивают дефектность анализируемого участка, которая определяется по результатам ВТД и дополнительного приборного обследования газопровода в шурфах. Остальные оценивают предрасположенность участка газопровода к возникновению коррозионных и стресс-коррозионных повреждений, и определяются по результатам выполнения электрометрических обследований и обследований в шурфах.

Другой подход изложен в Р Газпром 2-2.3-691 [131]. Его использование предполагает сбор и автоматизированную обработку широкого спектра информации, характеризующей как параметры и состояние анализируемого участка газопровода, так и свойства окружающей среды, объектов инфраструктуры, технические возможности эксплуатационных служб и т. д. Всего в рамках получения исходной данных предусматривается сбор данных по 75 разделам (см. приложение А в Р Газпром 2-2.3-691 [131]). Затем производится расчет четырех групп показателей:

- показатели надежности: определяются в результате расчета на прочность и долговечность обнаруженных дефектов труб;

- показатели ожидаемой частоты аварий: определяются в результате обработки данных об аварийности анализируемого участка газопровода за время эксплуатации, о проводимом обслуживании и ремонте участка, о природно-климатических и гидрологических условиях прокладки и т. д.;

- показатели ожидаемого ущерба: определяются в результате обработки данных о конструктивных и технологических параметрах участка газопровода, метеорологических условий в зоне прокладки, характеристик объектов социального, природного и хозяйственно-промышленного окружения участка, их стоимостных параметров, характеристик сил и средств аварийного реагирования и т. д.;

- показатели техногенного риска эксплуатации: определяются в результате обработки предыдущих трех показателей и ряда других данных,

характеризующих экономические и технологические особенности анализируемого участка газопровода и его окружения.

В итоге вычисляются плановые и контролируемые показатели, оценивая которые, с учетом значимости участка и выделяемых лимитов, формируется программа выполнения капитальных и выборочных ремонтов на газопроводах ЕСГ.

Каждый из описанных подходов имеет свои преимущества и недостатки.

Преимуществом подхода, изложенного в Р Газпром 2-2.3-691 [131], является глобальная аналитическая оценка показателей ожидаемого ущерба от аварий и важности (политической, стратегической) анализируемых участков.

Его недостатком является модель расчета показателей надежности участка газопровода, основанная только на данных ВТД. Несмотря на то, что ВТД является наиболее простым и быстрым способом получения информации о дефектности газопроводов, на сегодняшний день возможности современных внутритрубных снарядов не позволяют получать достоверные результаты обследований, не нуждающиеся в дополнительной корректировке или уточнении методами наружного диагностирования [27, 172].

В подтверждение изложенному, в работе [33] проводились исследования по сравнению результатов ВТД и наружного приборного обследования (отбраковки труб), выполнявшегося в рамках капитального ремонта участков газопроводов.

Для выполнения анализа было выбрано 11 участков, эксплуатируемых ООО «Газпром трансгаз Югорск» и ООО «Газпром трансгаз Чайковский». Участки разбивались на трубы и для каждой из них определялись характеристики дефектов (тип, размеры и местоположение), обнаруженных при ВТД и при отбраковке. Затем проводилось сравнение полученных данных и отнесение дефектов к 4 различным группам (таблица 1.7):

- дефекты, выявленные только по результатам ВТД;
- дефекты, выявленные только по результатам отбраковки труб;
- дефекты, выявленные при ВТД и при отбраковке, размеры которых нельзя считать сопоставимыми;

- сопоставимые дефекты: данную группу составляли дефекты одного типа, со схожим расположением на трубе, отношение произведений геометрических размеров которых не превышало пяти.

Таблица 1.7 - Количество дефектов по группам

Группа дефектов	Количество дефектов, шт.
Неподтвержденные дефекты, выявленные при ВТД	828
Дефекты, выявленные дополнительно при отбраковке	17210
Дефекты, выявленные при ВТД и при отбраковке, но не сопоставимые	3134
Сопоставимые дефекты	2021

Для сопоставимых дефектов рассчитывались отношения соответствующих геометрических размеров (таблица 1.8).

Таблица 1.8 - Отношения размеров сопоставимых дефектов, обнаруженных при ВТД и при отбраковке

Сопоставляемый параметр	Значение
Среднее отношение длины (отбраковка/ВТД)	0,96
Среднее отношение ширины (отбраковка/ВТД)	1,68
Среднее отношение глубины (отбраковка/ВТД)	1,28
Среднее отношение площади дефектов (отбраковка/ВТД)	1,22

В результате, достоверный уровень выявления дефектов по результатам ВТД, то есть отношение количества подтвержденных дефектов, обнаруженных ВТД, к фактическому количеству дефектов, составил $\approx 9,1$ %.

Поскольку целью проведения ВТД является обнаружение наиболее крупных, опасных дефектов, в работе была оценена достоверность выявления дефектов глубиной более 20% от толщины стенки трубы, составившая 37%.

Также следует обратить внимание на результаты, приведенные в таблице 1.8. Как видно, размеры дефектов, определенные по результатам ВТД, могут существенно отличаться от истинных размеров, в том числе и по наиболее важному параметру - глубине.

Таким образом, использование для расчетов показателей надежности в подходе из Р Газпром 2-2.3-691 [131] данных ВТД зачастую может приводить к некорректным результатам.

Отсюда становятся понятными преимущества подхода к определению приоритетности вывода участков газопроводов в ремонт, изложенного в СТО Газпром 2-2.3-750 [152]. Согласно примененной там методике, оценку дефектности газопровода производят не только на основании данных ВТД, но и с учетом результатов дополнительных обследований в шурфах. Целью проведения таких обследований является установление истинной картины дефектности газопровода, состояния изоляционного покрытия, а также корректировка результатов ВТД.

Однако ни первый, ни второй подход, как видно, не учитывают всего спектра факторов, анализ которых предусмотрен в стандартах [151, 155] (см. рисунок 1.19).

Схожая ситуация наблюдается и на этапе выполнения профилактических мероприятий - при капитальном и выборочном ремонте газопроводов. Одним из главных аспектов, определяющих эффективность проведения данных работ, являются применяемые нормы оценки дефектов. Анализируя существующие в ПАО «Газпром» нормативные документы, регламентирующие выбор методов и технологий ремонта труб [78, 130, 148, 150, 153], можно увидеть, что заложенные там алгоритмы оценки дефектов все также опираются на проектные характеристики газопровода и нормативные свойства металла труб.

Приведенный обзор состояния газовых магистралей России, а так же структуры функционирующей организационно-технической системы поддержания их работоспособности, позволил определить наиболее перспективный путь развития данной системы для обеспечения надежной и безопасной эксплуатации газопроводов в сложившихся условиях: получение максимально возможного количества достоверных сведений о текущем состоянии и особенностях эксплуатации анализируемых объектов. Для этой цели предложена новая концепция функционального диагностирования газопроводов,

основанная на применении высокоэффективных эмпирических методов исследования, предусматривающая использование полученных результатов при планировании и выполнении профилактических мероприятий на газопроводах (рисунок 1.19).

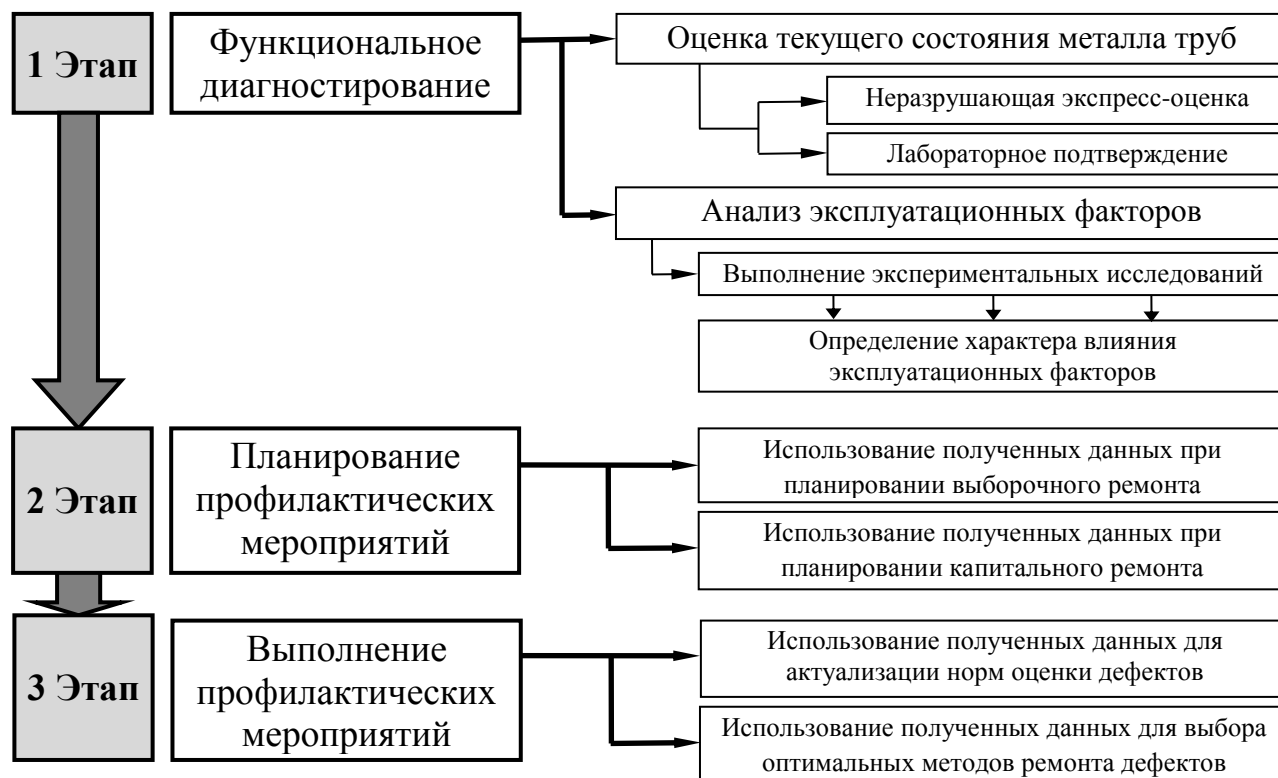


Рисунок 1.19 – Модернизация системы поддержания работоспособности газопроводов за счет совершенствования подходов к их обслуживанию

Реализации и воплощению отдельных структурных компонентов, представленных на рисунке 1.19, посвящены следующие главы диссертационной работы.

1.5 Выводы по главе 1

По результатам проведенных экспериментальных и аналитических исследований установлено:

1. Газопроводы ЕСГ находятся в состоянии устойчивого старения и выработки своего нормативного срока службы, что является главной проблемой

на пути обеспечения глобальной безопасности и надежности в системе транспорта газа.

2. С увеличением возраста работоспособность газопровода все сильнее начинает зависеть от фактических условий эксплуатации его локальных участков. В свою очередь, отсутствие указанных сведений не позволяет корректно оценить техническое состояние такого газопровода.

3. С целью повышения эффективности организационно-технической системы поддержания работоспособности газопроводов предложена новая концепция функционального диагностирования. Концепция основана на применении высокоэффективных эмпирических методов исследования и рассчитана на получение достоверных, актуальных сведений о текущем состоянии и условиях эксплуатации анализируемых объектов, и последующее использование данной информации при планировании и выполнении на них профилактических мероприятий.

Глава 2.

ИССЛЕДОВАНИЕ СПЕЦИФИЧЕСКИХ ФАКТОРОВ, ХАРАКТЕРИЗУЮЩИХ ЭКСПЛУАТАЦИЮ ГАЗОПРОВОДОВ

Проведенный в главе 1 обзор позволил установить, что выполняемые мероприятия в рамках функционирующей в ПАО «Газпром» организационно-технической системы поддержания работоспособности газопроводов в недостаточной степени опираются на данные, характеризующие текущее состояние и условия эксплуатации анализируемых объектов.

С целью совершенствования указанной системы в настоящей главе рассмотрены ключевые особенности эксплуатации газопроводов и приведены результаты исследований влияния ряда из них на сопротивляемость газопроводов разрушению.

2.1 Анализ особенностей эксплуатации газопроводов

2.1.1 Нагрузки и воздействия на газопровод

С точки зрения источников возникновения нагрузки и воздействия на газопровод принято разделять на функциональные, природно-климатические и техногенные (антропогенные) [52, 99]. К функциональным нагрузкам в первую очередь относят внутреннее давление, а кроме того - весовые нагрузки и температурные воздействия, обусловленные взаимодействием газопровода с перекачиваемым продуктом [137, 140]. Природно-климатические нагрузки вызываются контактом газопровода с окружающей средой (температурные воздействия, подвижки грунтов и т. д.) [99, 46]. Техногенные нагрузки связаны с непреднамеренным или, напротив, злонамеренным воздействием на трубопровод третьей стороны (удары ковшами экскаваторов, диверсии, падения тяжелых грузов на подводные и воздушные переходы и т. п.). Но поскольку данный вид нагрузок не имеет системного характера, не может быть спрогнозирован или

учтен при выполнении аналитических работ, в представленном разделе подобные нагрузки не рассматриваются.

Функциональные нагрузки (внутреннее давление)

Действующая в настоящее время нормативная документация, регламентирующая вопросы проектирования газопроводов, использует внутреннее давление перекачиваемого продукта в качестве основного параметра при выборе толщины стенки труб и прочностных характеристик стали для их изготовления. В соответствии с СП 36.13330.2012 [140], необходимую толщину стенки трубы определяют исходя из нормативного значения временного сопротивления металла при растяжении, диаметра трубы и максимального рабочего давления, с учетом предусмотренных нормами коэффициентов запаса. Введение коэффициентов запаса в расчетные формулы обусловлено попыткой учесть разброс свойств металла, качество сварных соединений и другие отклонения от нормативных характеристик.

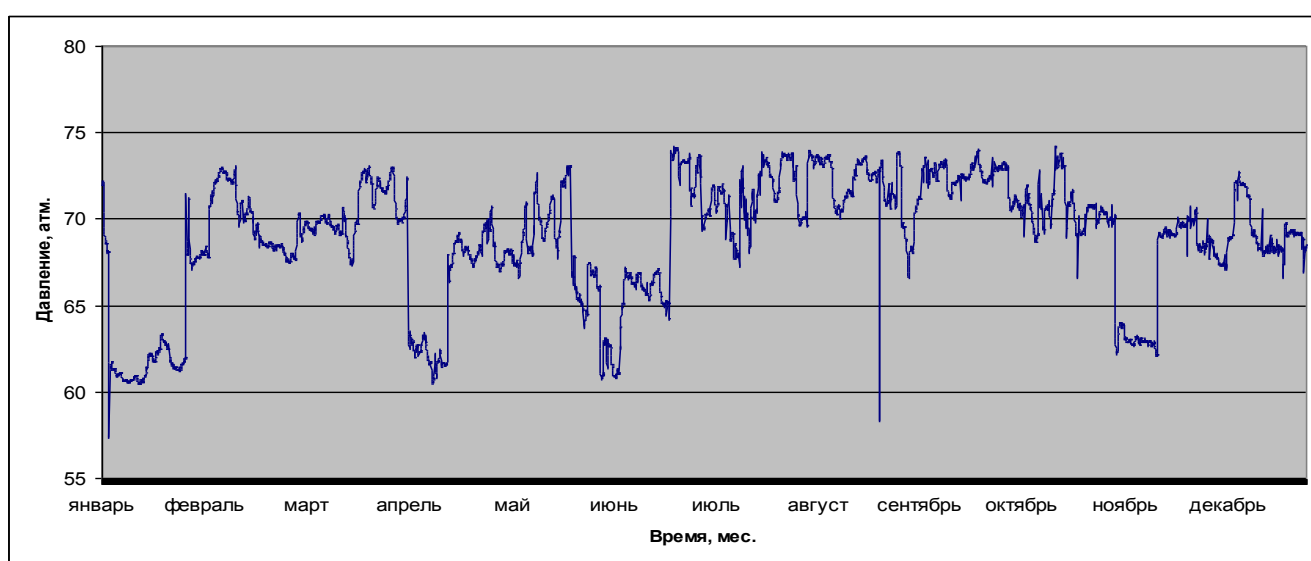
Однако, опыт расследования причин аварий на газопроводах, приведенный в разделе 1.2, свидетельствует о том, что разрушения зачастую не удается объяснить исчерпанием несущей способности локальной зоны трубы (в том числе и дефектной) под действием статических нагрузок. Подобные инциденты происходят, как правило, в результате развития трещин из концентраторов напряжений при уровне НДС существенно ниже предельного, определенного статическим расчетом.

Одной из возможных причин сложившейся ситуации является наличие переменной составляющей внутреннего давления. Существует распространенное мнение, что для газопроводов, в отличие от нефтепроводов, не характерны явления усталостного характера, проявляющиеся в условиях циклических или повторно-статических нагрузок и воздействий. В обоснование этого положения приводят тот факт, что режим работы газоперекачивающих агрегатов на КС позволяет обеспечить статичность эксплуатационных нагрузок газопровода, а полный сброс давления на участке - явление совершенно нетипичное и частота

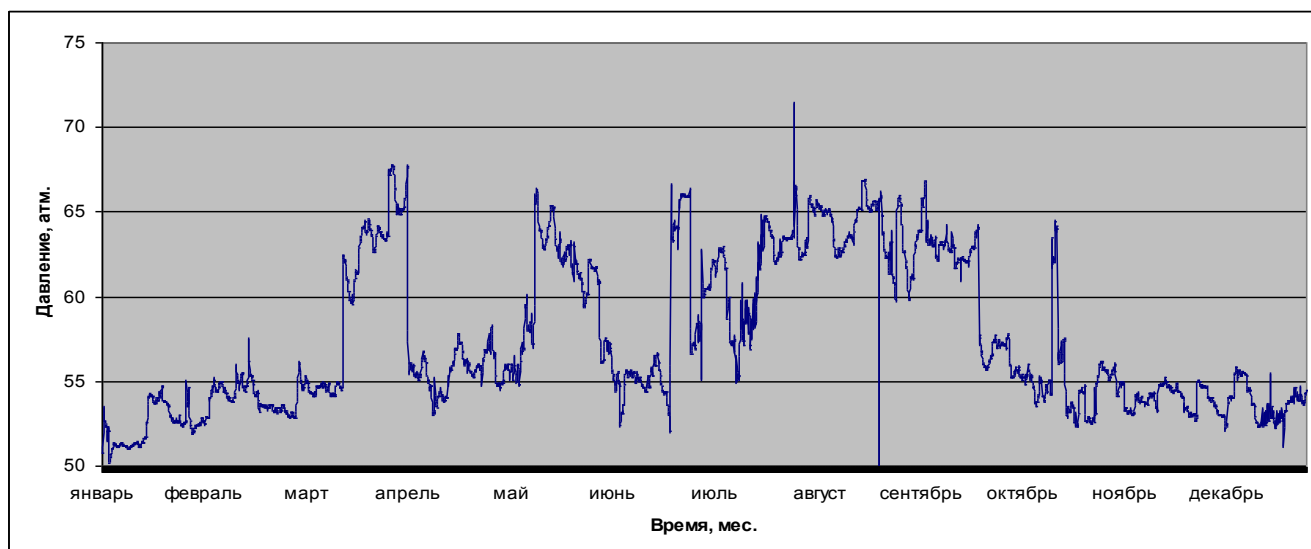
такого рода событий в пересчете на календарный год может быть меньше единицы.

В свою очередь, проведенный автором анализ фактической нагруженности различных участков газопроводов внутренним давлением показал, что режим транспорта газа характеризуется существенной нестационарностью [60, 62].

На рисунке 2.1 приведена запись показаний манометров на выходе и на входе в КС при эксплуатации магистрального газопровода «Ямбург-Елец - I» ООО «Газпром трансгаз Югорск» за период в 1 год.



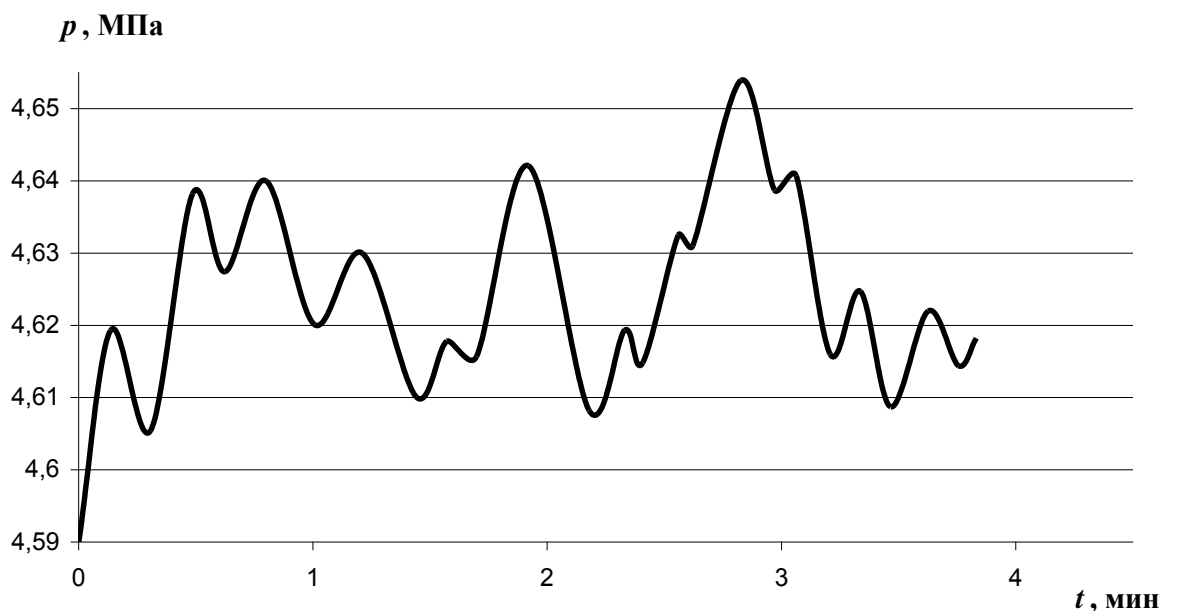
а



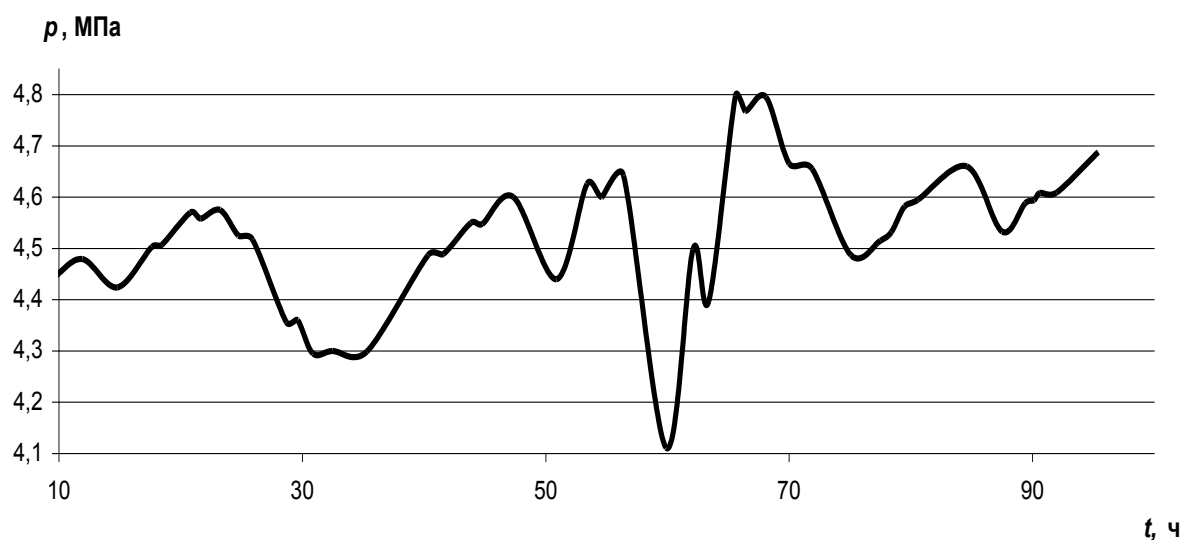
б

Рисунок 2.1 - Режим нагружения МГ «Ямбург- Елец - I» за период в 1 год
а - на выходе из КС Ивдельская; б - на входе в КС Краснотурьинская

На рисунке 2.2 показаны результаты исследований более короткого периода нагружения одного из замерных узлов МГ «Уренгой-Новопсков» в 2-х км от выхода из КС, полученные в работе [177].



а



б

Рисунок 2.2 - Графики изменения давления газа на замерном узле МГ «Уренгой-Новопсков» в 2-х км от выхода из КС

а – за период в несколько минут; б – за период в несколько дней

Анализируя данные, представленные на рисунках 2.1 и 2.2, можно увидеть в режиме нагружения газопроводов наличие характерных циклов с периодичностью в 1 - 2 месяца, 2 - 3 недели, 2 - 3 суток, и даже 2 - 3 мин. Для наиболее коротких

минутных циклов свойственны перепады давления, понимаемые как разница между двумя локальными максимумами и минимумами, на уровне в 0,1 МПа, для суточных циклов - порядка 5 - 10% от номинального давления. Для недельных циклов характерный максимальный перепад давления достигает уже 15 - 20%, а для наиболее протяженных месячных циклов находится в пределах 40 - 50%. Количество же таких колебаний давления при обычных условиях эксплуатации достигает $10^5 \div 10^6$ в год.

Помимо пульсаций, связанных с режимом перекачки газа, сам процесс транспортировки характеризуется возникновением разнообразных нестационарных воздействий на газопровод. Исследования данного вопроса выполнялись многочисленными авторами на различных участках ЛЧ МГ и технологических трубопроводах КС [24, 25, 77, 82, 119, 124, 182], позволив установить, что газодинамический процесс можно представить суперпозицией двух непересекающихся колебательных процессов - низкочастотного и высокочастотного.

Источники низкочастотных колебаний в газопроводной системе могут быть достаточно многочисленными и разнообразными. Одной из главных причин возникновения подобных явлений является вращение ротора центробежного нагнетателя (ЦБН).

Появлению низкочастотных колебаний могут способствовать особенности процесса обтекания лопаток нагнетателя - вращающийся срыв, образование когерентных структур и т.д. [24, 25], а также нестационарность процесса горения в камере сгорания, вызванная работой системы регулирования подачи топливного газа и другими причинами [82, 182].

Кроме того, возникновение колебаний и пульсаций в трубопроводных системах связано с турбулентностью. Турбулентное движение газа при достаточно больших числах Рейнольдса (Re) характеризуется чрезвычайно нерегулярным, беспорядочным изменением скорости со временем в каждой точке потока. То есть скорость все время пульсирует около некоторого своего среднего значения. Аналогичные изменения имеют место и по длине потока,

рассматриваемого в заданный момент времени [77]. Вихревая турбулентная область существует только вблизи каких-либо турбулизаторов потока в трубопроводе, которыми могут служить любые местные сопротивления или просто поворот, а также резкое изменение пространственного положения магистрали [25].

Все перечисленные источники возникновения колебаний давления достаточно маломощные и в обычных условиях амплитуда низкочастотных пульсаций составляет не более нескольких десятков Па. Однако, в случае совпадения частоты источника с одной из парциальных частот колебаний отдельных участков трубопроводной системы, могут сложиться условия для возникновения резонансных явлений.

Низкочастотные пульсации потока обнаруживаются практически на любом участке газовых магистралей и вносят свой вклад в формирование результирующего амплитудно-частотного спектра нестационарного нагружения газопровода [24, 25].

Высокочастотные колебания потока распространяются как в продольном, так и в поперечном направлениях, и вызывают вибрацию газопровода на частотах, близких к оболочечным. Эти колебания, как правило, быстро затухают по длине трубопроводной системы, поэтому обычно они локализуется вблизи источника возникновения. Однако, если в системе имеется достаточно мощный источник колебаний с частотами, близкими к собственным частотам колебаний газа в поперечном (радиальном) направлении, то такая пульсация может быть обнаружена практически в любом сечении трубопровода, который при этом становится акустическим волноводом, распространяющим колебания по всей своей протяженности без существенного затухания.

Для подтверждения представленного теоретического обзора газодинамических воздействий на эксплуатируемый газопровод на рисунках 2.3 - 2.7 приведены результаты натурных измерений динамических колебаний и пульсаций газа в различных участках газопроводной системы, полученные в работе [25].

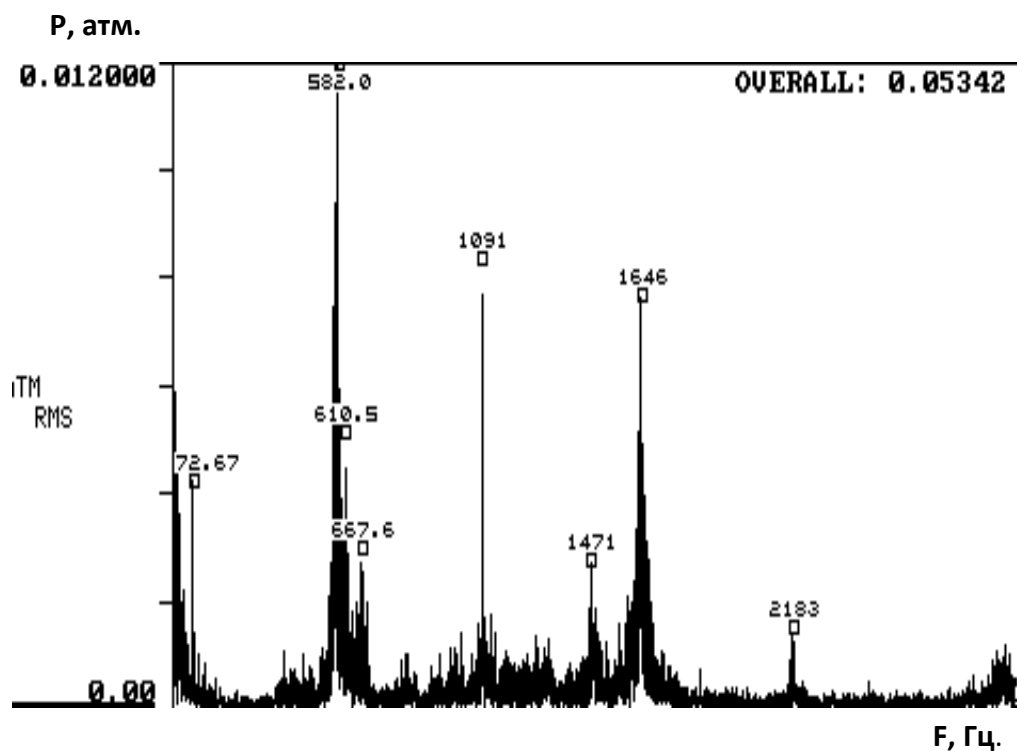


Рисунок 2.3 - Спектр пульсации газа в трубопроводе нагнетания агрегата типа ГПУ-16 перед 2-м краном по ходу газа

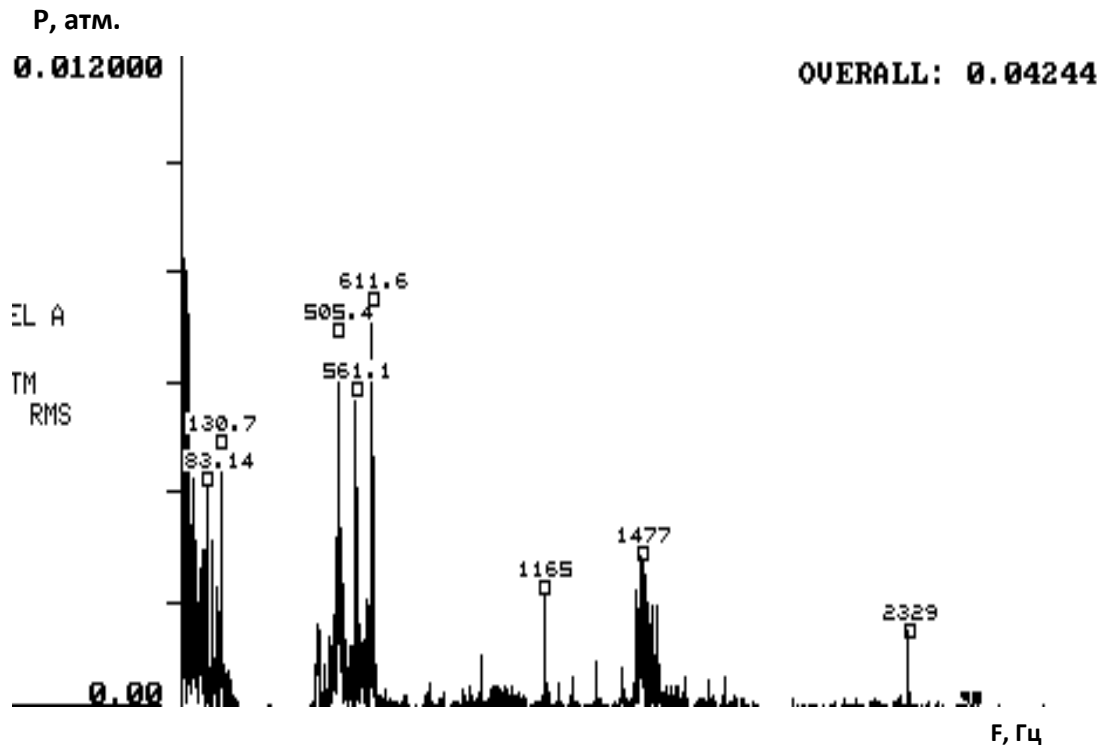


Рисунок 2.4 - Спектр пульсации газа в тупике на нагнетании перед 6-м краном по ходу газа для агрегатов ЭГПА-235

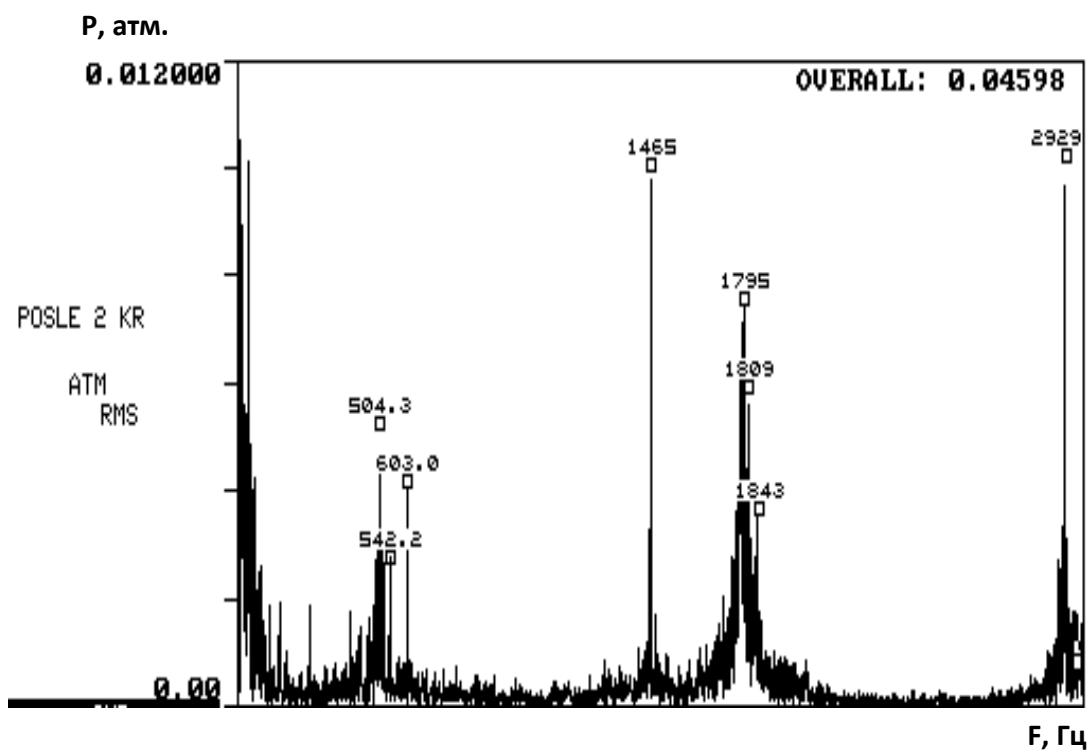


Рисунок 2.5 - Спектр пульсаций газа в трубопроводе нагнетания агрегата типа ГПУ-16 после 2-го крана по ходу газа при оборотах ЦБН = 5186

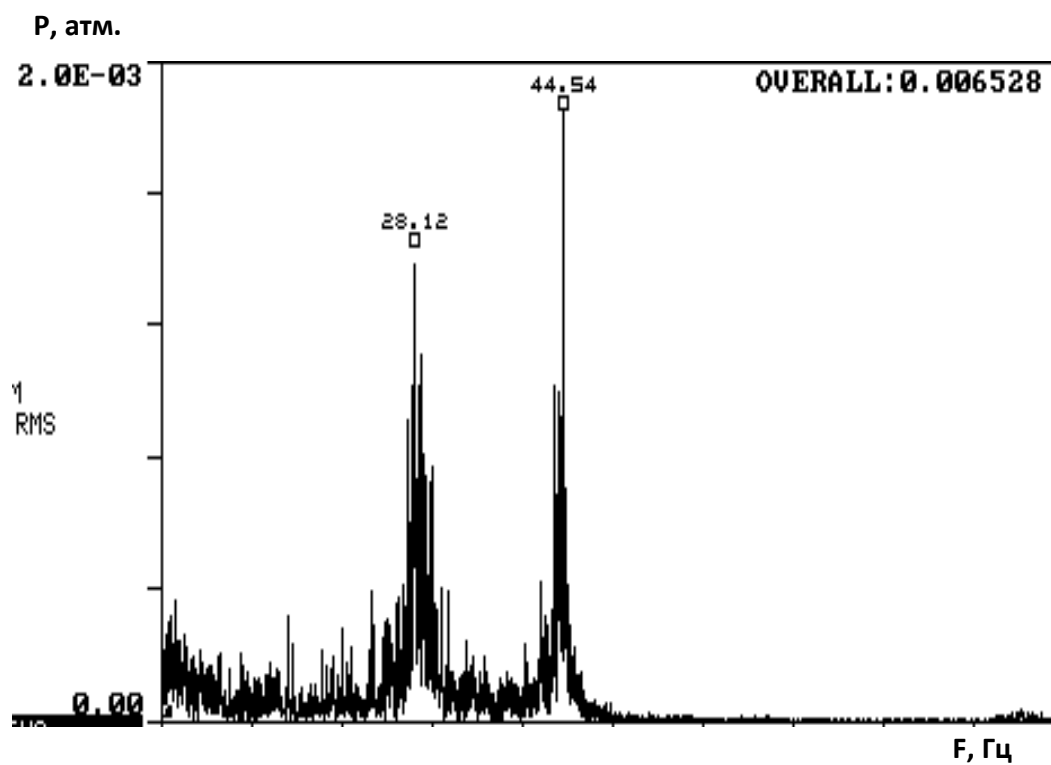


Рисунок 2.6 - Спектр пульсации давления газа на входе в КС (узел подключения)

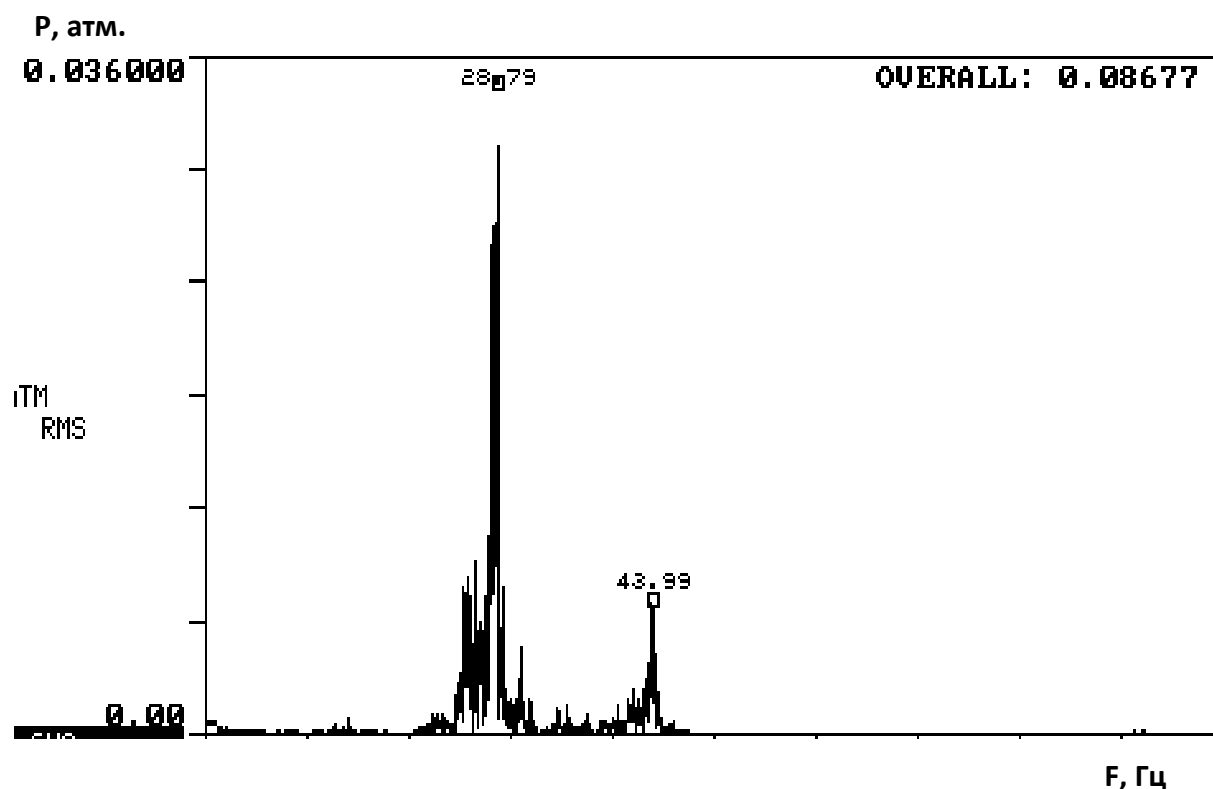


Рисунок 2.7 - Спектр пульсации давления газа на выходе из КС (узел подключения)

Таким образом, на основании проведенного анализа можно констатировать, что нагружение газопроводов характеризуется сложным, нестационарным изменением давления газа в процессе эксплуатации, где на низкочастотные пульсации с большой асимметрией наложены разнообразные высокочастотные колебания и вибрации.

Конечно, если оценивать опасность такого циклического нагружения используя существующие эмпирические модели усталостного разрушения металлов [18, 29, 157, 207], можно получить практически неисчерпаемую долговечность газопровода. Но подобный характер нагружения как минимум должен быть оценен в качестве фактора, ускоряющего зарождение и рост трещин в трубах.

Природно-климатические нагрузки и воздействия

Разнообразие существующих в России климатических зон определяет широкий диапазон температур, в котором эксплуатируются газотранспортные

коридоры ЕСГ. К примеру, для участков надземной прокладки он составляет от минус 60 °С до плюс 50 °С [8, 30, 50, 99].

Также, неоднородные температурные поля появляются при нестационарных тепловых режимах, сопровождающих пуски или остановки оборудования. Они могут быть объединены в две группы: неравномерное распределение температуры по толщине стенки трубы; неравномерное распределение температуры по длине газопровода.

При изменении температуры на ΔT упругие продольные напряжения трубопровода изменяются на величину [50, 92]:

$$\pm \Delta \sigma = \alpha_T E \Delta T, \quad (2.1)$$

где α_T - коэффициент линейного расширения металла;

E - модуль нормальной упругости металла, МПа.

Знак плюс соответствует понижению, а минус - повышению температуры.

Особенности проектирования и эксплуатации газопроводов в северных районах связаны с необходимостью учета значительного перепада окружающей температуры в течение года, сплошного или островного распространения многолетнемерзлых грунтов и высокой влагонасыщенности грунтов, приводящей при повышении температуры к развитию солифлюкционных процессов. Промерзание водонасыщенных слоев может приводить к неоднородному морозному пучению и растрескиванию грунтов, которые вызывают серьезные повреждения, а зачастую и разрушения газопроводов подземной прокладки [99, 13, 111].

Среди внешних силовых факторов наиболее неблагоприятное воздействие на газопровод оказывает морозное пучение грунтов, представляющее собой сложный природный процесс, зависящий от теплофизических и физико-механических особенностей промерзающего грунта и различных климатических условий. Процессы пучения и протаивания дисперсных пород, характерные для всей области распространения сезонно- и многолетнемерзлых грунтов, часто сопровождаются поднятием и опусканием дневной поверхности

грунта. Они протекают крайне неравномерно, с образованием разнообразных форм рельефа: бугров пучения, термокарстовых воронок и прочих. Масштаб подобных явлений может варьироваться от нескольких сантиметров до десятков метров [50, 99].

Помимо рассмотренного выше спектра воздействий, на устойчивость и работоспособность подводных переходов могут оказать негативное влияние нагрузки, связанные с взаимодействием газопровода с водной средой. Такое взаимодействие может приводить к возникновению колебаний газопровода, вследствие обтекания размывших участков придонными течениями [169-171]. При размыве газопровода возможно образование свободных пролетов достаточно большой протяженности, что может создать условия для существенного внешнего силового воздействия со стороны водного потока, даже при сравнительно низких значениях скорости течения. Опыт эксплуатации подводных переходов показывает, что наличие даже небольшого зазора, порядка $0,1D$, может приводить к появлению интенсивных колебаний, сопровождающихся ударами газопровода о грунт [169-171].

Влияние природных факторов на надземные газопроводы обусловлено, прежде всего, наличием ветровых нагрузок. Наиболее неблагоприятной ситуацией является такое воздействие ветровых нагрузок, которое приводит к возникновению колебаний газопровода в вертикальной плоскости, амплитуда которых, как правило, значительно выше амплитуды колебаний в горизонтальной плоскости.

Моделирование скорости ветрового потока является сложно реализуемой задачей, поскольку предполагает учет случайной природы данного явления. Экспериментальные исследования показывают [85, 111], что ветровой поток, действующий на надземный газопровод, представляет в общем случае нестационарный хаотичный процесс, с ярко выраженной сезонной и суточной изменчивостью.

Еще одним видом нагрузок, воспринимаемых газопроводами, является сейсмическое воздействие. Проблемы с сейсмической активностью актуальны для

районов Северного Кавказа, Дальнего Востока, Сахалина и других территорий. Характер таких воздействий на газопровод аналогичен вызываемому морозным пучением, а учитывая возможные аномальные разрывы и провалы грунта, вероятность критических повреждений и разрушений газопровода при протекании подобных процессов крайне велика [13]. Отличительной особенностью сейсмической активности является еще и то, что на современном этапе развития она является трудно прогнозируемой как по времени возникновения, так и по степени воздействия на газопровод.

2.1.2 Конструктивные и технологические особенности газопроводов

Конструктивные и технологические особенности газопроводов сугубо специфичны, что резко отличает их от других стальных конструкций. Данное обстоятельство существенно усложняет задачу проведения экспериментально-аналитических исследований, целью которых является оценка и прогнозирование поведения газопровода под действием различных внешних факторов. Поэтому, для того чтобы повысить достоверность выполнения указанных работ, необходимо учитывать следующие ключевые особенности газопроводов:

1. Объемность напряженно-деформированного состояния (НДС). Стенка трубопровода в течение всего срока эксплуатации работает в условиях двухосного НДС [50, 53, 140]. Влияние объемности напряженного состояния конструкции на ее сопротивляемость разрушению изучено во многих работах и во всех случаях была установлена характерная картина снижения как нормативных свойств [99, 105], так и специфических характеристик объекта исследований [109, 125, 128] по мере увеличения объемности НДС, при прочих равных условиях.

2. Запасенная в газопроводе энергия упругой деформации. Помимо энергии транспортируемого продукта, в газопроводах аккумулируется энергия упругой деформации металла, формирующаяся в результате совместного действия кольцевых и продольных напряжений [46, 146].

Энергетический фактор проявляет себя при нарушении динамического равновесия в нагружаемой системе. В процессе протекания пластической деформации металла, зарождения или развития трещин и микротрещин, перераспределяемая энергия упругой деформации мгновенно подводится в эти локальные зоны и способствует ускорению процессов исчерпания пластичности и разрушения [126, 127].

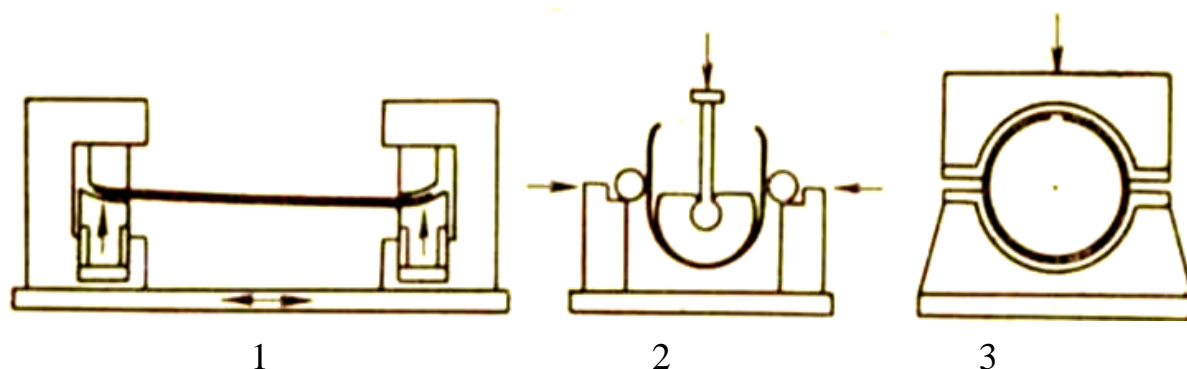
Влияние запасенной энергии упругой деформации на сопротивляемость конструкции разрушению наглядно демонстрируют испытания отрезков высокопрочной проволоки [8]. При растяжении проволоки длиной 0,2, 2 и 19 м было установлено, что по мере увеличения длины отрезка, среднее напряжение разрушения снизилось с 981 до 835 и 733 МПа, а относительное удлинение уменьшилось соответственно с 2,8 до 1,3 и 0,9%. То есть, увеличение энергии упругой деформации проволоки привело к снижению на 25% прочности и в 3 раза деформации, предшествующей разрушению.

Существующие экспериментальные данные по вкладу рассмотренного фактора в формирование эксплуатационных характеристик различных конструкций [8, 110, 126, 127, 146] свидетельствуют о том, что отрицательное воздействие повышенного запаса энергии упругой деформации сказывается, прежде всего, на резкой интенсификации развития трещин, снижении уровня пластической деформации, предшествующей разрушению, и снижении несущей способности конструкций.

В свою очередь, учитывая широкую номенклатуру труб и проектных характеристик существующих магистральных газопроводов, уровень запасенной в них энергии упругой деформации существенно отличается. В этой связи, исследование влияния энергетического фактора на сопротивляемость газопроводов разрушению и установление соответствующих функциональных зависимостей представляет собой крайне актуальную задачу.

3. Технологические особенности изготовления труб. Технологический процесс изготовления стальных труб из листового проката привносит в готовое изделие существенный уровень остаточных напряжений и деформаций.

Формовка заготовок труб проводится в следующей последовательности [8, 138]: подгибка кромок, свободная штамповка листа в U - образную заготовку на первом прессе, и в O - образную форму в закрытом прессе (рисунок 2.8).

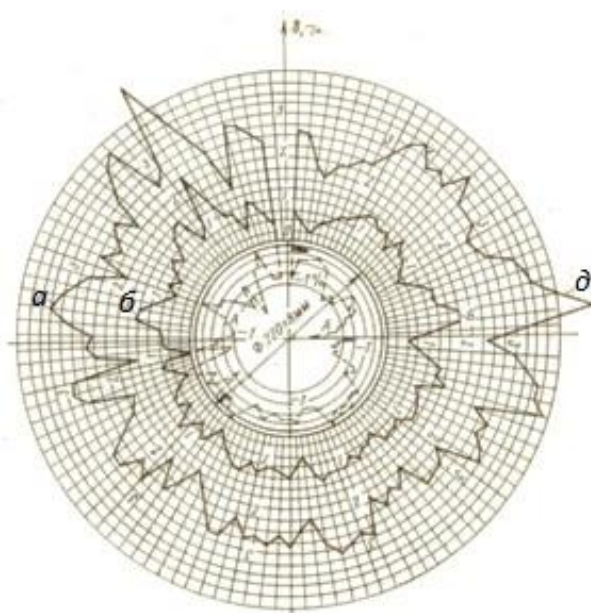


1 - предварительная подгибка кромок листа; 2 - получение на прессе U - образной заготовки; 3 - получение O - образной заготовки

Рисунок 2.8 - Схема формовки труб с продольным сварным швом

Для точной фиксации размеров O - образная заготовка подвергается пластическому обжатию в штампе прессы, с укорочением периметра труб на 0,4 - 0,7%. Эта операция важна не только с точки зрения технологии производства труб, но она заметно влияет на их состояние. Пластическое обжатие по периметру распределяется неравномерно, и основной объем деформации сосредоточивается в верхнем полупериметре сечения заготовки труб, вблизи кромок листа. Следовательно, согласно эффекту Баушингера, в этой же зоне следует ожидать повышенную деформацию растяжения при правке сваренных труб. Поэтому, при формовке заготовки на прессах и правке труб в экспандерах местный наклеп может более чем в 2 раза превышать среднее значение относительной деформации по периметру, обычно составляющее не более 1,5%. Эпюра распределения деформаций по поперечному сечению заготовки на примере произведенной трубы диаметром 720 мм приведена на рисунке 2.9 [8].

В работе [132] проводились подробные аналитические и экспериментальные исследования вклада каждой из технологических операций передела лист-труба на уровень НДС готового изделия.



а - эпюра деформаций при обжатии на 0,8%;

б - то же при экспандировании на 1,2%;

д - суммарная эпюра с учетом изгиба листа в цилиндр

Рисунок 2.9 - Распределение пластических деформаций по периметру трубы

Регистрация напряжений в локальных зонах металла труб выполнялась приборами ИМНМ-1М и ИН-5101А. Аналитические исследования проводились посредством математического моделирования в программном комплексе ANSYS.

Полученные результаты, представленные в таблице 2.1, в целом коррелируются друг с другом, а также с данными на рисунке 2.9, из чего следует, что их можно считать достоверными.

Таблица 2.1 - Результаты программного моделирования и приборного исследования НДС, формируемого в процессе производства труб

Операция	Результаты аналитического исследования		Результаты приборного исследования	
	Напряжения, МПа	Деформации, %	Эквивалентные напряжения, МПа	Эквивалентные деформации, %
Подгибка кромок	460	1,86	445	1,0 ÷ 2,2
Отвод инструмента	242	1,13	129	0,9 ÷ 2,1
U - образная формовка	242	1,13	129	0,9 ÷ 2,1
Отвод инструмента	242	1,13	129	0,9 ÷ 2,1
O - образная формовка	442	1,37	495	0,9 ÷ 3,0
Экспандирование (калибровка)	524	2,6	388 ÷ 484	0,7 ÷ 3,0
Готовая труба	46	2,08	0 - 100	2,0

Таким образом, на основании выполненного обзора можно заключить, что газопровод - это уникальная нагружаемая система со специфическими, присущими только ей особенностями эксплуатации. Причем особенности эти в каждом конкретном случае могут существенно отличаться. Этим определяется ошибочность применения универсальных, упрощенных методик и подходов к выполнению различных мероприятий по поддержанию работоспособности газопроводов. В свою очередь, эффективность решения данной задачи, особенно в условиях длительных сроков службы газопроводов, будет определяться глубиной изучения представленных особенностей эксплуатации анализируемых объектов и степенью учета полученных сведений при планировании и выполнении соответствующих профилактических работ.

2.2 Разработка методики лабораторного моделирования процесса нагружения газопровода внутренним давлением

Одним из направлений повышения информативности функционального диагностирования газопроводов является анализ действующих на них эксплуатационных факторов. Такой анализ в настоящее время проводится либо крайне условно, либо не проводится вовсе. Связано это со специфическими особенностями эксплуатации газопроводов. Принимая во внимание рассмотренные в предыдущем разделе обстоятельства, установить какие-либо корректные закономерности влияния на газопровод различных факторов возможно только постановкой соответствующего эксперимента, и в частности, проведением натурных полигонных испытаний трубных плетей. В тоже время, выполнение таких испытаний является достаточно трудоемким и дорогостоящим процессом, что существенно ограничивает как направленность, так и количество проводимых подобным образом исследований.

Альтернативой натурным испытаниям является лабораторное моделирование процесса нагружения газопроводов внутренним давлением.

Однако целесообразность выбора данного подхода определяется достоверностью получаемых результатов. Она, в свою очередь, напрямую зависит от степени воспроизведения при испытаниях рассмотренных особенностей нагружения газопровода, главной из которых является двухосность НДС стенки трубы, описываемая соотношением [42, 92, 140]:

$$\begin{cases} \sigma_{кц} = \frac{PD_{вн}}{2\delta}; \\ \sigma_{пр} = \mu\sigma_{кц} = \frac{\mu PD_{вн}}{2\delta}, \end{cases} \quad (2.2)$$

где $\sigma_{кц}$, $\sigma_{пр}$ – соответственно кольцевые и продольные напряжения, МПа;

P – внутреннее давление в трубопроводе, МПа;

$D_{вн}$ – внутренний диаметр трубопровода, м;

μ – коэффициент Пуассона ($\mu = 0,3$ для стали);

δ – толщина стенки трубопровода, м.

Существующие лабораторные методы испытания материалов при двухосном НДС можно разделить на две группы [175]: методы, воспроизводящие симметричное двухосное растяжение ($\sigma_2/\sigma_1 = 1$), и методы, воспроизводящие несимметричное двухосное растяжение ($0 < \sigma_2/\sigma_1 < 1$). Последние также разделяются на две подгруппы.

В первую подгруппу включены методы, при которых напряженное состояние двухосного растяжения создается без приложения активной поперечной силы, вследствие стеснения поперечной деформации сжатия ε_2 (например, осевое растяжение широких пластин). Отношение главных напряжений и деформаций при этом задается следующими неравенствами:

$$\begin{aligned} 0 > \sigma_2 / \sigma_1 &\leq \frac{1}{2}; \\ -\frac{1}{2} < \varepsilon_2 / \varepsilon_1 &\leq 0, \end{aligned} \quad (2.3)$$

то есть поперечная деформация ε_2 остается сжимающей во всем диапазоне напряженного состояния, но по абсолютной величине уменьшается, с одновременным увеличением доли поперечного напряжения σ_2 .

К данной подгруппе можно отнести разнообразные модификации конструкций образцов, представленных на рисунке 2.10.

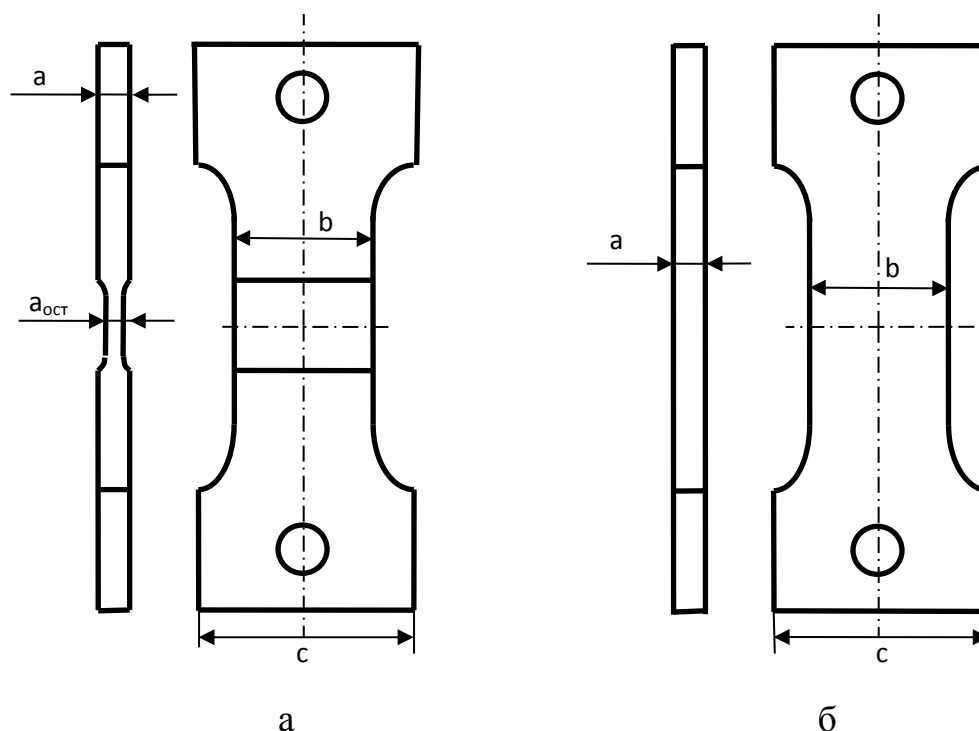


Рисунок 2.10 – Конструкции образцов для испытания на двухосное растяжение
а - образец с выточкой; б – образец без выточки

Во вторую подгруппу входят методы испытаний, при которых двухосное напряженное состояние создается путем приложения системы сил, вызывающих продольную и поперечную деформацию растяжения в упругой и пластической области. Для этих методов напряженное и деформированное состояние задается следующими неравенствами:

$$\begin{aligned} \frac{1}{2} < \sigma_2 / \sigma_1 < 1; \\ 0 \leq \varepsilon_2 / \varepsilon_1 < 1, \end{aligned} \quad (2.4)$$

то есть, поперечная деформация ε_2 является растягивающей во всем диапазоне напряженного состояния.

К данной подгруппе относятся, к примеру, испытания образцов в виде прямоугольника или параллелограмма, имеющие по сторонам специальные захваты (рисунок 2.11, а) для приложения растягивающих усилий [22].

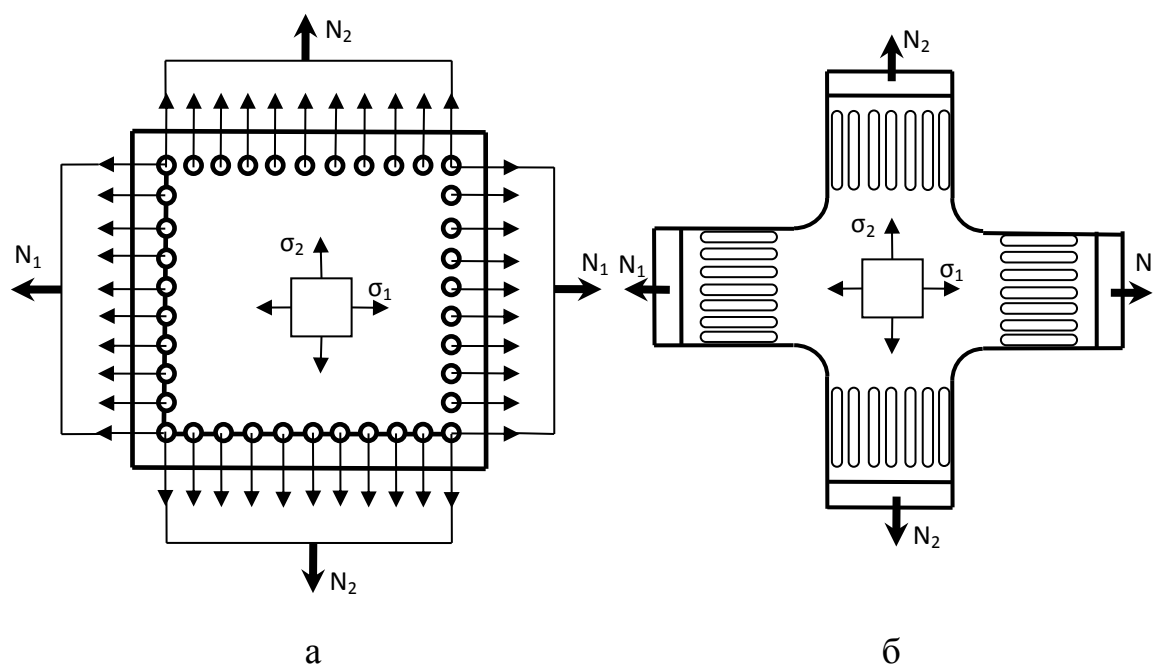


Рисунок 2.11 - Плоские образцы для испытаний материала на двухосное растяжение

а – конструкция под съемные захваты; б – конструкция с прорезями

Для обеспечения равномерности приложения нагрузки применяют систему равноплечих рычагов или плоские зажимы. Недостаток таких образцов - краевые эффекты, возникающие в местах крепления захватов (зона, прилегающая к отверстиям). Для их ликвидации отверстия заменяют узкими щелями, как показано на рисунке 2.11, б. Жесткость крайних полос должна быть меньше жесткости средних, так как они, работая на изгиб, оказывают наибольшее сопротивление деформированию в перпендикулярном направлении. Оптимальная жесткость этих полос по данным работы [201] обеспечивается при ширине, составляющей около 60% ширины средних полос.

Нагружение таких крестообразных образцов, а также аналогичных им конструкций, предложенных в работах [95, 109], позволяет реализовать двухосное растяжение в пределах $(0 < \sigma_2/\sigma_1 < 1)$, при отсутствии градиентов напряжений по толщине стенки. Однако следует иметь в виду, что подобные образцы пригодны для испытания только упрочняющихся материалов, так как достаточный уровень напряжений в рабочей части достигается только после перехода металла в зоне прорезей в стадию пластической деформации.

Для воспроизведения в стенке труб двухосного НДС широкое распространение в последнее время получили испытания на изгиб крестообразных [156] и арочных образцов [133] (рисунок 2.12). При нагружении образцов, приведенных на рисунке 2.12, а, отношение σ_2/σ_1 регулируется расстоянием между опорами, а в случае испытания образцов, представленных на рисунке 2.12, б, требуемое НДС достигается подбором ширины рабочей части, достаточной для возникновения стесненности поперечных деформаций.

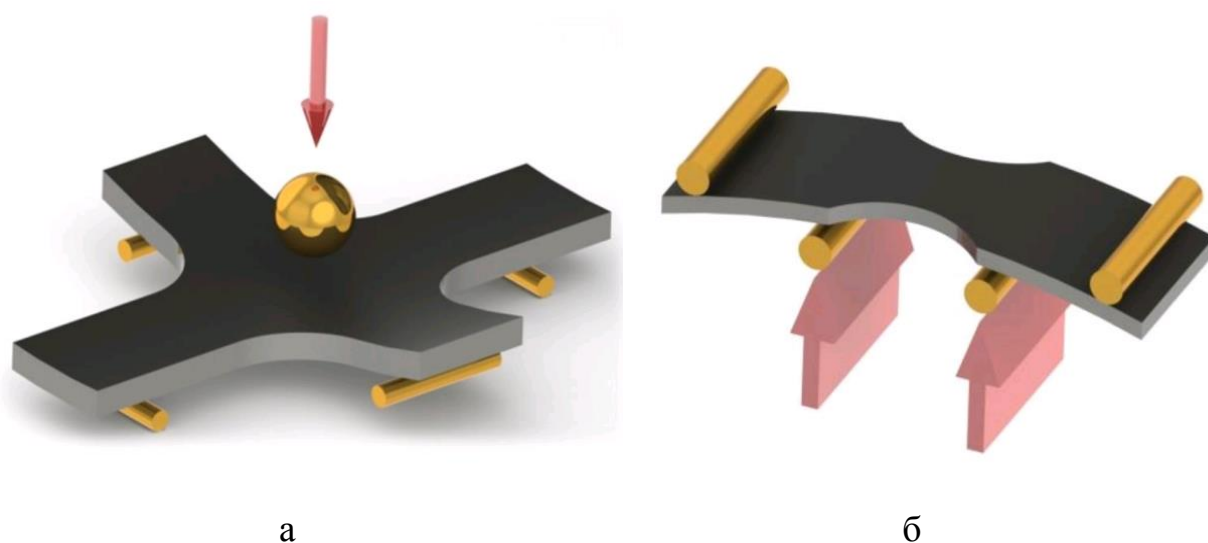


Рисунок 2.12 – Схемы испытания образцов из труб на двухосное растяжение при изгибе

а – пятиточечный изгиб крестообразных образцов; б – четырехточечный изгиб арочных образцов

Для имитации условий работы под давлением цилиндрических сосудов применяют гидростатическое выдавливание плоских образцов через овальные отверстия. Измерения деформаций в процессе нагружения датчиками сопротивления и остаточных деформаций с помощью накатанных сеток, выполненные в работе [90], показали, что отношение σ_2/σ_1 при овальном отверстии размером 480 x 180 мм, составляет 0,6. Там же, для реализации схемы $\sigma_2/\sigma_1 = 0,5$ использовалось гидростатическое выпучивание листового элемента в виде цилиндрической обечайки. Схема такого испытания представлена на рисунке 2.13.

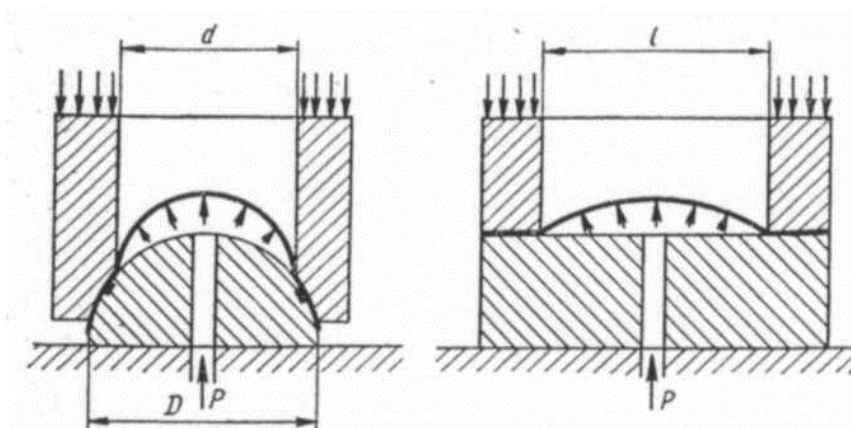


Рисунок 2.13 - Схема испытания выпучиванием элемента цилиндра

Однако представленная методика испытаний имеет ряд особенностей. Так, например, развитие пластических деформаций плоского образца при нагружении приводит к увеличению его кривизны, и при заданном давлении $p = const$ напряжения изменяются. Кроме того, при выпучивании листового материала деформации с самого начала распределяются неравномерно.

Среди рассмотренных методик лабораторного воспроизведения двухосного НДС металла к наиболее универсальным могут быть отнесены использующие широкие плоские образцы (рисунок 2.10) и образцы для испытания на изгиб (рисунок 2.12), которые являются простыми в изготовлении и приспособленными к нагружению на стандартных разрывных машинах с применением минимальной дополнительной оснастки. В тоже время, данные подходы нельзя назвать оптимальными. Плоские образцы, хотя и позволяют создать в них НДС, аналогичное тому, которое возникает в стенке трубопровода, не могут быть вырезаны непосредственно из тела трубы. Значит, при испытаниях не будет учитываться вся наследственность и поврежденность, накопленная в металле в процессе изготовления и эксплуатации труб. Испытания же образцов на изгиб, несмотря на воспроизведение двухосного НДС, не воспроизводят сам вид нагрузки и распределение НДС по толщине образца, что ставит под сомнение корректность такого способа моделирования условий нагружения трубопровода.

Значительно сложнее методы испытания цилиндрических сегментов, жестко заземленных по контуру, которые могут быть вырезаны из тела трубы. Для их нагружения внутренним давлением, гидравлическим или пневматическим, требуются специально разрабатываемые испытательные установки или приспособления. К тому же, при выполнении подобных испытаний существуют серьезные ограничения к размерам сегментов, что на практике не дает возможности использовать образцы, вырезаемые из труб большого диаметра, или с большой толщиной стенки.

В результате, проведенный анализ показал, что на настоящий момент не существует оптимальной конструкции образцов для испытания металла труб, позволяющей в лабораторных условиях моделировать нагружение трубопровода внутренним давлением.

Для решения данной проблемы автором разработана специальная конструкция образца (рисунок 2.14) для проведения механических испытаний металла труб на стандартных разрывных машинах [62, 63] (патент на полезную модель №115480 [116]).

Образец выполнен в виде двух сегментов, вырезанных из тела трубы в кольцевом направлении. К обеим сторонам сегментов привариваются металлические пластины для обеспечения захвата образца губками испытательной машины. Материал и толщина пластин должны выбираться таким образом, чтобы иметь достаточную прочность, в сравнении с металлом сегментов, и иметь удовлетворительную свариваемость с ними. В полость между сегментами устанавливается специально изготавливаемая вставка с профилем, точно повторяющим их внутренние контуры. Материал вставки должен обладать минимальными упругими и пластическими свойствами (например, высокопрочный чугун или закаленная на мартенсит сталь), для того, чтобы создавать при растяжении образца эффект нагружения центральной части сегментов внутренним давлением.

Длина сегментов выбирается в зависимости от диаметра трубы, таким образом, чтобы обеспечить необходимую толщину вставки: для исключения

возможных упругих деформаций и обеспечения достаточной прочности, толщину вставки целесообразно выбирать не менее суммарной толщины сегментов. К примеру, для труб большого диаметра (Ду 1000 - 1400 мм), с толщинами стенок 10 - 20 мм, оптимальной является длина сегментов порядка 300 - 350 мм. В таком случае толщина вставки составит около 35 - 40 мм. Также, при выборе длины сегментов должно учитываться воздействие сварки, вызванное приваркой пластин. Необходимо, чтобы в рабочей зоне сегментов оставался участок длиной не менее 100 мм, не подверженный влиянию термического цикла сварки (то есть, нагреваемый до температуры не выше 100 °С).

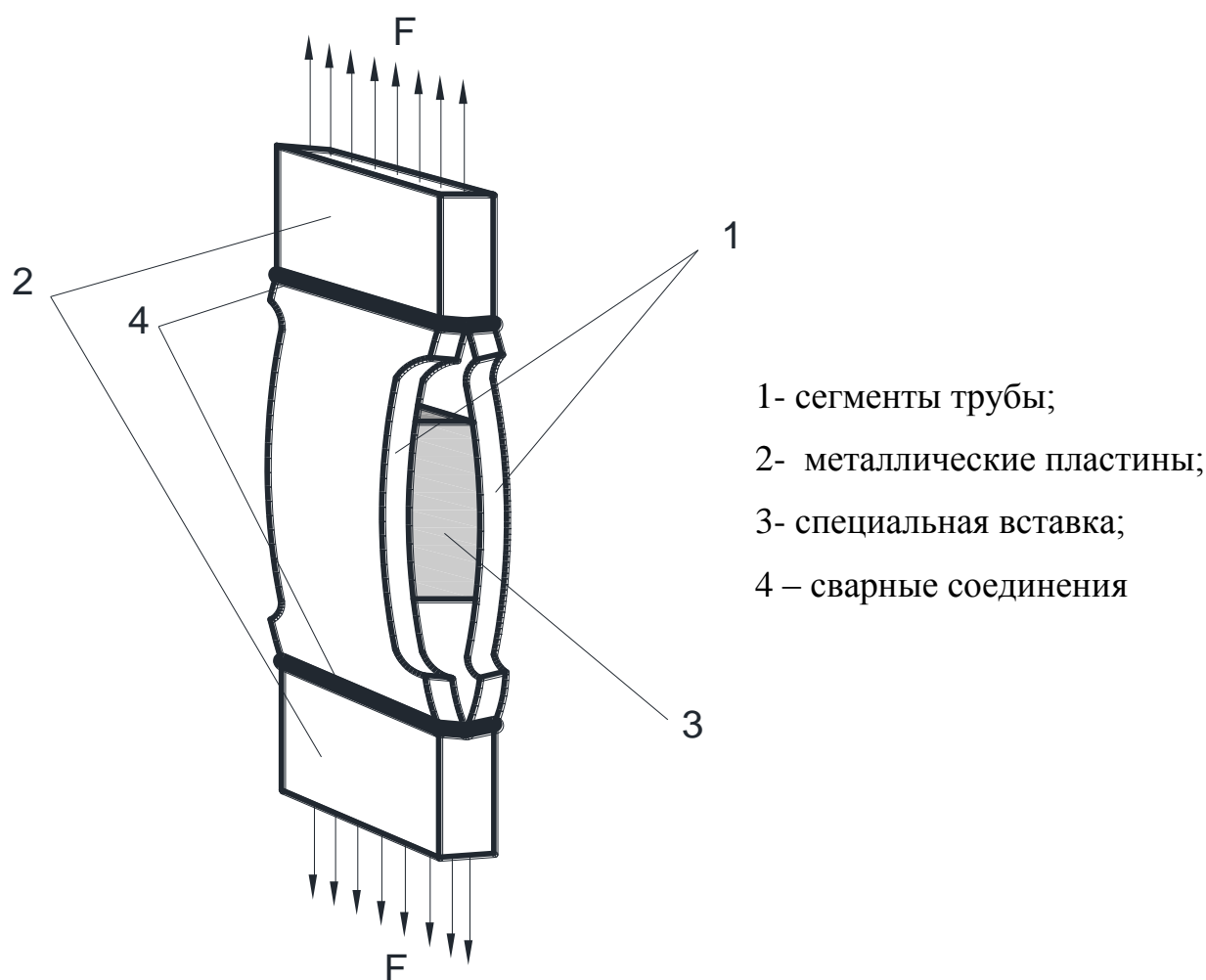


Рисунок 2.14 - Конструкция образца для испытания металла труб при двухосном НДС

Ширина сегментов выбирается исходя из необходимости реализации в центральной части стесненности поперечных деформаций при нагружении, что

приводит к возникновению требуемого двухосного НДС. Согласно существующим исследованиям [10, 75, 98], для возникновения данного эффекта ширина образца должна составлять не менее 6 его толщин. Пример выполненного в работе [98] расчета в программном комплексе ANSYS поперечных напряжений при одноосном растяжении плоского образца толщиной 10 мм и шириной 70 мм, представлен на рисунке 2.15.

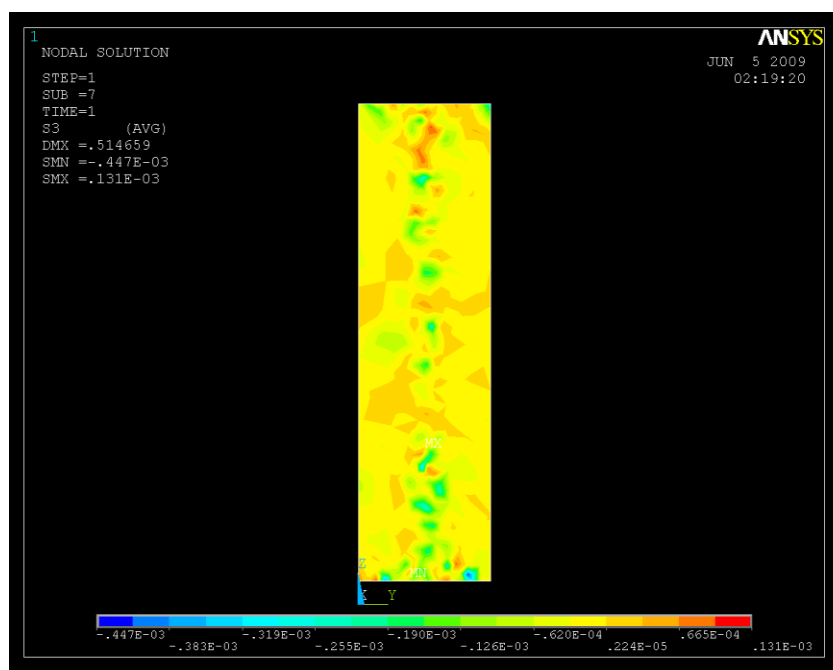


Рисунок 2.15 - Распределение поперечных напряжений (OY) при одноосном упругом растяжении образца вдоль оси OZ

Для экспериментальной оценки НДС в рабочей части разработанной конструкции образца проводились тензометрические исследования.

Изготовление сегментов образца выполнялось из темплетов стали X70 (ТУ 56-74, производство ФРГ), $\sigma_T = 412$ МПа, $\sigma_B = 588$ МПа, Ду 1400 мм, толщиной стенки 16,5 мм. В качестве материала для вставки был выбран высоколегированный чугун ЧГ6С3Ш, а для приварных пластин - лист высокопрочной стали 18ХГТ ($\sigma_B = 980$ МПа) толщиной 26,5 мм. Указанные элементы вырезались и вытачивались на универсальном фрезерном станке с числовым программным управлением 6ДМ80ШФ2.

Соединение пластин с сегментами производилось сваркой под флюсом на автомате ТС-17-М с использованием электродной проволоки СВ-08А диаметром 3 мм. Сварка велась переменным током с параметрами: $I = 700 \text{ A}$; $U = 20 \text{ В}$. Приварка выполнялась в 1 проход с полным проплавлением. Разделка кромок свариваемых элементов соответствовала схеме, представленной на рисунке 2.16.

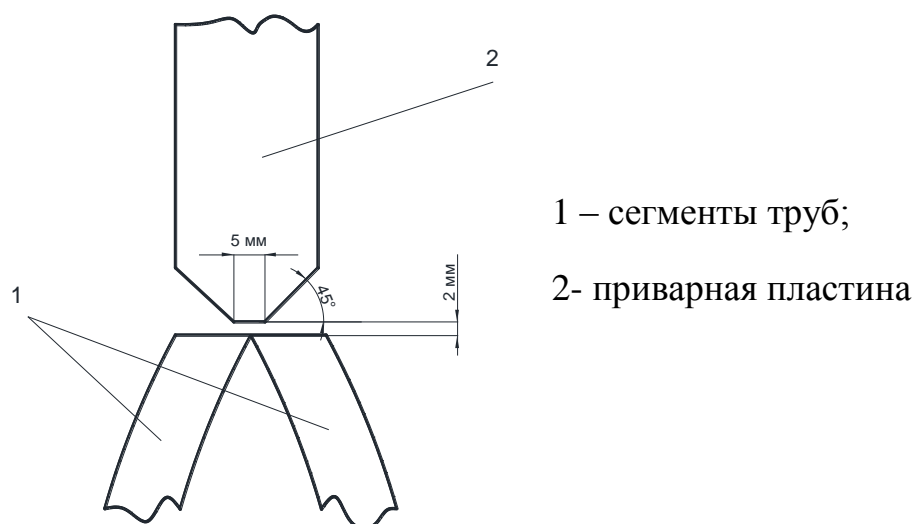


Рисунок 2.16 - Схема подготовки кромок перед приваркой пластин

Параметры и общий вид изготовленного образца представлены на рисунках 2.17 – 2.18.

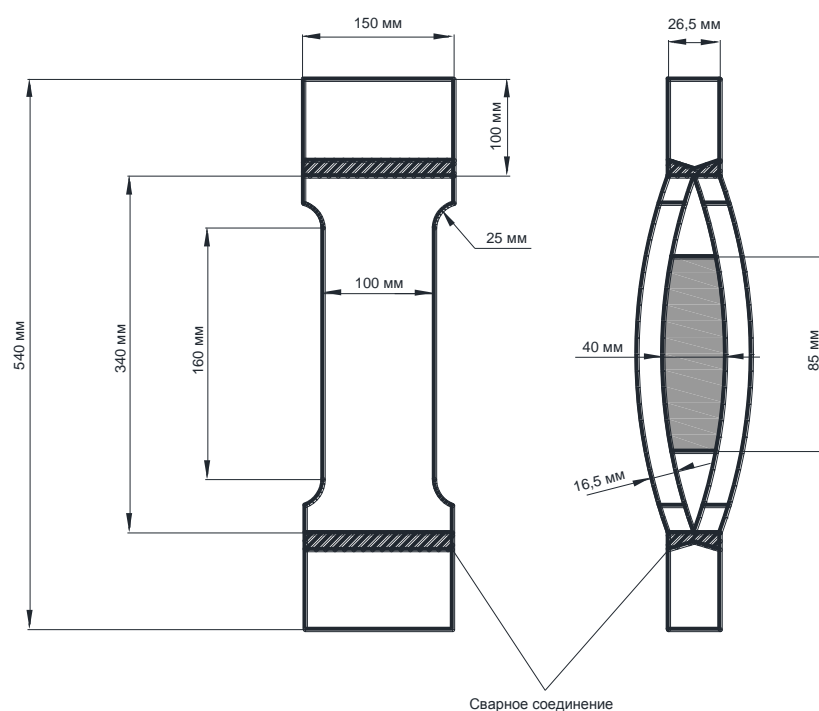


Рисунок 2.17 – Конструктивные размеры испытательного образца



Рисунок 2.18 - Общий вид изготовленного образца

Для выполнения тензометрии использовались волоконно-оптические полиимидные датчики деформации Astro A526, технические характеристики которых представлены в таблице 2.2. Показания снимались динамическим анализатором сигналов Astro A356.

Таблица 2.2 - Технические характеристики датчиков Astro A526

Характеристика	Значение
Диапазон измерения деформации, мкм/м	от -2500 до +2500
Разрешение, мкм/м	1,0
Приведённая погрешность измерения деформации, %	1
Рабочий диапазон температур, °С	от -20 до +80
Диапазон по длинам волн, λ	1500 - 1600
Коэффициент отражения, %	> 65
Материал корпуса	Полиимид
Тип соединения	FC/APC без коннекторов
Габариты, мм	40x12x0,2

Датчики устанавливались в центральной части каждого из сегментов образца параллельно и перпендикулярно направлению растягивающих усилий

(рисунок 2.19). Зоны приклеивания датчиков предварительно зачищались от загрязнений.



Рисунок 2.19 – Образец с установленными датчиками деформаций

Испытания проводились в два этапа. На первом этапе образец ступенчато нагружался от 0 до 90 т с 20-ти секундной выдержкой каждые 15 т, после чего усилие сбрасывалась до 0, и цикл повторялся сначала. Всего выполнялось 3 цикла нагружения. На втором этапе производилось монотонное растяжение образца от 0 до 90 т, выдержка в течение 3 минут при максимальной нагрузке и сброс усилия до 0. Для нагружения образца использовалась разрывная машина SCHENCK Гидропульс 1000 кН (рисунок 2.20).



Рисунок 2.20 - Разрывная машина SCHENCK Гидропульс 1000 кН

Показания волоконно-оптических датчиков деформации в процессе испытаний представлены на рисунках 2.21 – 2.22.

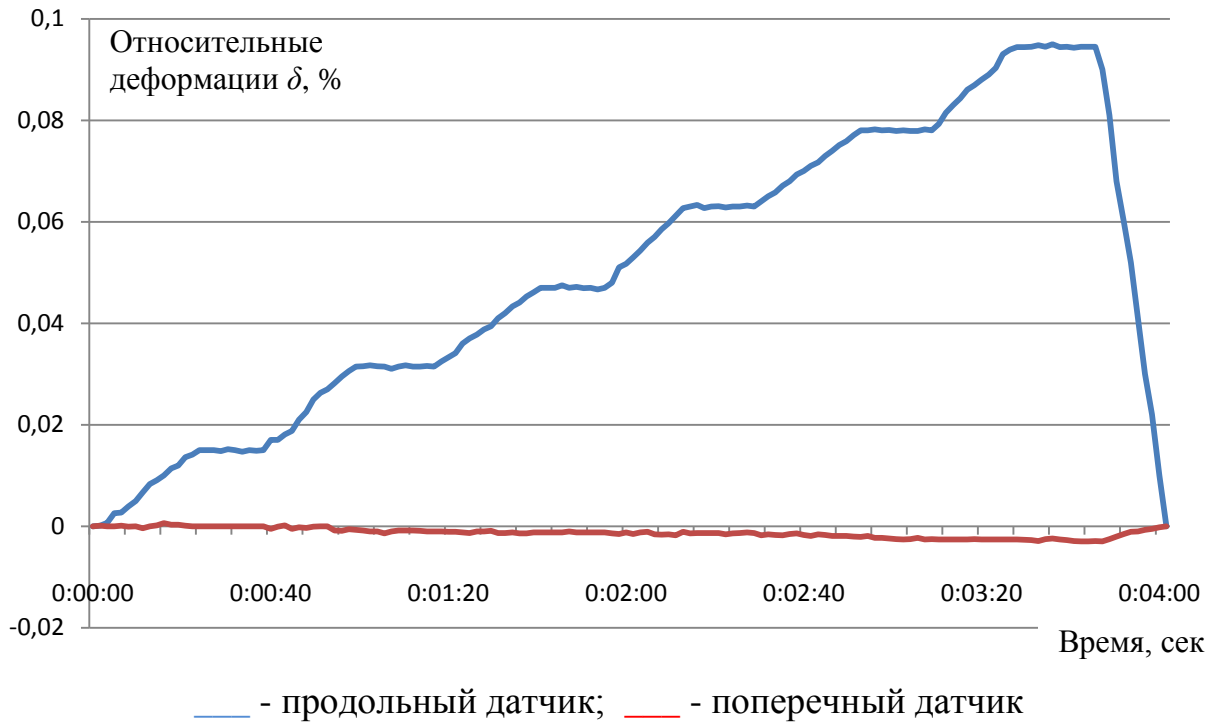


Рисунок 2.21 - Показания волоконно-оптических датчиков деформации на одном из сегментов (первый этап испытаний)

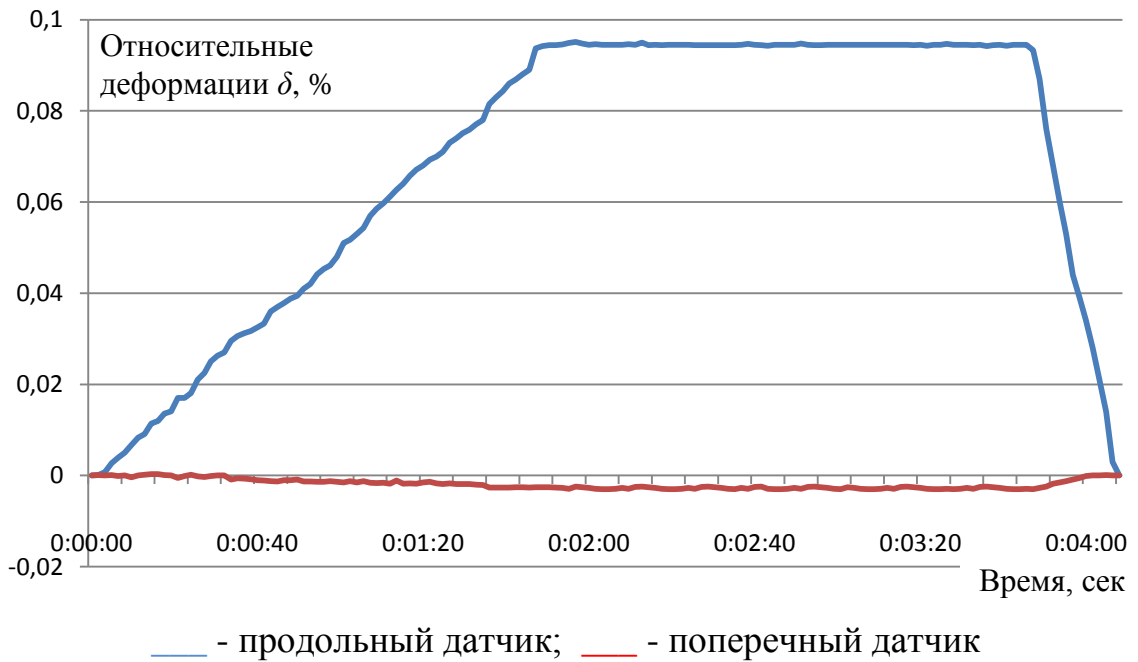


Рисунок 2.22 - Показания волоконно-оптических датчиков деформации на одном из сегментов (второй этап испытаний)

Полученные результаты позволили определить, что одноосное растяжение образца приводит к возникновению в зоне контакта сегментов со вставкой продольных деформаций, по расчетам соответствующих выбранным усилиям. Датчики, наклеенные в поперечном направлении, показали наличие незначительных сжимающих деформаций. Данный факт свидетельствует о том, что в центральной части сегментов практически отсутствовала поперечная утяжка, происходящая при растяжении упругих материалов.

Как известно [50, 53, 86], напряжения и деформации в упругой области при двухосном НДС связаны соотношениями:

$$\sigma_1 = \frac{E}{1-\mu^2} (\varepsilon_1 + \mu\varepsilon_2), \quad (2.5)$$

$$\sigma_2 = \frac{E}{1-\mu^2} (\varepsilon_2 + \mu\varepsilon_1), \quad (2.6)$$

где $\varepsilon_1, \varepsilon_2$ – соответственно продольные и поперечные деформации;

σ_1, σ_2 - соответственно продольные и поперечные напряжения, МПа;

μ – коэффициент Пуассона;

E – модуль упругости, МПа.

Таким образом, имея $\varepsilon_2 \rightarrow 0$, согласно формулам (2.5) и (2.6) в центральной части образца реализуется двухосное НДС с соотношением $\sigma_2 = \mu\sigma_1$, что соответствует распределению продольных и кольцевых напряжений в трубопроводе, нагруженном внутренним давлением (см. формулу (2.2)).

Длина специальной вставки в образце может варьироваться в широких пределах. Чем больше площадь ее контакта с сегментами, тем бóльшая часть сегмента работает при нагружении в условиях требуемого напряженного состояния.

При необходимости изготовления представленного образца из труб большой толщины могут возникнуть сложности с заданием требуемого уровня нагрузки. В таком случае возможно нанесение дополнительных выточек на внутренней поверхности сегментов (рисунок 2.23). Форма выточек должна

повторять геометрию сегментов, а их края должны иметь плавный переход к основному металлу. Глубину выточек следует выбирать в зависимости от требуемого уровня нагрузки на образец и возможностей испытательной машины.

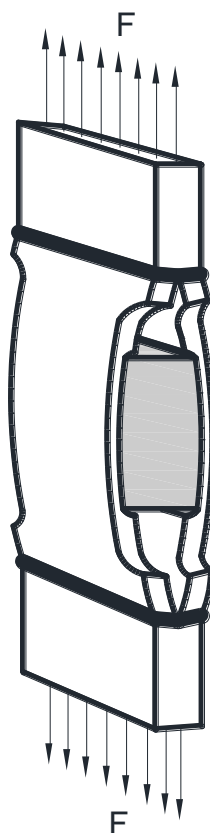


Рисунок 2.23 - Конструкция испытательного образца с дополнительными выточками

Нанесение выточек именно на внутреннюю поверхность сегментов обусловлено необходимостью сохранения информативного поверхностного слоя металла трубы.

В результате, благодаря разработанной конструкции образца появляется возможность при испытаниях на одноосное растяжение моделировать в центральной части сегментов труб двухосное НДС, аналогичное тому, которое возникает при нагружении трубопровода внутренним давлением.

Еще одним немаловажным преимуществом рассмотренной конструкции является то, что испытываемые сегменты содержат в себе всю технологическую наследственность, формируемую в металле труб в процессе производства: остаточные напряжения и деформации, их неравномерность и т. д. Кроме того,

при нагружении образца сохраняется направление прикладываемой нагрузки, по отношению к ориентации проката и к объемности остаточных напряжений и деформаций в стенке трубы.

Единственным компонентом, определяющим результирующее НДС трубопровода, и не учитываемым при испытании представленной конструкции образцов, являются упругие напряжения, возникающие в стенке труб при подгонке отформованных листов под сварку. Данные напряжения исчезают при вырезке сегментов. Однако приведенные в разделе 2.1 сведения о влиянии технологии производства на формирование НДС готовой трубы показали, что основной вклад в этот процесс вносят другие технологические операции - штамповка, обжатие и экспандирование.

На основании вышеизложенного можно заключить, что лабораторное моделирование процесса нагружения газопроводов внутренним давлением с применением разработанной конструкции образцов приведет к существенному повышению достоверности результатов испытаний и позволит расширить возможности экспериментальных методов исследования влияния на газопровод различных факторов и воздействий.

2.3 Исследование влияния нестационарного нагружения газопроводов на зарождение и развитие трещин в трубах

В разделе 2.1 установлено, что реальный характер нагружения газопроводов является значительно более сложным, чем это принято считать. В частности, он включает в себя нестационарную составляющую с частотой и амплитудой широкого спектра. Несмотря на то, что фиксируемые на газопроводе нагрузки от внутреннего давления не могут считаться достаточными для реализации классического усталостного разрушения, данный фактор как минимум может оказывать влияние на зарождение и рост трещин в трубах.

Актуальность исследования данного вопроса объясняется тем, что коррозионное растрескивание уже давно является главной проблемой,

угрожающей надежности газотранспортной системы ПАО «Газпром». За последние 25 лет проведена значительная работа, направленная на объяснение природы возникновения подобных дефектов, выделение инициирующих факторов и разработку соответствующих профилактических мероприятий. Однако необходимо признать отсутствие на настоящее время четких и общепринятых представлений о механизме и закономерностях данного явления [4, 11, 79, 80, 120, 129, 190, 196, 208].

Тем не менее, обобщение имеющихся сегодня гипотез возникновения КРН позволяет представить развитие этого процесса в виде чередования различных механизмов влияния среды с одновременным действием совокупности металлургических, энергетических и коррозионных факторов, каждому из которых соответствуют свои критические условия, обеспечивающие возможность образования стресс-коррозионных дефектов.

К настоящему времени принято выделять существование двух форм коррозионного растрескивания, различающихся условиями образования, особенностями развития и морфологией разрушения: локальное анодное растворение [84, 134, 204, 205] и водородное охрупчивание [16, 188, 197].

В работе [101] рассмотрена модель, объединяющая два альтернативных механизма роста трещин, применительно к растрескиванию высокопрочной пластичной стали. Согласно данной модели на первом этапе в материале выделяются адсорбционно-активные участки, которыми могут быть, к примеру, места выхода на поверхность дислокаций. Адсорбционное взаимодействие металла со средой приводит к уменьшению его поверхностной энергии и стимулирует микродеформационные процессы. При этом движущей силой таких процессов является избыток энергии упругой деформации в системе. Одновременно с уменьшением поверхностной энергии в заблокированных полосах скольжения происходит рост напряжений. В случае достижения напряжениями в полосе деформации критической величины происходит локальный акт разрушения – образование микротрещины. Высокая пластичность металла и активируемая адсорбцией микропластическая деформация приводят к

релаксации напряжений и затуплению вершины трещины. В свою очередь, зона максимальной напряженности металла удаляется вглубь от поверхности, в результате чего уменьшается градиент напряжений у вершины трещины. В дальнейшем она подвергается избирательному растворению, что приводит к увеличению размера трещины и росту концентрации напряжений вокруг дефекта. Гидролиз продуктов коррозии и затрудненное обновление среды вызывают постепенное ее подкисление в полости трещины, что облегчает протекание катодных реакций с водородным контролем. Продолжающаяся пластическая деформация, стимулируя дислокационный транспорт водорода, способствует накоплению атомов водорода в областях объемного растяжения у вершины трещины. При достижении критической величины деформации происходит вязкое срагивание трещины, но поскольку ее вершина располагалась в материале, практически исчерпавшем запас пластичности, трещина становится тонкой и острой. Обусловленная этим высокая концентрация напряжений создает условия для реализации механизма водородного охрупчивания, и следующий скачок трещины становится возможным при выполнении критериального условия $K_{Ic} > K_{IcBO}$, где K_{IcBO} – критический коэффициент интенсивности напряжений в условиях водородного охрупчивания. При этом под водородным охрупчиванием в данном случае понимается не потеря пластических свойств и снижение когезионной прочности кристаллической решетки металла, а облегчение микропластической деформации, благодаря чему движение заторможенных дислокационных скоплений у вершины трещины происходит при более низком уровне напряжений, чем в отсутствие водорода. В дальнейшем, при неизменности внешних условий, развитие трещины повторяет перечисленные стадии.

Такое видение процесса коррозионного растрескивания позволяет объединить два альтернативных механизма роста трещин в рамках единой модели. При этом преимущественное влияние какого-либо одного механизма рассматривается как крайнее проявление данной модели.

Тем не менее, представленная концепция зарождения и развития стресс-коррозионных трещин, как уже было упомянуто, не является общепризнанной и

определенно имеет слабые места в части энергетической и микромеханической обоснованности процесса.

Так, например, из положений механики разрушения [96, 103, 104, 163] известно, что стадия устойчивого роста трещины при статической нагрузке является достаточно ограниченной в отношении величины подрастания. Окончание данной стадии приводит либо к остановке трещины (при превышении энергии, необходимой для дальнейшего ее распространения, над энергией, высвободившейся при подрастании трещины), либо, в противном случае, к нестабильному лавинообразному разрушению конструкции.

Более подробно кинетика развития трещин описана в [104], где, в частности, отмечается, что с уменьшением исходной длины трещины, стадия ее стабильного роста уменьшается и, начиная с определенных размеров, может вообще отсутствовать.

Влияние же коррозионной среды на протекание локальной микропластической деформации в металле и реализация процесса водородного охрупчивания при эксплуатации газопроводов также нуждаются в доказательстве и экспериментальном подтверждении.

В связи с изложенным, отдельно следует упомянуть про коррозионно-усталостный механизм разрушения. Рассматривая процесс образования дефектов КРН как коррозионно-усталостный, можно более обоснованно с точки зрения металловедения и механизмов механики разрушения описывать стадии зарождения и развития трещин, особенно в части протекания микропластических деформаций в вершине развивающихся дефектов.

Согласно существующим результатам исследований, совместное действие коррозионной среды и циклических нагрузок вызывает существенное усиление негативного влияния как одного, так и другого фактора, и интенсифицирует процесс образования и распространения стресс-коррозионных трещин [87, 147, 158, 175, 200]. То есть, теоретические положения, описывающие коррозионное растрескивание газопроводов, выглядят более обосновано при рассмотрении данного процесса как коррозионно-усталостного.

Далее, в подтверждение изложенного предположения представлены результаты экспериментальных работ, выполненных в том числе автором, целью которых являлась оценка влияния эксплуатационных факторов на процесс зарождения и развития трещин в газопроводах.

Для начала следует обратиться к накопленному опыту изучения подобных дефектов. Проведенные исследования позволили установить, что трещина, находящаяся в стабильном состоянии, по мере монотонного повышения давления в трубопроводе подчиняется закономерности, схематически изображенной на рисунке 2.24 [8, 103, 113].

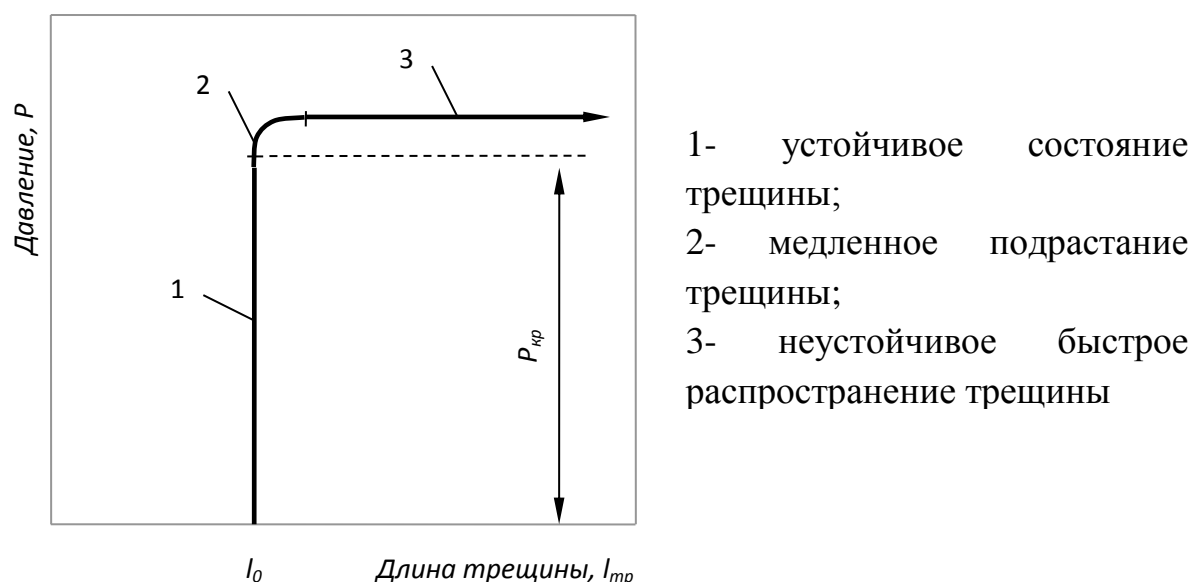


Рисунок 2.24 - Стадии подрастания трещины при непрерывном повышении внутреннего давления

Размер трещины остается постоянным, пока напряжение в трубе не превысит предельную величину для данных параметров дефекта, при которой трещина начинает подрастать, становится нестабильной и, достигнув критического размера, быстро распространяется, приводя к разрушению конструкции.

Кинетика развития трещин при выдержке под напряжением проанализирована в работе [47] на трубах Ду 762 мм из стали X-52, с толщиной стенки 9,5 мм. Для этого на трубы наносили продольный надрез длиной 84 мм и

глубиной 5,7 мм. Кольцевые деформации контролировали тензометрическими датчиками, расположенными на расстоянии 6,3 мм от концов надреза.

Полученный результат показал, что при давлении 10,15 МПа, то есть при напряжении, равном 109% от предела текучести, за 69 мин выдержки из надреза образовалась сквозная трещина (рисунок 2.25, кривая 2) и произошло разрушение. На втором этапе испытаний надрез не раскрылся в течение 24-часовой выдержки под давлением 10,12 МПа (рисунок 2.25, кривая 1).

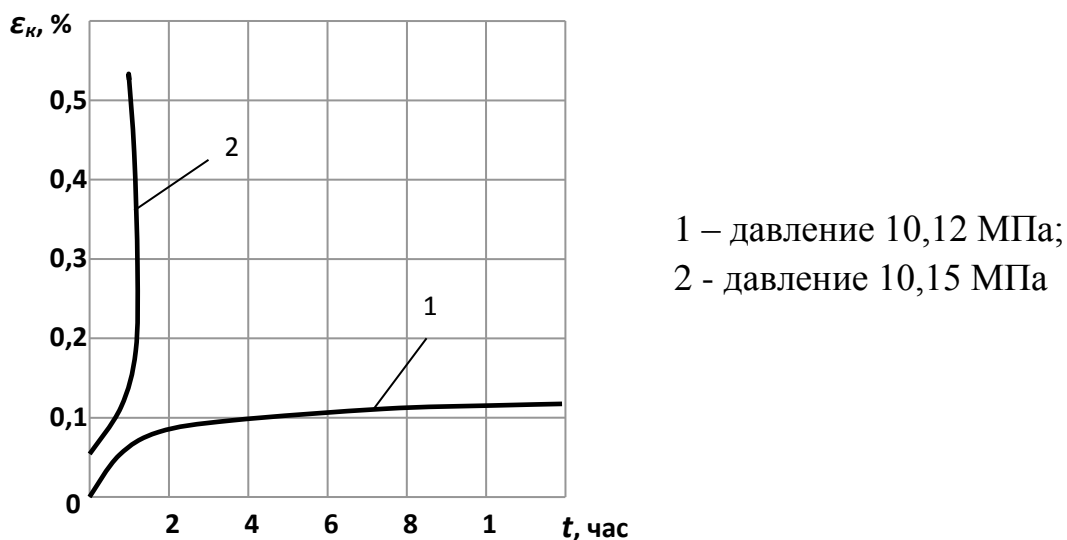


Рисунок 2.25 - Изменение кольцевых деформаций вблизи надреза в трубах 762x9,5 мм при выдержке под давлением

Описанный эксперимент наглядно демонстрирует, что трещиноподобные дефекты даже при высоком уровне напряжений, равном пределу текучести, но ниже критического, практически не развиваются и, наоборот, при превышении критического уровня напряжений для данного размера трещины развитие дефекта протекает быстро и за короткий отрезок времени наступает разрушение.

Таким образом, приведенные результаты, подтверждая положения механики разрушения, свидетельствуют о том, что статические нагрузки до критического уровня как самостоятельный фактор не инициируют рост трещин.

В свою очередь, известен механизм замедленного разрушения металла (низкотемпературная ползучесть) [18], при котором возможен процесс

зарождения и развития трещин при нагрузках, не вызывающих мгновенных изменений равновесного состояния нагружаемой конструкции. Данный механизм зачастую используется при объяснении причин коррозионного растрескивания.

С целью оценки протекания замедленного разрушения в сталях, применяемых для строительства газопроводов, при соответствующих условиях эксплуатации, автором проводились экспериментальные исследования.

Из трубы Ду 1220 мм, толщиной стенки 14,5 мм, стали 09Г2ФБ (ТУ 14-3-741-78, $\sigma_T = 422$ МПа), после 7 лет эксплуатации вырезалось 2 сегмента длиной в кольцевом направлении 380 мм, шириной 110 мм. Выбор данной стали был обусловлен тем, что на ней неоднократно обнаруживались дефекты КРН.

Для получения исходной информации о состоянии металла выполнялось электронно-микроскопическое изучение дислокационной структуры шлифов на глубине 0,2 мм от наружной поверхности сегментов. Подробное описание оборудования и технологии проведения исследований представлены в разделе 3.1.3.

Программа испытаний предусматривала длительную выдержку сегментов с трещиной и без трещины под действием статической нагрузки и коррозионно-активной среды.

Для получения трещины в центре одного из сегментов поперек оси делался запил длиной 25 мм, шириной 3 мм, глубиной 2 мм. Внутри запила тонкой фрезой наносился трещиноподобный концентратор напряжений длиной 25 мм, шириной 0,2 мм, глубиной 3 мм от исходной наружной поверхности (рисунок 2.26). Далее сегмент с концентратором напряжений подвергался циклическому нагружению на изгиб с параметрами $\sigma_{max} = 338$ МПа ($0,8 \sigma_T$), $\sigma_{min} = 169$ МПа ($0,4 \sigma_T$). Каждые 5000 циклов сегмент осматривался визуально и с использованием ультразвукового дефектоскопа с фазированными решетками A1550 IntroVisor. В момент, когда проводимый осмотр зафиксировал зарождение трещины из концентратора напряжений, испытания были прекращены (после 45 000 циклов нагружения).



Рисунок 2.26 - Трещиноподобный концентратор напряжений на одном из сегментов трубы

Предварительное нанесение широкого запила обуславливалось удобством последующего наблюдения за трещиной и лучшим доступом коррозионно-активной среды к устью дефекта. Начальная и конечная точки запила, соответствующие начальной и конечной точке выращенной трещины, служили метками, относительно которых визуально оценивалось ее развитие.

Для создания длительно действующей статической нагрузки была реализована методика испытаний, согласно которой вырезанные сегменты собирались в образец: сваривались между собой по краям, а в полость между ними устанавливалась жесткая распорка с возможностью регулирования длины вылета (рисунок 2.27).



Рисунок 2.27 - Конструкция образца, испытываемого на статическое нагружение

Уровень нагрузки, воспринимаемой сегментами в результате изменения длины распорки, вычислялся согласно соотношению [145]:

$$\sigma = 3Etf / [(l + 2c)a], \quad (2.7)$$

где E - модуль упругости стали, МПа;

t - толщина сегмента, м;

f - стрела прогиба сегмента, м;

l, a, c - размеры, приведенные на рисунке 2.28, м.

Изменение стрелы прогиба определялось относительно растяжки, выставленной на уровне начальной кривизны сегментов, и закрепленной в местах их контакта друг с другом (рисунок 2.28).

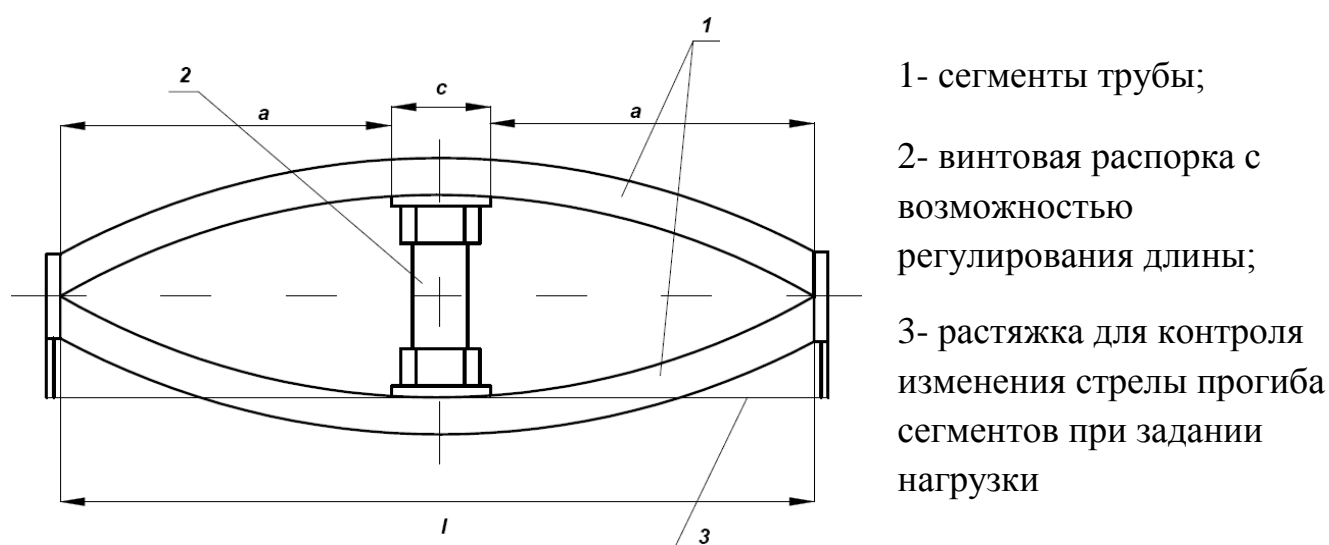


Рисунок 2.28 - Схема образца, испытываемого на статическое нагружение

Как было показано в разделе 2.1, существенное влияние на сопротивляемость конструкции разрушению и, как следствие, на склонность к коррозионному растрескиванию, оказывает запасенная в металле энергия упругой деформации.

Для того чтобы оценить, на сколько данный параметр отличается при испытании сконструированного образца, в сравнении с эксплуатируемым газопроводом, следовало вычислить значения энергии упругой деформации в обоих случаях.

Энергия упругой деформации единицы объема металла при двухосном НДС, характерном для нагруженного внутренним давлением трубопровода, определяется согласно соотношению [125]:

$$\tilde{W} = \frac{1}{2}(\varepsilon_{\kappa\kappa} \sigma_{\kappa\kappa} + \varepsilon_{np} \sigma_{np}) \quad (2.8)$$

Для определения кольцевых и продольных напряжений в этом выражении используется соотношение (2.2).

Вычисление кольцевых деформаций трубопровода производится согласно следующему уравнению [125]:

$$\varepsilon_{\kappa\kappa} = \frac{1}{E}(\sigma_{\kappa\kappa} - \mu\sigma_{np}) \quad (2.9)$$

Продольные деформации при нагружении трубопровода в общем случае отсутствуют в связи с заземленностью грунтом, а также из-за наличия отводов, перемычек и КС, жестко закрепляющих участок, между которыми он находится.

В результате подстановки в формулу (2.8) соотношений (2.2) и (2.9), а также условия $\varepsilon_{np} = 0$, получается выражение для определения энергии упругой деформации всего объема трубопровода:

$$W_{mp} = \tilde{W}V = \frac{V}{2}(\varepsilon_{\kappa\kappa} \sigma_{\kappa\kappa} + \varepsilon_{np} \sigma_{np}) = \frac{V\sigma_{\kappa\kappa}^2(1-\mu^2)}{2E} = \frac{VP^2D_{\text{вн}}^2(1-\mu^2)}{8E\delta^2}, \quad (2.10)$$

где W_{mp} – энергия упругой деформации трубопровода, МДж;

V - объем трубопровода, м³.

Для вычисления энергии упругой деформации испытываемого образца применялось известное соотношение [145]:

$$W_{обр} = \frac{bt\sigma^2}{6E}\left(l + \frac{2a}{3}\right), \quad (2.11)$$

где σ - напряжение в образце, МПа;

t - толщина образца, м;

b - ширина образца, м;

l, a - размеры, приведенные на рисунке 2.28, м.

Анализируя соотношения (2.10) и (2.11) видно, что энергия упругой деформации нагружаемой системы напрямую зависит от размеров этой системы. В таком случае, сравнение общей энергии упругой деформации, запасенной в трубопроводе и в подготовленном образце, является не корректным. Определяемым и оцениваемым показателем должна быть удельная энергия упругой деформации чувствительного сечения испытываемых конструкций, а именно кольцевого сечения трубопровода и продольного сечения образца, поскольку при зарождении и развитии трещины в указанных сечениях происходит максимальное высвобождение накопленной энергии и подведение ее к устью трещины.

Сравнение удельной энергии упругой деформации трубопровода Ду 1400 мм, толщиной стенки 15,7 мм, работающего под давлением 7,4 МПа, с аналогичным параметром подготовленного образца при эквивалентном уровне напряжения показало, что в последнем случае значения в 3,5 раза меньше, чем в первом. Поэтому, для того, чтобы создать предельно жесткие условия испытаний образца, напряжения в нем, согласно выражению (2.1), задавались в размере $0,95\sigma_T$ (400 МПа). Это позволило снизить разницу в значениях удельной энергии упругой деформации до 2,3 раза.

Сопоставляя условия эксплуатации реального газопровода и характер нагружения испытательного образца, необходимо отметить, что несмотря на более низкие значения запасенной в образце удельной энергии упругой деформации, созданные в нем максимальные напряжения более чем на 50% превышали эксплуатационные напряжения в газопроводе. К тому же, НДС образца имел крайне неравномерное распределение по толщине, поскольку задавалась изгибная нагрузка. Все это, как известно [17, 18, 175], стимулирует процессы низкотемпературной ползучести и ускоряет зарождение и развитие стресс-коррозионных трещин.

В качестве коррозионно-активной среды использовался 3%-й раствор NaCl, который традиционно выбирается в качестве модельной среды при воспроизведении процессов коррозионного растрескивания [94, 147].

Для постоянного доступа электролита к устью трещины изготавливалась специальная оснастка (рисунок 2.29).



Рисунок 2.29 - Испытательный образец с установленной оснасткой для доступа коррозионно-активной среды

После запуска испытаний за образцом велись регулярные наблюдения, предусматривавшие ежемесячный осмотр обоих сегментов на предмет зарождения трещин в бездефектных зонах и развития концентратора. Для этих целей использовался визуально-измерительный контроль, ультразвуковое обследование дефектоскопом A1550 IntroVisor и магнитно-вихретоковый контроль дефектоскопом МВД-2-МК.

Ввиду возможного протекания низкотемпературной ползучести металла сегментов, каждые 2-3 месяца производилось «подгружение» образца на 1 - 5% от $\sigma_{раб}$ увеличением длины распорки.

В результате более чем двухлетней продолжительности испытаний на сегментах не было обнаружено ни следов коррозионного растрескивания, ни развития искусственно выращенной трещины, по крайней мере, превышающего погрешность совокупности применяемых средств измерений.

После завершения испытаний изучалась дислокационная структура металла сегмента без искусственной трещины для оценки степени ее эволюции в процессе нагружения. Результаты исследований шлифов на глубине 0,2 мм от поверхности приведены на рисунке 2.30.

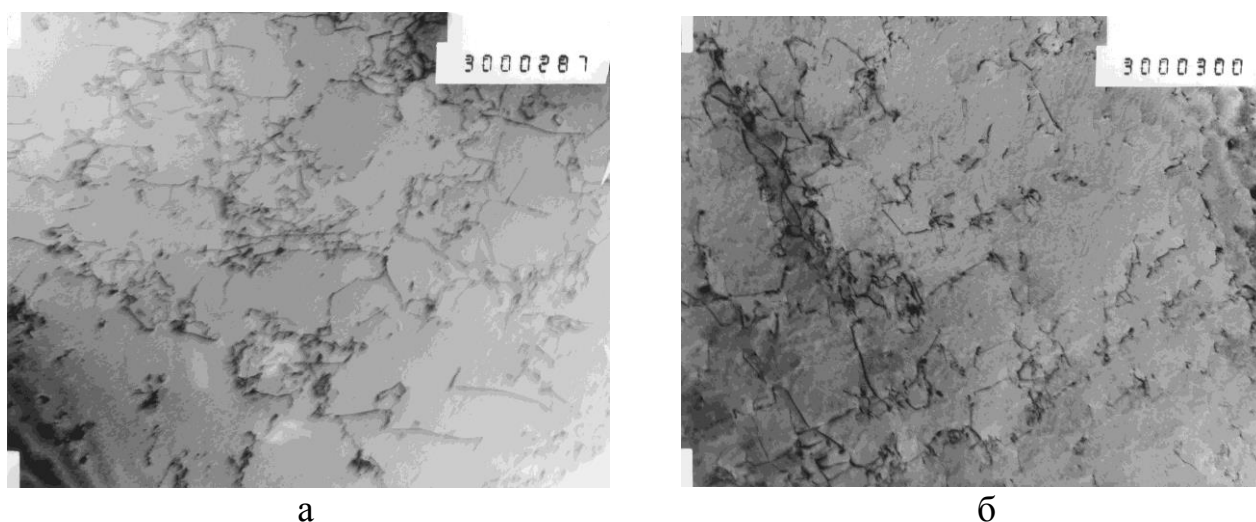


Рисунок 2.30 - Дислокационная структура металла сегментов из стали 09Г2ФБ на глубине 0,2 мм от поверхности

а - перед проведением испытаний; б – после проведения испытаний

Из представленных данных видно, что проведенный эксперимент не оказал какого-либо существенного влияния на дислокационную структуру металла сегмента, что может свидетельствовать об отсутствии процесса замедленного разрушения.

Следует отметить, что вышеописанные исследования не являлись методически безукоризненными (возможна погрешность в задании нагрузки, погрешность средств измерения) и не имели статистической базы, включающей различные условия нагружения, стали, коррозионно-активные среды и т. д. Но тем не менее, полученный результат продемонстрировал, что смоделированные условия нагружения, включавшие в себя совместное действие высокой статической нагрузки с коррозионно-активной средой и неравномерное НДС, не реализуют в выбранной стали процессов замедленного разрушения, а также зарождения и развития трещин. Отсюда можно заключить, что появление стресс-коррозионных дефектов на эксплуатируемых газопроводах скорее всего дополнительно инициируется воздействием факторов, не воспроизведенных при выполнении испытаний.

В подтверждение тому, что коррозионное растрескивание газопроводов является не просто следствием сочетания определенных структурных

особенностей, напряженного состояния и коррозионной среды, можно привести многочисленные случаи остановки стресс-коррозионных трещин и разъедания их устья (рисунок 2.31). Подобные прецеденты многократно обнаруживались на газопроводах, не прекращавших своей эксплуатации [7, 183].

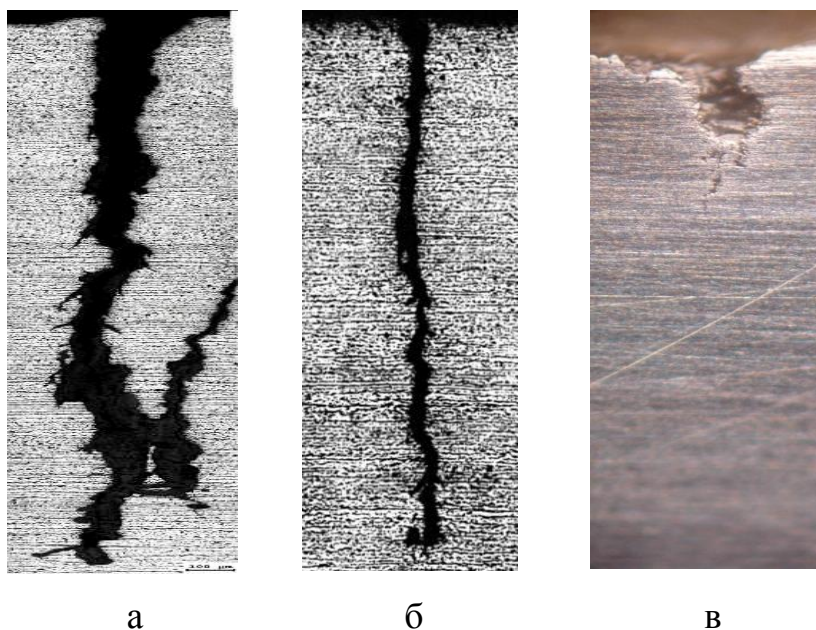


Рисунок 2.31 - Примеры остановки стресс-коррозионных трещин в результате разъедания их устья коррозионно-активной средой

а, б - примеры остановки и притупления стресс-коррозионных трещин;
в - зарождение новой трещины от ранее разъеденной трещины

Важность таких примеров для понимания причин зарождения и развития дефектов КРН заключается в том, что процесс образования трещины является существенно более энергоемким, чем процесс развития. В таком случае, остановка роста трещины при сохранении влияния коррозионно-активной среды, напряженного состояния, конструктивных и металлургических особенностей труб, приведших к ее зарождению, опять-таки свидетельствует о наличии других, не рассматриваемых ранее факторов, способных повлиять на процесс коррозионного растрескивания.

Еще одним механизмом, способным объяснить возникновение дефектов КРН при статической нагрузке, не вступая в противоречие с положениями механики разрушения, является водородное охрупчивание.

Физическая модель данного явления может быть представлена следующим образом. В результате совместного действия химических и физических процессов в среде, контактирующей со стенкой трубы, в ней образуются ионы водорода. Обладая суперподвижностью, ионы частично проникают в стенку, где при определенных условиях задерживаются внутри кристаллической решетки металла. Вследствие протекания этого процесса возникает вероятность формирования атомов и даже молекул водорода. При этом из-за резкого увеличения объема таких новообразований в кристаллической решетке формируются локальные участки с огромным внутренним давлением, вызывающим механическое растрескивание металла [16, 114, 188, 199].

Исходя из вышеописанного механизма, растрескивание происходит, когда концентрация водорода в металле C (мкг/г) превышает некоторое критическое значение. Этот параметр можно рассчитать из величины тока внедрения водорода в стальную мембрану i_p (мкА/см²) [76, 99]:

$$C = i_p LM/F\rho D, \quad (2.12)$$

где L - толщина мембраны, см;

M - атомный вес водорода;

F - число Фарадея;

ρ - плотность стали, г/см³;

D - коэффициент диффузии водорода в стали, см²/с.

Рассматривая величины C и i_p в качестве критериев опасности водородного охрупчивания металла, группой ученых была проведена серия экспериментальных исследований по определению количественных значений данных величин, вызывающих развитие коррозионного растрескивания согласно механизму водородного охрупчивания на трубных сталях, а также по установлению степени водородопроницаемости труб в процессе эксплуатации газопроводов [99].

Установление количественных критериев реализации в металле водородного охрупчивания производилось на образцах из стали 14Г2САФ и

сталей класса X70. Исследования заключались в выдержке при статической нагрузке образцов с заранее выращенной трещиной под действием коррозионно-активных сред различной кислотности (щелочной, слабокислой, кислой). Скорость проникновения водорода фиксировалась с помощью водородных датчиков ДН-1, а динамика распространения трещины определялась в зависимости от изменения величины электросопротивления образца в процессе испытаний.

В результате было установлено, что водородное охрупчивание становится ведущим механизмом коррозионного растрескивания для стали 14Г2САФ при $i_p > 30$ мкА/см², а для сталей класса X70 при $i_p > 100$ мкА/см².

Используя полученные критерии, проводилась оценка вероятности водородного охрупчивания 6 ниток газопроводов Краснотурьинского узла ООО «Газпром трансгаз Югорск», где наблюдалось большое количество отказов по причине КРН. С этой целью организовывались контрольно-диагностические пункты, на которых устанавливались датчики водорода ДН-1.

Измерения показали, что максимальные плотности потока водорода в стальную стенку трубы составили не более 10 - 12 мкА/см² при защитном потенциале трубы в пределах от минус 2,5 до минус 3,5 В и нормальном режиме работы станции катодной защиты. При выключенных катодных станциях плотность потока водорода снижалась в несколько раз.

В результате был сделан вывод, что водородное охрупчивание не может являться ведущим механизмом зарождения трещин на газопроводах, по крайней мере, выполненных из сталей рассматриваемых категорий.

Далее, в той же работе рассматривался вопрос о влиянии наводораживания металла газопроводов на развитие уже имеющихся трещин.

В качестве оценочного критерия использовалось значение коэффициента интенсивности напряжений K_{Isc} , при котором начинается процесс коррозионного растрескивания реальных конструкций. Данный показатель рассчитывался по эмпирическим зависимостям, связывающим его с глубиной трещины H (мм):

$$Kl_{sc} = \sigma_T \sqrt{H/0,21}, \quad (2.13)$$

и концентрацией растворенного в стали водорода C (мкг/г):

$$Kl_{sc} = 89 \exp(-0,09C), \quad (2.14)$$

В таком случае, каждому размеру первичного дефекта соответствует своя концентрация растворенного в стали водорода, при которой начинается его развитие.

Согласно приведенным выражениям, концентрация водорода в металле менее 1 мкг/г даже при $\sigma = \sigma_T$ не способна привести к подрастанию трещин глубиной менее 10 мм. В свою очередь, полученные данные по значениям токов проникновения водорода на газопроводах Краснотурьинского узла соответствовали приповерхностной концентрации растворенного водорода, приведенной в таблице 2.3.

Таблица 2.3 - Концентрация растворенного водорода C (мкг/г) в стенке трубы стали X70 на газопроводах Краснотурьинского узла ООО «Газпром трансгаз Югорск» в июне 1996 г.

Нитка	Километраж			
	1251 км	1254 км	1257 км	1269 км
1	0,234	-	-	-
2	0,234	0,124	0,293	0,285
3	0,227	0,124	-	0,256
4	0,073	0,124	0,132	0,205
5	0,110	0,029	-	-
6	-	0,059	0,154	0,132

Таким образом, четырехлетний опытно-промышленный мониторинг одного из наиболее аварийных участков многониточной системы газопроводов ООО «Газпром трансгаз Югорск» показал, что зарождение и развитие трещин в трубах, учитывая возникающие уровни концентрации водорода в стали, не может происходить по механизму водородного охрупчивания.

Приведенные данные экспериментальных исследований, как видно, не подтверждают описанную в начале раздела теоретическую модель коррозионного

растрескивания трубных сталей. Поэтому, не ставя под сомнение корректность данной гипотезы, в рамках представленной работы выполнялась оценка вклада в процесс развития трещин не учитываемого фактора нестационарного нагружения газопроводов.

Для изучения влияния характерных режимов эксплуатации газопроводов на развитие трещин в трубах при участии автора проводились стендовые полигонные испытания на базе ИЭПЦ ОАО «ВНИИСТ» (г. Подольск) [31, 32, 62].

Объектом исследования служила плеть, изготовленная из двух труб стали Х70 после 31 года эксплуатации на магистральном газопроводе «Ухта-Торжок, III нитка», Ду 1400 мм, с толщиной стенки 16,5 мм. Плеть содержала две области трещин (рисунок 2.32). Область №1 состояла из 11 дефектов совокупной длиной 203 мм и глубиной 13 - 60% от толщины стенки. Область №2 состояла из двух магистральных трещин совокупной длиной 183 мм и глубиной 40 - 50% от толщины стенки.

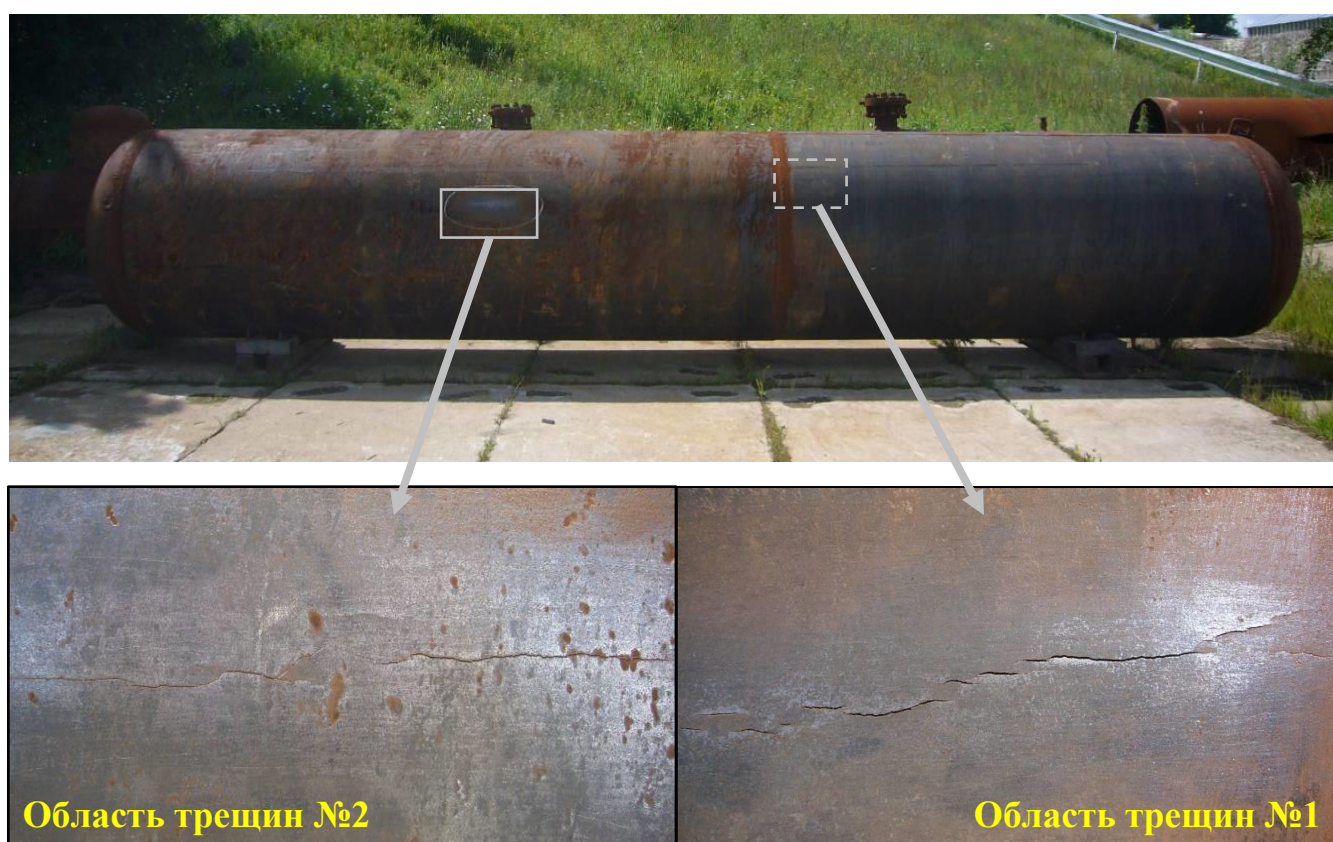


Рисунок 2.32 - Общий вид плети, расположение и состояние трещин до проведения испытаний

Поскольку гидропульсаторы, используемые для испытаний, не в состоянии воспроизводить высокочастотные колебания давления, и уж тем более накладывать их на низкочастотные амплитудные циклы, программа испытаний заключалась в циклическом нагружении плети внутренним давлением при $P_{max} = 7,4$ МПа, $P_{min} = 5,4$ МПа, в течение 3000 циклов.

В процессе проведения эксперимента каждые 500 циклов нагружения производилось измерение длин трещин с использованием комплекта ВИК, и определение их глубин при помощи ультразвукового дефектоскопа с фазированными антенными решетками A1550 IntroVisor и вихретокового дефектоскопа МВД-2-МК.

В результате, за 20 циклов до окончания базы испытаний произошло сквозное прорастание одной из трещин в области №1, приведшее к разгерметизации плети, после чего эксперимент был прекращен, а темплеты с трещинами вырезаны для лабораторного изучения изломов. Долом дефектов производился для определения исходной глубины и геометрии трещин, а также для оценки изменений данных параметров от действия циклического нагружения.

Изменение длин трещин из области №1 в процессе проведения испытаний приведено в таблице 2.4. Из представленных данных видно, что нагружение трубной плети привело к существенному подрастанию трещин (до 72%), причем наибольшее увеличение длины получили наиболее короткие, сомкнутые трещины. Наиболее длинные магистральные трещины, напротив, подросли меньше всего. Данный факт, по всей видимости, может быть объяснен высоким уровнем пластической деформации в вершинах длинных трещин, что вызывает увеличение радиуса кривизны дефектов, а также результатом облегченного доступа коррозионно-активной среды, что также способствует притуплению их устья. Для коротких, сомкнутых трещин данные процессы реализуются в меньшей степени, что позволяет им сохранять высокий уровень концентрации напряжений в вершинах на протяжении всего периода циклического нагружения.

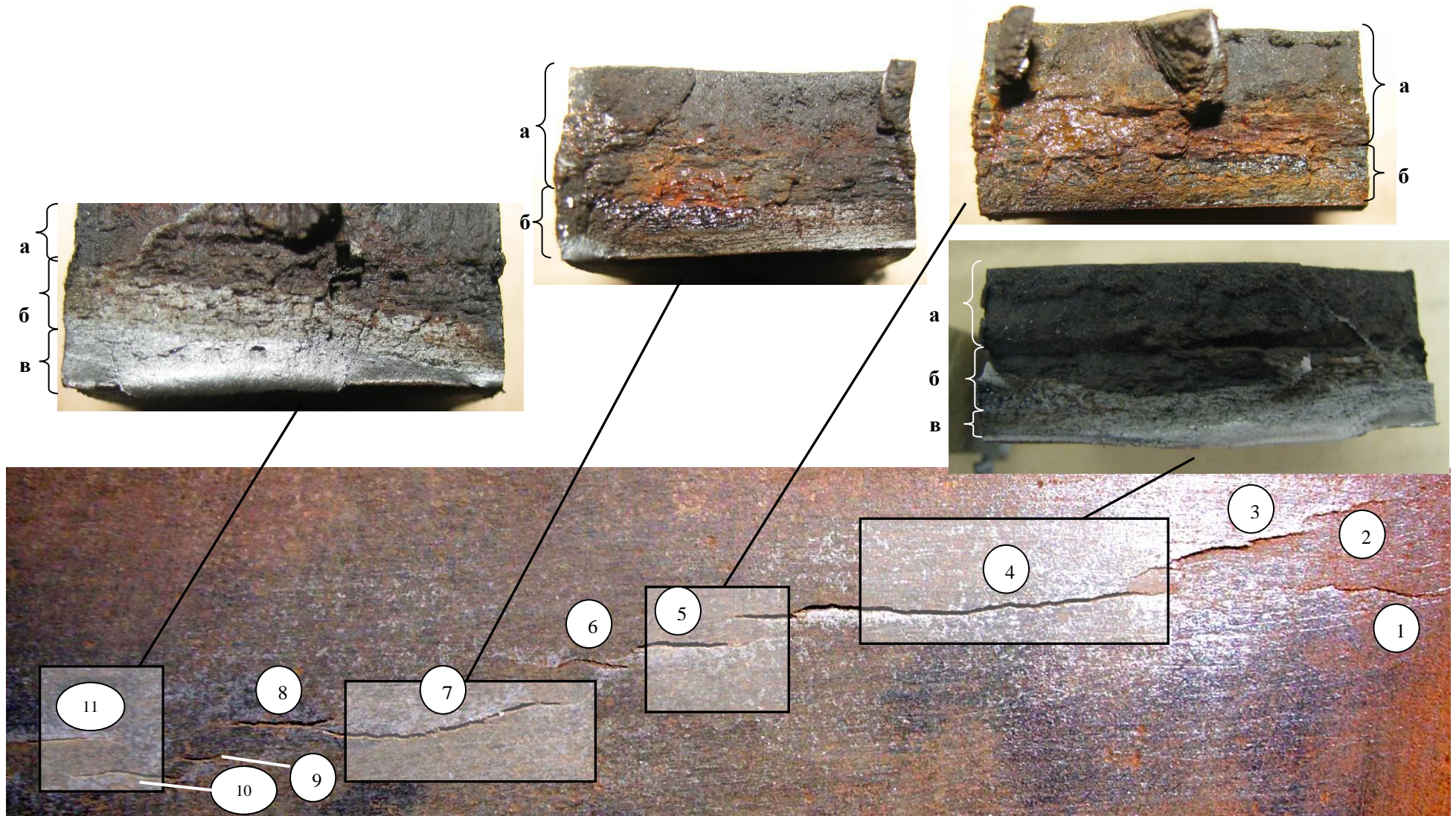
Таблица 2.4 - Изменение длин трещин из области №1 в процессе испытаний

№ трещины	Исходная длина трещины, мм	Длина трещины после 2000 циклов нагружения, мм	Длина трещины после 2980 циклов нагружения, мм	Суммарное подрастание трещины, % от исходной длины
1	26	31	34	30%
2	18	20	22	22%
3	18	21	28	55%
4	56	58	59	5%
5	16	20	22	37%
6	12	14	17	41%
7	34	36	37	8%
8	17	21	21	23%
9	11	16	19	72%
10	12	14	17	42%
11	13	18	21	61%

Изучение изломов подтвердило динамику развития трещин из области №1, зафиксированную при наружных измерениях: рост в глубину составил от 25 до 69% (таблица 2.5, рисунок 2.33).

Таблица 2.5 - Изменение глубин трещин из области №1 в процессе испытаний

№ трещины	Исходная глубина трещины, мм	Глубина трещины после 2980 циклов нагружения, мм	Суммарное подрастание трещины, % от исходной глубины
1	3,5	4,8	37%
2	2,1	2,6	25%
3	4,8	6,9	44%
4	10,0	13,5	35%
5	9,7	16,5 (сквозное прорастание трещины)	69%
6			
7	9,2	15,3	66%
8	6,8	9,1	34%
9	8,4	13,2	57%
10			
11	4,6	8,1	65%



а- исходная глубина трещины; б- развитие трещины в результате испытаний; в- доллом.

1-11- нумерация трещин, соответствующая данным из таблицы 2.4

Рисунок 2.33 - Изломы трещин из области №1 после проведения испытаний

Кроме того, обнаружилась следующая особенность - распространение трещин как вдоль трубы, так и в глубину происходило не по нормали к действующим нагрузкам, а произвольным образом. В некоторых случаях это привело к внутреннему объединению дефектов, находившихся в кольцевом направлении на расстоянии до 20 мм друг от друга (трещины №№ 5, 6 и 9, 10 в таблице 2.5). Данное обстоятельство может свидетельствовать о структурном несовершенстве металла и накоплении поврежденности в процессе эксплуатации газопровода.

Наблюдение за трещинами из области №2 показало их незначительное подрастание (до 10%). Изучение изломов выявило наличие расслоения в центральной части темплета, ориентированного параллельно оси стенки трубы, которое стало барьером для развития трещин при испытаниях (рисунок 2.34).



Рисунок 2.34 - Излом трещины из области №2

Полученные в таблице 2.5 значения позволили построить кинетическую диаграмму усталостного разрушения (КДУР) плети, для которой коэффициент интенсивности напряжений (КИН) K вычислялся согласно выражению [180]:

$$K = \sqrt{\frac{\pi l}{\cos(\theta)} \sigma^{*2} \left(1 + \frac{5\pi\lambda^2}{32}\right) \left(\frac{4-k}{2}\right)}, \quad (2.15)$$

где $\theta = \pi\sigma^*/2\sigma_c$;

$\lambda^2 = (l^2 / R\delta) \sqrt{12(1-\mu^2)}$;

$k = (3-4\mu)$;

l – глубина трещины, мм;

R – внешний радиус трубы, мм;

δ – толщина стенки трубы, мм;

μ – коэффициент Пуассона;

σ^* – текущее кольцевое напряжение в трубе, МПа;

σ_c – разрушающее кольцевое напряжение в трубе без трещины, МПа.

Построение КДУР выполнялось не традиционным способом, поскольку в качестве исходной информации отсутствовали данные по динамике распространения трещины с момента ее зарождения и до разрушения, а использовались совокупные сведения по развитию до определенной стадии 9 трещин различных исходных параметров (рисунок 2.35).

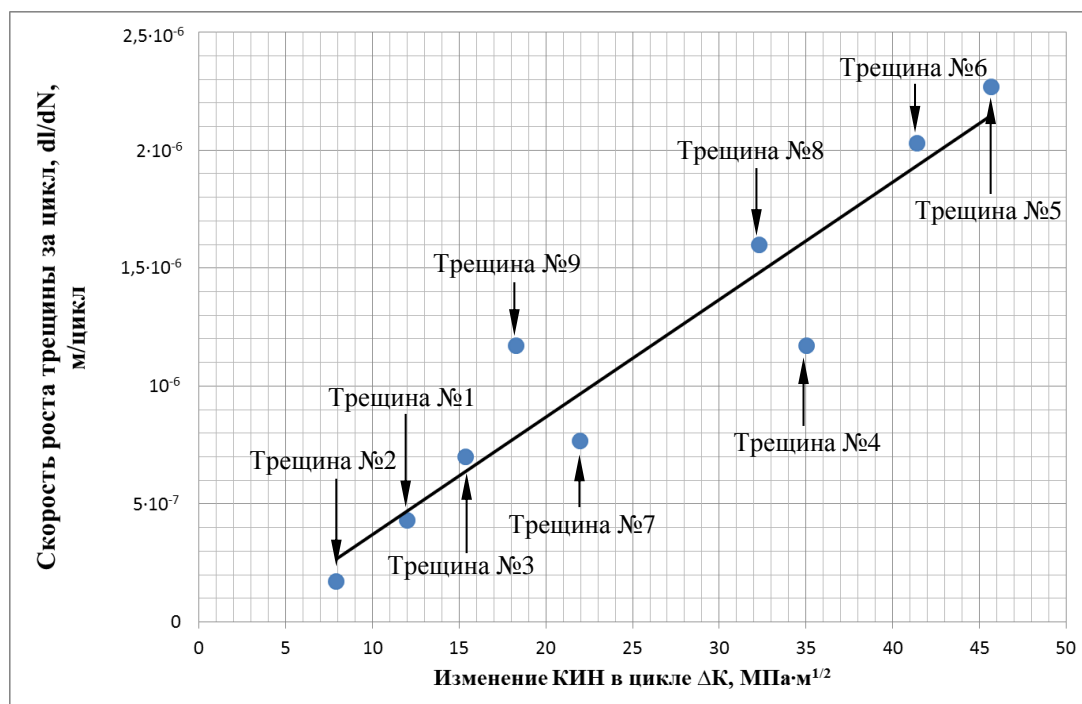


Рисунок 2.35 – КДУР трубной плети

Для описания представленного на рисунке 2.35 корреляционного поля была получена следующая функция регрессии:

$$dl / dN = 4,98 \cdot 10^{-8} \Delta K - 1,28 \cdot 10^{-7} \quad (2.16)$$

Представленное уравнение, отражающее экспериментально установленный характер развития трещин в трубной плети, использовалось для оценки динамики

роста трещины начальной глубиной 2 мм в трубе Ду 1400 мм, толщиной стенки 15,7 мм от воздействия нестационарного нагружения, связанного с режимом транспорта газа. С этой целью производился анализ данных о режимах эксплуатации 10 различных участков газопроводов ООО «Газпром трансгаз Югорск» за период в 1 год, полученных с периодичностью в 4 часа. Примененный алгоритм вычленения полных циклов из массива значений давления, а также используемый для автоматизации обработки исходных данных и вычисления текущих значений КИН специально разработанный программный продукт «АУН-1», подробно рассмотрены в разделах 5.3 и 5.7.

Для корректного выполнения обработки следовало определить подход к анализу циклов с низкой амплитудой, где значения ΔK не укладываются в экспериментальный интервал, представленный на рисунке 2.35. Важность этого вопроса определяется существованием порогового ΔK_{th} , при котором рост трещин не происходит. Поэтому, используя установленную в работе [160] единую для всех металлов зависимость между ΔK_{th} и модулем упругости E , выражаемую соотношением:

$$\Delta K_{th} = 1,6 \cdot 10^{-5} E, \quad (2.17)$$

было получено $\Delta K_{th} = 3,2 \text{ МПа} \cdot \text{м}^{1/2}$ (для трубных сталей $E = 2 \cdot 10^5 \text{ МПа}$), и при проведении вычислений по формуле (2.16) отбрасывались циклы, где ΔK оказывался ниже установленного значения. Данный подход является достаточно консервативным, поскольку выражение (2.17) не учитывает конструктивные и масштабные факторы, а также еще по ряду причин. Так, в частности, в разделе 2.1 отмечалось, что реальный режим транспорта газа представляет собой многочастотный процесс, в котором на наиболее амплитудные и достаточно редкие месячные циклы накладываются недельные, дневные и часовые колебания, характеризующиеся большей частотой, но меньшим размахом давления. Такое суммирование значительно усиливает негативное влияние циклической нагрузки, в сравнении с одночастотным нагружением, о чем свидетельствуют работы [17, 48, 158, 161, 184]. Кроме того, в работах [159, 162, 198] изучался

вопрос гигацикловой усталости, то есть разрушения, возникающего при сверхбольших базах испытаний, достигающих 10^{10} циклов. В ходе проведенных исследований было показано, что нагрузки, значительно более низкие, чем установленный предел выносливости конкретного материала, вызывают его усталостное разрушение при увеличении базы испытаний. Данный вывод, очевидно, можно экстраполировать и на развитие трещин в процессе низкоамплитудного нагружения.

Полученные результаты, представленные в таблице 2.6, показали, что оцениваемый дефект приведет к разрушению рассматриваемых участков газопроводов через 130 - 180 лет. Следует особо отметить, что указанные цифры получены без учета воздействия высокочастотных пульсаций и колебаний, коррозионной среды и эксплуатационных факторов, которые в совокупности могут в десятки раз ускорять процесс развития трещин. К примеру, в случае зарождения стресс-коррозионных дефектов поверхностные окислительные процессы ускоряют темп образования полос скольжения, что в значительной степени определяет пагубное влияние коррозионной среды на сопротивление материала усталостному разрушению при низком уровне напряжений. И наоборот - циклические нагрузки, вызывающие протекание микропластической деформации, приводящей к образованию структурной и химической неоднородности металла, способствуют протеканию его локального анодного растворения (то есть появлению концентраторов напряжений) [87, 145, 147].

Таким образом, приведенные факты и полученные экспериментальные данные свидетельствуют о том, что циклическая нагрузка на газопровод, связанная с режимом транспорта газа, является в той или иной степени причиной зарождения любых трещин в трубах (в том числе и стресс-коррозионных), и в качестве самостоятельного фактора способна обеспечить устойчивое и скоротечное развитие подобных дефектов. Вследствие этого, данный фактор должен исследоваться в рамках выполнения функционального диагностирования газопроводов, и учитываться при планировании соответствующих профилактических мероприятий.

Таблица 2.6 - Остаточный ресурс различных участков газопроводов, содержащих трещину глубиной 2 мм, определенный по критерию усталостного разрушения от действия фактических режимов транспорта газа

№ п/п	Наименование участка газопровода	Время до разрушения, лет
1	МГ «Уренгой – Центр I», км 535,35 (выход из КС Верхнеказымская)	151
2	МГ «Уренгой – Центр I», км 616,3 (вход в КС Бобровская)	129
3	МГ «Ямбург – Елец I», км 1175,5 (выход из КС Ивдельская)	182
4	МГ «Ямбург – Елец I», км 1288 (вход в КС Краснотурьинская)	134
5	МГ «Ямбург – Елец II», км 827,6 (выход из КС Октябрьская)	139
6	МГ «Ямбург – Елец II», км 902,59 (вход в КС Таежная)	177
7	МГ «Надым – Пунга – Н.Тура», км 453,5 (выход из КС Перегребненская)	180
8	МГ «Надым – Пунга – Н.Тура», км 529 (вход в КС Пунга)	149
9	МГ «Пунга – Ухта – Грязовец III», км 291,6 (вход в КС Уральская)	155
10	МГ «Пунга – Ухта – Грязовец III», км 291,6 (выход из КС Уральская)	139

2.4 Исследование влияния энергии упругой деформации газопровода на его сопротивляемость разрушению

В число основных особенностей, отличающих эксплуатацию газопроводов, входит большой уровень запасенной в них энергии упругой деформации, которая, как показано в разделе 2.1, по сути, формирует комплекс фактических рабочих характеристик металла труб. В таком случае, установление закономерностей влияния данного фактора на сопротивляемость газопроводов разрушению, с целью обеспечения возможности использования полученной информации при оценке технического состояния анализируемых объектов, является важной задачей.

Очевидно, что влияние запасенной в конструкции энергии упругой деформации в каждом конкретном случае проявляется по-разному, вследствие чего актуальным вопросом является выбор подхода к ее исследованию и учету.

Важнейшим показателем, характеризующим в совокупности прочностные и пластические характеристики металла, а также определяющим сопротивляемость конструкции разрушению на стадии распространения трещины, является

трещиностойкость. Исходя из этих соображений, в качестве критерия оценки была выбрана циклическая трещиностойкость.

Выполненный в разделе 2.3 анализ показал, что при рассмотрении энергетического фактора оперирование величиной суммарной запасенной в конструкции энергии является не корректным. В связи с этим, в рамках проведенных исследований, как и в разделе 2.3, оцениваемой характеристикой являлась энергия упругой деформации «чувствительного» сечения конструкции, то есть того сечения, в котором при нарушении динамического равновесия в системе (при росте трещины) происходит максимальное перераспределение накопленной энергии. Поэтому, далее по тексту применяется термин удельная энергия упругой деформации, под которым понимается в случае нагружения трубной плети – энергия упругой деформации кольцевого сечения трубы; а в случае нагружения образцов - энергия, запасенная в сечении образца, перпендикулярному его фронтальной поверхности и параллельному направлению растягивающих сил.

Конечной целью исследований являлось получение функциональной зависимости, отражающей влияние запасенной в газопроводе удельной энергии упругой деформации на его циклическую трещиностойкость, выражающую сопротивляемость разрушению. Для этого в первом приближении следовало выполнить сравнительные испытания трубных плетей, обладающих при одних и тех же параметрах нагружения различным запасом удельной энергии упругой деформации, то есть изготовленных из труб разного диаметра. Однако, даже не принимая в расчет экономическую составляющую, подобные испытания невозможно воспроизвести чисто методически. Если проанализировать существующую номенклатуру газопроводных труб, то можно увидеть, что для их изготовления используются разные типы и марки сталей, а это, в свою очередь, определяет бессмысленность сравнения полученных таким образом экспериментальных данных.

Учитывая изложенное, автором была разработана и реализована программа комбинированных испытаний, заключающаяся в нагружении образцов и трубной

плети, изготовленных из одного материала, и имеющих при выбранной нагрузке различный запас удельной энергии упругой деформации [66].

Одним из главных аспектов, определявших корректность проведения запланированного эксперимента, являлось обеспечение одинакового характера нагрузок, воспринимаемых образцами и трубной плетью. В связи с этим, отдельное внимание уделялось двум моментам.

Во-первых, это выбор конструкции образцов, нагружение которых обеспечивало бы наиболее полное моделирование условий работы трубопровода. Для этой цели наилучшим образом подходит конструкция, рассмотренная в разделе 2.2. Однако ее технологические особенности не позволяют существенно менять длину рабочей части сегментов труб для изменения количества запасенной удельной энергии упругой деформации.

Во-вторых, при постановке сравнительных испытаний образцов и трубной плети следует учитывать, что в трубах помимо напряжений, создаваемых внешней нагрузкой, изначально присутствует неоднородное НДС, вызванное технологическими особенностями производства (см. раздел 2.1).

С учетом отмеченного, испытания проводились по следующей программе.

На первом этапе выполнялись испытания образцов, вырезанных из труб Ду 1400 мм, толщиной стенки 16,5 мм, стали X70 ($\sigma_T = 412$ МПа, $\sigma_s = 588$ МПа, $\psi = 20\%$), после 31 года эксплуатации. Образцы изготавливались двух типов (таблица 2.7): согласно конструкции, представленной в разделе 2.2 (рисунок 2.36), и ориентированные вдоль оси трубы (рисунок 2.37).

Таблица 2.7 - Параметры образцов из трубы стали X70

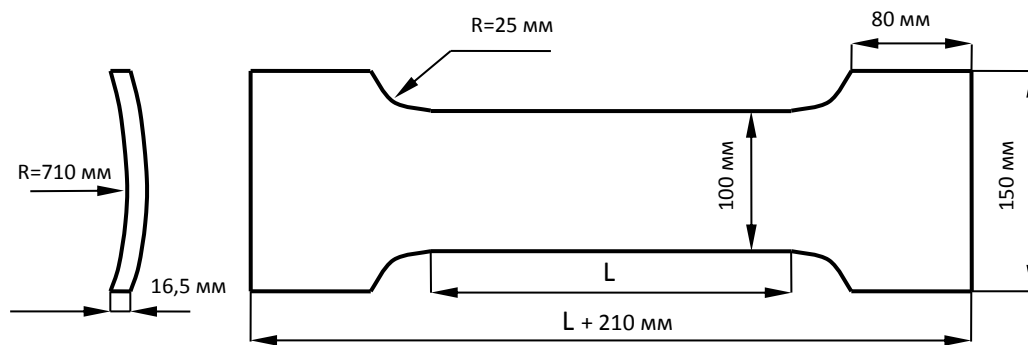
Группа образцов	Тип образцов	Кол-во образцов, шт.	Размеры образцов		
			Ширина рабочей части B , мм	Толщина δ , мм	Длина рабочей части L , мм
I	С кольцевыми сегментами	3	90	16,5*	205**
II	Продольные	3	100	16,5	170
III		3	100	16,5	410
IV		3	100	16,5	820

* Толщина каждого из сегментов.

** Длина рабочей части каждого из сегментов.



Рисунок 2.36 - Фото изготовленного образца I группы из таблицы 2.7



а



б

Рисунок 2.37 - Образцы II – IV группы из таблицы 2.7

а - параметры образцов; б – фото изготовленных образцов

В центре рабочей части образцов тонкой фрезой наносились поперечные трещиноподобные концентраторы напряжений длиной 40 мм, глубиной 3 мм и толщиной 0,2 мм. Для обеспечения корректного перераспределения нагрузки при

развитии трещины в образцах I группы, концентратор наносился только на один из сегментов труб.

Циклическое нагружение образцов до разрушения производилось на машине SCHENCK Гидропульс 1000 кН (рисунок 2.20) при параметрах $\sigma_{max} = 315$ МПа, $\sigma_{min} = 231$ МПа, с частотой 120 циклов/мин.

Оценка трещиностойкости выполнялась не только на основании данных об общей долговечности образцов, но и по результатам построения КДУР. Для этой цели был реализован метод меток: в процессе испытаний через каждые 15 000 циклов без остановки гидропульсатора производилось снижение максимальной и минимальной нагрузки на 40% (то есть, до параметров $\sigma_{max}/\sigma_{min} = 189/139$ МПа), а через 3 000 циклов рабочая нагрузка восстанавливалась. Подобные изменения отражаются на величине подрастания усталостной трещины за цикл и, как следствие, меняют шероховатость поверхности усталостного излома. Это дает возможность оценить скорость развития трещины за определенный локальный период путем определения длины и глубина поставленных меток (рисунок 2.38).

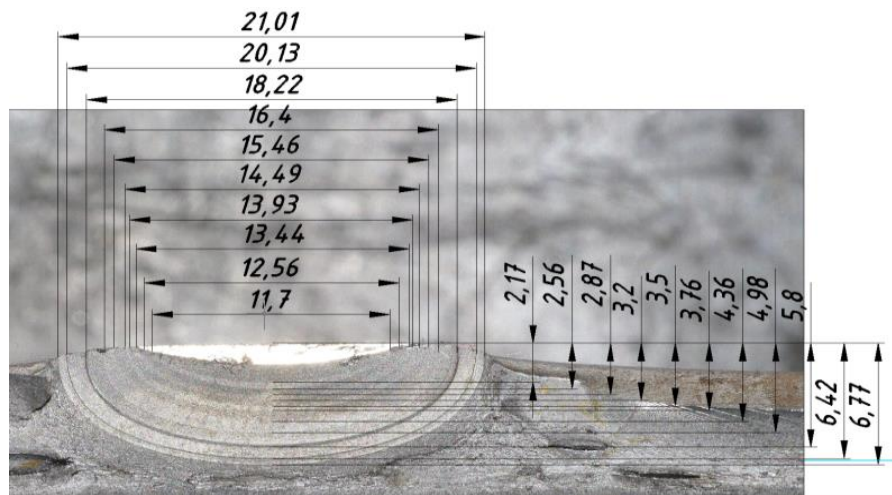


Рисунок 2.38 - Пример определения параметров развития усталостной трещины по поставленным меткам

Для определения текущего КИН в вершине усталостной трещины в образце использовалось выражение [73]:

$$K = \sigma \sqrt{\pi l} \cdot M, \quad (2.18)$$

где σ - номинальное напряжение в сечении образца, МПа;

l - текущая глубина трещины, мм;

M - поправочный коэффициент.

Коэффициент M , учитывающий текущее соотношение размера трещины и толщины образца, определялся из графика, представленного на рисунке 2.39 [70, 73].

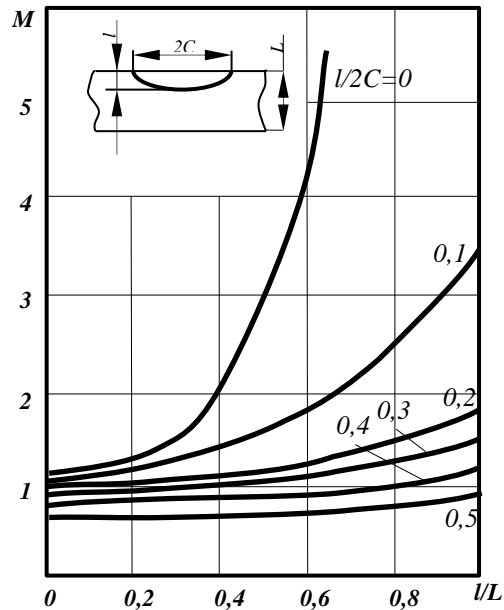
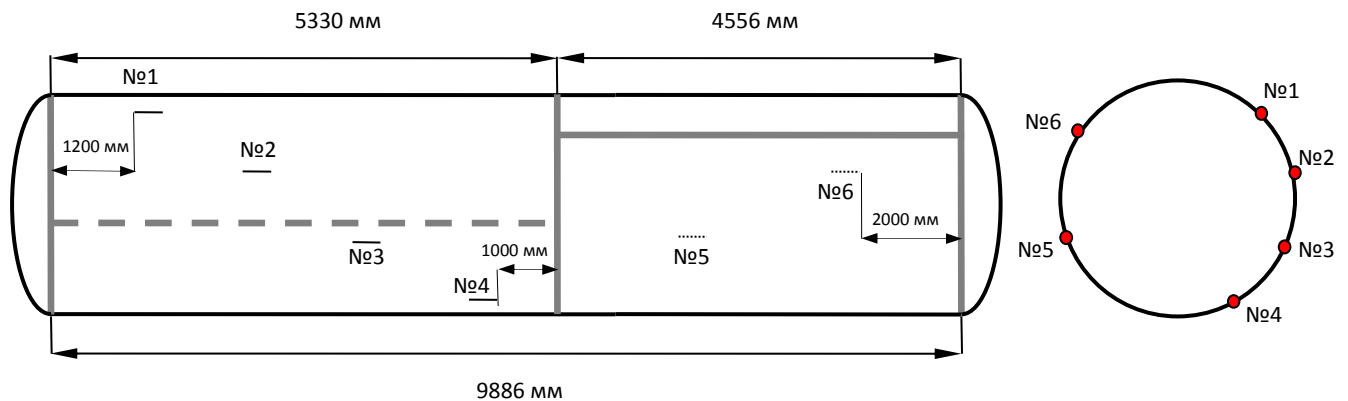


Рисунок 2.39 - Изменение поправочного коэффициента M , в зависимости от формы и глубины поверхностной трещин

На втором этапе проводилось исследование скорости роста трещин в плети, сваренной из труб, использованных для изготовления образцов на первом этапе. Данный эксперимент выполнялся в рамках испытаний, рассмотренных в разделе 2.3, поэтому подробное описание конструкции плети здесь не приводится.

На подготовленную плеть наносились трещиноподобные концентраторы напряжений с параметрами, выбранными на первом этапе (длина 40 мм, глубина 3 мм и толщина 0,2 мм). В начале раздела отмечалось, что для обеспечения одинаковых условий нагружения плети и испытательных образцов необходимо учитывать НДС, возникающее в трубах в процессе изготовления. Представленная в разделе 2.1 технология производства труб и выполненный там

анализ НДС, формирующегося в готовом изделии на каждом этапе изготовления, показали, что итоговые остаточные напряжения распределяются в трубах весьма неоднородно, и колеблются в диапазоне 0 - 100 МПа. В связи с этим, концентраторы наносились в шести различных по длине и часовой ориентации зонах плети (рисунок 2.40).



а



б



в

Рисунок 2.40 - Трещиноподобные концентраторы напряжений на трубной плети
а – схема расположения концентраторов; б, в – фото нанесенных концентраторов

Испытание плети производилось по следующей программе: нагружение внутренним давлением в течение 15 000 циклов с параметрами $P_{max}/P_{min} = 7,4/5,4$ МПа (что соответствует кольцевым напряжениям в стенке трубы $\sigma_{max}/\sigma_{min} = 315/231$ МПа), со снижением нагрузки каждые 5 000 циклов до параметров $P_{max}/P_{min} = 4,41/3,24$ МПа (что соответствует кольцевым напряжениям

в стенке трубы $\sigma_{max}/\sigma_{min} = 189/139$ МПа) в течение 1000 циклов. То есть, режим нагружения плети соответствовал выбранному при испытании образцов, за исключением продолжительности периода постановки меток, что связано с более интенсивным распространением трещин в первом случае.

Для проведения анализа полученных результатов важной задачей являлось определение количества запасенной в испытанных конструкциях удельной энергии упругой деформации. С целью вычисления данного параметра у образцов I группы (таблица 2.7) была задана соответствующая схема нагружения (рисунок 2.41) и сделан ряд допущений.

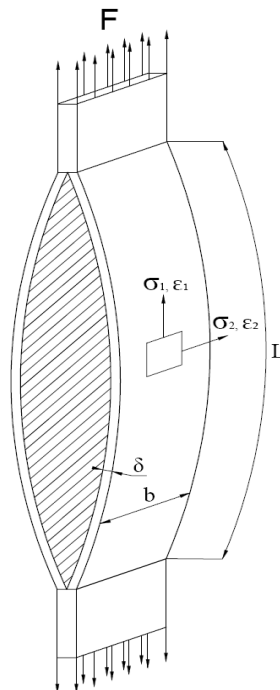


Рисунок 2.41 - Схема нагружения образца I группы

В качестве первого допущения принималось, что жесткая вставка в образце контактирует с сегментами труб по всей площади внутренней поверхности. Данное допущение позволяет исключить из рассмотрения изгибные нагрузки, возникающие у концевых частей сегментов (там, где нет контакта со вставкой), которые существенно усложняют расчетную схему нагружения, но при этом не сильно влияют на суммарный уровень запасенной в образце удельной энергии упругой деформации.

Второе допущение касалось напряженного состояния образца. В разделе 2.2 установлено, что при одноосном растяжении образцов рассматриваемой конструкции в центральной части сегментов труб реализуется двухосное НДС. Причем деформации перпендикулярные направлению растягивающих усилий равны нулю. Несмотря на то, что данная схема распределения НДС не соблюдается на краевых участках, для расчетов удельной энергии упругой деформации образца принималась именно она. Такое допущение является корректным, поскольку концентратор напряжений наносился в центральной части сегментов и, соответственно, именно там предполагается максимальное перераспределение накопленной энергии при развитии трещины.

С учетом принятых допущений были определены соотношения для вычисления НДС сегментов образца I группы:

$$\begin{cases} \sigma_1 = \frac{F}{2S_{сеч}}, \\ \sigma_2 = \mu\sigma_1 \end{cases} \quad (2.19)$$

$$\begin{cases} \varepsilon_1 = \frac{1}{E}(\sigma_1 - \mu\sigma_2), \\ \varepsilon_2 = 0 \end{cases} \quad (2.20)$$

где F - сила, действующая на образец, Н;

σ_1, σ_2 – соответственно продольные и поперечные напряжения в сегменте, МПа;

$\varepsilon_1, \varepsilon_2$ – соответственно продольные и поперечные деформации сегмента (см. рисунок 2.41);

$S_{сеч}$ – площадь поперечного сечения сегмента, м²;

μ – коэффициент Пуассона.

Используя соотношения (2.19) и (2.20), определялась энергия упругой деформации единицы объема образца:

$$\tilde{W} = \frac{1}{2}(\varepsilon_1\sigma_1 + \varepsilon_2\sigma_2) = \frac{\sigma_1^2(1-\mu^2)}{2E} = \frac{F^2(1-\mu^2)}{8ES_{сеч}^2} \quad (2.21)$$

Умножение выражения (2.21) на площадь сечения сегментов в плоскости, перпендикулярной их фронтальной поверхности и параллельной направлению растягивающих усилий, дало соотношение для определения удельной энергии упругой деформации образца I группы $W_{y\delta I}$:

$$W_{y\delta I} = \tilde{W} \cdot 2S_{сеч}^{nрод} = \frac{F^2(1-\mu^2)}{8ES_{сеч}^2} 2L_{серед} \delta, \quad (2.22)$$

где $S_{сеч}^{nрод}$ - площадь сечения сегмента в плоскости, перпендикулярной его фронтальной поверхности и параллельной направлению растягивающих сил, м²;

$L_{серед}$ – длина дуги по срединной линии сегмента образца, м;

δ – толщина сегмента, м.

Для вычисления удельной энергии упругой деформации образцов II - IV группы, схема нагружения которых представлена на рисунке 2.42, также использовалось одно из допущений, принятых при рассмотрении образцов I группы.

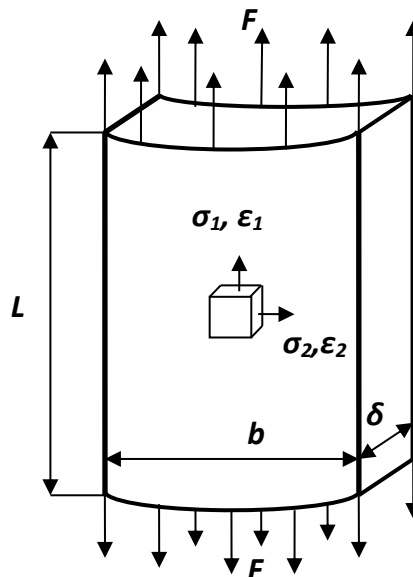


Рисунок 2.42 - Схема нагружения образцов II - IV группы

Оно касалось возникновения в центральной части образцов при их одноосном растяжении двухосного напряженного состояния, с отсутствием деформаций, перпендикулярных направлению прикладываемых усилий. Такое

допущение возможно, поскольку, как и в предыдущем случае, при нагружении рассматриваемых образцов реализуется эффект стесненности поперечной деформации [75, 98].

Принятая схема напряженного состояния позволила определить выражения для вычисления НДС и энергии упругой деформации единицы объема образцов II – IV группы:

$$\begin{cases} \sigma_1 = \frac{F}{S_{сеч}}, \\ \sigma_2 = \mu\sigma_1 \end{cases} \quad (2.23)$$

$$\begin{cases} \varepsilon_1 = \frac{1}{E}(\sigma_1 - \mu\sigma_2), \\ \varepsilon_2 = 0 \end{cases} \quad (2.24)$$

$$\tilde{W} = \frac{1}{2}(\varepsilon_1\sigma_1 + \varepsilon_2\sigma_2) = \frac{\sigma_1^2(1-\mu^2)}{2E} = \frac{F^2(1-\mu^2)}{2ES_{сеч}^2} \quad (2.25)$$

Удельная энергия упругой деформации образцов II – IV группы $W_{y\delta II-IV}$ вычислялась согласно соотношению:

$$W_{y\delta II-IV} = \tilde{W}l\delta = \frac{F^2(1-\mu^2)l}{2Eb^2\delta}, \quad (2.26)$$

где l , b , δ – соответственно длина, ширина и толщина образца, м (см. рисунок 2.42).

В разделе 2.3 было определено соотношение для вычисления энергии упругой деформации трубопровода (2.10). Однако данное выражение нельзя использовать при рассмотрении плети, испытанной на втором этапе, поскольку в этом случае в трубах возникает другое распределение напряженного состояния.

На рисунке 2.43 представлена схема нагружения трубной плети внутренним давлением, которое, как видно, воздействует на нее не только в нормальном, но и в продольном направлении, в результате давления на заглушки.

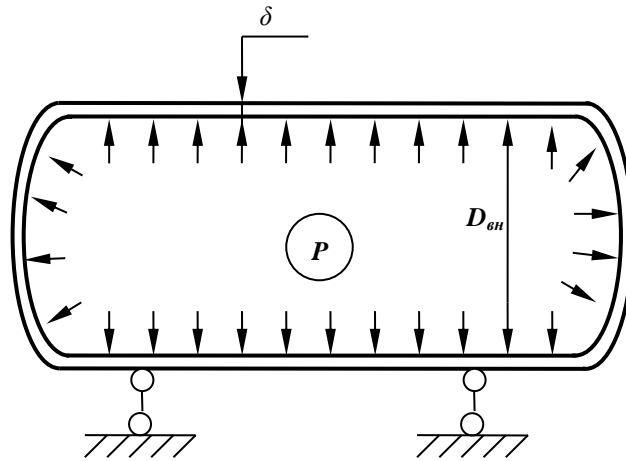


Рисунок 2.43 - Схема нагружения трубной плиты внутренним давлением

При такой постановке задачи НДС плиты описывается следующими соотношениями [42, 92]:

$$\begin{cases} \sigma_{кц} = \frac{PD_{вн}}{2\delta}, \\ \sigma_{нр} = 0,5\sigma_{кц} \end{cases} \quad (2.27)$$

$$\begin{cases} \varepsilon_{кц} = \frac{1}{E}(\sigma_{кц} - \mu\sigma_{нр}), \\ \varepsilon_{нр} = \frac{1}{E}(\sigma_{нр} - \mu\sigma_{кц}) \end{cases} \quad (2.28)$$

где $\sigma_{кц}$, $\sigma_{нр}$ – соответственно кольцевые и продольные напряжения в трубной плите, МПа;

$\varepsilon_{кц}$, $\varepsilon_{нр}$ – соответственно кольцевые и продольные деформации трубной плиты;

P – внутреннее давление в плите, МПа;

$D_{вн}$ – внутренний диаметр труб, м;

δ – толщина стенки труб, м.

Отсюда определялись выражения для нахождения энергии упругой деформации единицы объема плиты:

$$\tilde{W} = \frac{1}{2}(\varepsilon_{кц}\sigma_{кц} + \varepsilon_{нр}\sigma_{нр}) = \frac{1}{2}\left(\frac{\sigma_{кц}^2}{E}\left(1 - \frac{\mu}{2}\right) + \frac{\sigma_{кц}^2}{2E}\left(\frac{1}{2} - \mu\right)\right) = \frac{1,9P^2 D_{вн}^2}{16E\delta^2}, \quad (2.29)$$

и удельной энергии упругой деформации плети $W_{уд\ плети}$:

$$W_{уд\ плети} = \tilde{W} \pi D_{cp} \delta = \frac{1,9P^2 D_{вн}^2 \pi D_{cp}}{16E\delta}, \quad (2.30)$$

где D_{cp} – средний диаметр труб, м.

Используя полученные выражения (2.22), (2.26) и (2.30), вычислялась удельная энергия упругой деформации трубной плети и образцов I – IV группы при заданных параметрах нагружения (таблица 2.8).

Таблица 2.8 - Значения удельной энергии упругой деформации испытанных образцов и трубной плети

№ п/п	Наименование конструкции	Максимальное напряжение в конструкции при циклическом нагружении, МПа	Значение удельной энергии упругой деформации конструкции при максимальном напряжении в цикле $W_{уд}$, МДж/м
1	Трубная плеть диаметром 1420 мм.	315	0,016706
2	Продольный образец, длина рабочей части – 820 мм. (IV группа)	315	0,002701
3	Продольный образец, длина рабочей части – 410 мм. (III группа)	315	0,001527
4	Продольный образец, длина рабочей части – 170 мм. (II группа)	315	0,000633
5	Образец с кольцевыми сегментами, длина рабочей части каждого сегмента – 205 мм. (I группа)	315	0,001527

Рассмотрение полученных результатов испытаний следует начать с сопоставления значений циклической трещиностойкости образцов I и III группы. Как уже отмечалось, нагружение образцов, вырезаемых вдоль трубы, не позволяет корректно моделировать особенности работы трубопровода под действием внутреннего давления, а образцы с кольцевыми сегментами не могут

быть изготовлены в широком диапазоне размеров. Поэтому, сравнивая результаты испытания образцов I и III группы, имевших, как видно из таблицы 2.6, одинаковый запас удельной энергии упругой деформации, можно определить какое влияние на трещиностойкость образцов III группы оказывает некорректное воспроизведение ими ориентации проката, направления прикладываемых нагрузок, объемности остаточных напряжений и деформаций после изготовления трубы и т. д.

Анализ вышеуказанных данных позволил получить корректирующий коэффициент, применение которого необходимо для более обоснованного сопоставления результатов испытаний образцов II – IV группы и трубной плети (таблица 2.9).

Таблица 2.9 - Результаты испытания образцов I и III группы

Группа образцов	Значение удельной энергии упругой деформации образца при максимальном напряжении в цикле $W_{уд}$, МДж/м	№ образца	Долговечность N без учета периодов постановки меток, циклов	Среднее значение долговечности N_{cp} , циклов	Значение корректирующего коэффициента ($K_{корр} = N_{cpI} / N_{cpIII}$)
I	0,001527	1	48 000	42 850	0,89
		2	41 400		
		3	39 100		
III	0,001527	1	43 300	48 335	
		2	49 000		
		3	52 700		

Трещиностойкость образцов II – IV группы представлена в таблице 2.10.

Переходя к результатам испытаний трубной плети, следует отметить, что доведение плети до разрушения не планировалось. База нагружения выбиралась исходя из необходимости обеспечить зарождение и развитие трещин от нанесенных концентраторов напряжения, с целью последующего сопоставления динамики их роста.

Таблица 2.10 - Результаты испытания образцов II – IV группы

Группа образцов	Значение удельной энергии упругой деформации образца при максимальном напряжении в цикле $W_{y\partial}$, МДж/м	№ образца	Долговечность N без учета периодов постановки меток, циклов	Среднее значение долговечности N_{cp} , циклов
II	0,000633	1	50 600	50 870
		2	53 900	
		3	48 100	
III	0,001527	1	43 300	48 335
		2	49 000	
		3	52 700	
IV	0,002701	1	45 500	41 230
		2	40 000	
		3	38 200	

Данный подход обусловлен тем, что при одном и том же внутреннем давлении в различных зонах плети возникает собственное НДС, вызванное неравномерным распределением в трубах остаточных напряжений и деформаций. Поэтому, для того, чтобы корректно сопоставлять результаты лабораторных и полигонных испытаний следовало, как и в случае с образцами, получить определенную выборку значений циклической трещиностойкости плети. В свою очередь, доведение ее до разрушения от одного из концентраторов не добавило бы информативности проводимым исследованиям. Как известно, скорость роста поверхностной трещины в металле имеет в логарифмических координатах линейную зависимость от размаха КИН (согласно уравнению Пэриса). Завершающей стадией нестабильного развития и лавинообразного разрушения, которая не подчиняется какому-либо математическому описанию, в данном случае можно пренебречь в силу ее малой продолжительности. Таким образом, зная динамику распространения трещин от концентраторов напряжений на пороговой и стабильной стадиях, можно с

высокой степенью вероятности провести экстраполяцию и установить полную долговечность плети в результате развития того или иного искусственного дефекта.

По окончании испытаний из плети вырезались темплеты с концентраторами напряжений, долом которых показал, что в процессе реализованного нагружения от всех дефектов произошло зарождение и распространение трещин до глубины $25 \div 50\%$ от толщины стенки (таблица 2.11, рисунок 2.44).

Таблица 2.11 – Параметры трещин, зародившихся от концентраторов напряжений в результате нагружения плети

№ концентратора	Исходная длина, мм	Исходная глубина, мм	Длина после нагружения, мм	Глубина после нагружения, мм
1	40	3	43	4,1
2	40	3	46	6,1
3	40	3	45	5,6
4	40	3	49	7,9
5	40	3	43	4,9
6	40	3	43	4,7

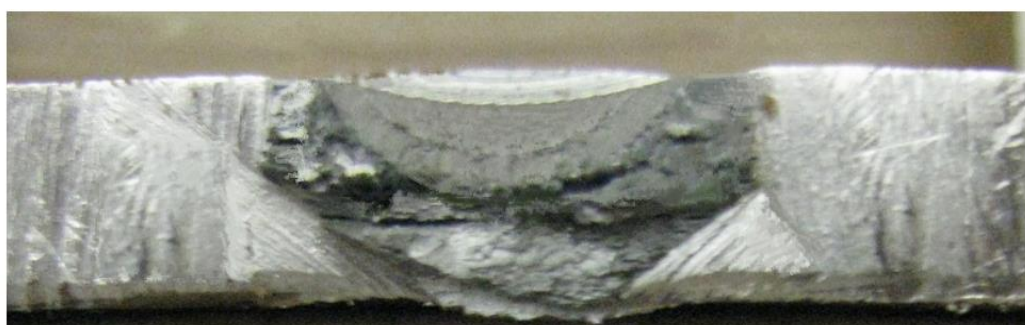


Рисунок 2.44 - Развитие концентратора напряжений №4 в результате нагружения плети

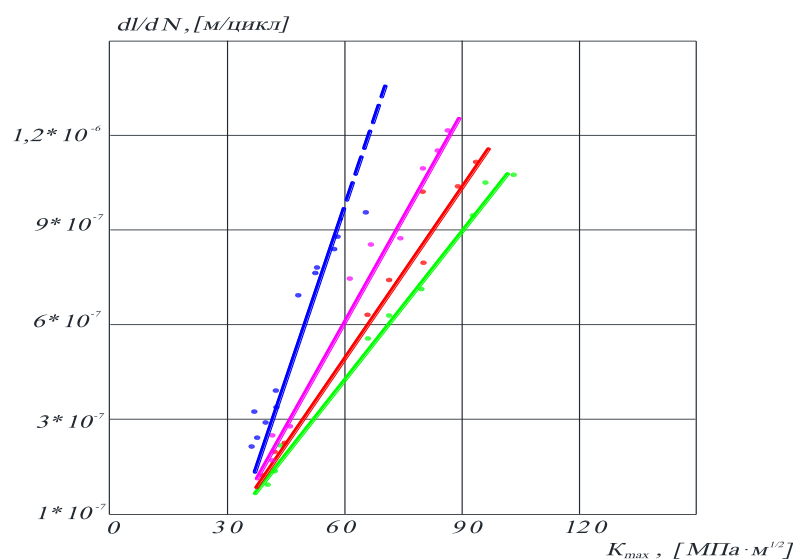
Установленная полная долговечность плети, в сравнении с трещиностойкостью образцов II – IV группы, скорректированной на коэффициент из таблицы 2.9, представлена в таблице 2.12.

Таблица 2.12 - Результаты испытания образцов II – IV группы и плети

Наименование конструкции	Значение удельной энергии упругой деформации конструкции при максимальном напряжении в цикле $W_{уд}$, МДж/м	№ образца (концентратора)	Долговечность N без учета периодов постановки меток, циклов	Средняя долговечность группы
Образцы II группы	0,000633	1	45 034*	45 271
		2	47 971*	
		3	42 809*	
Образцы III группы	0,001527	1	38 537*	42 880
		2	43 610*	
		3	46 903*	
Образцы IV группы	0,002701	1	40 495*	36 698
		2	35 600*	
		3	33 998*	
Трубная плеть	0,016706	(1)	20 500	23 850
		(2)	26 000	
		(3)	24 700	
		(4)	29 100	
		(5)	21 000	
		(6)	21 800	

* Долговечность с учетом корректирующего коэффициента

Сводные КДУР плети и образцов II – IV группы (с учетом корректирующего коэффициента) представлены на рисунке 2.45.



● – образцы II группы; ● – образцы III группы; ● – образцы IV группы;

● – плеть

Рисунок 2.45 - Сводные КДУР образцов II - IV группы и плети

Полученные результаты позволили построить график зависимости циклической трещиностойкости испытанных конструкций от запасенной в них удельной энергии упругой деформации (рисунок 2.46).

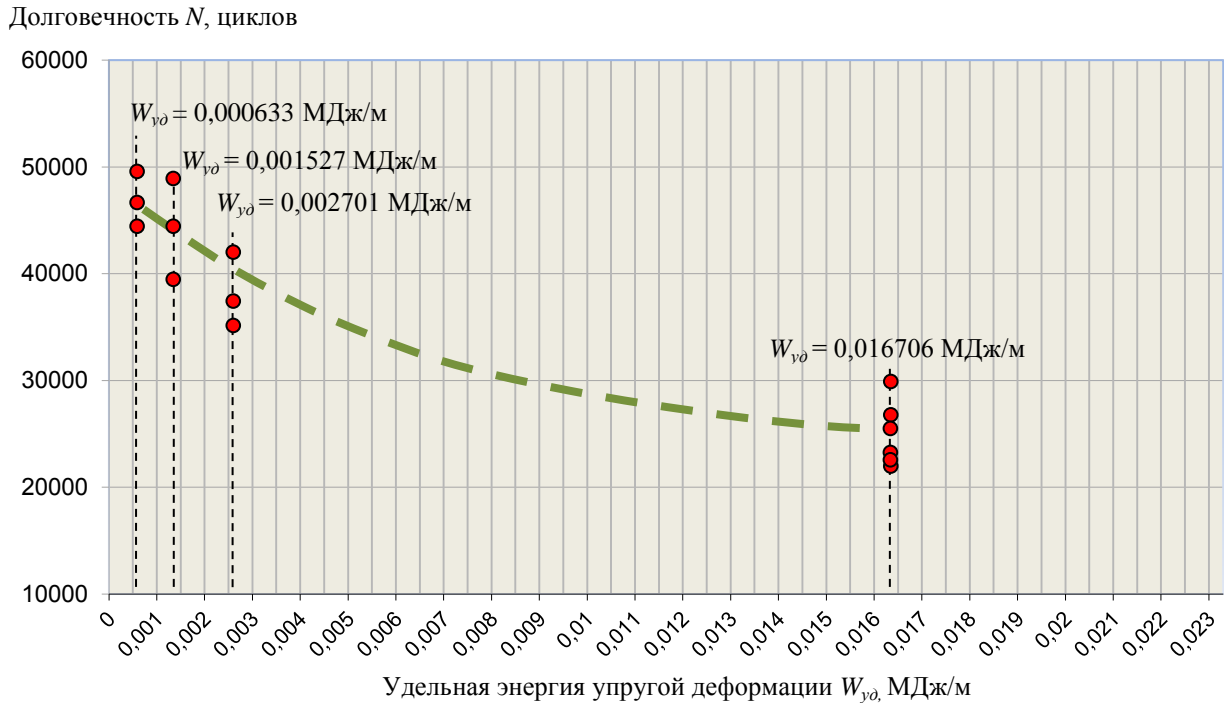


Рисунок 2.46 – Зависимость трещиностойкости образцов II – IV группы и трубной плиты от запасенной в них удельной энергии упругой деформации

С целью получения искомой функциональной зависимости представленные на рисунке 2.46 данные выражались через относительное снижение трещиностойкости. Для сформированного корреляционного поля строилась оценочная линия регрессии (рисунок 2.47). Принимая во внимание установленный характер зависимости, взяв за основу экспоненциальную функцию, и используя метод наименьших квадратов при нахождении оптимальных коэффициентов в уравнении, была получена функция регрессии для вычисления поправочного коэффициента K_W влияния запасенной в трубопроводе удельной энергии упругой деформации на его циклическую трещиностойкость:

$$K_W = \frac{1}{e^{100W_{уд}}} + \frac{1}{1 + e^{-100W_{уд}}} - 0,5, \quad (2.31)$$

где $W_{уд}$ – запасенная в трубопроводе удельная энергия упругой деформации, МДж/м.

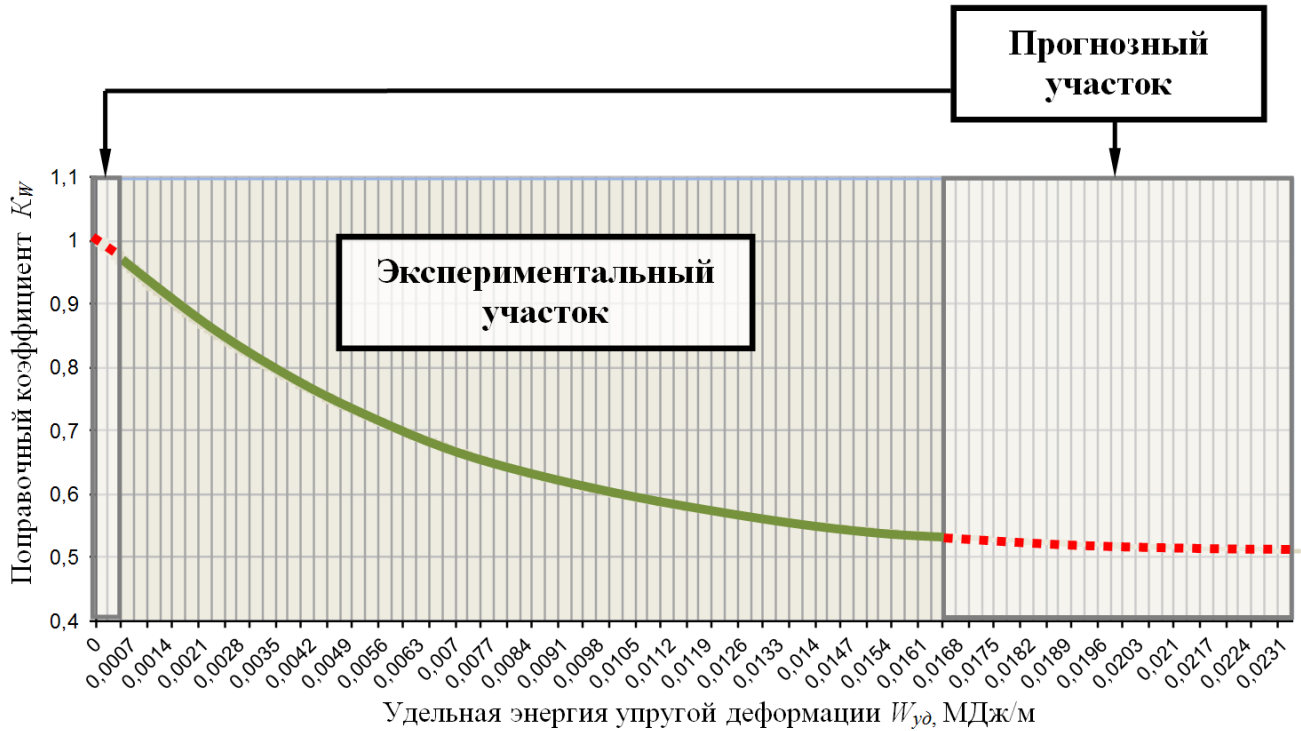


Рисунок 2.47 - Кривая для определения поправочного коэффициента влияния запасенной в трубопроводе удельной энергии упругой деформации

Для оценки корректности полученной функции регрессии определялась достоверность аппроксимации выражением (2.31) корреляционного поля, согласно соотношению [88]:

$$R^2 = 1 - \frac{\sum_{i=1}^n (y_i - \check{y}_i)^2}{\sum_{i=1}^n (y_i - \bar{Y})^2}, \quad (2.32)$$

где y_i – экспериментальные значения;

\check{y}_i – значения функции регрессии;

\bar{Y} – среднее арифметическое экспериментальных значений;

n – количество экспериментальных значений.

При подстановке в выражение (2.32) исходных данных достоверность аппроксимации составила $R^2 = 0,8839$, что свидетельствует об

удовлетворительном описании выражением (2.31) экспериментальных значений [88].

В качестве объекта рассмотренных выше исследований выбиралась сталь контролируемой прокатки X70 после длительного срока службы, при воздействии предельной для газопроводов проектной нагрузки от внутреннего давления. Для оценки универсальности установленной функциональной зависимости и ее применимости в широком диапазоне сталей и эксплуатационных нагрузок газопроводов, проводились дополнительные испытания.

Из трубы стали 17Г1С ($\sigma_T = 353$ МПа, $\sigma_s = 510$ МПа, $\psi = 20\%$), Ду 1200 мм, толщиной стенки 12,4 мм, находящейся в аварийном запасе, были вырезаны три группы продольных образцов (таблица 2.13), аналогичных образцам II – IV группы, которые изготавливались при испытании стали X70 (см. рисунок 2.37). В центре рабочей части образцов тонкой фрезой наносились поперечные трещиноподобные концентраторы напряжений длиной 40 мм, глубиной 3 мм и толщиной 0,2 мм.

Таблица 2.13 - Параметры изготовленных образцов

Группа образцов	Количество, шт.	Ширина рабочей части, мм	Толщина, мм	Длина рабочей части, мм
I	3	100	12,4	170
II	3	100	12,4	410
III	3	100	12,4	820

Программа испытания заключалась в циклическом нагружении образцов до разрушения при следующих параметрах: $\sigma_{max} = 260$ МПа, $\sigma_{min} = 100$ МПа. Максимальная нагрузка выбиралась таким образом, чтобы задать в образцах НДС, по уровню аналогичное возникаемому в газопроводе при давлении в 5,4 МПа.

При оценке трещиностойкости выполнялось построение КДУР. Использованный для этой цели метод меток рассмотрен в начале раздела. Метки продолжительностью 7 000 циклов ставились в процессе испытания с интервалом в 25 000 циклов.

Вычисленные в соответствии с выражением (2.26) значения удельной энергии упругой деформации образцов при заданных параметрах нагружения приведены в таблице 2.14.

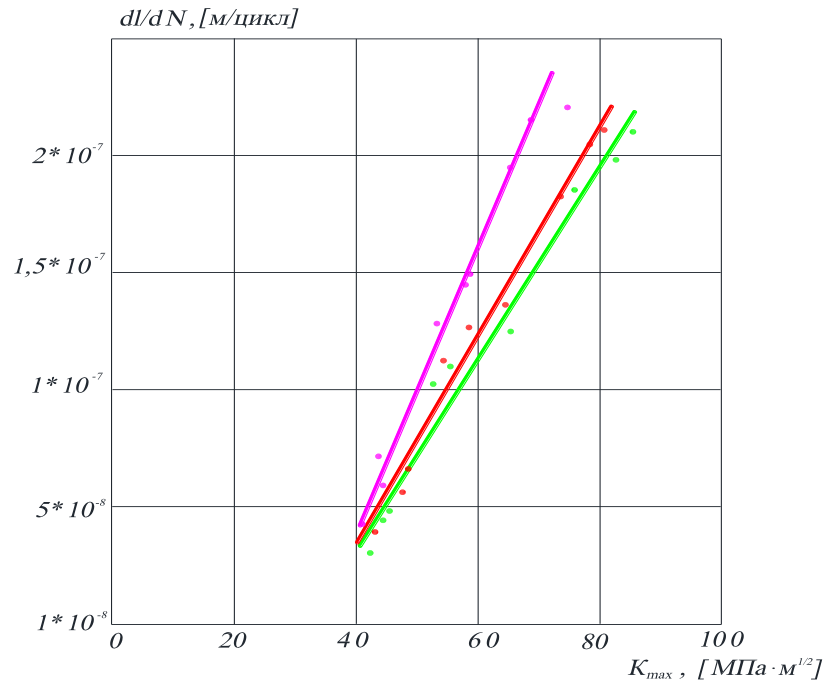
Таблица 2.14 - Значения удельной энергии упругой деформации образцов из стали 17Г1С

№ п/п	Группа образцов	Максимальное напряжение в образце при циклическом нагружении, МПа	Значение удельной энергии упругой деформации образца при максимальном напряжении в цикле $W_{уд}$, МДж/м
1	I Группа (длина рабочей части – 170 мм)	260	0,000327
2	II Группа (длина рабочей части – 410 мм)	260	0,000788
3	III Группа (длина рабочей части – 820 мм)	260	0,001576

Данные по долговечности и сводные КДУР образцов представлены в таблице 2.15 и на рисунке 2.48.

Таблица 2.15 - Результаты испытания образцов из стали 17Г1С

Группа образцов	Значение удельной энергии упругой деформации образца при максимальном напряжении в цикле $W_{уд}$, МДж/м	№ образца	Долговечность N без учета периодов постановки меток, циклов	Среднее значение долговечности $N_{ср}$, циклов
I Группа	0,000327	1	115 000	116 100
		2	127 500	
		3	105 800	
II Группа	0,000788	1	118 000	107 760
		2	93 000	
		3	112 300	
III Группа	0,001576	1	98 500	100 760
		2	95 800	
		3	108 000	



● – образцы I группы; ● – образцы II группы; ● – образцы III группы

Рисунок 2.48 - Сводные КДУР образцов из стали 17Г1С

На основании полученных результатов построен график влияния запасенной в образцах из стали 17Г1С удельной энергии упругой деформации на циклическую трещиностойкость (рисунок 2.49).

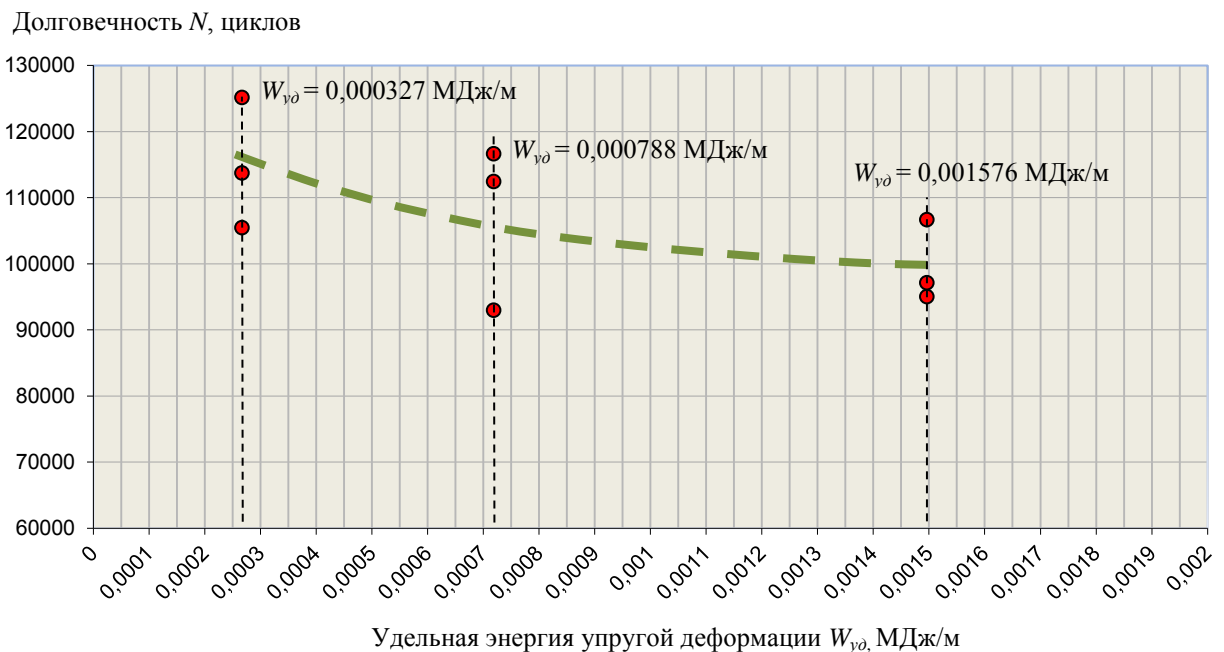


Рисунок 2.49 - Экспериментальная зависимость запасенной в образцах из стали 17Г1С удельной энергии упругой деформации на циклическую трещиностойкость

Представление значений из таблицы 2.15 через относительное снижение трещиностойкости и вычисление достоверности аппроксимации выражением (2.31) полученного корреляционного поля дало $R^2 = 0,6953$.

Таким образом, проведенные испытания подтвердили тезис о том, что влияние запасенной в газопроводе энергии упругой деформации на его сопротивляемость разрушению носит системный характер и является существенным, а также позволили получить функциональную зависимость, корректно отражающую количественную величину такого влияния.

В заключение следует особо отметить, что выражение (2.31) не является универсальным и может быть применено только к трубным конструкциям, изготовленным из анализированного класса сталей, работающих в исследованном диапазоне нагрузок. В свою очередь параметры воздействий, которые выбирались для испытаний, соответствовали характерным режимам эксплуатации магистральных газопроводов (внутреннее давление в 5,4 и 7,4 МПа). С тем же расчетом выбирались и стали. То есть, применительно к газопроводам соотношение (2.31) может использоваться в подавляющем большинстве случаев.

2.5 Выводы по главе 2

По результатам проведенных экспериментальных и аналитических исследований:

1. Установлено, что газопроводы являются уникальными опасными производственными объектами, ключевыми особенностями которых являются: специфический характер многочастотного нестационарного нагружения внутренним давлением, широкий диапазон запасенной энергии упругой деформации и двухосность НДС, формируемого технологией изготовления труб и условиями эксплуатации.

2. Разработана и опробована методика лабораторного моделирования процесса нагружения трубопровода внутренним давлением. Данная методика позволяет при одноосном растяжении испытательного образца специальной

конструкции на стандартных разрывных машинах реализовать в сегментах труб необходимое двухосное НДС, а также соответствующее направление прикладываемой нагрузки, по отношению к ориентации проката.

3. Показано, что нестационарное нагружение газопровода в амплитудно-частотном спектре, формируемом режимом транспорта газа, приводит к развитию в трубах трещин и трещиноподобных дефектов. По результатам проведенных полигонных испытаний установлено, что режим эксплуатации в качестве самостоятельного фактора способен обеспечить разрушение газопровода, содержащего подобные дефекты, за период, сопоставимый с его жизненным циклом.

4. Предложен научно обоснованный подход к оценке влияния энергетического фактора на сопротивляемость газопроводов разрушению. Получена эмпирическая зависимость снижения циклической трещиностойкости по мере повышения запасенной в трубах удельной энергии упругой деформации, корректность которой подтверждена в диапазоне эксплуатационных нагрузок газопроводов, на наиболее распространенных при сооружении газовых магистралей типах трубных сталей - X70 и 17Г1С.

Глава 3.

РАЗРАБОТКА СПОСОБОВ НЕРАЗРУШАЮЩЕЙ ЭКСПРЕСС-ОЦЕНКИ ТЕКУЩЕГО СОСТОЯНИЯ МЕТАЛЛА ТРУБ И ЕЕ ДОСТОВЕРНОГО ПОДТВЕРЖДЕНИЯ

Учитывая возраст газотранспортной системы ПАО «Газпром», одной из ключевых проблем, снижающих эффективность мероприятий по поддержанию работоспособности газопроводов, является отсутствие возможности своевременной и достоверной оценки состояния металла труб. В настоящее время выполнение такой оценки сопряжено с необходимостью проведения широкого спектра лабораторных исследований, что на практике, по сути, исключает возможность получения требуемой информации в процессе эксплуатации газопроводов. Кроме того, получаемые результаты зачастую являются некорректными, в силу не адаптированности методик проведения испытаний к конструктивным особенностям труб. Сложившаяся ситуация приводит к формализованному подходу при выполнении подобных исследований, следствием чего является не только получение недостоверных сведений, но и формирование ошибочного представления о факторах, угрожающих эксплуатационной надежности газопроводов.

В данной главе представлены результаты создания способов неразрушающей экспресс-оценки текущего состояния металла труб и ее достоверного лабораторного подтверждения, применение которых позволяет существенно продвинуться в решении изложенной проблемы.

3.1 Использование метода измерения микротвердости в качестве способа оценки состояния металла

В настоящем разделе проведен анализ особенностей и накопленного опыта практического использования метода измерения микротвердости для оценки

возможности создания неразрушающего способа экспресс-диагностики состояния металла конструкций.

3.1.1 Особенности метода измерения микротвердости

Значения микротвердости зависят не только от свойств, состава и состояния изучаемого материала, но также и от условий проведения измерений, которые определяются рядом факторов, часть из которых носит систематический характер, другие могут приносить случайные погрешности, снижая тем самым корректность и достоверность получаемых данных [34]. Тем не менее, все рассмотренные ниже факторы необходимо учитывать при оценке возможностей и ограничений метода измерения значений микротвердости металла.

Выбор нагрузки

Согласно существующим исследованиям [45], твердость, определяемая методом вдавливания индентора, не зависит от величины нагрузки. Закон подобия был впервые установлен Лудвиком для конуса и подтвержден для пирамиды в работе [203], где использовались нагрузки от 10 до 100 кг.

В свою очередь, при измерении микротвердости, то есть при нагрузках порядка единиц или десятков граммов, с самого начала обнаружились отклонения от этого закона. Причем отклонения наблюдались в обе стороны и не подчинялись каким-либо закономерностям. В работе [206], используя метод измерения микротвердости по Кнупу, установлено резкое возрастание твердости неметаллических материалов при малых нагрузках. В работе [195], используя нагрузку в 5 - 100 г на квадратную пирамиду, установленную в приборе собственной конструкции, было получено резкое падение твердости с уменьшением усилия вдавливания, начиная со значений в 50 г. Исследования, представленные в [108], показали, что с увеличением нагрузки микротвердость сначала возрастает, затем доходит до максимума и после этого начинает медленно убывать.

Таким образом, накопленные данные не дают однозначного ответа на вопрос о влиянии нагрузки на величину микротвердости.

Можно предположить, что установленные закономерности отражают зависимость микротвердости не столько от усилия вдавливания, сколько от размеров, и главным образом от глубины отпечатка индентора, а также от свойств того слоя металла, в пределах которого он нанесен. Вследствие пониженной прочности поверхностного слоя (физический фактор), подверженности его интенсивному выветриванию или разложению (химический фактор), а также из-за возможности поверхностного наклепа, изменение прикладываемой нагрузки приводит к проникновению индентора в различные по своим свойствам слои металла. В результате, получаемые значения микротвердости отражают особенности этих слоев.

При выборе величины нагрузки для испытаний на микротвердость следует принять во внимание еще два обстоятельства, одно из которых определяет требование применять по возможности бóльшие нагрузки, а другое - меньшие.

Значение микротвердости при внедрении квадратной четырехгранной пирамиды определяется согласно выражению [39]:

$$H_{\mu} = \frac{F}{S}, \quad (3.1)$$

где F - нагрузка вдавливания, кгс;

S – площадь боковой поверхности отпечатка, мм².

Анализируя уравнение (3.1) можно увидеть, что при сохранении всех прочих параметров, учитываемых при вычислении величины микротвердости, относительная ошибка подсчета пропорциональна относительной ошибке в величине прилагаемой нагрузки. То есть, чем больше величина используемой нагрузки, тем в меньшей степени эта ошибка будет сказываться на результатах измерения микротвердости. С увеличением нагрузки также возрастает размер отпечатка. Если учесть, что точность определения величины диагонали отпечатка является абсолютной величиной, то чем больше будет размер отпечатка, тем в меньшей мере эта ошибка скажется на результатах измерения микротвердости.

С другой стороны, размер кристаллов и структурных составляющих исследуемого металла всякий раз ограничивает увеличение прилагаемых нагрузок и получаемых при этом отпечатков. Кроме того, при определенных соотношениях формы и пластичности элементов структуры, чрезмерное увеличение нагрузки может привести к их относительному перемещению под действием индентора, или вообще к растрескиванию металла [43].

Отдельно следует отметить, что при увеличении усилия вдавливания в большей мере проявляется влияние скорости внедрения, продолжительности выдержки под нагрузкой и прочих факторов [43].

Учитывая изложенное, при изучении возможностей метода микротвердости целесообразным является выбор такого усилия на индентор, которое позволяло бы получать отпечатки, сопоставимые с размером структурных составляющих исследуемого металла, то есть диагональю $\approx 0,3 \div 0,8$ диаметра зерна, что приблизительно соответствует нагрузке на индентор $\approx 10 \div 50$ г для сталей, используемых при изготовлении газопроводных труб [70].

В свою очередь, принципиально важным является то, что для целей сравнительного анализа значений микротвердости разных металлов, или одного и того же металла, находящегося в различном состоянии, измерения необходимо производить при идентичных нагрузках.

Выбор времени нагружения и времени выдержки под нагрузкой

Для подробного изучения динамического фактора процесс получения отпечатка удобно разделить на три стадии: вдавливание, выдержка под нагрузкой и снятие нагрузки.

Очевидно, что меньше всего на результатах измерений сказывается скорость снятия нагрузки. Однако, учитывая наличие сил сцепления и трения между исследуемым материалом и алмазным индентором, все же целесообразно выполнять данную операцию не слишком быстро.

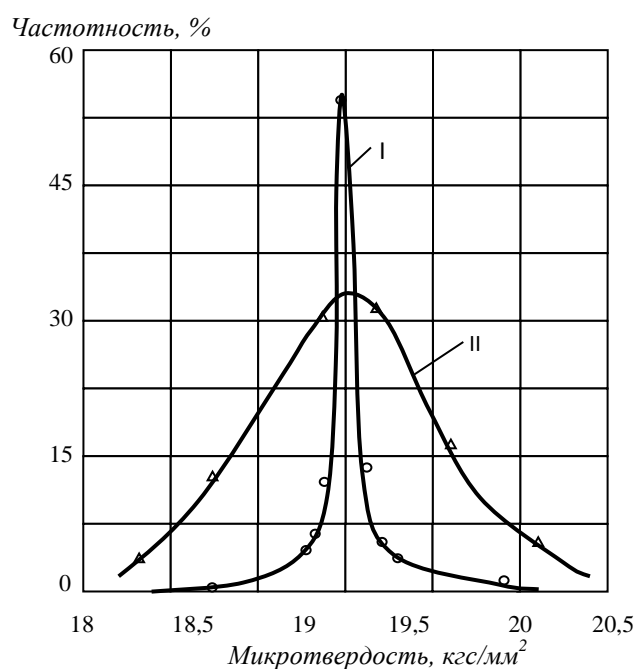
Изменение длительности внедрения и выдержки под нагрузкой индентора может существенно сказаться на получаемых результатах. Установлено [34, 178],

что повышение скорости нагружения приводит к снижению величины значений микротвердости. Связано это с тем, что с определенного момента деформация начинает производиться не только статическим действием внедряемого груза, но и прибавляющимся к нему динамическим компонентом, равным появляющейся составляющей кинетической энергии. Вследствие этого деформация материала увеличивается. Кроме того, нагружение с повышенной скоростью неизбежно связано с бóльшим числом различных сотрясений и вибраций.

Таким образом, для минимизации влияния условий нагружения необходимо выбрать оптимальную скорость внедрения индентора и обеспечить плавность протекания данного процесса. Опыт исследований показывает [20], что соблюдение данных требований обеспечивается при задании нагрузки в течение 5 - 8 секунд.

Еще большее внимание следует уделять выбору времени выдержки под нагрузкой и сохранению постоянства данной величины при всех испытаниях. Из числа факторов, которые могут вызывать искажения результатов измерения микротвердости в связи с некорректным заданием указанного параметра, прежде всего, следует отметить ползучесть и сотрясение. В ряде случаев, когда исследованию подвергается материал с низким значением предела ползучести, в течение времени выдержки под нагрузкой пирамида может прогрессивно углубляться в материал, пока среднее давление не сравняется, или станет ниже предела ползучести. Однако для большинства металлов при малых нагрузках и комнатной температуре подобное явление не наблюдается, или сказывается очень незначительно [20, 178, 192]. В работе [192] было показано, что при усилии на индентор в 300 г значение микротвердости стали после выдержки под нагрузкой 15 и 25 секунд снизилось соответственно на 0,5 и 1,0%, по сравнению со значением, полученным при выдержке в течение 5 секунд. Следовательно, во избежание случайных ошибок при измерении микротвердости, связанных с динамическим фактором, достаточно производить выдержку под нагрузкой в течение 5 - 10 секунд.

Также, следует обращать внимание не только на необходимость соблюдения рассмотренных выше условий, но и на сохранение идентичности параметров нагружения. На рисунке 3.1 приведены сравнительные результаты измерения микротвердости чистого монокристаллического образца алюминия марки АВ0000 (99,998% Al) на ручном микротвердомере ПМТ-3, и на нем же, но с использованием специального приспособления, позволяющего автоматизировать процессы опускания, выдержки и подъема алмазной пирамиды [34]. В первом случае время внедрения, выдержки под нагрузкой и разгрузки индентора составляло по 5 секунд. Во втором случае старались придерживаться такой же продолжительности при выполнении соответствующих операций. Величина нагрузки составляла 10 г.



I – автоматическое нагружение; II – ручное нагружение

Рисунок 3.1 - Влияние способа нагружения на разброс данных при измерениях микротвердости монокристаллического образца чистого алюминия

Полученные результаты показали, что при автоматическом нагружении разброс значений микротвердости существенно меньше, чем при ручном: более 90% всех измерений лежали в пределах $\pm 0,2$ кгс/мм² от истинного значения, в том числе около 80% в пределах $\pm 0,1$ кгс/мм².

Следует отметить также, что указанное преимущество автоматического нагружения проявляется тем сильнее, чем меньше задаваемое усилие на индентор. Для подтверждения данного тезиса в таблице 3.1 приведены результаты аналогичных рассмотренным выше сравнительных испытаний, произведенных на тех же монокристалльных образцах алюминия, при использовании различных нагрузок, начиная с 0,5 г [34].

Таблица 3.1 - Сопоставление результатов измерения микротвердости при ручном и автоматическом нагружении на приборе ПМТ-3

P, г	Вид нагружения	Значение микротвердости, кгс/мм ²										Средние из 10
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
10	Ручное	19,2	18,3	18,7	17,5	16,6	17,8	21,5	20,0	19,2	21,5	19,0
	Автоматическое	18,3	19,2	20,0	18,7	19,2	20,0	20,5	20,0	19,2	18,7	19,4
5	Ручное	18,0	21,3	17,2	16,5	18,7	20,3	17,2	18,0	18,7	19,5	18,5
	Автоматическое	20,3	19,5	20,3	19,5	18,7	18,7	18,7	21,3	19,5	19,5	19,5
1	Ручное	18,2	17,1	21,1	18,2	17,6	18,7	17,6	17,1	20,0	21,1	18,8
	Автоматическое	18,7	19,4	19,4	18,2	20,0	18,7	20,0	19,4	18,2	19,4	19,1
0,5	Ручное	17,8	16,6	17,8	21,3	15,3	19,5	14,3	23,6	17,8	17,8	18,2
	Автоматическое	17,8	18,6	18,6	20,4	17,8	19,5	20,4	19,5	18,6	17,8	18,9

Ошибка при определении значений микротвердости

Наибольшая ошибка при определении значений микротвердости обычно связана с неточностями, допущенными при измерении диагоналей отпечатков.

По краям оставленного индентором отпечатка у одних материалов образуется выступающий валик (рисунок 3.2, а), у других – края отпечатка остаются на уровне начальной поверхности (рисунок 3.2, б), у третьих - оказываются ниже ее (рисунок 3.2, в). Все три варианта встречаются у различных по своим свойствам материалов, в зависимости от склонности к наклепу [14, 34, 108, 177].

В ряде работ отмечено [14, 178], что при освещении отпечатка, имеющего по краям нарощенный валик, когда фон светлый, а сам отпечаток темный, его контур кажется значительно бóльшим, чем в том случае, когда при ином направлении освещения отпечаток выглядит светлым на темном фоне. Подобное

явление связано с появлением полосы средней освещенности, делающей переходные границы размытыми. Ошибка в определении микротвердости при этом может достигать 5 - 10%.

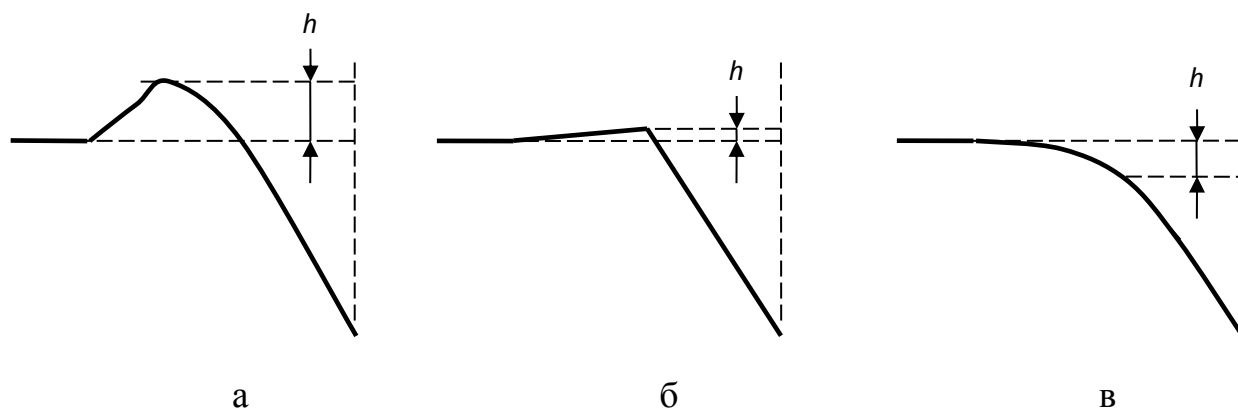


Рисунок 3.2 – Схематичное изображение особенностей деформации материала у края отпечатка при вдавливании индентора

Другая возможная ошибка связана с неточным совмещением нити окуляра с контуром отпечатка, который следует считать началом или концом диагонали. Величина этой ошибки может доходить до 0,5 мкм.

С винтовым окуляр-микрометром связаны также другие возможные погрешности измерения. Так, например, необходимо учитывать «люфт» и неравномерность шага винта, а также измерять диагональ отпечатка на одном и том же участке шкалы барабана.

Таким образом, большинство рассмотренных причин, вызывающих системные, и что намного важнее, случайные погрешности при определении значений микротвердости, так или иначе, связаны с влиянием человеческого фактора. Следовательно, для повышения точности и достоверности результатов измерений микротвердости металла крайне желательным является максимальная автоматизация как процесса вдавливания индентора, так и процесса установления размеров отпечатка.

Влияние особого состояния поверхностного слоя металла

Применительно к рассматриваемому случаю главным фактором, приводящим к искажению поверхностного слоя металла, является

деформационное упрочнение, происходящее при выполнении вырезки образцов и подготовки шлифов к исследованию.

Экспериментальное изучение этого вопроса показало [193], что наклеп, вызванный механической обработкой, проникает для разных металлов на различную глубину (таблица 3.2). При этом пластическое деформирование поверхностных слоев многофазных структур протекает сложно, в зависимости от свойств отдельных фаз.

Таблица 3.2 - Глубина слоя, поврежденного в результате механической обработки поверхности шлифа

Материал	Глубина проникновения поверхностного наклепа, мкм			
	грубая шлифовка	чистовая шлифовка	полировка на сукне	полировка на восковом круге
Медь	125	50	35 - 40	25
Латунь	25	10 - 15	5	2,5
Алюминий	25	10 - 15	5	2,5
Закаленная сталь (мартенсит)	5	2,5	1,5	Нет

Влияние температуры металла

Температура металла также способна вносить случайные погрешности при измерении микротвердости.

На рисунке 3.3 представлен установленный в работе [70] характер влияния данного фактора на значения микротвердости различных элементов структуры трубопроводных сталей.

Из рисунка видно, что в диапазоне температур от минус 20 до плюс 20 °С наблюдается стабильность значений микротвердости как ферритной, так и перлитной составляющих структуры у всех исследованных марок сталей.

Приведенные данные представляют собой большую ценность, поскольку определяют независимость микротвердости металла от наблюдаемых в большинстве случаев температурных условий. Подобные воздействия не нуждаются в учете при проведении лабораторных исследований, но если

рассматривать возможность проведения анализа эксплуатируемых объектов в полевых условиях, они могут оказать существенное влияние на получаемый результат.

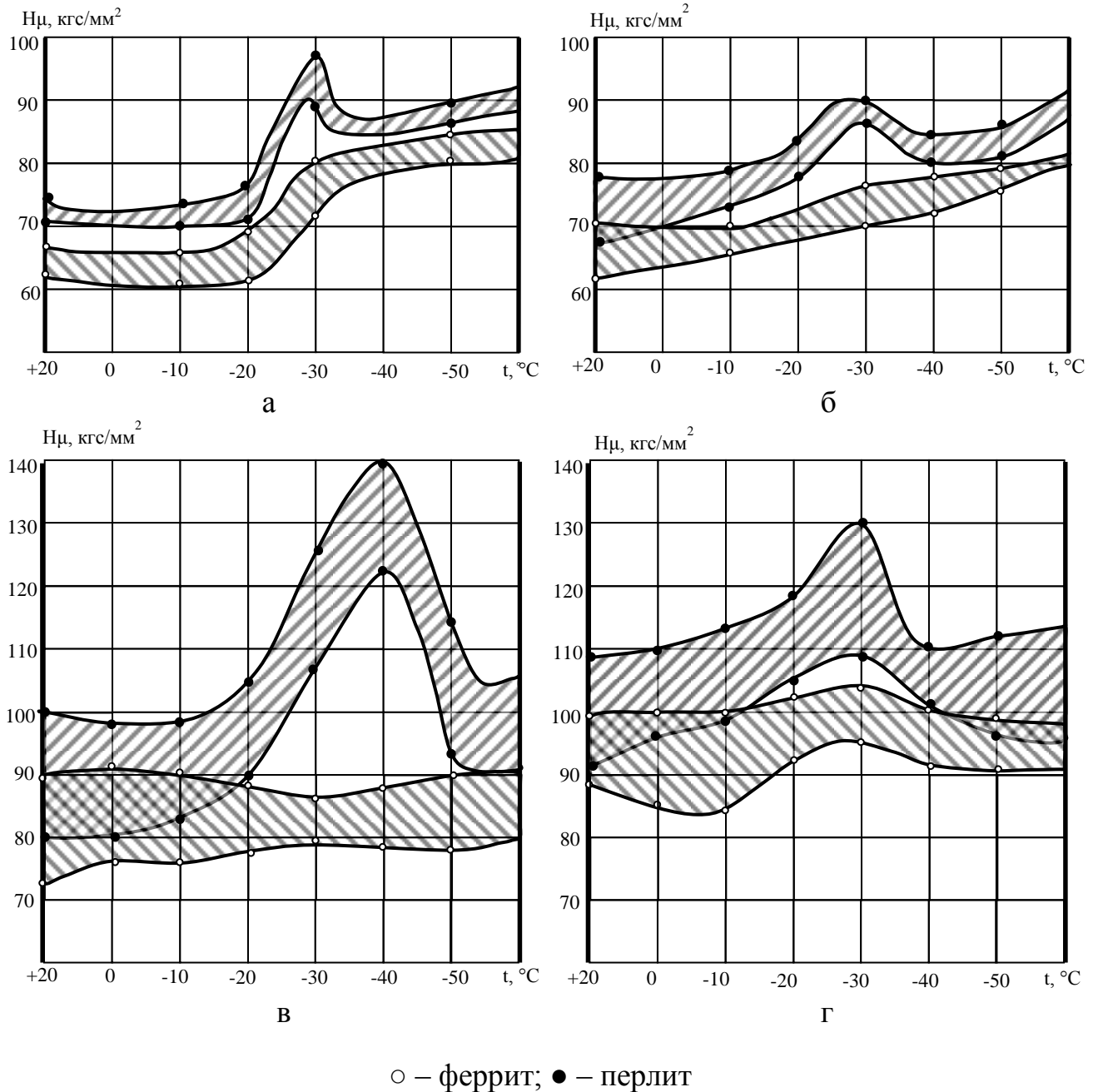


Рисунок 3.3 - Микротвердость элементов структуры при различных температурах
а – сталь 20; б – сталь 10сп; в – сталь 09Г2С; г – сталь 10Г2С1

Таким образом, выполненный обзор особенностей и специфики метода измерения микротвердости позволяет сделать вывод о его высокой чувствительности к множеству внешних факторов и к методике проведения

испытаний. Поэтому, добиться получения абсолютно достоверных значений микротвердости не представляется возможным даже в идеальных лабораторных условиях. Следовательно, при изучении возможности использования рассмотренного метода для оценки состояния металла, необходимо опираться на два положения. Во-первых, достижение поставленной цели будет в значительной степени зависеть от полноты исключения случайных погрешностей и обеспечения идентичных условий проведения измерений. А во-вторых, целесообразным является получение статистически значимой выборкой значений микротвердости, анализ которой позволит идентифицировать протекание в металле каких-либо изменений, даже при наличии системных погрешностей.

3.1.2 Анализ опыта применения метода измерения микротвердости

В настоящем разделе собраны основные результаты, обнаруживающие связь между изменением структурно-фазового состояния металла и размерами микровдавливаний, а также существующие направления практического использования метода микротвердости.

Основоположником в исследованиях связей физико-химических свойств металлических сплавов с их составом является Н.С. Курнаков. В его работах [91] впервые были установлены основные закономерности изменения твердости в зависимости от состава бинарных систем. Он показал, что образование металлических твердых растворов, как правило, сопровождается увеличением твердости, а в случае образования их непрерывного ряда, концентрационная зависимость твердости описывается параболической кривой.

Это открытие имело принципиальное значение для использования метода микротвердости в целях физико-химического анализа, так как отсюда следует важный вывод о том, что микротвердость рассматриваемой фазы должна изменяться в соответствии с изменением ее состава.

В ряде исследований показана высокая чувствительность микровдавливаний к содержанию в металле примесей [43, 178, 194]. В

подтверждение этому, на рисунке 3.4 приведены данные по микротвердости алюминия с различным содержанием растворенных примесей, полученные в работе [194].

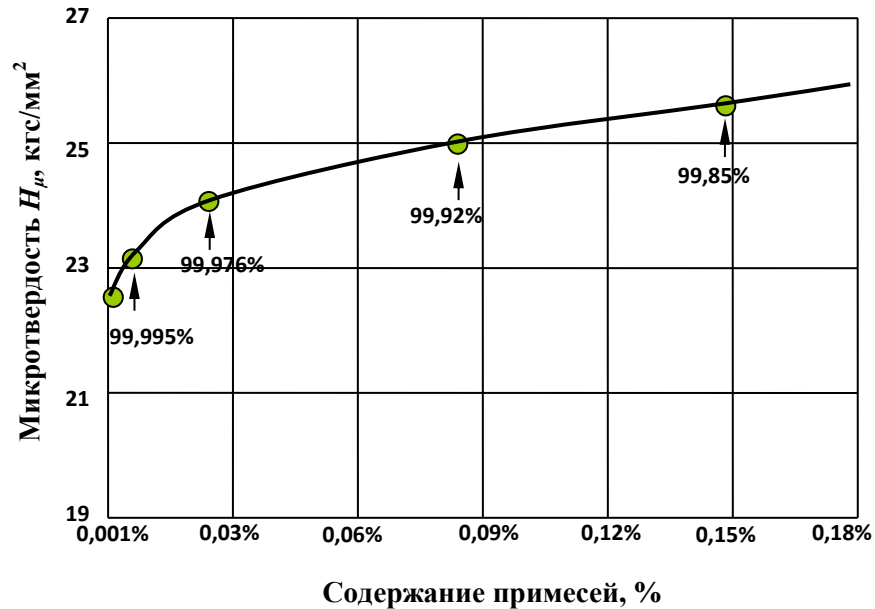


Рисунок 3.4 - Зависимость микротвердости алюминия от содержания в нем примесей

Существование определенной строгой зависимости между микротвердостью и концентрацией легирующего элемента в твердом растворе определило еще одну область использования метода микротвердости - исследование ликвационных явлений в кристаллах, возникающих в условиях неравновесной кристаллизации. Впервые подобная задача была поставлена в работе [19] для качественной оценки химической микронеоднородности внутри кристаллического зерна металла. Впоследствии указанная неоднородность обнаруживалась аналогичным образом и в зернах других металлов, например в работе [14].

В [35] представлено использование метода микротвердости для количественной оценки степени внутрикристаллитной ликвации в стали. Изучению подверглось около 20 марок различных сталей и полученные результаты свидетельствовали о возможности с помощью указанного метода определять разницу в содержании углерода около 0,03 - 0,05% (по весу).

Проведенный обзор накопленных экспериментальных данных показывает высокую чувствительность и эффективность метода измерения микротвердости при выполнении фундаментального физико-химического анализа металлов.

В последнее время рядом исследователей [1, 3, 71, 89, 93, 100, 102, 141] предпринимались попытки использовать рассматриваемый метод для решения прикладных задач в области обеспечения работоспособности газопроводов: для оценки степени поврежденности металла труб, их склонности к образованию стресс-коррозионных дефектов и т. д. В основе предлагаемых для этого способов лежит получение массива значений микротвердости исследуемой зоны конструкции и анализ его в сравнении с распределением микротвердости того же металла в исходном состоянии.

В действительности, такой подход к оценке текущего состояния металла представляется достаточно интересным, поскольку метод микротвердости является крайне чувствительным к структурно-фазовому составу металла, и какие-либо изменения в нем, вызванные эксплуатацией изучаемой конструкции, находят отражение в распределении значений микротвердости (что и обнаружено в [1, 3, 71, 89, 100, 102]).

В свою очередь, предлагаемые методы анализа получаемых данных нельзя назвать оптимальными. В работах [71, 100, 102] используется специальная математическая обработка массива микротвердости с целью определения текущего коэффициента поврежденности металла k_p :

$$k_p = \frac{K_p}{K_p^0}, \quad (3.2)$$

где K_p , K_p^0 – приведенные частотности выборки замеров микротвердости материала после эксплуатации и в исходном состоянии соответственно, определяемые согласно выражению:

$$K_p = \sum_{i=1}^m a_i f_i, \quad (3.3)$$

где m – число интервалов разбиения;

$f_i = \frac{n_i}{N}$ - частотность отдельного интервала значений микротвердости;

N – общее число замеров;

n_i – количество результатов в данном интервале значений микротвердости;

a_i – весовые коэффициенты, определяемые по формулам:

- при нечетном m :

$$a_i = \begin{cases} 1 - (i-1) \frac{1,8}{m-1} & - \text{ для } i \leq \frac{m+1}{2}, \\ 1 - (m-i) \frac{1,8}{m-1} & - \text{ для } i > \frac{m+1}{2}, \end{cases} \quad (3.4)$$

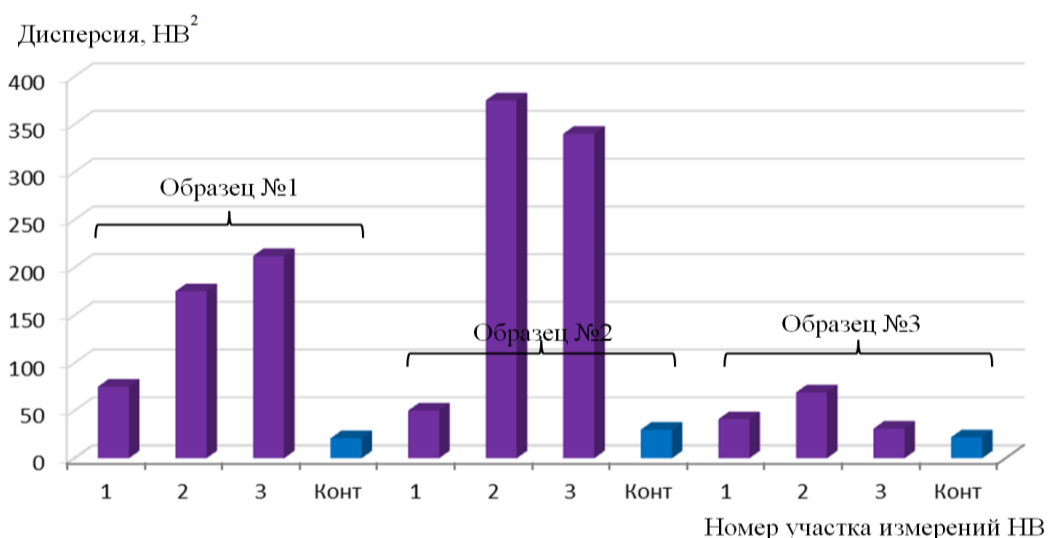
- при четном m :

$$a_i = \begin{cases} 1 - (i-1) \frac{1,8}{m-2} & - \text{ для } i \leq \frac{m}{2}, \\ 1 - (m-i) \frac{1,8}{m-2} & - \text{ для } i > \frac{m}{2} \end{cases} \quad (3.5)$$

Контрольные значения коэффициента k_p устанавливаются по результатам испытаний на трещиностойкость образцов с различным распределением микротвердости.

В работе [1] целевым показателем, на основании которого производится оценка поврежденности металла и, соответственно, склонности к образованию дефектов КРН, является дисперсия распределения значений твердости. В частности, на рисунке 3.5 приведены результаты измерения твердости различных участков труб, подверженных и не подверженных коррозионному растрескиванию, из которого отчетливо видно, что в дефектных зонах дисперсия твердости существенно возрастает.

Анализируя представленные подходы, можно увидеть, что в них отсутствует связь изменения значений микротвердости с физическими процессами, протекающими в металле, а используется лишь различный математический алгоритм обработки данных. Это, в свою очередь, не позволяет корректно выполнять градацию критичности обнаруживаемых изменений.



1, 2, 3 – наименование поврежденного КРН участка в образце;
 Конт – неповрежденный КРН участок в образце

Рисунок 3.5 – Распределение дисперсии твердости по участкам измерений на образцах №1 - 3

3.1.3 Разработка способа качественной оценки состояния металла

Экспериментальные исследования металла эксплуатируемых газопроводов показывают, что в качестве основных повреждающих его процессов следует рассматривать упрочнение, образование микротрещин, а также деформационное и естественное старение [49, 51, 55, 60, 89, 97, 114, 121, 174].

В данном разделе представлены результаты изучения автором взаимосвязи значений микротвердости и протекания в металле вышеуказанных деградиционных явлений, позволившие разработать новый способ качественной оценки текущего состояния металла конструкций [61, 68].

3.1.3.1 Методика проведения исследований

Измерение микротвердости металла

Подготовка поверхности образцов выполнялась механическим способом с использованием шлифовальной машинки и шлифовальных кругов различной

зернистости. С целью исключения каких-либо возможных термических воздействий на металл при обработке, в процессе полировки контролировалась температура образцов. При достижении металлом температуры в $70 \div 80$ °C делался технологический перерыв.

Степень шероховатости поверхности оценивалась с помощью цифрового прибора Elcometer 7060 SurfTest SJ-201P, имеющего рабочий диапазон $0,01 \div 100$ мкм. Полировка выполнялась до состояния зеркального блеска ($Ra \approx 0,1$ мкм), удовлетворяющего требованиям [39], которые устанавливают значение шероховатости поверхности для измерения микротвердости не грубее $Ra = 0,32$ мкм.

Травление металла не выполнялось, как это обычно делается в рамках существующих методик. Учитывая специфику проводимых исследований, подобная операция не требовалась по двум причинам. Во-первых, объектами изучения являлись не только ферритные зерна, но и все остальные элементы структуры, в том числе и их границы. Во-вторых, при получении положительных результатов, рассматриваемый метод планировалось реализовать в полностью автоматизированном режиме, при котором выбор мест для нанесения отпечатков внутри определенной локальной зоны происходит случайным образом.

Для измерения микротвердости использовался стационарный микротвердомер Akashi (рисунок 3.6), в котором реализован автоматизированный процесс нагружения, выдержки и снятия нагрузки с индентора. Прибор оснащен вертикальным оптическим микроскопом Nikon, с возможностью увеличения изображения до 750 раз. В качестве индентора в нем используется правильная четырехгранная алмазная пирамида с углом при вершине в 136 градусов. Прикладываемая нагрузка ограничена диапазоном от 5 до 100 г.

С учетом проведенного анализа механических характеристик, а также структурно-фазового состава исследуемых сталей, для получения значений микротвердости во всех рассмотренных в данной главе случаях, кроме отдельно упомянутых, была использована нагрузка в 10 г.



Рисунок 3.6 - Общий вид микротвердомера Akashi

Определение глубины вдавливания индентора производилось вручную, путем измерения диагоналей отпечатков под микроскопом, оснащенным окуляром-микрометром. Для минимизации случайных погрешностей, связанных с проведением данной операции, она выполнялась для каждого отпечатка дважды (измерялись обе диагонали), и в качестве итогового результата фиксировалась средняя арифметическая величина.

Значения микротвердости определялись согласно выражению [39]:

$$H_{\mu} = \frac{F}{S} = \frac{2F \sin \frac{\alpha}{2}}{d^2} = \frac{1,854F}{d^2}, \quad (3.6)$$

где F – нагрузка вдавливания, кгс;

S – площадь боковой поверхности отпечатка, мм²;

α – угол при вершине алмазной пирамиды, град;

d – диагональ отпечатка, мм.

Измерения проводились сериями по 100 вдавливаний. Поскольку травление подготовленных образцов не осуществлялось, выбор места вдавливания определялся произвольно. Во избежание влияния деформационных полей, формирующихся вокруг отпечатка, на результаты соседних измерений, соблюдалось расстояние между отпечатками не менее 40 мкм.

После выполнения каждой серии замеров производилась обработка полученных данных, в результате которой они разделялись на равные интервалы (в зависимости от разброса - по 5 или 10 кгс/мм²) и оформлялись в виде сводной гистограммы распределения плотности значений микротвердости. На гистограммах отмечалось число значений, попавших в конкретный интервал, взятое в процентном отношении к полному числу выполненных в серии замеров.

Электронная микроскопия металла

Для качественного, наглядного анализа структурных и субструктурных изменений, происходящих в металле, применялась электронная микроскопия. Использованный для этой цели просвечивающий электронный микроскоп Jeol JEM-200CX (рисунок 3.7) представляет собой вакуумную камеру, изготовленную в виде вертикально расположенной колонны. Внутри колонны вдоль центральной оси расположены электронный прожектор, набор электрических магнитов и флуоресцирующий экран, поверхность которого бомбардируют пучком электронов. Ускоряющее напряжение, прикладываемое между катодом и анодом, доступно в диапазоне от 20 до 200 кВ, что обеспечивает режим работы «на просвет». Для исследований выбиралось ускоряющее напряжение, равное 120 кВ.



Рисунок 3.7 - Просвечивающий электронный микроскоп Jeol JEM-200CX

Учитывая технологические особенности проведения электронной микроскопии, связанные с тем, что изучаемый объект должен пропускать пучок электронов, требовалась подготовка сверхтонких пластинок. Заготовки толщиной $\sim 0,3$ мм вырезались электроэрозионным способом параллельно поверхности исследуемых образцов металла, на различных выбранных толщинах. При необходимости оценки состояния поверхностного слоя металла заготовки вырезались на расстоянии $\sim 0,1$ мм от поверхности. Далее они механически утонялись до толщины $\sim 0,1$ мм, и окончательно формировались методом электролитической полировки.

Рентгеноструктурный анализ металла

Количественная оценка микроискажений (в первую очередь плотности дислокационных скоплений) производилась при помощи рентгеноструктурного анализа. В основе данного метода лежит рассеивание заряженными частицами металла запущенного в него под различными углами рентгеновского излучения.

Для проведения рентгеноструктурного анализа использовалась съемка на рентгеновском дифрактометре Rigaku Geigerflex (рисунок 3.8): симметричная съемка на отражение от поверхности плоского образца. Для получения более точных результатов излучение рентгеновской трубки с кобальтовым анодом было монохроматизировано плоским графитовым монохроматором на отраженном пучке.

При выбранном методе оценки микроискажений непосредственно измеряемой величиной является упругая деформация кристаллической решетки, определяемая по изменению периода решетки металла. Принято различать несколько видов искажений по масштабам областей локализации, каждый из которых приводит к разным эффектам на рентгеновских снимках [21]. Поскольку дислокационные скопления в кристаллах являются неориентированными и ориентированными микроискажениями II рода, рентгеноструктурный анализ использовался для определения именно этого вида дефектов.



а

б

Рисунок 3.8 - Рентгеновский дифрактометр Geigerflex

а - общий вид; б - рентгеновская трубка

Величина микроискажений II рода определялась по уширению дифракционной линии (B) на рентгенограмме исследуемых образцов, по сравнению с рентгенограммой эталона, согласно выражению [21, 187]:

$$\frac{\Delta a}{a} = \frac{\Delta B}{4tg \vartheta}, \quad (3.7)$$

где $\Delta a/a$ - среднее изменение межплоскостного расстояния в решетке (микроискажение);

ΔB - разность ширины дифракционных линий исследуемого образца и эталона, град (в используемом эталоне $B_{эт} = 0,217$ градусов);

ϑ - угол скольжения, град.

Из формулы (3.7) видно, что с увеличением угла скольжения увеличивается уширение дифракционной линии, соответствующей постоянному $\Delta a/a$. Поэтому, с целью повышения точности и чувствительности измерений, определение микроискажений производилось для дифракционной линии (220) в диапазоне углов рассеяния 2θ (122-126,5) градусов, с шагом 0,05 градусов.

Отдельно следует остановиться на определении ширины дифракционной линии на рентгенограмме, под которой понимается величина [187]:

$$B \approx \frac{S}{J}, \quad (3.8)$$

где S - площадь кривой интенсивности;

J - ордината максимума линии кривой интенсивности на рентгенограмме.

Для этой цели использовался способ из [202]. Поскольку каждая дифракционная линия представляет собой суперпозицию двух линий, соответствующих спектральному дуплету α_1 и α_2 , для оценки их физического уширения полученный экспериментальный профиль раскладывался методом наименьших квадратов на сумму двух линий, с расстоянием между ними, соответствующим длинам волн $\lambda_1 = 0,178892$ нм и $\lambda_2 = 0,179278$ нм, с известным соотношением интенсивностей ($I_{\alpha_2}/I_{\alpha_1} = 0,53$) и одинаковой шириной.

Профили получавшихся линий описывались выражением типа:

$$I(x) = A/(1+D(x-C)^2/B^2)^2, \quad (3.9)$$

где A, B, C, D - коэффициенты;

$x = 2\sin\theta/\lambda$;

θ – половина угла рассеяния, град;

λ – длина волны излучения, нм.

В свою очередь, если профиль дифракционной линии можно описать выражением типа (3.9), то значение коэффициента B в данном выражении соответствует ширине линии рентгенограммы.

Значение B использовалось для определения средней плотности дислокаций в металле, согласно выражению [164]:

$$\rho = \left(\frac{B^2}{2b^2}\right) \text{ctg}^2 \theta, \quad (3.10)$$

где ρ - плотность дислокаций, $1/\text{мм}^2$;

B - ширина линии рентгенограммы, исправленная на инструментальное уширение и дуплет $\alpha_1 - \alpha_2$;

b - вектор Бюргерса дислокаций, мм.

Механическое нагружение образцов

Испытания образцов выполнялись на разрывной сервогидравлической машине ЦД-100-ПУ (рисунок 3.9), технические характеристики которой приведены в таблице 3.3.



Рисунок 3.9 - Внешний вид машины ЦД-100-ПУ с установленным испытательным образцом

Таблица 3.3 - Технические характеристики разрывной машины ЦД-100-ПУ

Параметры	Единицы измерения	Значения
Максимальная статическая нагрузка при растяжении	кгс	100 000
Диапазон нагрузок при циклическом растяжении	кгс	от 5 000 до 55 000
Максимальный размах нагрузок	кгс	50 000
Расстояние в свету между колоннами	мм	750
Ход рабочего поршня машины	мм	250
Пульсирующий ход рабочего поршня на холостом ходу	мм	от 0 до 5
Диапазон частоты циклов нагружения	Циклов в минуту	от 100 до 750
Допустимая погрешность нагрузки	%	± 1

Циклирование производилось с частотой в 120 цикл/мин. Максимальная величина прилагаемой нагрузки, асимметрия цикла нагружения, а также

конструкция и размеры испытываемых образцов в каждом конкретном случае будут оговорены отдельно.

3.1.3.2 Определение зон упрочнения металла

Способность метода микротвердости к идентификации зон упрочнения металла исследовалась на сталях 3сп5 и 17Г1С.

Исследование стали 3сп5

Спокойная углеродистая сталь 3сп5 обладает химическим составом, имеющим только базовые легирующие элементы. Технология производства данной стали определяет ее крупнозернистое ферритно-перлитное строение с размером зерен в диапазоне 20 ÷ 50 мкм [118].

В настоящее время подобные стали не используются при строительстве газопроводов, однако простота структуры, строения и химического состава делают сталь 3сп5 предпочтительной для проведения базовых исследований чувствительности значений микротвердости к упрочнению металла.

Из листа толщиной 12 мм (химический состав приведен в таблице 3.4, механические характеристики - в таблице 3.5) были вырезаны темплеты для изучения кристаллической и дислокационной структуры металла в исходном состоянии, а также для получения исходного (базового) распределения значений микротвердости. Кроме того, вырезались образцы для проведения механических испытаний (рисунок 3.10).

Таблица 3.4 - Химический состав исследуемого листа из стали 3сп5 (в %)

C	Si	Mn	P	S	Cr	Ni	Al	As	Cu	N
0,16	0,19	0,44	0,007	0,001	0,08	0,12	0,024	0,006	0,25	0,008

Таблица 3.5 - Механические характеристики листа из стали 3сп5

Предел прочности σ_b , МПа	Предел текучести σ_T , МПа	Относительное удлинение δ , %	Ударная вязкость КСU ²⁰ , Дж/см ²	Ударная вязкость КСV ²⁰ , Дж/см ²
466	311	30	167	158

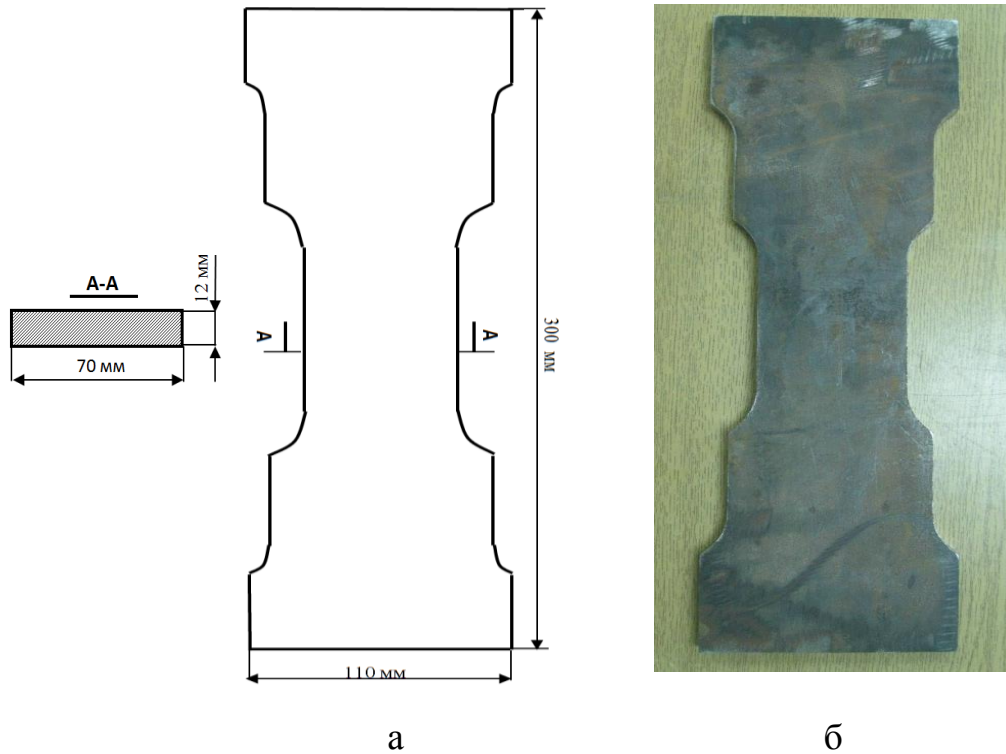


Рисунок 3.10 - Конструкция образцов для проведения механических испытаний
 а - основные геометрические размеры образца; б - общий вид образца

Субструктурные исследования выполнялись путем проведения электронной микроскопии металла. Типичное распределение дислокаций в объеме ферритных зерен на поверхности и в центральной части листа в исходном состоянии приведено на рисунке 3.11.

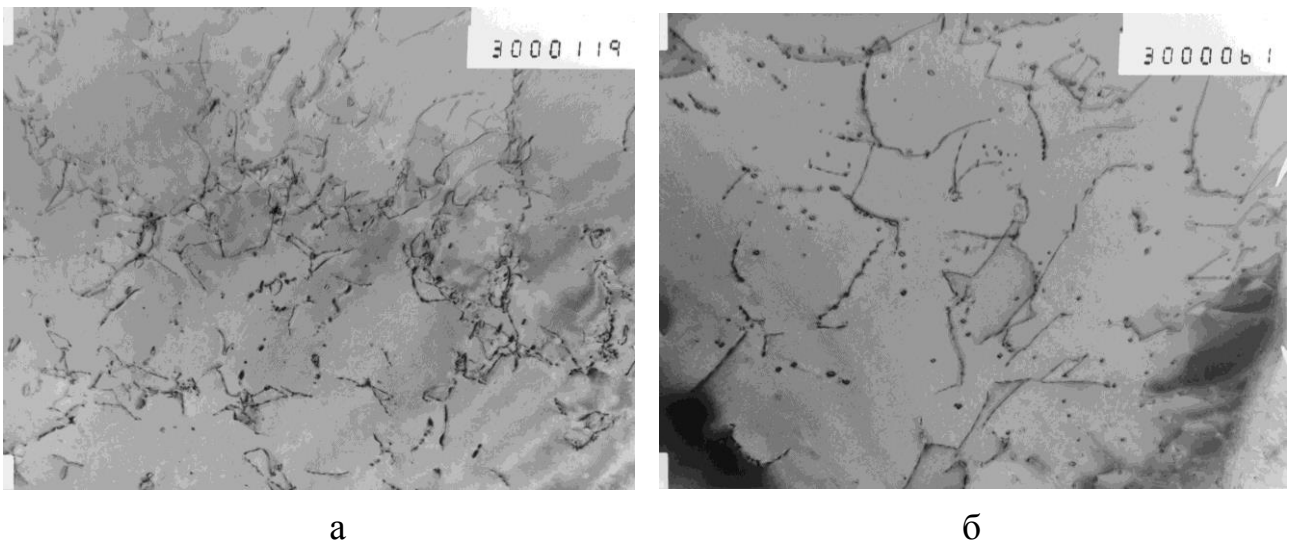


Рисунок 3.11 - Дислокационная структура феррита стали 3сп5 (x 30 000)
 а - поверхность листа; б - центральная часть листа

Из представленных фотографий видно, что дислокационная структура стали Зсп5 в целом однородна как по толщине листа, так и по площади, и характеризуется невысокой плотностью микроискажений с практически полным отсутствием их скоплений.

Выполнение серий замеров микротвердости на поверхности образца в исходном состоянии дало результаты, представленные на рисунке 3.12.

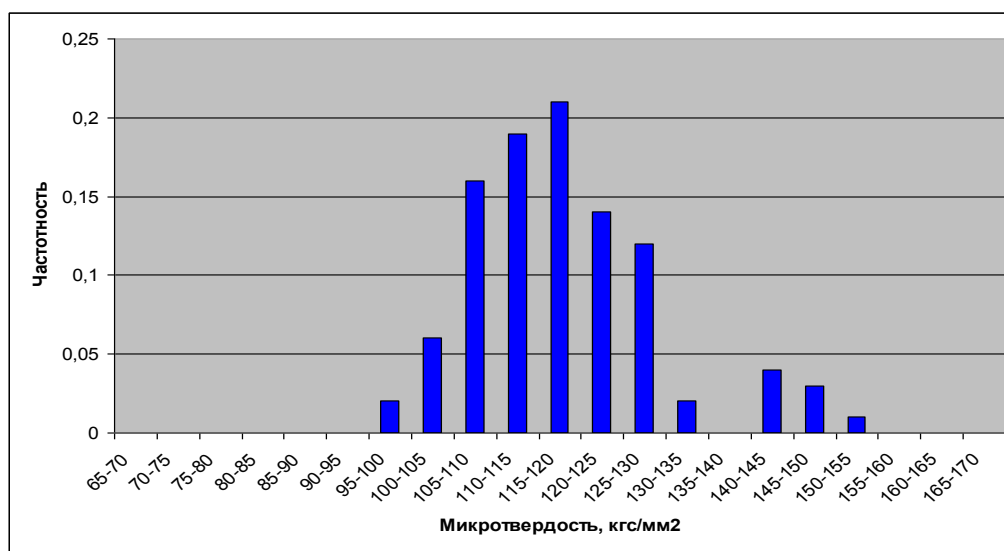


Рисунок 3.12 - Распределение значений микротвердости стали Зсп5 в исходном состоянии

Анализ данных показал, что несмотря на неизбежные погрешности при выполнении измерений, носящие в основном систематический характер, полученное распределение является достаточно информативным и отражающим структурно-фазовое состояние металла. Так, разброс значений в диапазоне 95 - 135 кгс/мм² вызван попаданием индентора в область ферритных зерен с различной по плотности дислокационной структурой, на разной удаленности от их границ, либо в граничные зоны. Значения микротвердости в диапазоне 140 - 150 кгс/мм² характеризуют, очевидно, попадание индентора в область перлитных зерен, либо в прослойки неметаллических включений, обладающих по сравнению с ферритом повышенной твердостью.

Для упрочнения металла проводилось циклическое нагружение двух подготовленных образцов с параметрами $\sigma_{max}/\sigma_{min} = 260/130$ МПа ($0,84\sigma_T/0,41\sigma_T$), в

течение 100 000 циклов. После этого их поверхность также подверглась микроскопии (рисунок 3.13) и измерениям микротвердости (рисунок 3.14).

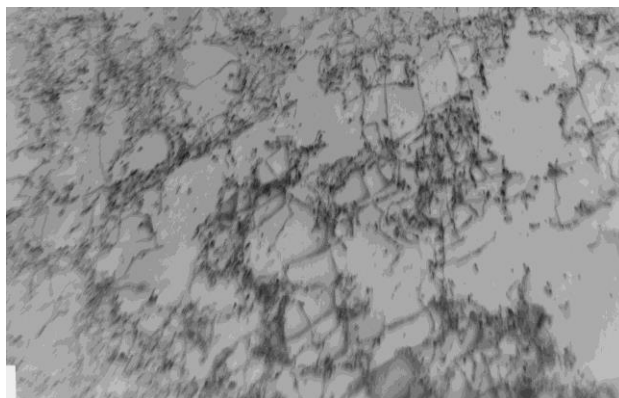
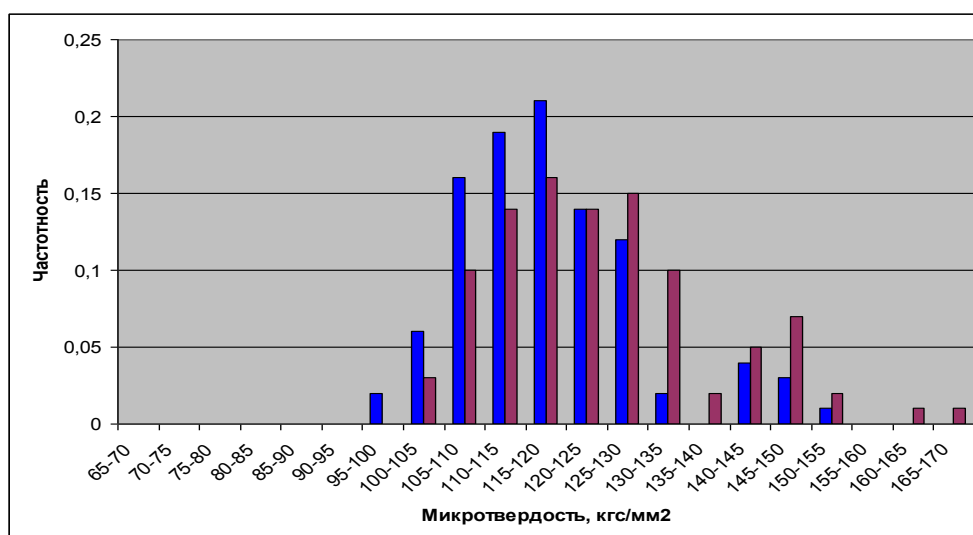


Рисунок 3.13 - Дислокационная структура феррита стали 3сп5 на поверхности образцов после циклического нагружения (x 30 000)



■ - исходное состояние; ■ - после циклического нагружения

Рисунок 3.14 - Гистограммы распределения микротвердости стали 3сп5

Электронная микроскопия выявила характерные изменения дислокационной структуры металла, в сравнении с исходным состоянием. В объеме ферритных зерен наблюдалось общее повышение плотности микроискажений и образование на этом фоне локализованных концентрированных скоплений дислокаций.

Распределение микротвердости на поверхности образцов после циклического нагружения, представленное для наглядности совместно с

исходным распределением, полностью коррелируется с картиной, полученной при электронно-микроскопических исследованиях. На гистограмме можно увидеть как общий сдвиг массива значений в сторону повышения, так и возникновение одиночных максимумов. Подобные локальные всплески, по всей видимости, явились следствием неравномерности протекания пластической деформации в различных областях металла.

Полученный результат продемонстрировал высокую чувствительность значений микротвердости к деформационному упрочнению металла, а выбранный способ обработки и анализа полученных данных для качественной оценки состояния металла позволил уверенно идентифицировать протекание исследованного процесса.

Исследование стали 17Г1С

Положительный опыт, полученный на стали 3сп5, позволил перейти к изучению более сложной стали 17Г1С.

Сталь 17Г1С является одной из наиболее используемых при изготовлении газопроводных труб [8]. Структура стали представляет собой смесь зерен феррита и перлита размером $15 \div 20$ мкм, а также вытянутых строчечных включений сульфида марганца. Химический состав стали 17Г1С приведен в таблице 3.6, а механические характеристики в трубах большого диаметра - в таблице 3.7 [44].

Таблица 3.6 - Химический состав стали 17Г1С (в %)

C	Si	Mn	P	S	Cr	Ni	As	Cu	N
0,15-0,2	0,4-0,6	1,15-1,6	до 0,035	до 0,04	до 0,3	до 0,3	до 0,08	до 0,3	до 0,008

Таблица 3.7 - Механические характеристики стали 17Г1С

Предел прочности σ_b , МПа	Предел текучести σ_T , МПа	Относительное удлинение δ , %	Ударная вязкость КСУ ⁻⁴⁰ , Дж/см ²	Ударная вязкость КСV ⁰ , Дж/см ²
510	353	20	39,2	40

Исследования выполнялись на темплетях, вырезанных из трубы Ду 1200 мм, толщиной стенки 12,4 мм, находящейся в аварийном запасе.

Программа работ включала в себя изучение металла в исходном состоянии: определение дислокационной структуры с помощью электронной микроскопии, количественная оценка микроискажений с использованием рентгеноструктурного анализа и получение распределения значений микротвердости; а также аналогичные исследования, но проведенные на образцах после циклического нагружения с параметрами $\sigma_{max}/\sigma_{min} = 320/160$ МПа ($0,91\sigma_T/0,45\sigma_T$), в течение 200 000 циклов.

Образцы для испытаний вырезались вдоль оси трубы и имели конструкцию, аналогичную представленной на рисунке 3.10. Концевые участки выпрямлялись на прессе для обеспечения возможности захвата образцов губками испытательной машины.

Данные электронной микроскопии представлены на рисунке 3.15. Для металла в исходном состоянии (рисунок 3.15, а) была характерна низкая плотность дислокаций. Обнаруживалось в целом равномерное распределение дефектов строения с редкими случаями их концентрации в пределах областей порядка $1 \div 2$ мкм. Размер дислокационных петель находился в диапазоне $\sim 20 \div 50$ нм. Такая картина наблюдалась по всей толщине образцов.

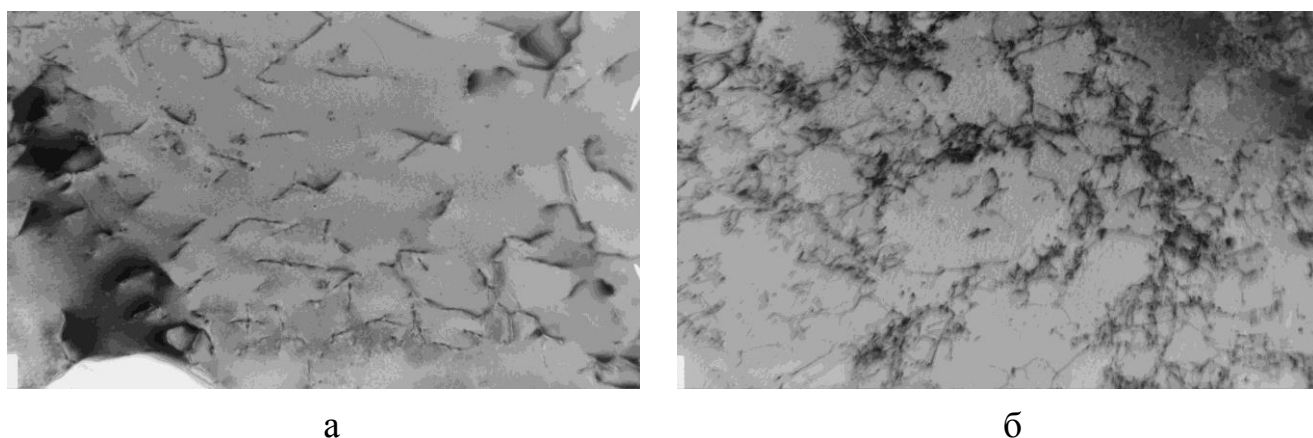


Рисунок 3.15 - Дислокационная структура феррита на поверхности образцов из стали 17Г1С (x 30 000)

а - исходное состояние; б - после циклического нагружения

Субструктура металла после нагружения оказалась значительно более развитой (рисунок 3.15, б) и характеризовалась образованием множественных

локализованных скоплений микроискажений. По мере отдаления от наружной поверхности образцов дислокационная структура металла становилась более однородной и рассеянной, но, тем не менее, ее эволюция, в сравнении с исходным состоянием, во всех исследованных зонах выражалась отчетливо.

Результаты рентгеноструктурного анализа поверхности металла приведены на рисунке 3.16. На основании полученных данных, согласно описанного в разделе 3.1.3.1 подхода, была найдена ширина дифракционных линий: для металла в исходном состоянии $B_{исх.} = 0,289$ градуса, и после нагружения $B_n = 0,392$ градуса; а также величина микроискажений: для металла в исходном состоянии $\Delta a/a_{исх.} = 1,68 \cdot 10^{-4}$, и после нагружения $\Delta a/a_n = 4,12 \cdot 10^{-4}$. Средняя плотность дислокаций в металле, согласно выражению (3.10), составила для рассматриваемых случаев соответственно $5,54 \cdot 10^8$ $1/\text{см}^2$ и $3,28 \cdot 10^9$ $1/\text{см}^2$.

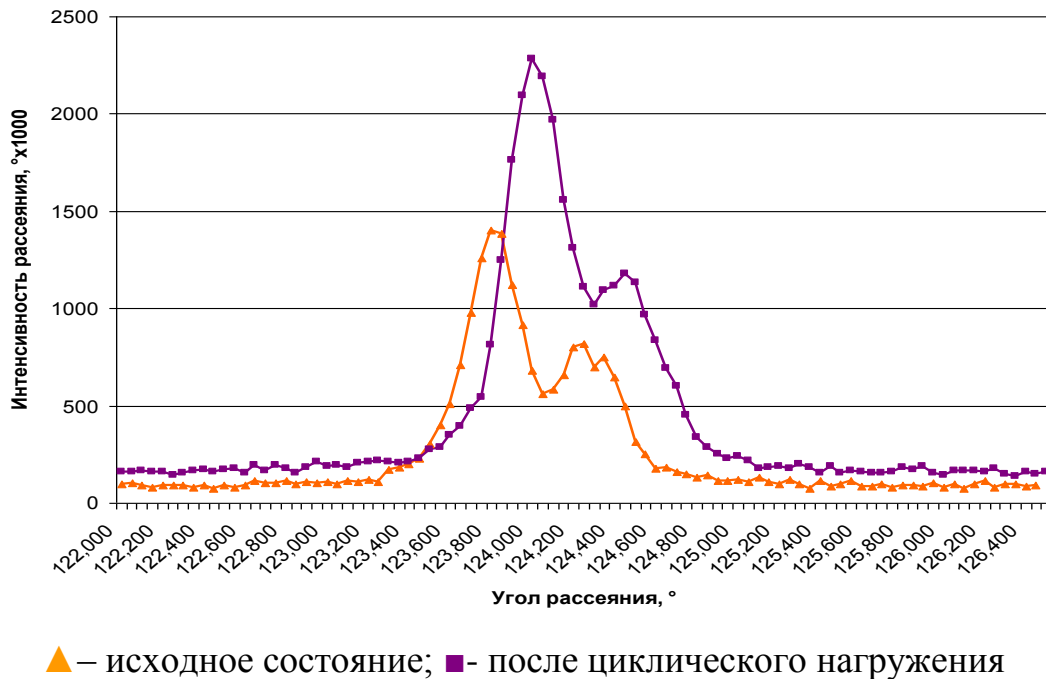
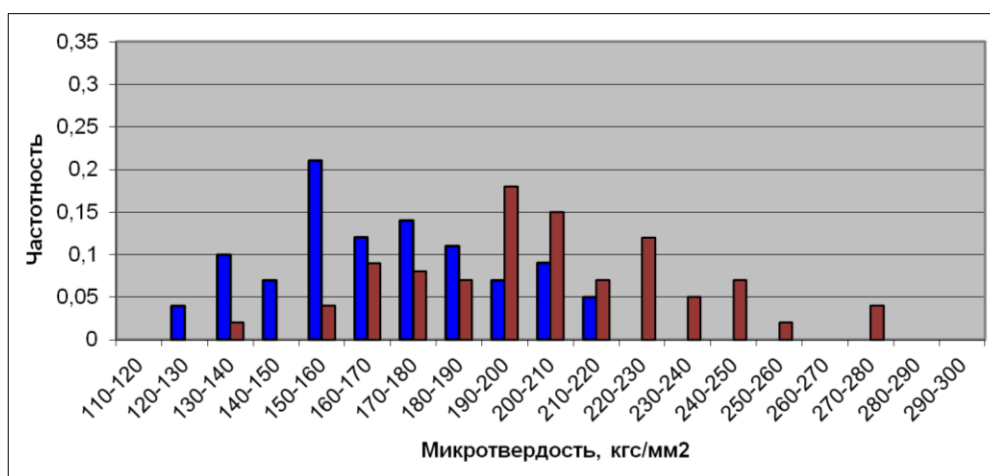


Рисунок 3.16 - Ширина дифракционной линии (220) стали 17Г1С

В качестве комментария следует отметить, что использование приведенных в разделе 3.1.3.1 методик для вычисления количественных показателей поврежденности металла по данным рентгеноструктурного анализа позволяет получить усредненные значения. В тоже время, реальная дислокационная

структура металла характеризуется существенной неоднородностью (особенно по мере эволюции) и в ней присутствуют как зоны высокой плотности дефектов строения, так и зоны практически свободные от микроискажений. Поэтому, полученные таким способом результаты могут быть использованы для сравнения степени упрочнения при различных видах и длительностях нагружения, но не для оценки близости металла к критическому состоянию, как зачастую делается во многих исследованиях.

Микротвердость поверхности образцов в исходном состоянии и в состоянии после нагружения приведена на рисунке 3.17.



■ - исходное состояние; ■ - после циклического нагружения

Рисунок 3.17 – Гистограммы распределения микротвердости с поверхности образцов из стали 17Г1С

Как видно, результаты исследований стали 17Г1С полностью повторяют картину, полученную на стали 3сп5, как по характеру изменений дислокационной структуры металла в процессе циклического нагружения, так и по чувствительности значений микротвердости к этим изменениям. Единственным существенным отличием, которое можно отметить, является увеличенный разброс значений микротвердости у стали 17Г1С, что объясняется ее более сложным химическим составом и строением.

На следующем этапе проводилось изучение стали 17Г1С в состоянии после эксплуатации газопровода.

Из трубы Ду 1200 мм, толщиной стенки 12,4 мм, после 21 года эксплуатации, было вырезано два образца: образец №1 - из бездефектной зоны основного металла; образец №2 - из металла в зоне коррозионной каверны диаметром 40 мм и глубиной 25% от толщины стенки (рисунок 3.18).

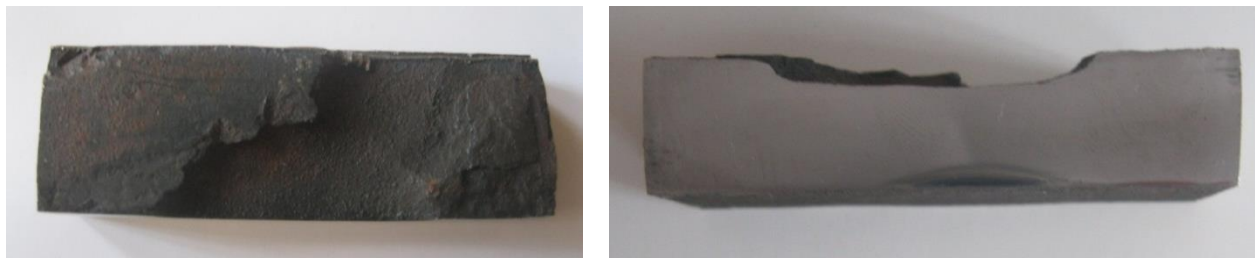


Рисунок 3.18 - Образец с коррозионной каверной

Лабораторные исследования включали в себя проведение электронной микроскопии и рентгеноструктурного анализа различных слоев образцов с шагом в 3 мм по толщине.

Результаты электронно-микроскопических исследований приведены на рисунке 3.19, б, в.

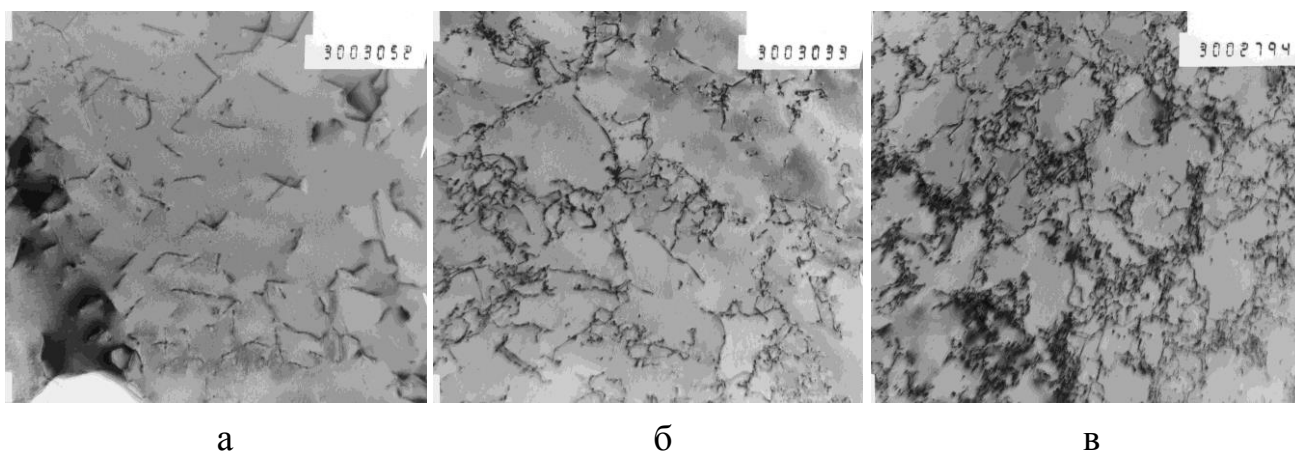


Рисунок 3.19 - Дислокационная структура феррита стали 17Г1С (x30 000)

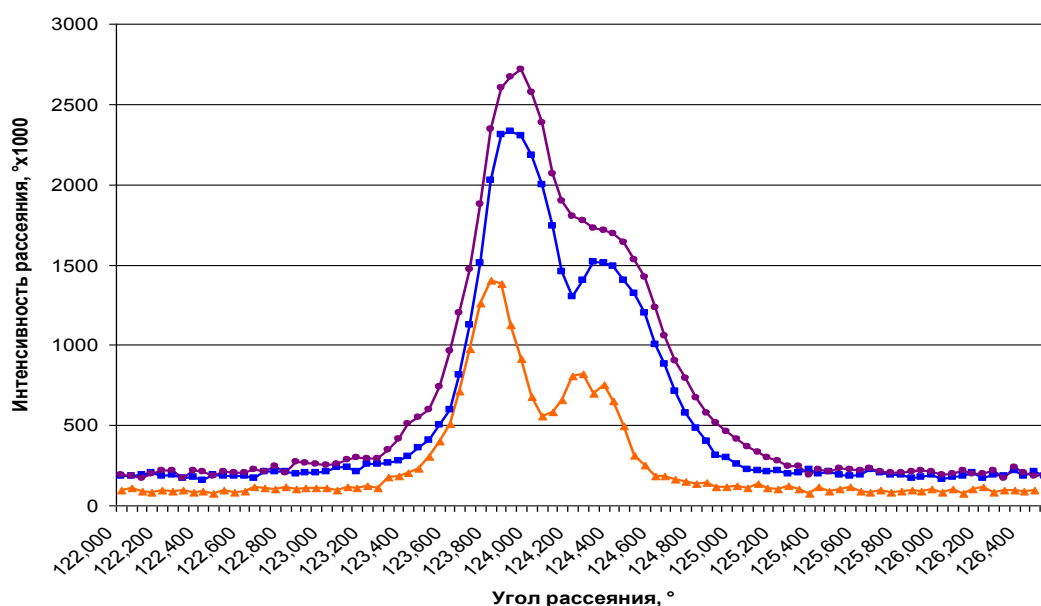
а - дислокационная структура металла в исходном состоянии;

б, в - дислокационная структура металла в различных зонах образцов №1 и №2

Дислокационная структура металла с поверхности образцов №1 и №2 представляла собой псевдоячеистые формирования, состоящие из практически «чистых» участков размером $\sim 0,3 \div 0,5$ мкм и стенок (локализованных

дефектных скоплений высокой плотности) толщиной в несколько раз меньшей (рисунок 3.19, в). В тоже время, на поверхности образца №1 встречались участки с пониженной плотностью дислокаций и меньшей выраженностью ячеистой субструктуры (рисунок 3.19, б), которые по мере отдаления от наружного слоя начинали преобладать. На поверхности образца №2 такие участки не наблюдались, и даже при изучении глубинных объемов металла структура микроискажений, приведенная на рисунке 3.19, в, являлась доминирующей.

Представленные на рисунке 3.20 данные рентгеноструктурного анализа металла с поверхности образцов №1 и №2, в сравнении с исходным состоянием, подтвердили картину, полученную с помощью электронной микроскопии.



- ▲ - металл в исходном состоянии; ■ - металл с поверхности образца №1;
● - металл с поверхности образца №2 (зона дефекта)

Рисунок 3.20 - Ширина дифракционной линии (220) стали 17Г1С

Обработка результатов измерений показала, что в металле исследуемых образцов дифракционные линии расширились до значений $B_{обр.№1} = 0,504$ градуса и $B_{обр.№2} = 0,513$ градуса. Микроискажения, с учетом инструментального уширения, составили $\Delta a/a_{обр.№1} = 6,65 \cdot 10^{-4}$ и $\Delta a/a_{обр.№2} = 6,86 \cdot 10^{-4}$, вчетверо

превзойдя данный показатель, вычисленный для металла трубы в исходном состоянии. Расчетная плотность дислокаций составила $\rho_{обр.№1} = 0,88 \cdot 10^{10} \text{ 1/см}^2$ и $\rho_{обр.№2} = 0,94 \cdot 10^{10} \text{ 1/см}^2$.

Сопоставление количественных значений поврежденности металла образцов №1 и №2 с аналогичными данными, полученными на первом этапе исследования стали 17Г1С, позволяет увидеть, что эксплуатация газопровода не только привела к упрочнению металла, в сравнении с исходным состоянием, но и довела его до степени, превосходящей зафиксированную в металле после амплитудного циклического нагружения в течение 200 000 циклов!

Определение микротвердости образцов производилось по всей толщине, с шагом 1 мм в глубину, таким образом, чтобы соответствующие измерения по выбранным линиям находились на одном уровне (рисунок 3.21).

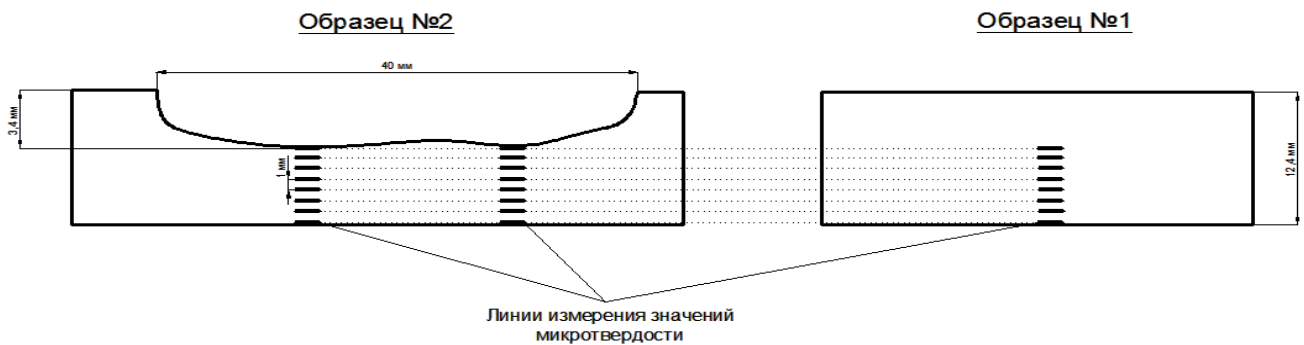
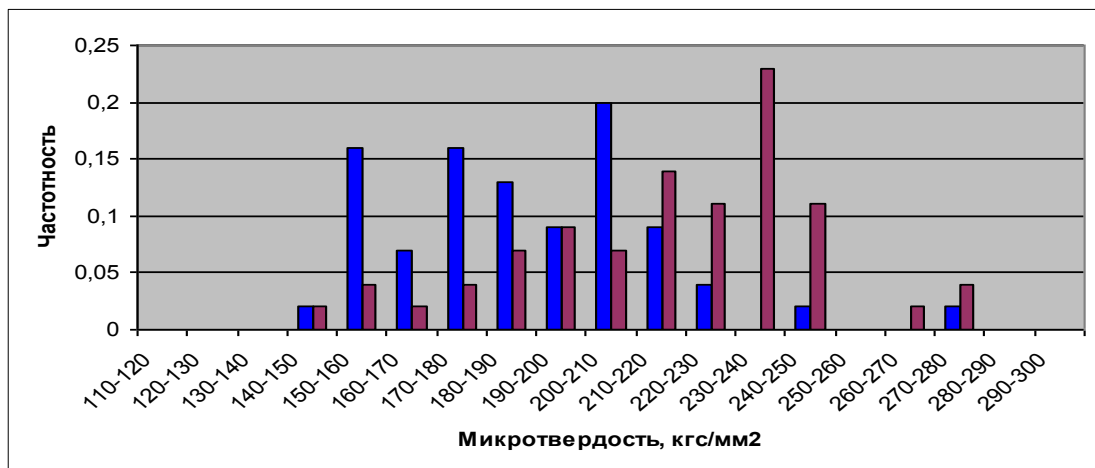
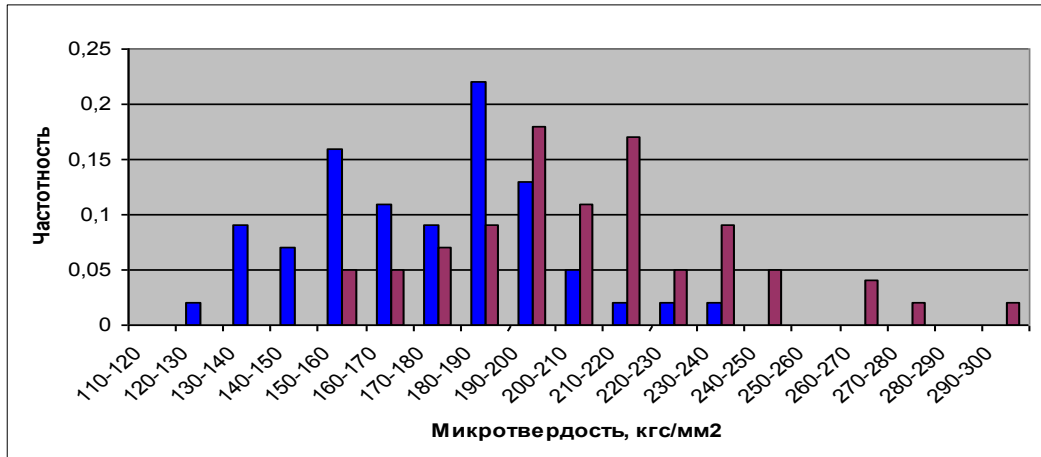


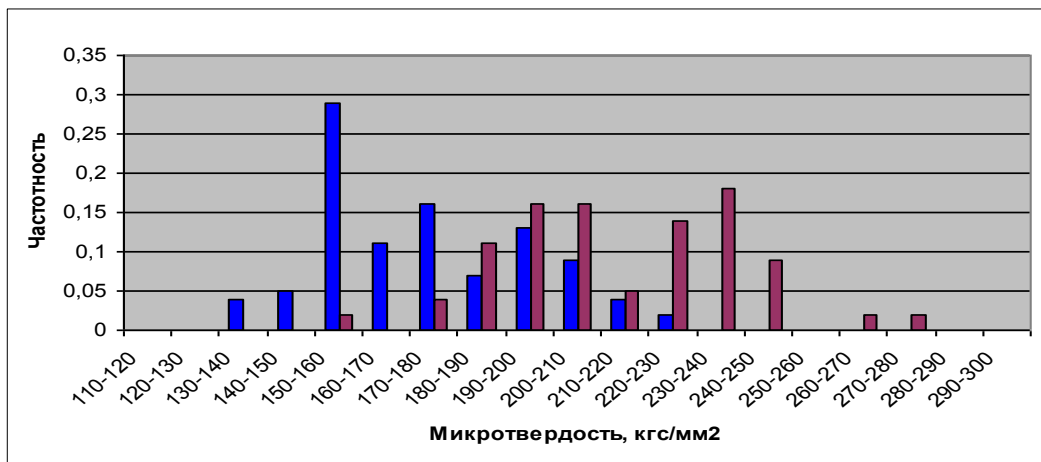
Рисунок 3.21 - Схема измерения микротвердости в образцах №1 и №2

Полученные результаты приведены на рисунке 3.22.

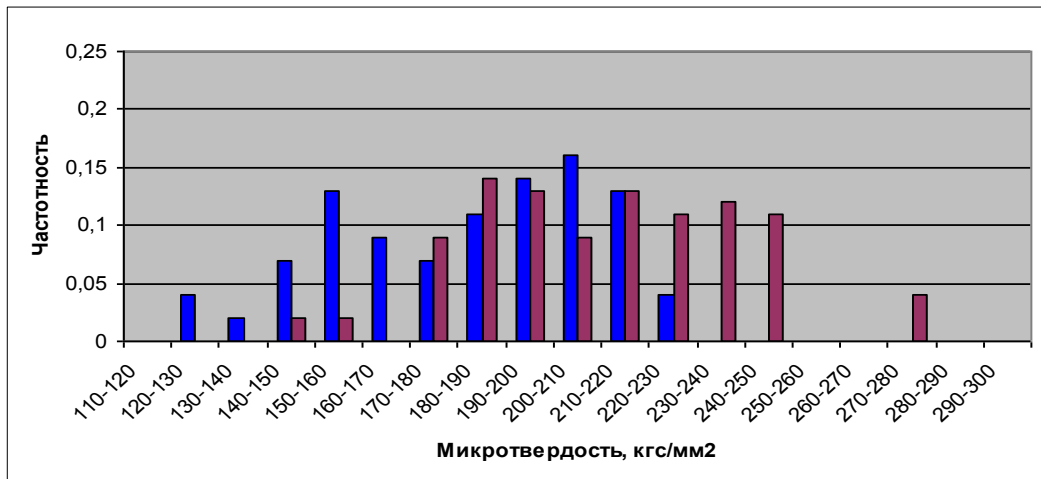




б



в



г

■ - образец №1; ■ - образец №2

Рисунок 3.22 - Гистограммы распределения значений микротвердости образцов №1 и №2

а, б, в, г – измерения на глубине соответственно 0 мм, 2 мм, 4 мм, 6 мм от дна каверны

Анализируя представленные гистограммы микротвердости, фотографии электронной микроскопии и данные рентгеноструктурного анализа, следует обратить внимание на ряд моментов, актуальность которых очень высока, учитывая цели и задачи диссертационной работы.

Во-первых, установлены характерные изменения, произошедшие в металле трубы после 21 года эксплуатации, причем уровень обнаруженных изменений свидетельствует о возможности существенного влияния временного фактора, обусловленного накапливаемой поврежденностью, на сопротивляемость газопроводов разрушению.

Во-вторых, упрочнение металла труб в процессе эксплуатации наблюдается не только в приповерхностных слоях, но и по всей толщине стенки, хоть и в менее выраженной форме, поскольку по мере отдаления от наружной поверхности металл трубы за счет сжимающих остаточных напряжений испытывает меньшие растягивающие нагрузки.

И в-третьих, при наличии в трубе каких-либо концентраторов напряжений, в данных зонах наблюдается преимущественное, интенсифицированное накопление поврежденности.

Таким образом, подводя итог проведенным исследованиям, можно заключить, что предложенный способ использования метода микротвердости позволяет с высокой степенью чувствительности идентифицировать процессы упрочнения в различных по строению и составу металлах.

В свою очередь, обнаружение упрочненных зон в бывших в эксплуатации трубах подтвердило важность получения сведений о текущем состоянии металла для выполнения корректной оценки работоспособности и сопротивляемости газопроводов разрушению.

3.1.3.3 Обнаружение микротрещин

Упрочнение является следствием протекания в металле микропластических деформаций. При этом у каждого металла существует определенный запас

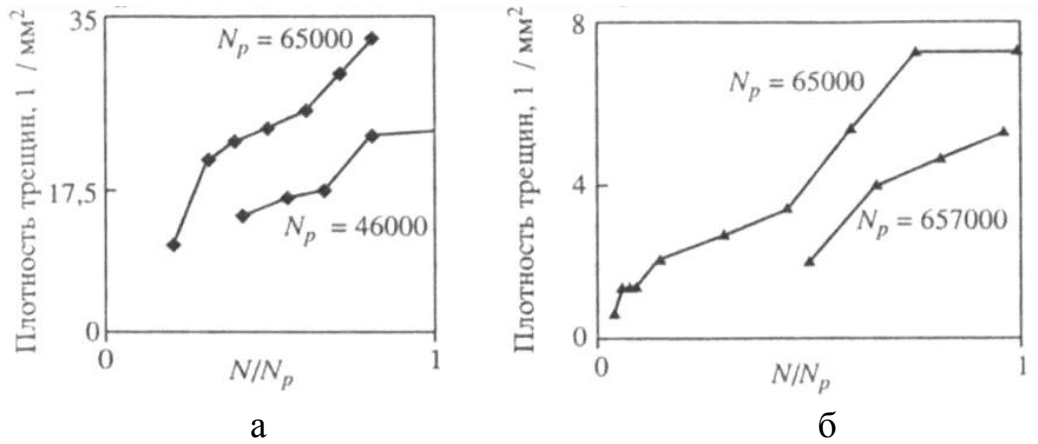
пластичности, исчерпание которого приводит к зарождению микротрещин [160]. То есть, образование данных дефектов свидетельствует о критической поврежденности и выработке металлом значительной доли своих ресурсных возможностей, что крайне негативно отражается на его эксплуатационных характеристиках [54, 57, 58].

Существующие традиционные методы неразрушающего контроля (ультразвуковой, вихретоковый, магнитный, радиографический и т. д.) не позволяют выявлять трещины в начальный момент развития, а способны делать это лишь при возникновении макродефектов. Их обнаружение является, как правило, констатацией факта невозможности дальнейшей эксплуатации конструкции и необходимости выполнения ремонтных работ. Причем, даже в этом случае сохраняются большие риски, так как устранение макротрещин не дает гарантии отсутствия в металле микротрещин, которые, как уже было упомянуто, существенно снижают работоспособность конструкции.

Рассмотренная ситуация определяет актуальность задачи обнаружения в металле критических дефектов на самой ранней стадии, что позволит своевременно разрабатывать профилактические мероприятия, дающие возможность обеспечить безопасную эксплуатацию поврежденной конструкции до выполнения на ней ремонта.

Для понимания характера и специфики образования микротрещин при нагружении металлов в работе [189] исследовались образцы из углеродистой стали. Материал имел ферритно-перлитную структуру со средним размером зерен 20 мкм. Нагружение образцов производилось отнулевыми циклами с параметрами $\sigma_{min} / \sigma_{max} = 0/460$ МПа и $0/550$ МПа (предел выносливости стали составлял $\sigma_{-1} = 430$ МПа).

После выполнения механических испытаний поверхность металла исследовалась под микроскопом. Размер фиксируемых микротрещин составлял от 30 мкм и более. Повреждаемость в процессе усталости оценивалась по двум критериям: плотность микротрещин на 1 мм^2 (рисунок 3.23) и совокупная длина микротрещин в 1 мм^2 (рисунок 3.24).



N - текущее число циклов; N_p – число циклов до разрушения
 Рисунок 3.23 - Изменение плотности микротрещин в зависимости от относительной долговечности стали

а – при $\sigma_{max} = 550$ МПа; б – при $\sigma_{max} = 460$ МПа

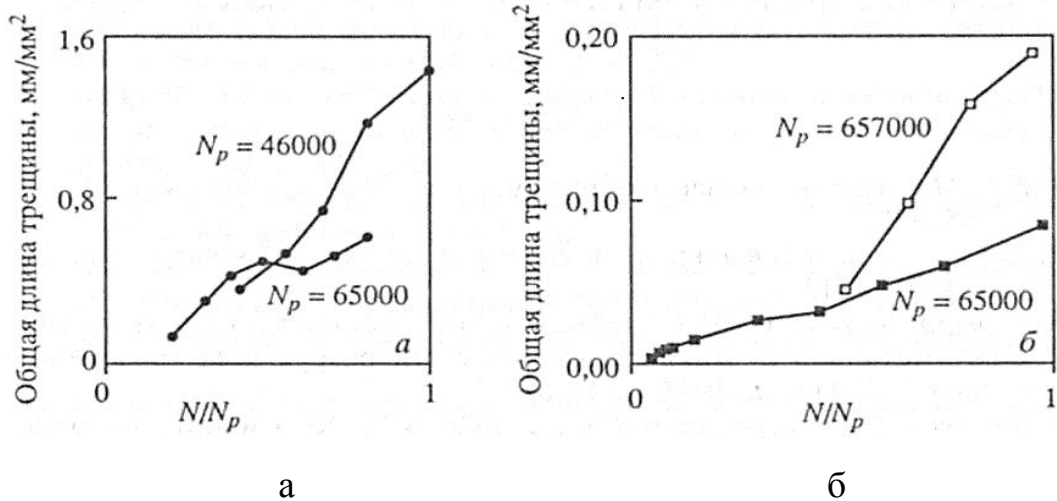


Рисунок 3.24 - Изменение общей длины трещин на единицу площади в зависимости от относительной долговечности стали

а – при $\sigma_{max} = 550$ МПа; б – при $\sigma_{max} = 460$ МПа

Анализируя полученные результаты можно отметить, что образование микротрещин даже при циклическом нагружении имеет множественный характер. Принимая во внимание указанную особенность, было выдвинуто предположение, что с помощью измерения микротвердости можно достаточно эффективно обнаруживать в металле микротрещины. Представленный в разделе 3.1.3.2 способ использования метода микротвердости предусматривает получение массива значений с определенной площади поверхности. Следовательно, при образовании

микротрещин в приповерхностных слоях исследуемой зоны конструкции часть микровдавливаний из производимой серии замеров может попасть в области данных дефектов. Это, в свою очередь, должно отразиться на получаемых результатах.

Для подтверждения вышеизложенного предположения проводились экспериментальные исследования на темпете, вырезанном из трубы аварийного запаса стали 17Г1С.

Из темпета изготавливался образец с параметрами, представленными на рисунке 3.10, б. В рамках подготовки выполнялась полировка поверхности образца и нанесение в его центральной части реперной сетки шагом в 10 мм с целью определения остаточного удлинения металла. Программа испытаний заключалась в статическом растяжении образца до уровня 5% -ой максимальной пластической деформации.

Микроскопическое исследование поверхности металла после нагружения показало множественное зарождение микротрещин (рисунок 3.25).

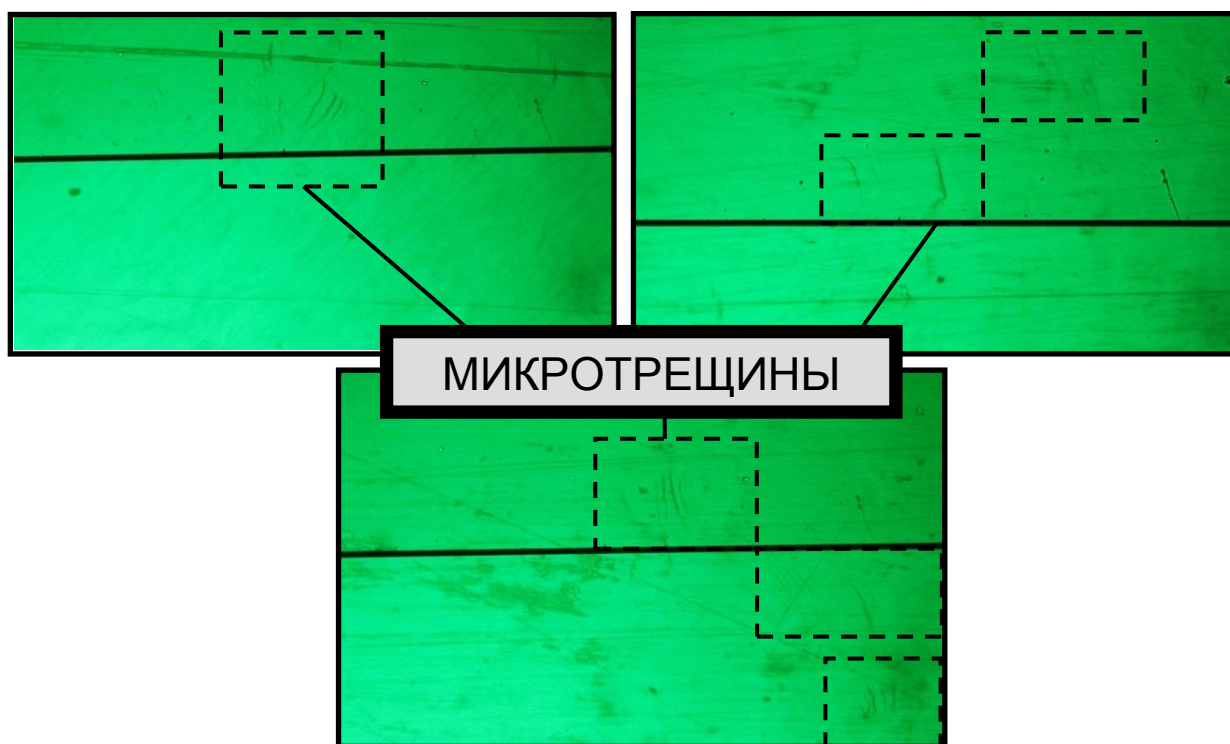


Рисунок 3.25 - Поверхность образца из стали 17Г1С после пластического деформирования (x700)

Поскольку на начальном этапе следовало оценить поведение индентора при попадании в микротрещину, получение случайной выборки значений микротвердости нагруженного образца не выполнялось, а производилось целенаправленное внедрение индентора в устья образовавшихся несплошностей. Затем определялись размеры полученных отпечатков в сравнении с отпечатками, сделанными в том же образце, но в визуально не поврежденной области металла.

Проведенные исследования показали (рисунок 3.26), что величина микротвердости, полученная при внедрении индентора в микротрещину, практически не отличается от аналогичных значений в бездефектной зоне металла. То есть, развития дефектов от микровдавливания и провала алмазной пирамиды не происходило.

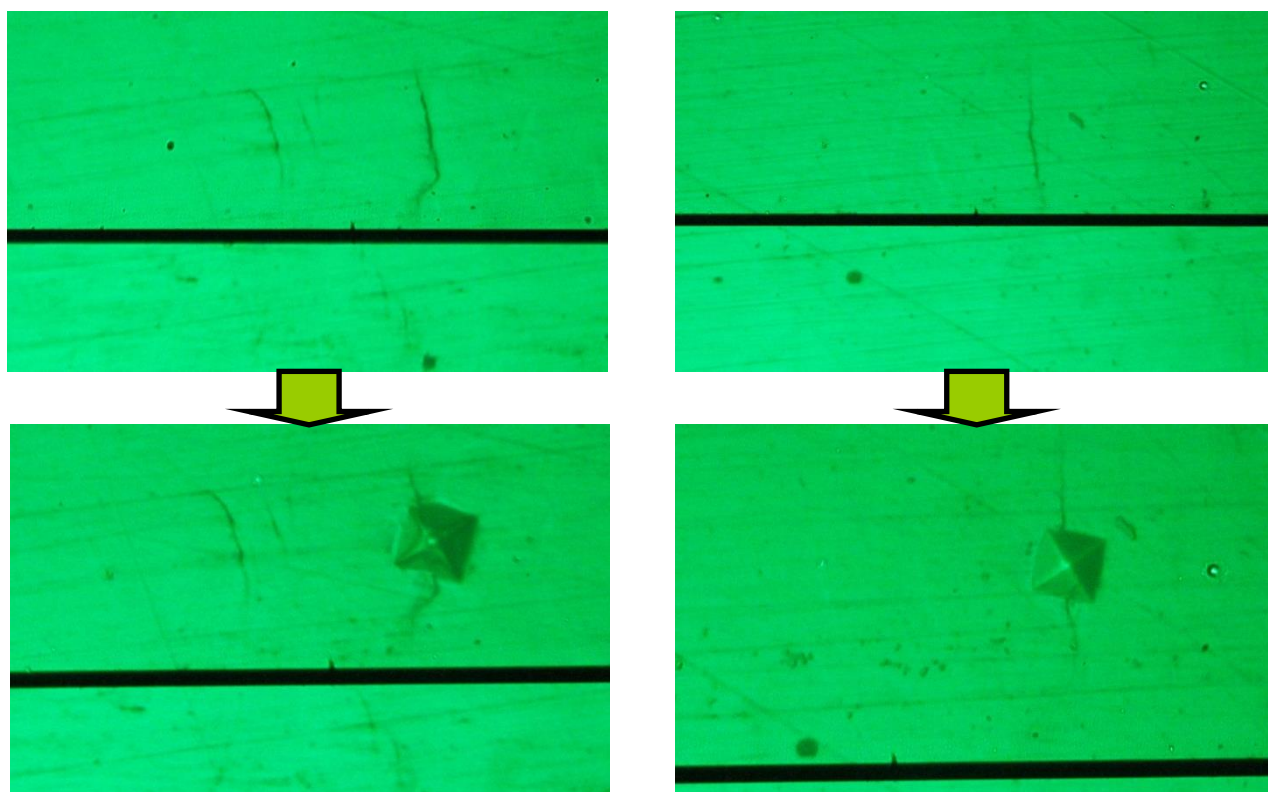


Рисунок 3.26 - Внедрение индентора в форме правильной четырехгранной пирамиды с углом при вершине в 136 градусов в устье микротрещины (x700)

Объяснение полученным результатам было найдено в форме индентора. В микротвердомере Akashi, на котором производилось получение значений

микротвердости, для формирования отпечатков используется алмазная правильная четырехгранная пирамида с углом при вершине в 136 градусов. По всей видимости, внедрение индентора такой конфигурации не способно вызвать раскрытия микротрещины, а приводит лишь к смятию металла при выполнении микровдавливаний.

С целью адаптации метода микротвердости к обнаружению микротрещин была выполнена разработка оригинальной конструкции индентора в виде алмазного конуса с углом при вершине 90 градусов. После его изготовления и установки в микротвердомер ПМТ-3М описанный выше эксперимент повторился.

Полученные результаты показали, что благодаря предложенной форме индентор расклинивает микротрещину при попадании в ее устье, что приводит как к страгиванию последней, так и к существенному увеличению размеров отпечатка (рисунок 3.27).

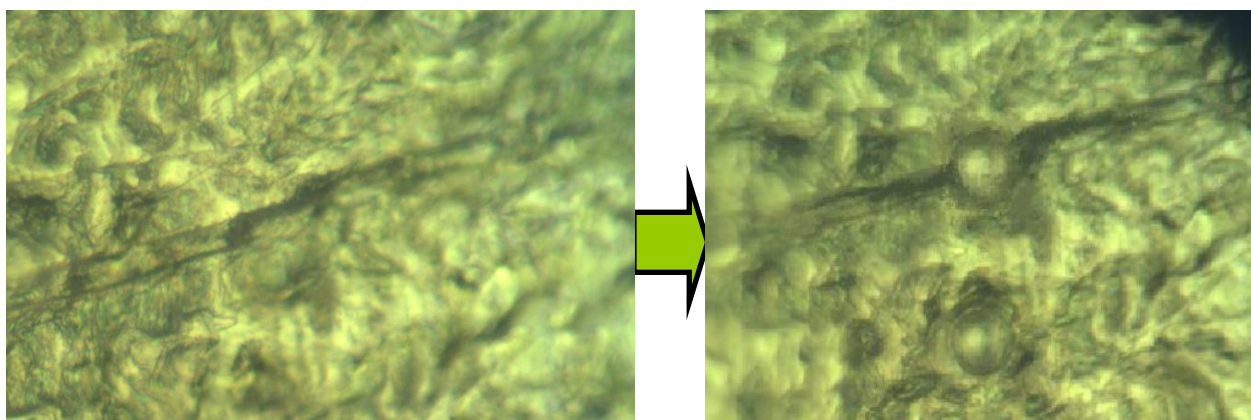
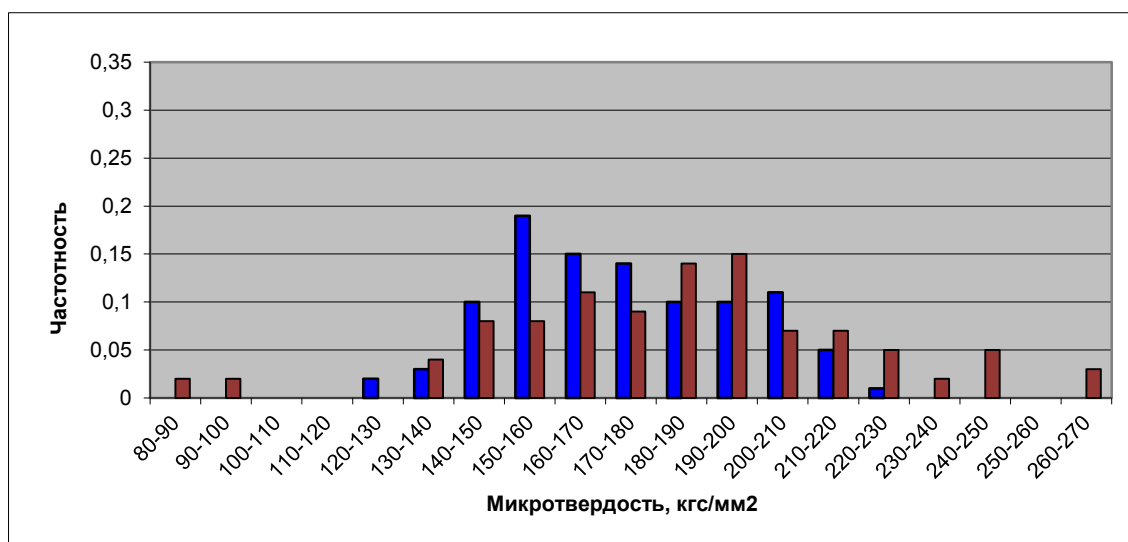


Рисунок 3.27 - Внедрение индентора в форме конуса с углом при вершине 90 градусов в устье микротрещины (x 135)

В таком случае, анализ выборки микротвердости исследуемой зоны конструкции дает возможность идентифицировать наличие в металле микротрещин по появлению единичных резких провалов в распределении, относительно исходных значений.

Для подтверждения действенности сформулированного критерия выполнялось получение массива значений микротвердости с поверхности

деформированного образца из стали 17Г1С и аналогичного образца в исходном состоянии. В качестве испытательного оборудования использовался микротвердомер ПМТ-3М с установленным индентором разработанной конструкции. При выполнении микровдавливаний на деформированном образце в четырех случаях производилось умышленное внедрение индентора в устья несплошностей. Полученные результаты представлены на рисунке 3.28.



■ - исходное состояние; ■ - после пластической деформации

Рисунок 3.28 – Гистограммы распределения значений микротвердости стали 17Г1С

Как видно, использование установленного критерия позволяет уверенно идентифицировать попадание индентора в микротрещины, определяя тем самым их наличие в металле.

Возможность обнаружения микротрещин путем получения случайной выборки микротвердости, а также при исследовании сложных высокопрочных сталей типа Х70 показана в главах 4, 6.

На представленный способ обнаружения в металле микротрещин получен патент на изобретение №2498263 «Способ обнаружения в металле микротрещин» [142].

В заключение следует отметить, что критическая поврежденность металла может быть обнаружена не только в случае попадания индентора в

микротрещины. Если зона нанесения отпечатка не содержит дефектов, но находится в состоянии исчерпанной пластичности (в результате водородного охрупчивания, пластической деформации и т.д.), то сам процесс формоизменения может привести к растрескиванию, что также позволит определить факт критического охрупчивания металла применением описанного критерия.

3.1.3.4 Обнаружение следов старения

Еще одним чрезвычайно важным структурным изменением, оказывающим существенное влияние на эксплуатационные характеристики металла, является старение. Данный процесс обусловлен исходной термодинамической неравновесностью металла и постепенным приближением его структуры к равновесному состоянию в условиях достаточной диффузионной подвижности атомов [180, 185]. Выделяют существование деформационного старения, протекание которого дополнительно инициировано внешними силовыми воздействиями; естественного старения, наблюдаемого при вылеживании в условиях комнатной температуры; искусственного старения, катализатором которого являются повышенные температуры (относительно комнатной).

Прежде чем изучать возможность использования разработанного способа качественной экспресс-оценки состояния металла для обнаружения в нем следов старения, следовало определить, во-первых, чем конкретно характеризуется данный процесс и во-вторых, велика ли вероятность его протекания в трубах эксплуатируемых газопроводов.

Анализируя устойчивость структурных составляющих трубных сталей можно увидеть, что цементит (в перлите), карбонитриды и неметаллические включения при эксплуатационных температурах и нагрузках находятся в стабильном состоянии. Однако этого нельзя сказать о пересыщенном твердом растворе углерода в решетке α -железа (феррите). Ввиду особенностей химического состава и технологии изготовления трубных сталей, при выплавке и прокатке из ферритных зерен не успевает выделиться углерод, поскольку его

растворимость в α -железе при высоких температурах достигает 0,02%, а при комнатной температуре – 0,006% [9, 118]. Как следствие, в металле создается неравновесная структура - пересыщенный твердый раствор углерода. Указанное явление позволяет обеспечить высокие прочностные характеристики стали в состоянии поставки. Однако с течением времени при определенной степени пресыщения избыточный углерод, стремясь к равновесному состоянию, может выделиться на границах зерен [173].

Главным вопросом, возникающим при оценке опасности старения трубных сталей, является скорость его протекания в существующих условиях эксплуатации газопроводов.

Для определения характерного времени старения трубной стали в работе [180] данный процесс представлялся двухэтапным:

I этап - диффузия атомов углерода к границам зерен.

II этап - образование и рост частиц карбидов на границах зерен.

Длительность первого этапа оценивалось по формуле, связывающей время диффузионного процесса τ_1 и величину эффективного коэффициента диффузии $D_{эфф}$:

$$\tau_1 = L^2 / D_{эфф}, \quad (3.11)$$

где L - характерный диффузионный путь, который должны пройти атомы углерода, равный примерно половине размера зерна, см;

$$D_{эфф} = D_v + a\rho D_c + (\delta/d)D_b, \quad (3.12)$$

где D_v , D_c , D_b - коэффициенты диффузии в объеме зерна, по ядрам дислокаций и по границам зерен соответственно;

a - ширина ядра дислокации, см;

δ - ширина границы зерна, см.

Как видно, ключевыми структурными параметрами, необходимыми для нахождения времени протекания первого этапа старения, являются плотность дислокаций и размер зерна. Подставляя в формулу (3.11) необходимые

характеристики, взятые для трубной стали контролируемой прокатки, было получено значение $\tau_1 \sim 24$ года.

Следует подчеркнуть, что для расчета τ_1 использовался самый простой подход. Можно было применить и более сложные модели, включающие, к примеру, степень насыщения решетки углеродом: чем она выше, тем быстрее будет осуществляться диффузия атомов углерода к границам и, следовательно, тем интенсивнее будет идти процесс старения.

Расчет характерного времени диффузионного образования и роста частиц карбидов на границах зерен τ_2 выполнялся, согласно выражению:

$$\tau_2 = \tau_0 \exp(-Q/kT), \quad (3.13)$$

где τ_0 - предэкспоненциальный множитель;

Q - энергия активации диффузионного процесса, контролирующего зарождение и рост частиц, Дж/моль.

Приняв некоторые допущения и приближения было получено, что характерное время выделения частицы карбида на границе зерна составляет $\tau_2 \sim 1$ год.

В работе [180] анализировалось также влияние дополнительных иницирующих факторов на скорость протекания в металле старения (таблица 3.8), в результате чего удалось установить, что существующие условия эксплуатации газопроводов могут в разы, и даже в десятки раз ускорять этот процесс.

Таблица 3.8 - Влияние различных факторов на характерное время старения

Время выделения углерода на границы зерен $\tau_1 = (d/2)^2 / D_{эфф}$					
Размер зерна $\tau_1(d) = (d/2)^2$		Температура $\tau_1(T) \sim \exp(-Q/kT)$		Напряжение $\tau_1(\sigma) \sim \exp(-\sigma\Omega/kT)$	
d , мкм	τ	T , °C	τ	σ , МПа	τ
10	τ_1	10	τ_1	0	τ_1
15	$2,25\tau_1$	20	$\tau_1/3$	245	$\tau_1/2,5$
20	$4\tau_1$	40	$\tau_1/30$	310	$\tau_1/3,5$

Приведенные цифры являются оценочными значениями, но в целом представленный анализ показывает, что старение металла может протекать в течение жизненного цикла газопровода.

Таким образом, учитывая разнообразные условия эксплуатации газовых магистралей и широкий спектр технологий и сталей, применяемых для изготовления труб, скорость, а также склонность к старению может существенно отличаться. Однако игнорировать рассмотренное явление, учитывая крайне негативное его влияние на характеристики и свойства металла, нельзя, тем более что факты старения металла при эксплуатации газопроводов многократно выявлялись по результатам исследований [49, 51, 89, 114, 115, 185].

Возможность обнаружения следов старения путем измерения микротвердости определяется установленной в разделе 3.1.2 чрезвычайно высокой чувствительностью данного метода к химическому составу структурных составляющих металла. В таком случае, значения микротвердости должны отражать изменения концентрации углерода в объеме зерен, поскольку данный элемент вносит наибольший вклад в формирование их твердости.

С целью экспериментальной проверки данного предположения из стали Зсп5 в исходном состоянии был вырезан образец, который подвергся термической обработке в электропечи (рисунок 3.29) с параметрами: $T_{max} = 350$ °С; $V_{нагр} = 10$ °С/мин; $t_{выдержки} = 30$ мин; охлаждение на воздухе. Режим обработки выбирался таким образом, чтобы температуры нагрева и времени выдержки было недостаточно для протекания в металле каких-либо структурно-фазовых преобразований, но при этом достаточно для выделения избыточного углерода из ферритной фазы (если такой присутствует).

Дальнейшая подготовка заключалась в полировке поверхности образца, после чего на ней производилось получение выборки микротвердости.

Анализ выполненных замеров показал как общее смещение массива значений микротвердости в сторону более низких величин, относительно исходного распределения, так и появление минимальных значений (рисунок 3.30).

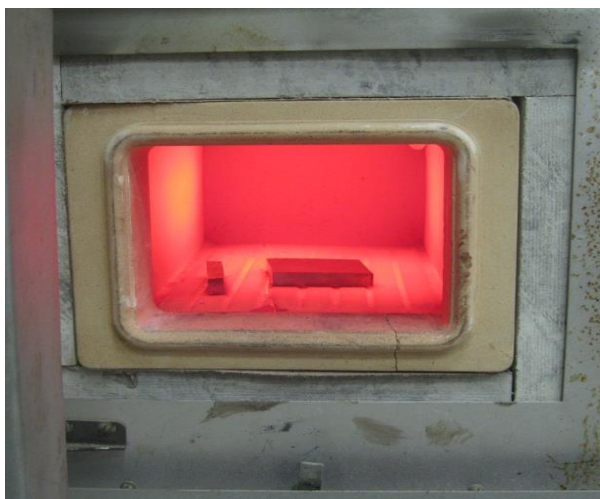


Рисунок 3.29 – Термическая обработка образцов в электропечи

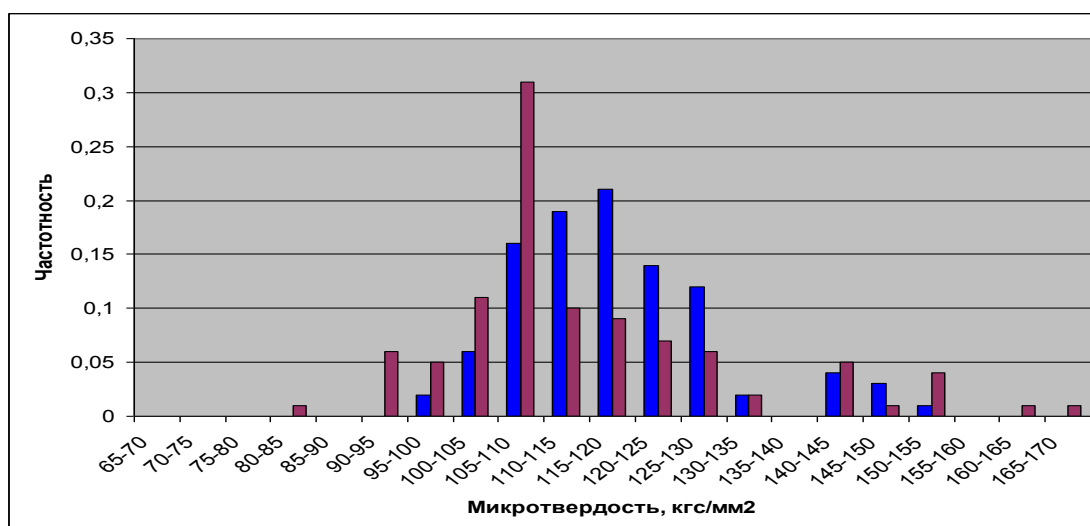


Рисунок 3.30 – Гистограммы распределения микротвердости стали 3сп5

■ - металл в исходном состоянии; ■ - металл после термической обработки

Для объяснения полученных результатов проводилась электронная микроскопия исследуемого образца, которая показала, что после термической обработки в металле произошло перераспределение углерода, выразившееся в виде выделения цементитных включений на границах ферритных зерен (рисунок 3.31). Это позволило подтвердить, что зафиксированные изменения значений микротвердости вызваны именно протеканием процесса старения, то есть уменьшением концентрации углерода в объеме структурных элементов металла.

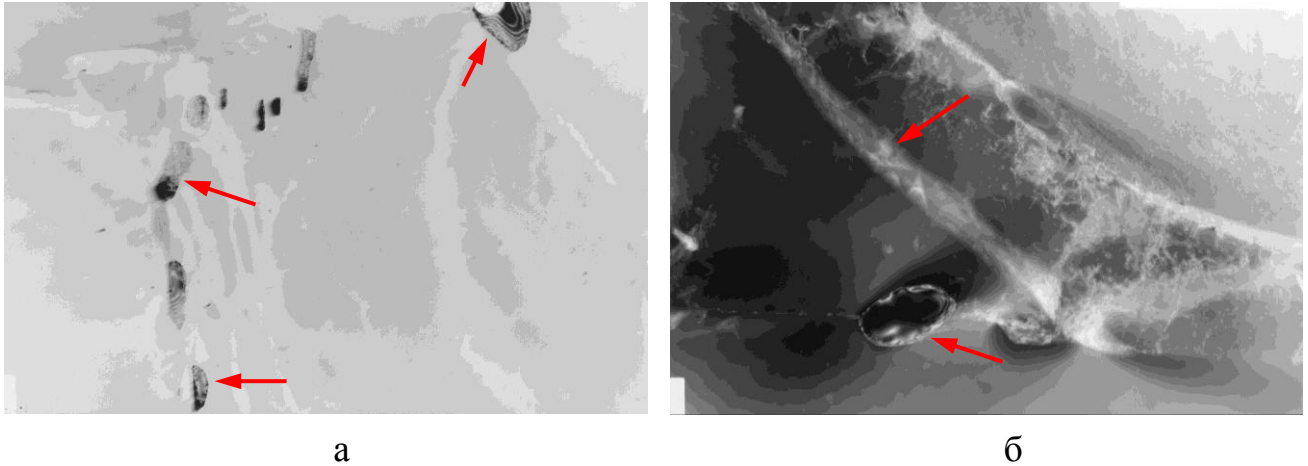


Рисунок 3.31 - Структура стали 3сп5 после термической обработки (x15 000)
а, б - выделение цементита на границах зерен

Выше отмечалось, что выборка микротвердости состаренного металла содержит массив абсолютно низких значений, в сравнении с распределением в исходном состоянии. Данная особенность была принята в качестве критерия, позволяющего обнаруживать наличие в металле следов старения.

Установленный критерий в первом приближении схож с тем, который позволяет идентифицировать наличие в металле микротрещин. Однако на практике они являются легко различимыми, поскольку:

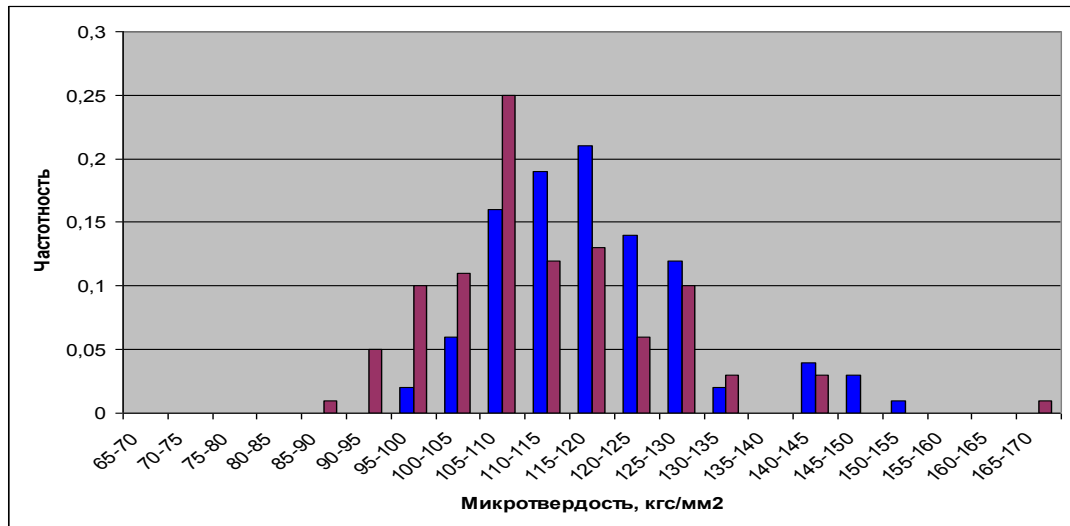
- для обеспечения чувствительности микровдавливаний к процессу старения не обязательно использовать специально разработанный индентор;

- снижение значений микротвердости по причине старения металла носит множественный характер и по величине составляет, как правило, не более 20 - 25%, относительно исходной минимальной величины. Наличие же микротрещин приводит к появлению единичных провалов значений микротвердости, при общей тенденции к их повышению.

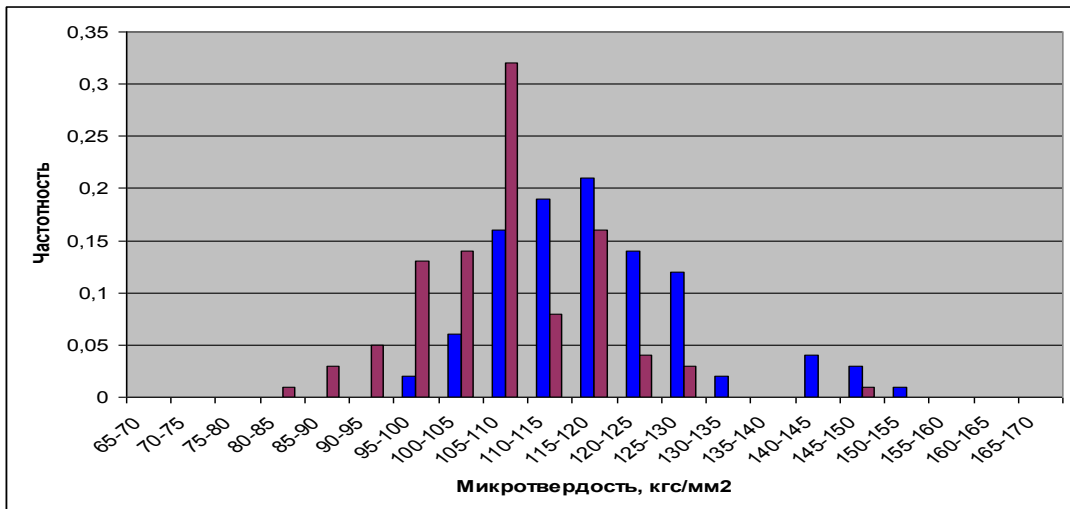
В качестве дополнения к представленным исследованиям ниже приведены интересные результаты длительного циклического нагружения образцов, полученные в рамках экспериментов, описанных в разделе 3.1.3.2.

Начиная с определенного момента микротвердость поверхности образцов вместо ожидаемого увеличения, за счет появления упрочненных зон,

демонстрировала снижение и появление минимальных значений, относительно исходного распределения. Кроме того, обнаруживалось уменьшение, а потом и практически полное исчезновение перлитной составляющей на гистограммах (рисунок 3.32).



а



б

Рисунок 3.32 - Гистограммы распределения микротвердости стали 3сп5

а: ■ - металл в исходном состоянии; ■ - металл после нагружения с параметрами $\sigma_{max}/\sigma_{min} = 275/135$ МПа в течение 220 000 циклов;

б: ■ - металл в исходном состоянии; ■ - металл после нагружения с параметрами $\sigma_{max}/\sigma_{min} = 275/135$ МПа в течение 220 000 циклов + $\sigma_{max}/\sigma_{min} = 300/150$ МПа в течение 100 000 циклов

Для выяснения причин данного явления проводилась электронная микроскопия (рисунок 3.33).

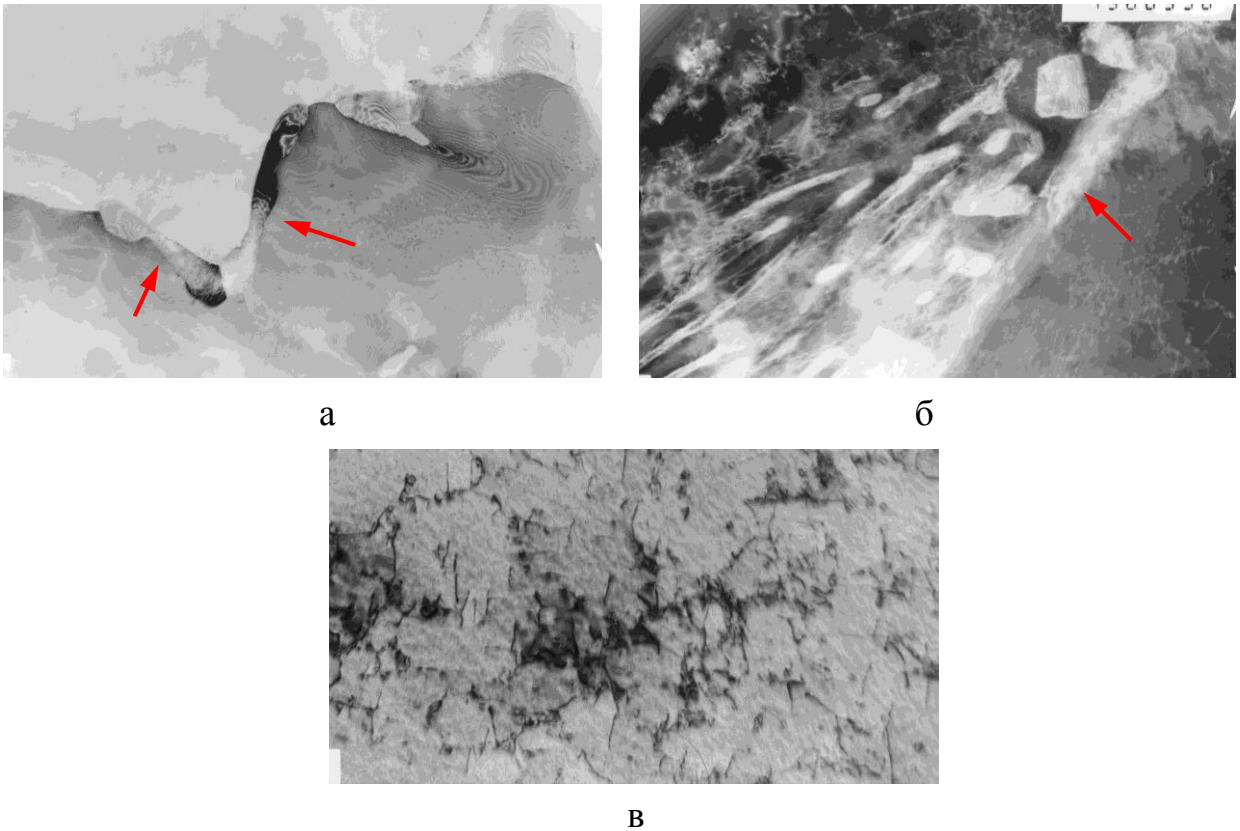


Рисунок 3.33 - Структура стали 3сп5 после нагружения $\sigma_{max}/\sigma_{min} = 275/135$ МПа в течение 220 000 циклов + $\sigma_{max}/\sigma_{min} = 300/150$ МПа в течение 100 000 циклов
 а, б - выделение цементита на границах зерен (x15 000); в - дислокационная структура феррита (x30 000)

Результаты исследований показали картину схожую с той, что была получена после термической обработки металла на старение. В испытанных образцах обнаружилось выделение избыточного углерода в виде цементитных включений по границам зерен феррита, а кроме того, зафиксирован распад перлитных зерен, что в совокупности и явилось причиной снижения значений микротвердости.

Анализируя представленный пример, следует отдельно отметить, что деформационное старение металла оказало на значения микротвердости существенно большее влияние, чем упрочнение. Данный факт свидетельствует о возможности предложенного способа качественной оценки состояния металла

обнаруживать следы старения, несмотря на эволюцию дислокационной структуры металла, вызывающую противоположные изменения значений микротвердости. Эта возможность подтверждена также на других типах сталей - 17Г1С и X70, что будет подробно изложено в главах 4, 6.

На представленный способ обнаружения следов старения в металле получен патент на изобретение №2545321 «Способ неразрушающей оценки критических изменений технического состояния металла» [143].

3.2 Разработка способа испытаний на ударный изгиб, адаптированного к конструктивным особенностям труб

Возможности рассмотренного в разделе 3.1.3 способа ограничиваются указанием зон, в которых металл трубы не соответствует своим эксплуатационным характеристикам. Для принятия важных организационных решений, к примеру, о дальнейшей эксплуатации целого участка газопровода, такая качественная оценка должна быть подтверждена результатами механических испытаний [151, 155].

Ключевой характеристикой, на основании которой в настоящее время определяется состояние металла газопроводов, являются значения ударной вязкости. В таком случае особое внимание следует уделять тому, насколько существующая методика проведения испытаний на ударный изгиб позволяет учесть конструктивные и технологические особенности трубопровода и обеспечить получение достоверных сведений, с высокой чувствительностью отражающих происходящие в металле труб негативные изменения.

В настоящее время значения ударной вязкости определяются в соответствии с требованиями ГОСТ 9454-78 [40]. Данный документ устанавливает такую конструкцию ударных образцов и технологию испытаний, что получаемые результаты отражают состояние, прежде всего, объема металла под выточкой, поскольку именно там сосредотачивается максимальная пластическая деформация растяжения [175].

На рисунке 3.34 приведена схема вырезки из трубы испытательных образцов. Из данной иллюстрации видно, что ввиду криволинейной конструкции труб, формы ударного образца и расположения выточки в нем, применение существующей методики испытаний позволяет оценить свойства металла, находящегося в центральной (по толщине) части трубы. В тоже время, конструктивные особенности труб таковы, что при нагружении внутренним давлением максимальные растягивающие напряжения сосредотачиваются в их приповерхностных слоях, поэтому именно там в первую очередь происходит накопление поврежденности, зарождение и развитие микротрещин, и протекание других негативных процессов [176, 179].

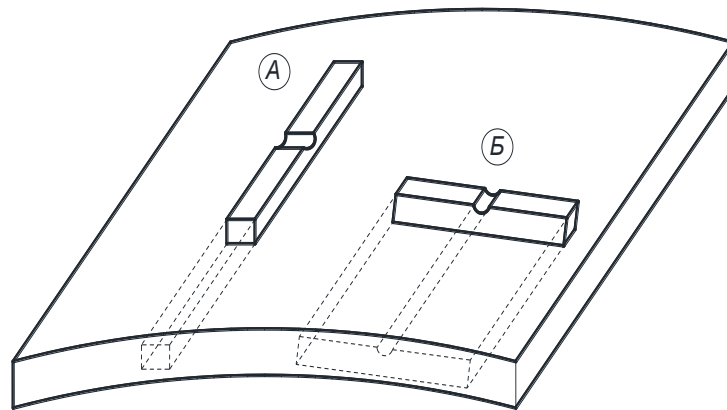
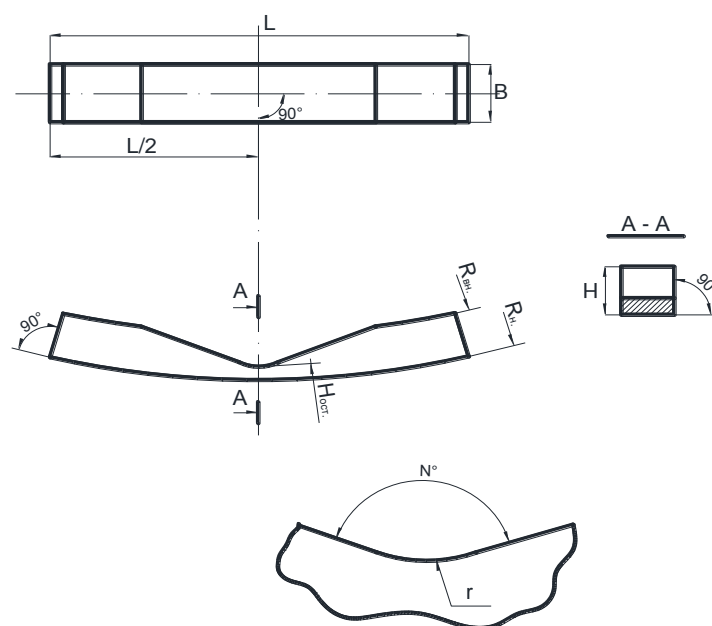


Рисунок 3.34 - Схема вырезки из трубы стандартных образцов для испытания на ударный изгиб

А - вдоль оси трубы; Б - поперек оси трубы

То есть, можно констатировать, что использование традиционной методики испытаний на ударный изгиб не позволяет учесть специфики эксплуатации оболочковых конструкций. Это существенно сказывается на достоверности получаемых таким образом результатов и в целом ставит под вопрос целесообразность оценки состояния металла труб с помощью данного метода.

С целью решения обозначенной проблемы автором разработана специальная конструкция образца для проведения ударных испытаний металла труб на стандартных маятниковых копрах [65] (рисунок 3.35).



$L, B, H, H_{ост}$ – соответственно длина, ширина, толщина, остаточная толщина образца, мм; $R_{вн}, R_{н}$ – соответственно внутренний и наружный радиус трубы, мм; r – радиус острия выточки, мм; N – угол при вершине выточки, град.

Рисунок. 3.35 - Конструкция образца для испытания металла труб на ударный изгиб

Конструкция представляет собой сегмент трубы, вырезаемый перпендикулярно ее оси. Посередине грани, соответствующей внутренней поверхности трубы, нанесена выточка. Толщина образца H соответствует толщине трубы, из которой он вырезается. Длина L , принимая во внимание параметры существующего испытательного оборудования, принята равной 55 мм в проекции. Ширина B из тех же соображений выбрана равной 10 мм.

Схема приложения нагрузки к образцу, представленная на рисунке 3.36, показывает, что возможность проведения испытаний по предложенной методике сильно зависит от формы выточки, которая должна позволять образцу свободно деформироваться при ударе, не задевая боковые грани ножа маятникового копра.

Для определения оптимальных параметров выточки - угла при вершине N и радиуса острия r , выполнялись экспериментальные исследования, в рамках которых изготавливалось 6 групп по 5 образцов разработанной конструкции (рисунок 3.37) с размерами, приведенными в таблице 3.9.

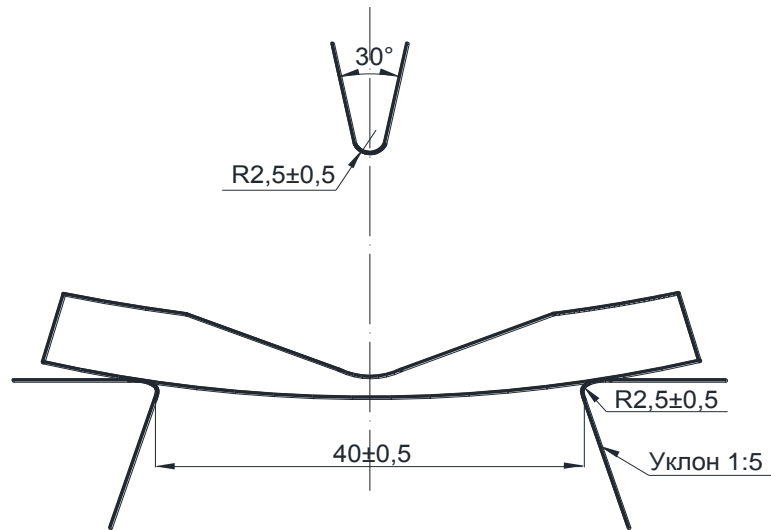


Рисунок. 3.36 - Схема испытания разработанной конструкции образца на стандартном маятниковом копре



Рисунок 3.37 - Образцы разных групп для испытания на ударный изгиб

Таблица 3.9 - Параметры образцов для испытания на ударный изгиб

№ группы	Длина образца L (в проекции), мм	Ширина образца B , мм	Остаточная толщина образца в зоне выточки $H_{ост}$, мм	Угол при вершине выточки N , градусов	Радиус острия выточки r , мм
I	55	10	5	120	3
II	55	10	8	120	4
III	55	10	10	120	5
IV	55	10	5	150	4
V	55	10	8	150	5
VI	55	10	10	150	5

Испытания проводились на маятниковом копре Instron SI-1M (рисунок 3.38) при комнатной температуре.



Рисунок 3.38 - Общий вид маятникового копра Instron SI-1M

Полученные результаты подтвердили возможность использования стандартных маятниковых копров для приложения ударной нагрузки к образцам разработанной конструкции (рисунок 3.39), а также показали высокую стабильность получаемых значений ударной вязкости в каждой из групп. В тоже время, выявился ряд конструктивных ограничений: принципиально важным является соблюдение длины образца $L = 55$ мм (в проекции); радиус острия выточки r должен быть не менее 5 мм; оптимальным углом при вершине N является 150 градусов.



Рисунок 3.39 - Фото образцов разработанной конструкции после испытаний

На основании установленных сведений разработана номенклатура типоразмеров образцов, вырезаемых из существующего сортамента газопроводных труб, с учетом конструктивных особенностей и мощности стандартных маятниковых копров (таблица 3.10).

Таблица 3.10 - Типоразмеры образцов для испытания на ударный изгиб металла газопроводных труб

Диаметр трубы, мм	Тип образца	Толщина образца H , мм	Радиус выточки r , мм ($\pm 0,05$ мм)	Угол при вершине выточки N , градусов	Длина образца L , мм ($\pm 0,1$ мм)	Ширина образца B , мм ($\pm 0,1$ мм)	Остаточная толщина $H_{ост}$, мм ($\pm 0,1$ мм)
1420, 1220	1	<15	5	150	55	10	5
	2	15 - 18	5	150	55	10	7
	3	18 - 23	5	150	55	10	8
	4	>23	5	150	55	10	8
1020, 820	5	<10	5	150	55	10	5
	6	10 - 15	5	150	55	10	5
	7	15 - 18	5	150	55	10	7
	8	18 - 23	5	150	55	10	8
	9	>23	5	150	55	10	8
720, 530	10	<8	5	150	55	10	4
	11	8 - 10	5	150	55	10	5
	12	10 - 15	5	150	55	10	5
	13	15 - 18	5	150	55	10	7
	14	18 - 23	5	150	55	10	8
	15	>23	5	150	55	10	8

Анализируя рисунок 3.39 можно увидеть, что благодаря предложенной конструкции и схеме нагружения образцов, максимальная пластическая деформация растяжения при ударе концентрируется в зоне, соответствующей наружной поверхности труб. В таком случае, полученные результаты должны быть максимально чувствительны к негативным процессам, протекающим в этих приповерхностных слоях.

Для подтверждения данного предположения проводились сравнительные испытания стандартной и разработанной конструкции ударных образцов. Из трубы стали X70 ($\sigma_s = 588$ МПа, $\sigma_T = 461$ МПа), Ду 1400 мм, толщиной стенки

16,5 мм, находящейся в аварийном запасе, изготавливалось 3 испытательных образца, имевших конструкцию, описанную в разделе 2.2, и размеры, соответствовавшие представленным на рисунке 2.17, за исключением ширины рабочей части сегментов, которая выбиралась равной 50 мм. Данное изменение было вызвано необходимостью обеспечить высокий уровень напряжений в образце, учитывая ограниченную мощность разрывной машины.

Перед проведением испытаний поверхность центральной части сегментов полировалась до состояния зеркального блеска ($Ra = 0,2$ мкм).

Программа нагружения образцов на сервогидравлической установке SCHENCK Гидропульс 1000 кН предусматривала:

- для образца №1: циклическое нагружение с параметрами $\sigma_{max} = 455$ МПа, $\sigma_{min} = 230$ МПа, в течение 300 000 циклов;

- для образца №2: статическое растяжение до уровня $\sigma_{max} = 510$ МПа, затем сброс нагрузки до 0 и последующее циклическое нагружение с параметрами $\sigma_{max} = 455$ МПа, $\sigma_{min} = 230$ МПа, в течение 200 000 циклов;

- для образца №3: статическое растяжение до уровня $\sigma_{max} = 550$ МПа.

Данная программа преследовала целью получение необратимой поврежденности металла сегментов (с образованием микротрещин) у всех трех образцов, но с разной степенью объемности проникновения. Так, циклическое нагружение в упругой области приводит к протеканию микропластической деформации и накоплению структурных дефектов преимущественно в приповерхностных слоях сегментов. В свою очередь, пластическое деформирование способствует увеличению масштабности указанного процесса и его распространению в более глубокие слои.

По завершению испытаний выполнялись микроскопические исследования, показавшие образование микротрещин на поверхности сегментов каждого из образцов (рисунок 3.40).

После этого образцы демонтировались и у каждого: из одного сегмента вырезалось по 5 ударных образцов разработанной конструкции с параметрами, соответствующими типу №2 из таблицы 3.10, а из другого сегмента – по

5 стандартных ударных образцов с V-образным концентратором напряжений, соответствующих типу №11 из ГОСТ 9454-78 [40]. Схема вырезки представлена на рисунке 3.41. Кроме того, по 5 образцов обоих типов изготавливалось из темплета трубы в исходном состоянии.

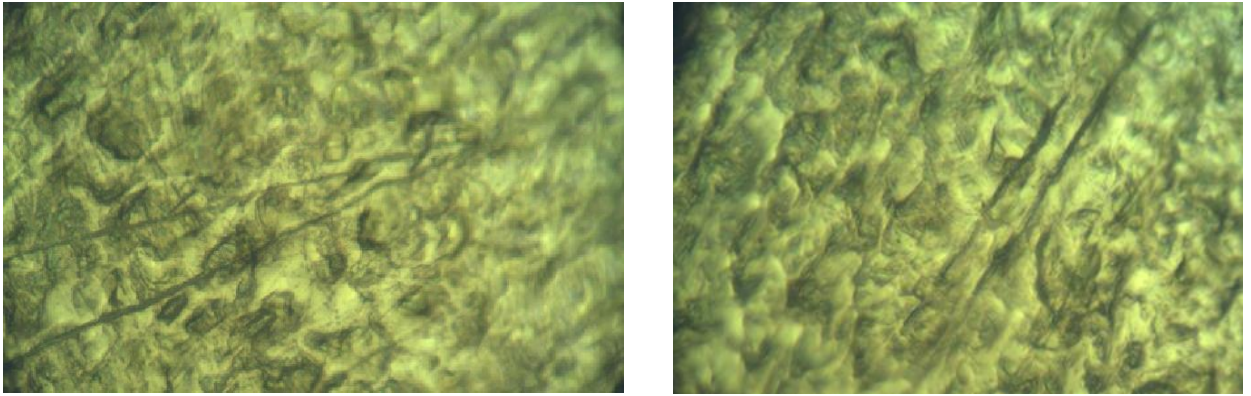


Рисунок 3.40 - Поверхность сегментов образцов № 1 - 3 после нагружения (x135)

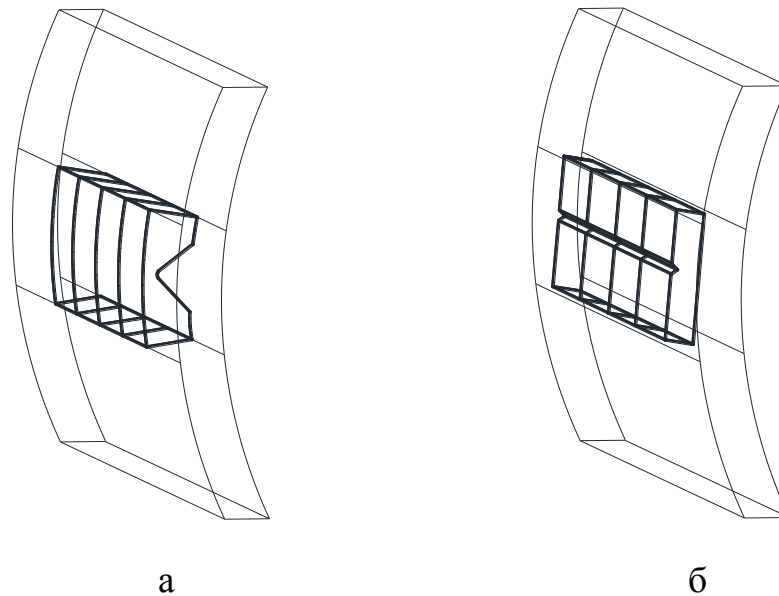


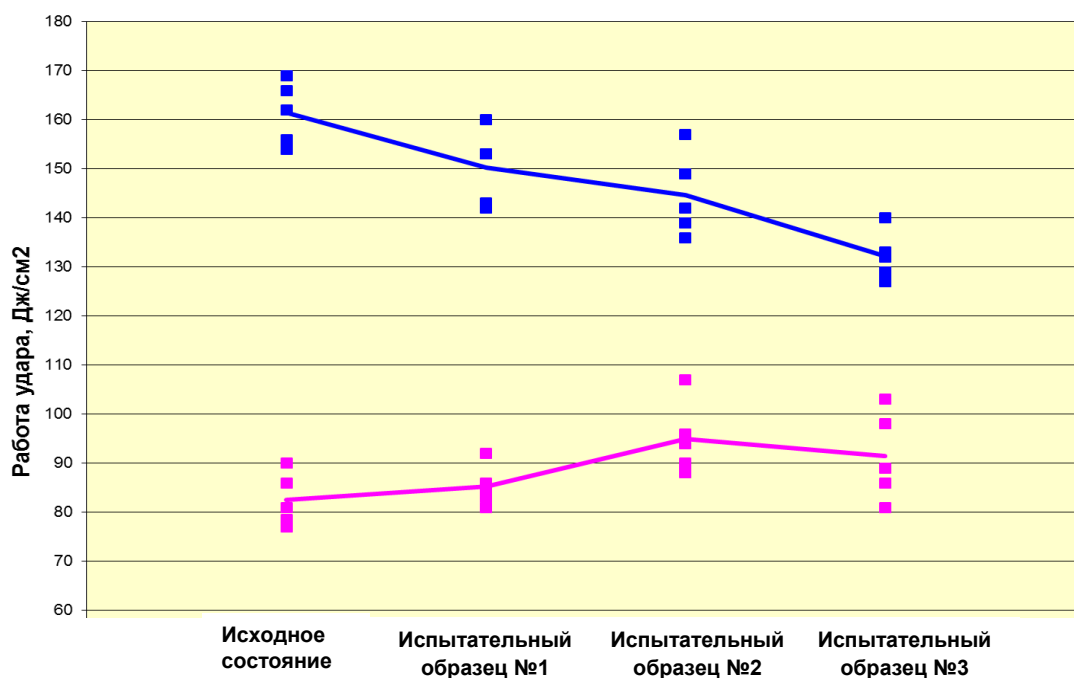
Рисунок 3.41 - Схема вырезки ударных образцов из сегментов труб

а - образцы типа №2 из таблицы 3.10; б - образцы типа №11 из ГОСТ 9454-78 [40]

Испытания на ударный изгиб проводились при температуре минус 20 °С на маятниковом копре Instron SI-1M. Полученные результаты в виде табличных значений и сводных графиков приведены соответственно в таблице 3.11 и на рисунке 3.42.

Таблица 3.11 - Результаты испытания образцов на ударный изгиб

Тип образца	№ образца	Значения ударной вязкости, Дж/см ²			
		Металл в исходном состоянии	Металл из испытательного образца №1	Металл из испытательного образца №2	Металл из испытательного образца №3
Тип №2 из таблицы 3.10	1	162	153	136	127
	2	166	142	157	129
	3	154	160	142	133
	4	156	143	149	140
	5	169	153	139	132
Тип №11 из ГОСТ 9454-78 [40]	1	79	81	95	86
	2	81	84	107	89
	3	77	84	83	100
	4	86	92	97	103
	5	90	86	90	81



■ – образцы типа №2 из таблицы 3.11; ■ - образцы типа №11 из ГОСТ 9454-78 [40]

Рисунок 3.42 - Сравнительные результаты испытаний на ударный изгиб металла в исходном состоянии и после нагружения образцов № 1 - 3

Анализ представленных данных показал, что по значениям, полученным при испытании стандартных образцов, абсолютно невозможно зафиксировать факт образования микротрещин на поверхности сегментов. Напротив, ударная

вязкость металла после нагружения оказалась даже выше, чем в исходном состоянии. Объяснением этому является отмеченная ранее технология изготовления из труб образцов данной конструкции: металл приповерхностных слоев с наибольшей степенью поврежденности вырезается, а испытаниям подвергаются области металла, получившие докритическую пластическую деформацию и имеющие вследствие этого повышенные прочностные характеристики. И лишь снижение среднего значения ударной вязкости металла, вырезанного из сегментов образца №3, по сравнению с образцом №2, может свидетельствовать о проникновении достаточного количества структурных дефектов в слои металла, задействованные при данной методике испытаний.

Испытания образцов, соответствующих типу №2 из таблицы 3.10, продемонстрировали высокую чувствительность результатов к состоянию приповерхностных слоев сегментов: чем объемней и критичней были произошедшие в металле изменения, тем сильнее это отразилось на падении значений ударной вязкости.

Таким образом, применение представленного способа испытаний на ударный изгиб позволит выйти на качественно иной уровень достоверности определения текущего состояния металла труб в рамках выполнения разрушающих механических испытаний.

На разработанную конструкцию образца получен патент на полезную модель №154290 «Образец для испытания металла труб на ударный изгиб» [117].

3.3 Выводы по главе 3

По результатам проведенных экспериментальных и аналитических исследований:

1. Предложен способ выполнения качественной оценки состояния металла, заключающийся в получении представительного массива значений микротвердости исследуемой зоны конструкции, и сравнении ее с распределением микротвердости того же металла в исходном состоянии.

2. Установлено, что применение предложенного способа позволяет обнаруживать наличие в конструкции упрочненных зон. Упрочнение металла приводит к смещению массива значений микротвердости в сторону более высоких величин, относительно исходного распределения.

3. Установлено, что в случае использования специального индентора в форме алмазного конуса с углом при вершине 90 градусов, применение предложенного способа позволяет идентифицировать наличие микротрещин в исследуемой зоне металла. Критерием, свидетельствующим об этом, является появление в распределении микротвердости единичных провалов значений, при общей тенденции к их повышению относительно исходного распределения.

4. Установлено, что применение предложенного способа позволяет идентифицировать протекание в металле процесса старения, характеризующегося для трубных сталей выделением углерода из ферритной и перлитной составляющих на границы зерен. Критерием, свидетельствующим о наличии в металле следов старения, является смещение массива микротвердости в сторону более низких величин и появление минимальных значений, относительно исходного распределения.

5. Разработаны «Методические указания по выполнению неразрушающей оценки состояния металла труб при их подготовке к повторному применению с использованием метода измерения микротвердости» (документ АО «Краснодаргазстрой»), позволившие использовать представленный способ при подготовке труб к повторному применению на объектах ПАО «Газпром».

6. Разработан способ испытаний на ударный изгиб, адаптированный к конструктивным особенностям труб. Благодаря специальной конструкции ударного образца обеспечивается повышенная чувствительность работы разрушения к состоянию приповерхностных слоев металла труб, наиболее подверженных различным деградационным процессам. Определены параметры предложенных ударных образцов в соответствии с существующей номенклатурой трубной продукции.

Глава 4.

СОЗДАНИЕ ПОРТАТИВНОГО ДИАГНОСТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА ДЛЯ НЕРАЗРУШАЮЩЕЙ ЭКСПРЕСС-ОЦЕНКИ СОСТОЯНИЯ МЕТАЛЛА ТРУБ

Проведенный анализ оборудования для определения микротвердости показал, что все существующие сегодня приборные средства являются стационарными, рассчитанными на работу с заранее подготовленными миниатюрными образцами.

Такое положение дел серьезно ограничивает практическое использование разработанного способа качественной экспресс-оценки текущего состояния металла, поскольку сопровождение эксплуатации различных конструкций, в рамках которого требуется получение указанных сведений, практически никогда не предусматривает возможности вырезки из них образцов для проведения исследований в лабораторных условиях.

В связи с изложенным, в настоящей главе представлены результаты создания и опытно-промышленной апробации автором не имеющего аналогов портативного диагностического комплекса, способного без нарушения целостности труб и без вывода из эксплуатации трубопровода получать выборку значений микротвердости объекта исследования [67].

4.1 Конструктивные и технические характеристики оборудования, входящего в состав диагностического комплекса

При разработке конструктивно – технологической и эргономической схемы оборудования, входящего в состав диагностического комплекса, в первую очередь ставилась задача его максимальной адаптации к определению микротвердости металла эксплуатируемых трубопроводов. В частности, к тем климатическим, временным, конструктивным и другим факторам, которые определяют специфику выполнения замеров на выбранных объектах.

Конкретизируя, для создания эффективного средства, способного обеспечить получение достоверных значений микротвердости труб в обозначенных условиях, требовалось решение следующих задач:

- механизированная подготовка поверхности: как было установлено в разделе 3.1.1, качество подготовки поверхности вносит наибольший вклад в величину системной и случайной погрешности измерений значений микротвердости. Выполнение данной операции вручную, в условиях эксплуатации трубопровода, не позволит обеспечить требуемую стабильность, что в итоге скажется на корректности получаемых результатов замеров;

- оптимальное время выполнения серии замеров: как правило, осуществление профилактических, ремонтных и других мероприятий на трубопроводах организовано по поточной схеме, согласно которой в сжатые сроки, последовательно проводится широкий спектр операций. Выполнение неразрушающей экспресс-оценки текущего состояния металла труб в рамках существующих технологических цепочек не должно сдерживать темпы проведения всего комплекса работ;

- обеспечение стабильности измерений в любом пространственном положении прибора: в диапазоне от 0 до 360 градусов наклона измерительной оси относительно вертикали;

- возможность выполнения замеров на участках со сложной геометрией: актуальность этого требования объясняется тем, что, во-первых, трубопроводы изначально имеют криволинейную поверхность, а во-вторых, в задачи исследований может входить получение выборки значений микротвердости в дефектных зонах металла (механические и коррозионные повреждения, дефекты геометрии и т. д.), профиль которых бывает самым разнообразным;

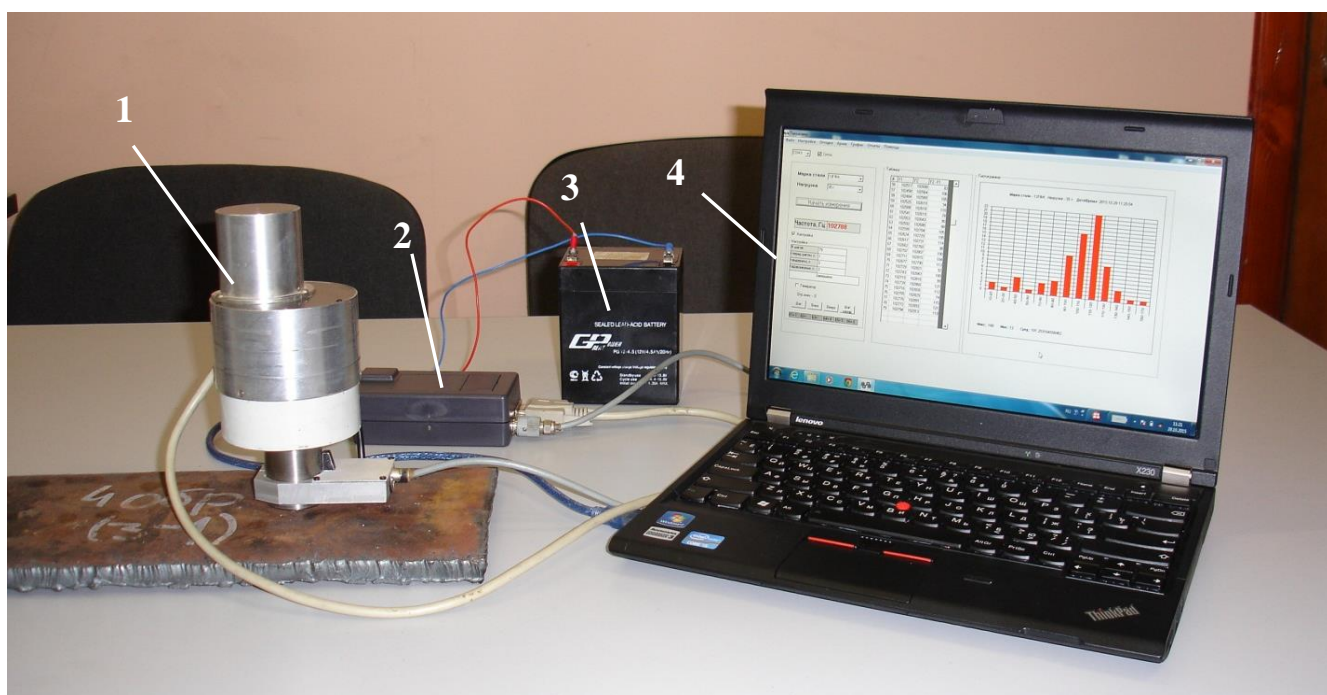
- обработка результатов: для обеспечения возможности оперативной работы с получаемыми данными необходимо не только автоматизированное выполнение замеров, но и автоматизированная обработка массива значений микротвердости с его наглядным представлением в удобной для последующего анализа форме;

- возможность хранения, а также записи и воспроизведения на различных электронных устройствах полученных результатов;

- обеспечение автономной работы оборудования: инфраструктура в зоне прокладки трубопроводов, как правило, не предусматривает возможности подключения приборов к электрической сети, поэтому для обеспечения мобильности и технологичности разрабатываемое оборудование должно быть оснащено источником питания, обеспечивающим его автономную эксплуатацию как минимум на протяжении рабочей смены.

С учетом поставленных требований был разработан диагностический комплекс для выполнения неразрушающей экспресс-оценки состояния металла, состоящий из портативного автоматизированного микротвердомера «MicroLab-Z¹» и блока механизированной подготовки поверхности.

Микротвердомер «MicroLab-Z¹» получил конструкцию, представленную на рисунках 4.1 – 4.2.



1 – переносной микротвердомер (измерительная головка); 2 – микроконтроллер;
3 – аккумулятор; 4 – компьютер с программным обеспечением

Рисунок 4.1 - Внешний вид переносного автоматизированного микротвердомера «MicroLab-Z¹»

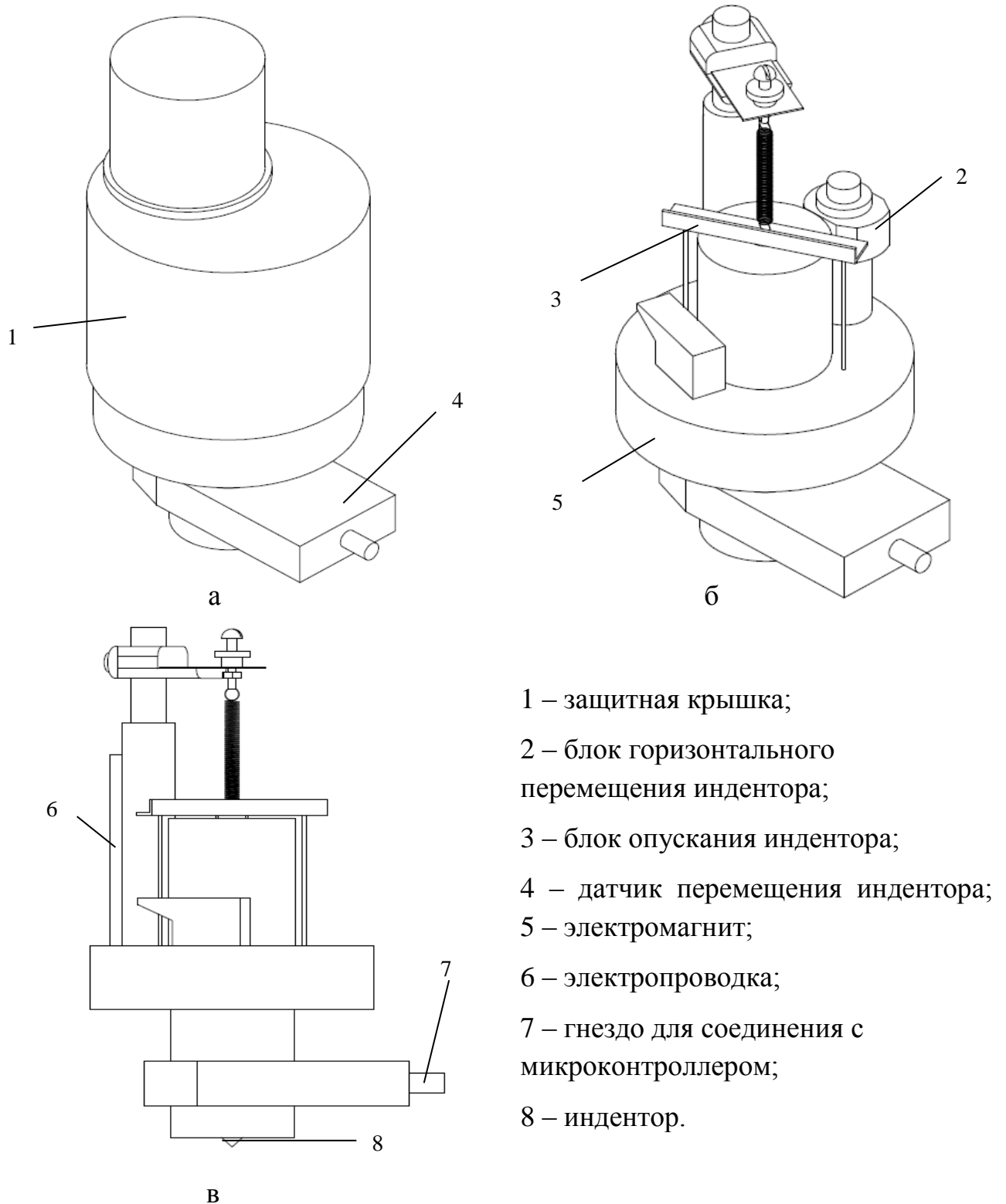


Рисунок 4.2 - Конструктивная схема переносного автоматизированного микротвердомера «MicroLab-Z¹»

- а - аксонометрия измерительной головки микротвердомера в сборе;
 б - аксонометрия измерительной головки микротвердомера без защитной крышки;
 в – проекция измерительной головки микротвердомера без защитной крышки

Блок-схема прибора представлена на рисунке 4.3.

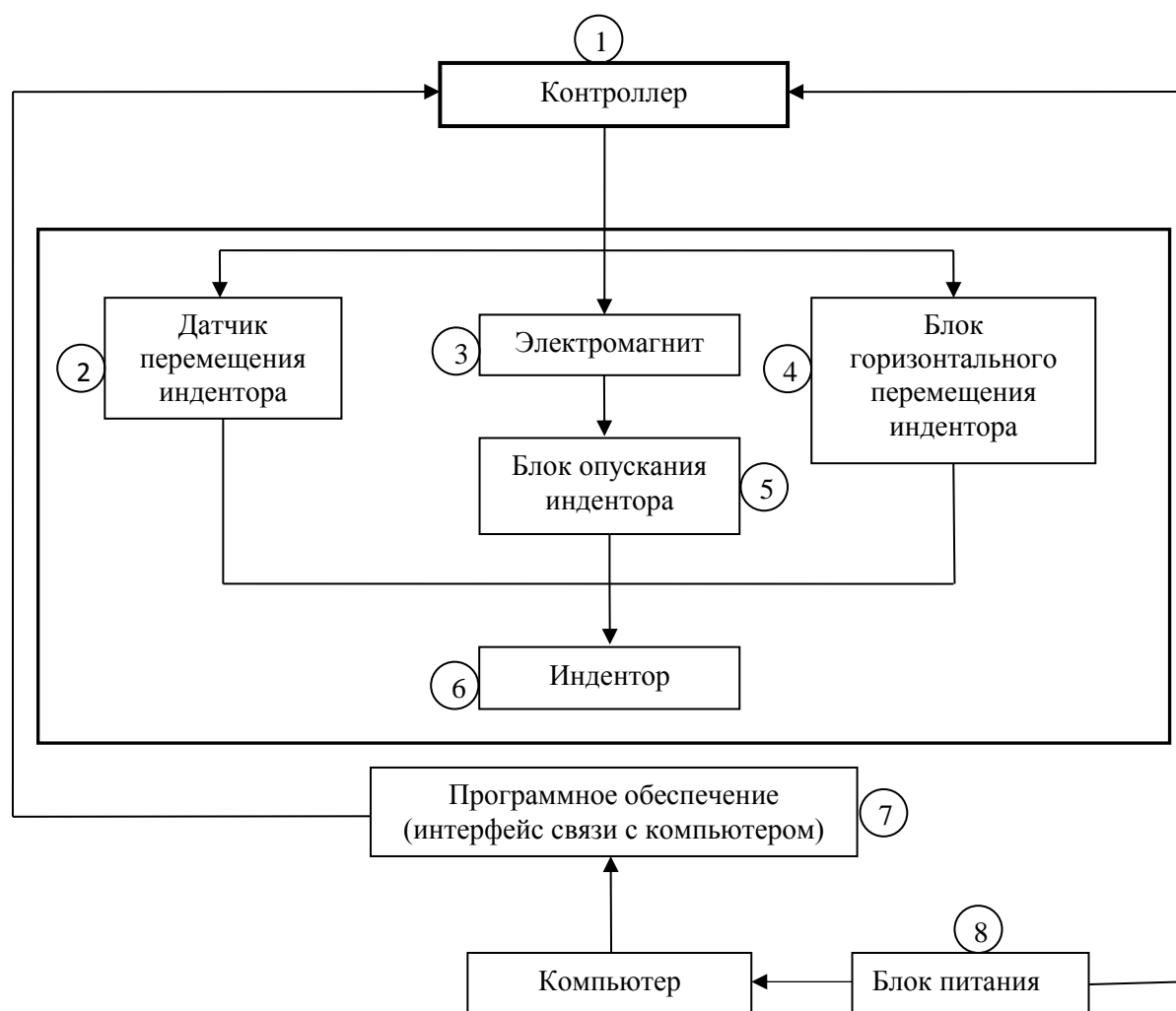


Рисунок 4.3 – Блок-схема переносного автоматизированного микротвердомера «MicroLab-Z¹»

Ниже приводится краткое описание составных частей и узлов микротвердомера «MicroLab-Z¹» с нумерацией, соответствующей представленной на рисунке 4.3.

1. Контроллер.

Для управления прибором и его отдельными узлами (управление шаговым двигателем и электромагнитом, прием сигналов датчика) использована аппаратная вычислительная платформа Arduino, состоящая из микроконтроллера Atmel AVR, а также элементов обвязки для программирования и интеграции с другими схемами.

Платформа напрямую соединена с узлами прибора и с компьютером через порт USB (с возможностью подключения через Bluetooth).

2. Датчик перемещения индентора.

За определение глубины внедрения индентора в микротвердомере «MicroLab-Z¹» отвечает специальный датчик. Его конструкция и принцип действия в данной работе не раскрываются по причине коммерческой тайны. Разрешающая способность датчика такова, что он позволяет определять положение индентора с точностью до 10 нм.

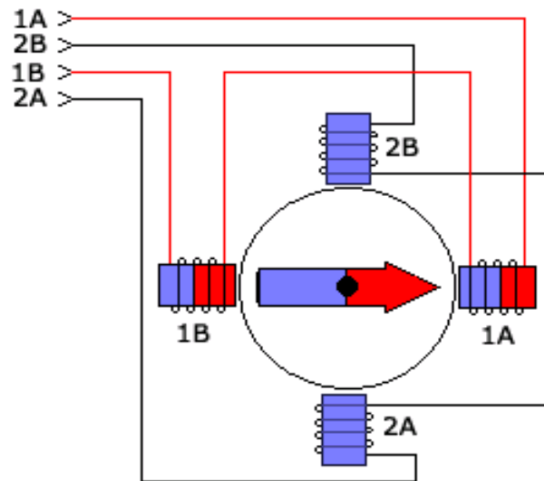
3. Электромагнит.

Нагрузка на индентор задается электромагнитом, состоящим из токопроводящей обмотки (изолированного медного провода) и стального ферромагнитного сердечника. Электромагнит подключен к стабилизированному источнику питания и, в зависимости от подаваемых на него силы тока и уровня напряжения, обеспечивает усилие вдавливания индентора в диапазоне $0 \div 50$ г.

Для обеспечения стабильности измерений микротвердости в любом пространственном положении в приборе использованы специальные пружинные компенсаторы, нивелирующие силу тяжести подвижных элементов блока опускания индентора. В свою очередь, электромагнит перед выполнением микровдавливаний задает нагрузку в несколько грамм, обеспечивая тем самым исходный фиксированный контакт индентора с поверхностью объекта исследований при любом наклоне измерительной оси.

4. Блок горизонтального перемещения индентора.

В качестве приводного механизма для горизонтального перемещения индентора использован биполярный шаговый двигатель. Он позволяет обеспечивать поворот вала на заданный угол за счет коммутации обмоток (рисунок 4.4). В результате, индентор, соединенный с валом ротора шагового двигателя с определенным эксцентриситетом, выполняет комплекс из 80 замеров по замкнутой окружности диаметром $\approx 0,3$ мм.



1A, 1B, 2A, 2B – линии обмоток

Рисунок 4.4 - Обмотка биполярного шагового двигателя

5. Блок опускания индентора.

Для обеспечения плавности опускания и подъема индентора в приборе применен микролифт. Достижение необходимых динамических характеристик обеспечивается за счет использования в микролифте демпфирующего устройства с эффектом вязкого трения.

6. Индентор.

В качестве индентора в микротвердомере «MicroLab-Z¹» использован алмазный конус с углом при вершине 90 градусов.

Для определения микротвердости металла по параметрам невосстановленного отпечатка в разделе 3.1.3.1 приведено выражение (3.1). Учитывая выбранную конструкцию индентора, это выражение подлежало преобразованию:

$$H_{oh} = \frac{F}{S} = \frac{F}{\pi R \sqrt{R^2 + h^2}} = \frac{F}{\pi h \cdot \operatorname{tg} 45^\circ \sqrt{(h \cdot \operatorname{tg} 45^\circ)^2 + h^2}} = \frac{F}{\pi h^2 \sqrt{2}} = 0,225 \cdot \frac{F}{h^2}, \quad (4.1)$$

где H_{oh} – микротвердость металла, определенная по методу невосстановленного отпечатка конического индентора, кгс/мм²;

R – радиус основания отпечатка индентора, мм;

h – глубина внедрения индентора, мм.

7. Интерфейс связи с компьютером (программное обеспечение).

Программное обеспечение микротвердомера «MicroLab-Z¹» разработано в среде Visual Basic. Программирование микроконтроллера выполнялось с использованием Wiring (упрощенная версия C++). Интерфейс рабочего места оператора предусматривает выбор и установку перед использованием прибора таких параметров, как:

- марка анализируемой стали (для автоматической загрузки из базы данных исходного распределения значений микротвердости);
- нагрузка на индентор;
- время выдержки перед шагом индентора;
- время опускания индентора;
- время выдержки индентора под нагрузкой;
- количество вдавливаний в серии замеров.

Также, в диалоговом окне в режиме реального времени отображаются результаты микровдавливаний, а после завершения серии замеров автоматически строится гистограмма распределения значений микротвердости (рисунок 4.5).

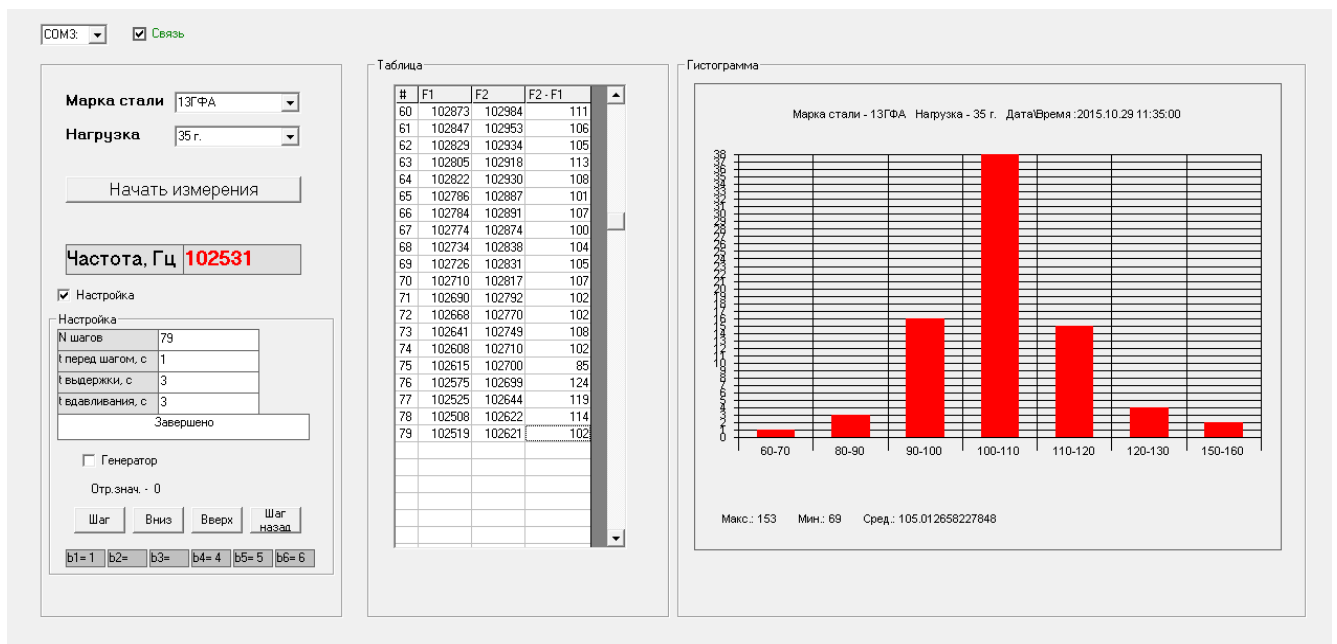


Рисунок 4.5. Интерфейс программы для выполнения замеров микротвердости прибором «MicroLab-Z¹»

8. Блок питания.

Энергопотребление самого микротвердомера крайне невелико и его автономная работа поддерживается аккумуляторной батареей емкостью 300 мА·ч. Однако, поскольку для визуализации и оперативного анализа получаемых результатов контроллер соединен с ноутбуком, в качестве основного источника питания используется универсальный внешний аккумулятор TopOn TOP-MAX емкостью 33600 мА·ч, обеспечивающий до 20 часов автономной работы компьютера и прибора.

Технические характеристики переносного автоматизированного микротвердомера «MicroLab-Z¹» представлены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 -Технические характеристики микротвердомера «MicroLab-Z¹»

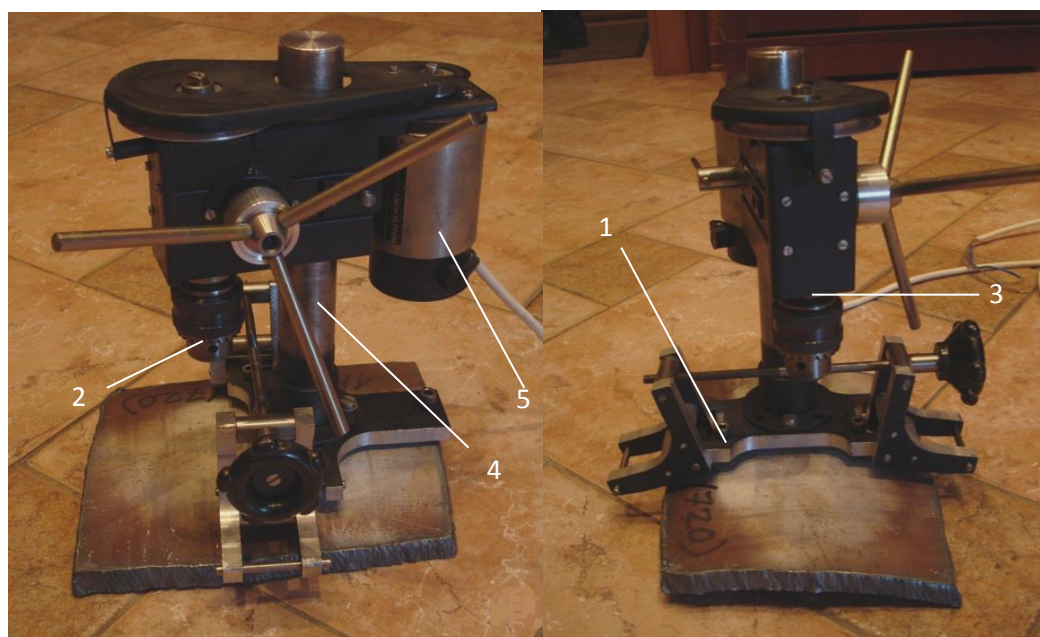
№п/п	Параметр	Значение
1	Тип индентора	Алмазный конус с углом при вершине 90 градусов
2	Диапазон нагрузок на индентор, Н (кгс)	0 - 0,5 (0 - 0,05)
3	Диапазон измеряемых значений микротвердости, кгс/мм ²	12 - 430
4	Предел допустимой погрешности измерений, %	1,0
5	Габариты измерительной головки, мм	80x80x177
6	Масса измерительной головки, кг	1,4
7	Время автономной работы, ч	до 20
8	Требования к пространственному положению прибора при выполнении замеров	отсутствуют

Крепление прибора на исследуемый объект выполняется с помощью специально изготовленной оснастки (рисунок 4.6). Ее конструкция представляет собой платформу, жестко соединенную с измерительной головкой микротвердомера, на которой по периметру установлено четыре «плавающих» шарнирных элемента с магнитными шайбами на конце. Благодаря реализованным техническим решениям оснастка позволяет фиксировать микротвердомер строго по нормали к выбранной поверхности в любом пространственном положении, в том числе на участках со сложной геометрией.



Рисунок 4.6. Оснастка для крепления микротвердомера «MicroLab-Z¹»
на трубу

Для подготовки поверхности с требуемой шероховатостью разработан специальный мобильный механизированный блок, представляющий собой портативный вертикально сверлильный станок (рисунок 4.7).



1 – основание; 2 – патрон; 3 – шпиндель; 4 – опорная труба; 5 – мотор
Рисунок 4.7 - Общий вид блока механизированной подготовки поверхности

Станок имеет криволинейное основание (1) со специальными захватами, что позволяет закреплять его в любом пространственном положении на трубах

Ду 700 ÷ 1400 мм с использованием троса, конвейерной цепи, резиноканевой ленты или других приспособлений. Перемещение патрона (2) обеспечивается в двух направлениях: в вертикальном – в результате опускания и подъема шпинделя (3); и в горизонтальном – по окружности, путем вращения шпинделя относительно опорной трубы (4). Блок подготовки поверхности оснащен мотором (5) мощностью 200 Вт, обеспечивающим скорость вращения патрона до 1000 об/мин.

Конструкция патрона позволяет использовать различные средства для подготовки измерительной площадки. В случае если выбранная для исследований зона имеет сложную криволинейную поверхность (к примеру, на дне коррозионного дефекта), то для выравнивания возможно предварительное использование пальчиковых фрез. При наличии относительно ровной поверхности полировку можно осуществлять сразу шлифовальными шкурками, устанавливаемыми на опорную тарелку или другие специальные основания.

В качестве автономного источника питания блока подготовки поверхности использован бензиновый генератор Damask УГБ 2000 мощностью 2 кВт, обеспечивающий до 15 часов работы на одной заправке.

4.2 Лабораторные испытания диагностического комплекса

Установление основных технических характеристик, а также определение эффективности и работоспособности диагностического комплекса для неразрушающей экспресс-оценки состояния металла выполнялось в ходе проведения лабораторных испытаний.

Испытания блока механизированной подготовки поверхности

Из трубы Ду 1400 мм вырезалось два темплета металла. Один из них имел нормативную заводскую шероховатость поверхности (порядка $Rz = 40$ мкм) и не содержал видимых дефектов. Второй темплет содержал коррозионный дефект размером 120 x 88 мм и максимальной глубиной 3 мм.

На бездефектном темплете подготовка поверхности осуществлялась в зоне основного металла. Для полировки последовательно использовались шлифовальные шкурки зернистостью P220, P280, P360, P500. Скорость вращения патрона задавалась на уровне 800 об/мин. После обеспечения контакта абразивного материала с поверхностью темплета выполнялось плавное возвратно-поступательное горизонтальное перемещение шпинделя. Время полировки с использованием каждой шлифовальной шкурки составляло 1 минуту.

На втором темплете подготовка поверхности выполнялась в зоне максимального углубления коррозионной язвы. Чтобы создать ровную площадку, пригодную как для полировки, так и для последующего измерения микротвердости прибором «MicroLab-Z¹», металл в зоне дефекта стачивался. Для этой цели использовалась пазовая пальчиковая фреза диаметром 22 мм. Размер образовавшейся площадки по ширине соответствовал диаметру фрезы - 22 мм, а в длину составил около 80 мм. После завершения данной операции производилась полировка площадки по технологии, аналогичной той, которая была выбрана для первого темплета.

Состояние поверхности оценивалось с помощью цифрового измерителя шероховатости Elcometer 7060 SurfTest SJ-201P (рабочий диапазон 0,01 ÷ 100 мкм). Проведенные измерения показали, что полировкой удалось обеспечить шероховатость первого темплета на уровне $Ra = (0,22 \div 0,25)$ мкм, а второго - $Ra = (0,23 \div 0,28)$ мкм. Полученные абсолютные значения, соответствующие требованиям ГОСТ 9450-76 [39], предъявляемым к состоянию поверхности металла для проведения замеров микротвердости ($Ra \leq 0,32$ мкм), а также относительная погрешность менее 10%, позволили сделать заключение о высокой стабильности и качестве работы блока механизированной подготовки поверхности, вне зависимости от исходного состояния и геометрии анализируемой зоны конструкции.

В свою очередь, анализируя представленные данные, следует остановиться на двух моментах.

Во-первых, разработанный механизированный блок предусматривает использование широкого спектра различных инструментов, материалов и средств для подготовки поверхности, поэтому зафиксированные результаты не являются предельными, а лишь демонстрируют возможности данного технического средства.

Во-вторых, ГОСТ 9450-76 [39] регламентирует технологию выполнения замеров микротвердости на стационарных приборах и все установленные там требования обусловлены в первую очередь спецификой использования подобного оборудования. В частности, технология предусматривает определение значений микротвердости по визуальному отображению отпечатка индентора. В таком случае повышенная шероховатость приводит к искажению границ отпечатка и, как следствие, к повышению погрешности измерений. В микротвердомере «MicroLab-Z¹» реализован другой принцип, основанный на определении непосредственно глубины микровдавливаний. Причем, и в начальном положении, и в том, в котором индентор перемещается по измерительной окружности, на него подается небольшое усилие. Вследствие этого, при повороте индентор повторяет профиль анализируемой поверхности. Такое технологическое решение позволяет сократить время выполнения замеров, а также снизить зависимость результатов измерений от шероховатости поверхности.

Таким образом, требования к состоянию поверхности металла для эффективного использования микротвердомера «MicroLab-Z¹» могут быть более мягкими, чем это определено в ГОСТ 9450-76 [39].

Оценка погрешности и достоверности результатов измерения значений микротвердости микротвердомером «MicroLab-Z¹»

В качестве первоначального объекта исследований была выбрана пластина из закаленного стекла толщиной 4 мм. Использование данного материала обусловлено очень высокой однородностью структурного состояния стекла и стабильностью значений его микротвердости. Нагрузка на индентор задавалась величиной в 30 г.

Результаты произведенной серии из 80 микровдавливаний представлены на рисунке 4.8. Анализ полученных данных показал высочайшую стабильность работы микротвердомера «MicroLab-Z¹», поскольку зафиксированный разброс значений составил не более $\pm 1\%$. Причем, данный разброс связан не только с погрешностью прибора, но и со структурным состоянием самого объекта исследований.

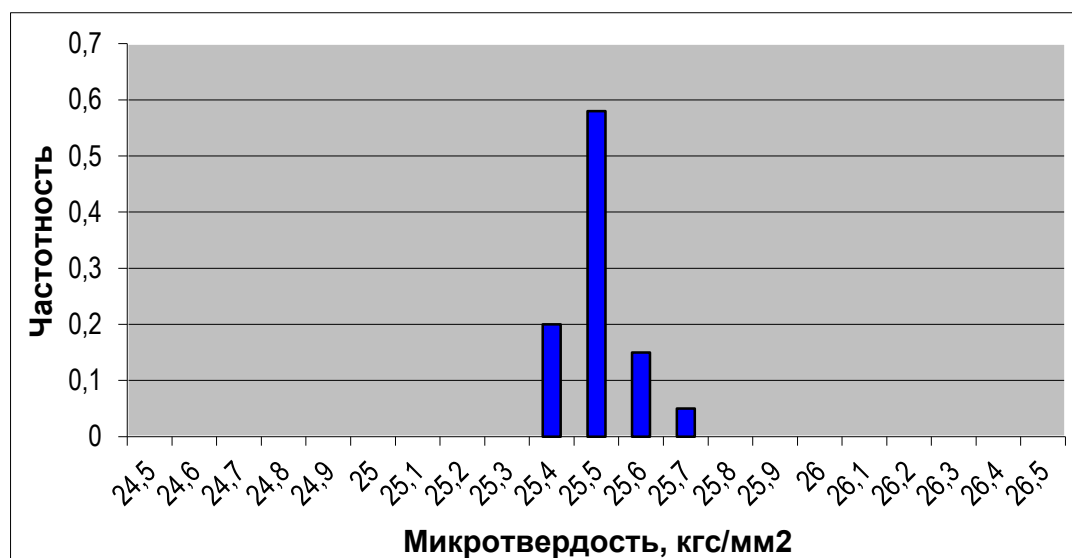


Рисунок 4.8 - Гистограмма распределения значений микротвердости стекла, полученная микротвердомером «MicroLab-Z¹»

На втором этапе оценивалась достоверность значений микротвердости, определяемых микротвердомером «MicroLab-Z¹». Для этой цели проводились его сравнительные испытания со стационарным микротвердомером ПМТ-3М (рисунок 4.9), технические характеристики которого приведены в таблице 4.2. Причиной выбора данного прибора, а не более современного микротвердомера «Akashi» (см. описание в разделе 3.1.3.1), послужила возможность использования в ПМТ-3М разработанного индентора в форме алмазного конуса с углом при вершине 90 градусов, аналогичного тому, который установлен на микротвердомере «MicroLab-Z¹». Такая модернизация обеспечила идентичность условий проводимых измерений и, как следствие, позволила корректно сравнивать получаемые результаты.



Рисунок 4.9 - Стационарный микротвердомер ПМТ-3М

Таблица 4.2 - Технические характеристики стационарного микротвердомера ПМТ-3М

№п/п	Характеристика	Значение
1	Диапазон нагрузки, Н (кгс)	0,02 - 4,9 (0,002 – 0,49)
2	Увеличение микроскопа микротвердомера, раз	130, 500, 800
3	Габаритные размеры, мм	270x290x470
4	Масса, кг	22

Исследования выполнялись на эталоне 1 разряда для поверки рабочих средств измерений микротвердости методом прямых измерений (мера микротвердости) МТВ-МЕТ (рисунок 4.10), имевшем характеристики, соответствующие требованиям ГОСТов [36, 37] (таблица 4.3).

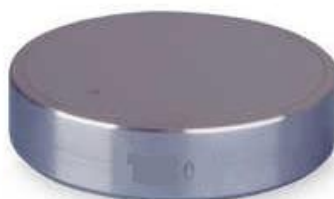
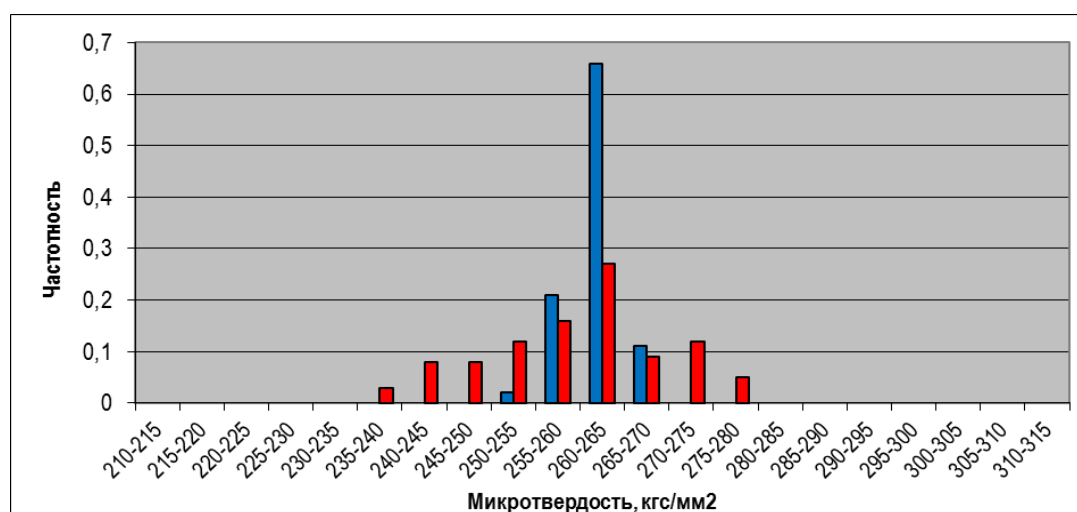


Рисунок 4.10- Мера микротвердости МТВ-МЕТ для поверки средств измерений

Таблица 4.3 - Характеристики меры микротвердости МТВ-МЕТ

№п/п	Характеристика	Значение
1	Диапазон значений микротвердости меры, кгс/мм ²	250 ± 50
2	Размах случайной погрешности Δ_{HV} при нагрузке, % от номинального значения микротвердости	
	0,01Н (1 г)	9
	0,025Н (2,5 г)	9
	0,05Н (5 г)	7
	0,1Н (10 г)	7
	0,2Н (20 г)	7
	0,3Н (30 г)	5
	0,5Н (50 г)	5
	1Н (100 г)	3
3	Диаметр, мм	25
4	Толщина, мм	5
5	Шероховатость поверхности, мкм	Ra ≤ 0,05

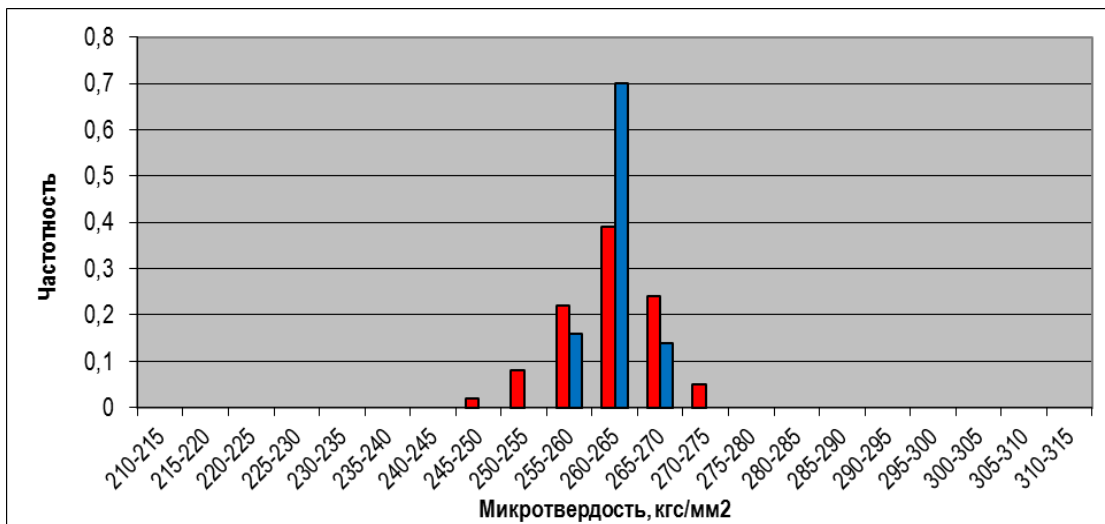
Замеры микротвердости на стационарном и переносном приборе производились последовательно при нагрузке в 10, 30 и 50 г, поскольку погрешность измерений напрямую связана с величиной усилия, передаваемого на индентор. Условия нанесения отпечатков в обоих случаях были следующими: время задания нагрузки – 5 сек; время выдержки – 10 сек; время снятия нагрузки – 3 сек. В рамках проведенных испытаний выполнялось по 80 микровдавливаний в серии. Полученные результаты представлены на рисунке 4.11.



а



б



в

- - значения, полученные микротвердомером «MicroLab-Z¹»;
- - значения, полученные микротвердомером ПМТ-3М

Рисунок 4.11 - Сравнительные результаты измерения значений микротвердости меры МТВ-МЕТ

а, б, в - при нагрузке на индентор соответственно в 10, 30 и 50 г

Абсолютная погрешность микротвердомера ПМТ-3М при нагрузке на индентор в 10, 30 и 50 г составила соответственно 41, 36 и 26 кгс/мм². Данные величины не могут являться характеристикой прибора, поскольку микровдавливания производились нештатным, более острым индентором, что вносило дополнительные ошибки при определении размеров отпечатков. Тем не менее, эти значения послужили базой для сравнения. В свою очередь,

абсолютная погрешность микротвердомера «MicroLab-Z¹» составила 14, 11 и 10 кгс/мм² при нагрузке на индентор в 10, 30 и 50 г соответственно. Представленные цифры не только существенно ниже полученных на микротвердомере ПМТ-3М, но и находятся в районе допустимых размахов случайной погрешности значений микротвердости самой меры МТВ-МЕТ (см. таблицу 4.3).

Для оценки приведенных данных применялись нормы из ГОСТ 8.063 [37], устанавливающие пределы абсолютной погрешности выполняемых измерений микротвердости на стационарных приборах (таблица 4.4).

Таблица 4.4 - Пределы допускаемых абсолютных погрешностей стационарных микротвердомеров

№п/п	Шкала значений микротвердости	Соответствующая шкале нагрузка при выполнении замеров, г	Предел допускаемой абсолютной погрешности Δ , кгс/мм ²
1	HV 0,01	1	от 6 до 48
2	HV 0,025	2,5	от 6 до 48
3	HV 0,05	5	от 6 до 48
4	HV 0,1	10	от 6 до 48
5	HV 0,2	20	от 5 до 40
6	HV 0,3	30	от 5 до 40
7	HV 0,5	50	от 5 до 40

Сопоставление результатов, показанных микротвердомером «MicroLab-Z¹», с нормами допустимой абсолютной погрешности измерений из таблицы 4.4 по всем шкалам нагрузок, примененных при испытаниях, позволило определить крайне высокую достоверность и стабильность значений микротвердости, определяемых с использованием разработанного прибора.

Комплексный анализ эффективности применения микротвердомера «MicroLab-Z¹» для выполнения неразрушающей оценки состояния металла труб

В рамках поставленной задачи выполнялась:

- оценка возможности в автоматизированном режиме, с использованием микротвердомера «MicroLab-Z¹», обнаруживать и идентифицировать различные

типы критических и докритических изменений в структурном состоянии металла, рассмотренные в разделе 3.1.3;

- оценка технологичности и производительности применения разработанного диагностического комплекса.

Объектами для исследования послужили образцы из стали 17Г1С, использованные при испытаниях, описанных в разделе 3.1.3, которые находились в трех различных состояниях: исходном, упрочненном и с микротрещинами. Кроме того, путем термической обработки с параметрами $T_{max} = 350$ °С; $V_{нагрева} = 10$ °С/мин; $t_{выдержки} = 30$ мин; охлаждение на воздухе, был получен состаренный образец.

Перед выполнением замеров микротвердости производилась подготовка поверхности всех образцов с использованием разработанного механизированного портативного блока. Данная операция проводилась по технологии, описанной в начале данного раздела (для подготовки бездефектного темплета), и обеспечила шероховатость подготовленных зон в диапазоне $Ra = 0,20 \div 0,25$ мкм.

Для получения отпечатков во всех случаях использовалась нагрузка на индентор в 30 г.

Результаты измерений представлены на рисунках 4.12 – 4.13.

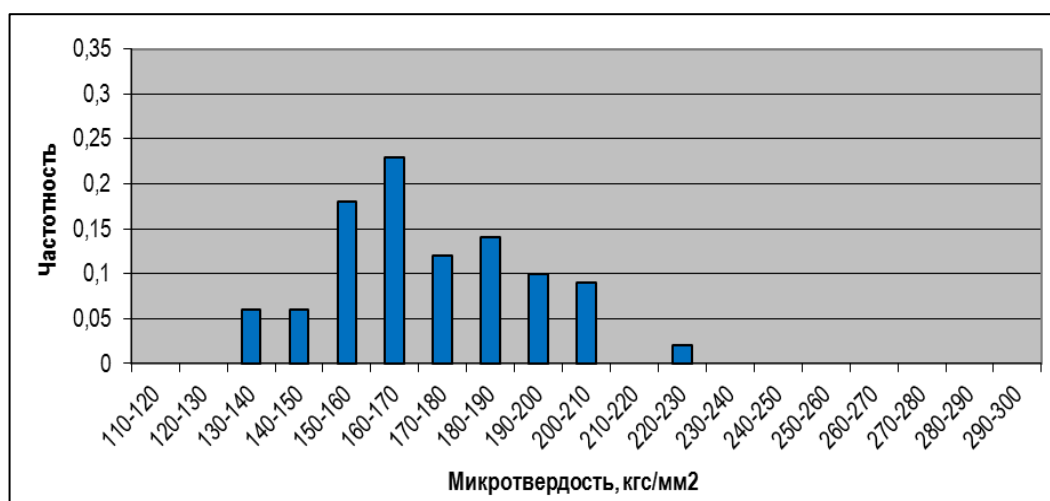
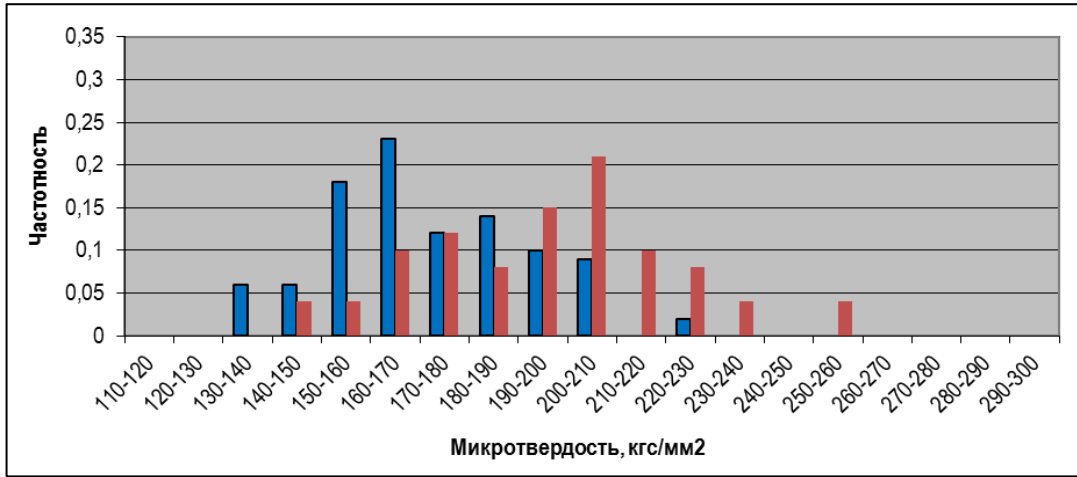
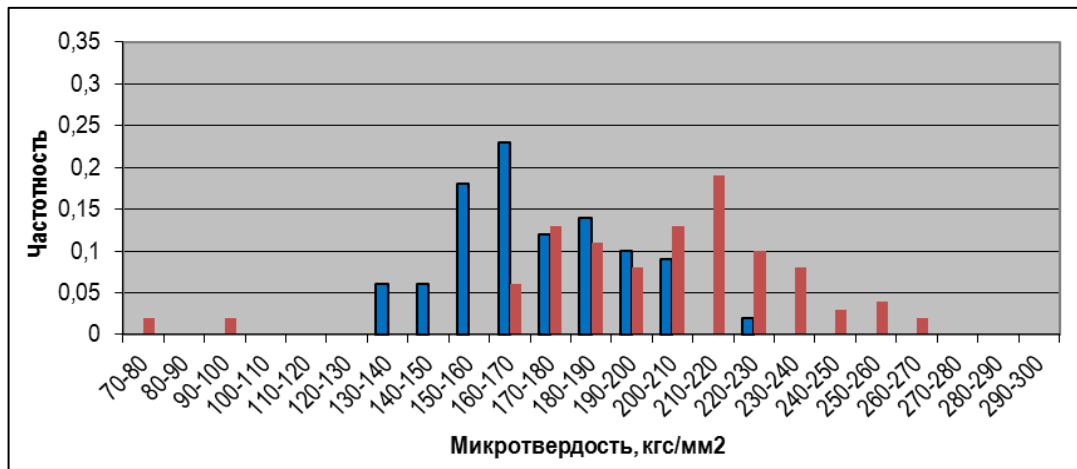


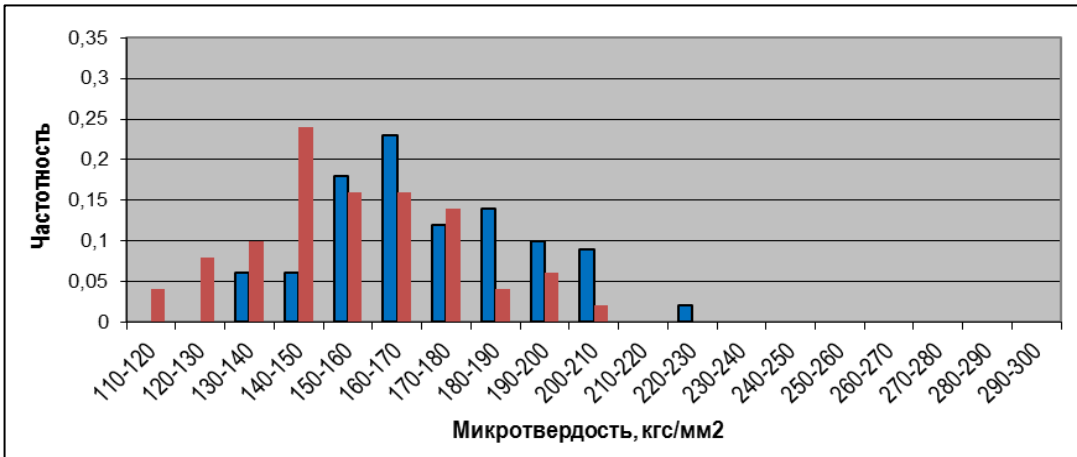
Рисунок 4.12 - Гистограмма распределения микротвердости стали 17Г1С в исходном состоянии, полученная микротвердомером «MicroLab-Z¹»



а



б



в

Рисунок 4.13 - Гистограммы распределения микротвердости стали 17Г1С, полученные микротвердомером «MicroLab-Z¹»

а: ■ – исходное состояние; ■ – упрочненное состояние

б: ■ – исходное состояние; ■ – состояние с микротрещинами

в: ■ – исходное состояние; ■ – состаренное состояние

Представленные данные демонстрируют, что выполнение замеров микротвердости с применением микротвердомера «MicroLab-Z¹» во всех случаях позволяет идентифицировать процессы деградации металла, согласно установленным в разделе 3.1.3 критериям.

В тоже время, следует отметить расхождение в результатах, приведенных на рисунках 4.12 и 3.17 (базовые гистограммы стали 17Г1С, полученные микротвердомерами «MicroLab-Z¹» и «Akashi»). В частности, отличие наблюдается по ключевому параметру – минимальному значению микротвердости металла в исходном состоянии: 133 и 125 кгс/мм² соответственно. Данный факт объясняется выполнением замеров при разной нагрузке, с использованием различных по форме инденторов, на металле с отличающейся степенью шероховатости поверхности. Все перечисленные несоответствия воспроизводились специально, для того чтобы подтвердить, что отклонения от истинных значений микротвердости, связанные с влиянием факторов, носящих системный характер, при реализации разработанного способа качественной оценки текущего состояния металла не являются значимыми. Достаточными условиями, позволяющими обеспечить эффективность указанного способа, являются:

- создание при измерениях условий, необходимых для обеспечения чувствительности микровдавливаний к изменениям структурного состояния металла: отпечаток индентора должен быть меньше среднего размера зерна металла, а его форма - вызывать расклинивание микротрещины при попадании в нее; шероховатость поверхности не должна оказывать ощутимого влияния на разброс значений микротвердости и т. д. При этом, оптимальную технологию выполнения замеров микротвердости для каждого конкретного материала следует определять индивидуально;

- воспроизведение одинаковых условий при получении распределения значений микротвердости в исходном состоянии конструкции и текущего распределения в исследуемой зоне конструкции в процессе или после эксплуатации.

В рамках проведения рассмотренных испытаний также выполнялась оценка производительности технологических операций по подготовке поверхности и получению массива значений микротвердости (таблица 4.5).

Таблица 4.5 - Показатели производительности использования диагностического комплекса для неразрушающей экспресс-оценки состояния металла труб

№ п/п	Показатель	Значение
1	Время подготовки поверхности металла для измерений, мин	12*
2	Время выполнения подготовительных операций, монтажа на объект измерения, настройки, мин.	3
3	Время выполнения комплекса из 80 замеров микротвердости, мин	10
4	Время обработки комплекса замеров и представления результатов, мин	0,1
ИТОГО:		25,1

* Время механизированной подготовки поверхности металла до шероховатости $Ra \leq 0,25$ мкм с использованием шлифовальных кругов

4.3 Опытная эксплуатация диагностического комплекса

Опытная эксплуатация диагностического комплекса для неразрушающей экспресс-оценки состояния металла труб проводилась на объекте капитального ремонта МГ «КРП-14 – Серпухов (КГМО II)», 0 – 34,4 км, Крюковского ЛПУ МГ ООО «Газпром трансгаз Москва». Выбранный участок имел характеристики, представленные в таблице 4.6.

Таблица 4.6 – Характеристики участка МГ «КРП-14 – Серпухов (КГМО II)», 0 – 34,4 км

1	Ввод участка в эксплуатацию	1985 год
2	Диаметр газопровода, мм	1220
3	Материал труб	Сталь 17Г1С
4	Толщина стенки труб, мм	12,0
5	Рабочее давление в газопроводе, МПа.	5,4

На первом этапе оценивалась стабильность результатов, получаемых микротвердомером «MicroLab-Z¹» при выполнении измерений в различных пространственных положениях. Для этой цели на трубах определялись зоны бездефектного основного металла разной часовой ориентации: 6, 7, 10 и 12 часов, после чего на выбранных участках выполнялась подготовка поверхности до шероховатости $Ra \approx 0,25$ мкм с применением разработанного механизированного блока и получение значений микротвердости (рисунок 4.14).



а

б

в

Рисунок 4.14 – Измерение микротвердости на трубе в различных пространственных положениях

а – в вертикальном положении; б – под углом в 40 градусов к вертикали; в – под углом в 110 градусов к вертикали

Представленные на рисунке 4.15 данные показали отсутствие чувствительности микротвердомера «MicroLab-Z¹» к исследуемому фактору. Характер распределения и диапазон значений микротвердости при всех опробованных вариантах наклона измерительной оси в целом были одинаковыми, локальные же различия объясняются, прежде всего, структурным состоянием самого металла.



а



б



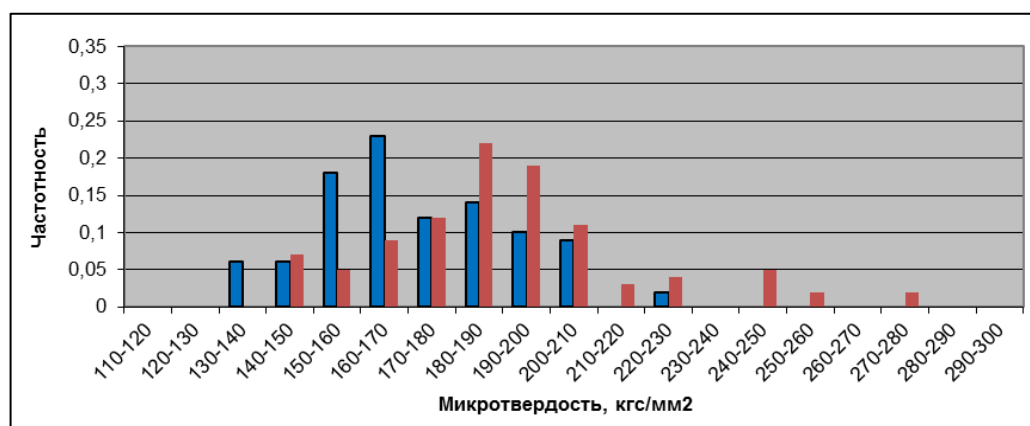
в

Рисунок 4.15 - Гистограммы распределения микротвердости трубы стали 17Г1С, полученные в различном пространственном положении

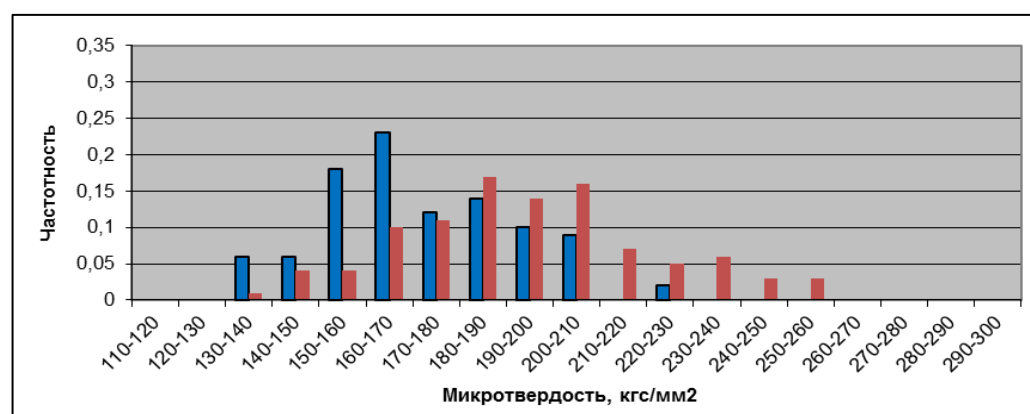
а, б, в – распределения микротвердости, полученные соответственно в вертикальном положении, а также под углом в 40 и 110 градусов к вертикали

При выполнении лабораторных испытаний микротвердомера «MicroLab-Z¹», описанных в разделе 4.2, была получена базовая гистограмма значений микротвердости трубы из стали 17Г1С. Наличие данной информации позволило выполнить оценку текущего состояния металла труб анализируемого участка газопровода. Для этого производились выборки значений микротвердости в различных областях основного металла труб, в том числе в местах коррозионных дефектов максимальной глубиной до 3 мм.

Анализ сводных гистограмм распределения микротвердости выявил наличие многочисленных упрочненных зон металла, обнаруживаемых как на бездефектных, так и на дефектных участках (рисунок 4.16).



а



б

Рисунок 4.16 Гистограммы распределения микротвердости стали 17Г1С

а: ■ – труба в исходном состоянии; ■ – бездефектная зона трубы из участка МГ «КРП-14 – Серпухов (КГМО II)»;

б: ■ – труба в исходном состоянии; ■ – зона коррозионного дефекта в трубе из участка МГ «КРП-14 – Серпухов (КГМО II)»

В рамках проведенных исследований выполнялось 12 серий замеров микротвердости на различных трубах выбранного газопровода. Обработка собранной информации показала высокую стабильность главного информативного параметра – минимальных значений микротвердости в распределении. Этот результат явился подтверждением применимости на практике установленных критериев обнаружения в металле микротрещин и следов старения, где используется сравнение данных, полученных на разных трубах из одной стали.

Таким образом, опытная эксплуатация показала, что разработанный диагностический комплекс позволяет эффективно, одним специалистом, без использования дополнительных технических средств, выполнять экспресс-оценку текущего состояния металла труб, что определяет возможность внедрения данной технологии как обособленно, так и в рамках проведения различных мероприятий по сопровождению эксплуатации газопроводов.

4.4 Выводы по главе 4

По результатам выполненных конструкторских работ и экспериментальных исследований:

1. Разработан не имеющий аналогов портативный диагностический комплекс, позволяющий применительно к трубным конструкциям в эксплуатационных условиях реализовать рассмотренный в главе 3 способ неразрушающей качественной экспресс-оценки текущего состояния металла.

2. Установлено, что входящий в диагностический комплекс блок механизированной подготовки поверхности позволяет оперативно и с высокой степенью стабильности обеспечить шероховатость поверхности труб, необходимую для измерения микротвердости.

3. Установлено, что входящий в диагностический комплекс переносной автоматизированный микротвердомер «MicroLab-Z¹», предназначенный для определения микротвердости металла без нарушения целостности конструкций,

не уступает существующим стационарным аналогам в части достоверности и стабильности получаемых результатов.

4. Показано, что автоматизированный микротвердомер «MicroLab-Z¹» позволяет эффективно обнаруживать протекание в металле таких критических и докритических деградационных процессов, как упрочнение, образование микротрещин и старение.

Глава 5.

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕТОДИЧЕСКИХ ПОДХОДОВ К ПЛАНИРОВАНИЮ РЕМОНТНЫХ РАБОТ НА ГАЗОПРОВОДАХ

В главах 2 – 4 установлен характер влияния на газопровод ряда факторов, определяющих фактические особенности его эксплуатации, а также разработаны способы и технические средства, обеспечивающие возможность получения оперативных сведений о состоянии металла труб.

В настоящей главе изложены ключевые аспекты созданной автором методики, позволяющей учитывать данную информацию при планировании на газопроводах ремонтных работ [64].

5.1 Учет фактора общей загруженности

Очевидно, что запас прочности труб, являясь важнейшим показателем, определяющим сопротивляемость газопровода разрушению, напрямую зависит от его фактической загруженности транспортируемым продуктом.

В настоящее время при проведении аналитических работ принимается, что в процессе службы газопровод имеет фиксированный уровень нагрузки от внутреннего давления, определенный на стадии проектирования, в зависимости от назначенной ему категории, материала труб и т. д. Однако в реальности это не соответствует действительности. Во-первых, эксплуатация далеко не всегда предусматривает предельную проектную загрузку газопровода. Во-вторых, по мере отдаления от выходной КС, давление в газопроводе падает и к следующей по ходу газа КС составляет порядка $0,7 \div 0,9P_{вых}$ [85, 112]. И в-третьих, расчетная толщина стенки труб, определяемая согласно разделу 12.3 из СП 36.13330.2012 [140], является минимальной, и при строительстве газопровода может быть увеличена в связи с производственной необходимостью.

Таким образом, фактическая текущая загруженность различных участков газопровода внутренним давлением может быть существенно меньше той, на

которую он проектировался, даже в условиях предельно допустимого режима эксплуатации, что в настоящее время никак не учитывается при планировании ремонтных работ.

Принимая во внимание обозначенные выше обстоятельства, было разработано выражение для определения коэффициента загрузки от фактического давления конкретного сечения газопровода K_p :

$$K_p = \frac{\sum_{i=1}^n P_i}{nP_{np}} \cdot \frac{\delta_{расч}}{\delta_{\phi}}, \quad (5.1)$$

где P_i – значение давления в рассматриваемом массиве, МПа;

n – количество значений давления в рассматриваемом массиве;

P_{np} – проектное давление газопровода, МПа;

δ_{ϕ} – толщина стенки трубы в рассматриваемом сечении газопровода, мм;

$\delta_{расч}$ – расчетная толщина стенки трубы в рассматриваемом сечении газопровода, определяемая согласно соотношению (10) из СП 36.13330.2012 [140], мм.

В данном уравнении множитель $\left(\frac{\sum_{i=1}^n P_i}{nP_{np}}\right)$ показывает среднюю «недозагруженность» сечения газопровода рабочим давлением, а множитель $\left(\frac{\delta_{расч}}{\delta_{\phi}}\right)$ определяет запас по прочности, относительно нормативных значений.

Как видно из представленного выражения, для определения степени загрузки рассматриваемого сечения необходимо иметь информацию о давлении в газопроводе за определенный период эксплуатации. Такие данные могут быть получены двумя способами.

Первый способ заключается в сборе показаний массового расхода и характеристик транспортируемого продукта (состав, молярная масса, сжимаемость, текущая температура) за определенные интервалы времени. Затем, на основании полученных сведений, согласно соотношениям из ГОСТ 30319.1 [41], может быть определено давление на участке с выбранной дискретностью.

Второй способ определяет получение прямых измерений давления в газопроводе, запись которых производится в режиме реального времени, благодаря установленным манометрам и системам телемеханики.

Важным нюансом является выбор анализируемого периода эксплуатации участка газопровода и дискретности, с которой следует формировать массив значений давления. В результате подробного изучения режимов работы газопроводов разного диаметра и назначения было установлено, что для учета различных факторов, влияющих на этот процесс (сезонность поставок газа, выполнение профилактических мероприятий и ремонтов, и т. д.), оптимальным является анализ продолжительности эксплуатации не менее чем в 1 год. Интервал получения данных в идеале должен отражать все циклы изменения давления. Однако, как показано в разделе 2.1, нагружение газопровода характеризуется, в том числе, высокочастотными пульсациями, зафиксировать которые ни по показаниям манометров, ни по показателям расхода газа невозможно. В свою очередь, для получения детальной картины самого режима транспорта газа достаточным является получение сведений о давлении с периодичностью в 4 часа.

Также необходимо отметить, что на практике нет возможности определять фактическое давление в требуемом сечении газопровода. Как правило, такая информация доступна только на выходе и на входе в КС, то есть приблизительно через каждые 100 км. В тоже время, при планировании ремонтных работ оцениваются межкрановые участки протяженностью порядка 20 - 30 км. Учитывая данное обстоятельство, в разработанной методике реализован подход, позволяющий с приемлемой точностью определить коэффициент загрузки рассматриваемого участка газопровода.

Анализируя характер загруженности по длине газовой магистрали, можно увидеть, что он определяется двумя процессами: естественным линейным падением давления, по мере удаления от выходной КС, и скачкообразным изменением давления в результате отбора или поступления газа через врезанные отводы и перемычки.

Поскольку оба этих процесса формируют величину давления в газопроводе на следующем по ходу газа измерительном пункте, допустимой является аппроксимация графика изменения давления между КС до линейного, с заданными начальной и конечной точками. В таком случае, определение коэффициента загрузки анализируемого участка, принимаемого постоянным на всем его протяжении, сводится к схеме, представленной на рисунке 5.1, и к выражению:

$$K_{pi} = K_{p_{вых}} - \frac{l}{L}(K_{p_{вых}} - K_{p_{вх}}), \quad (5.2)$$

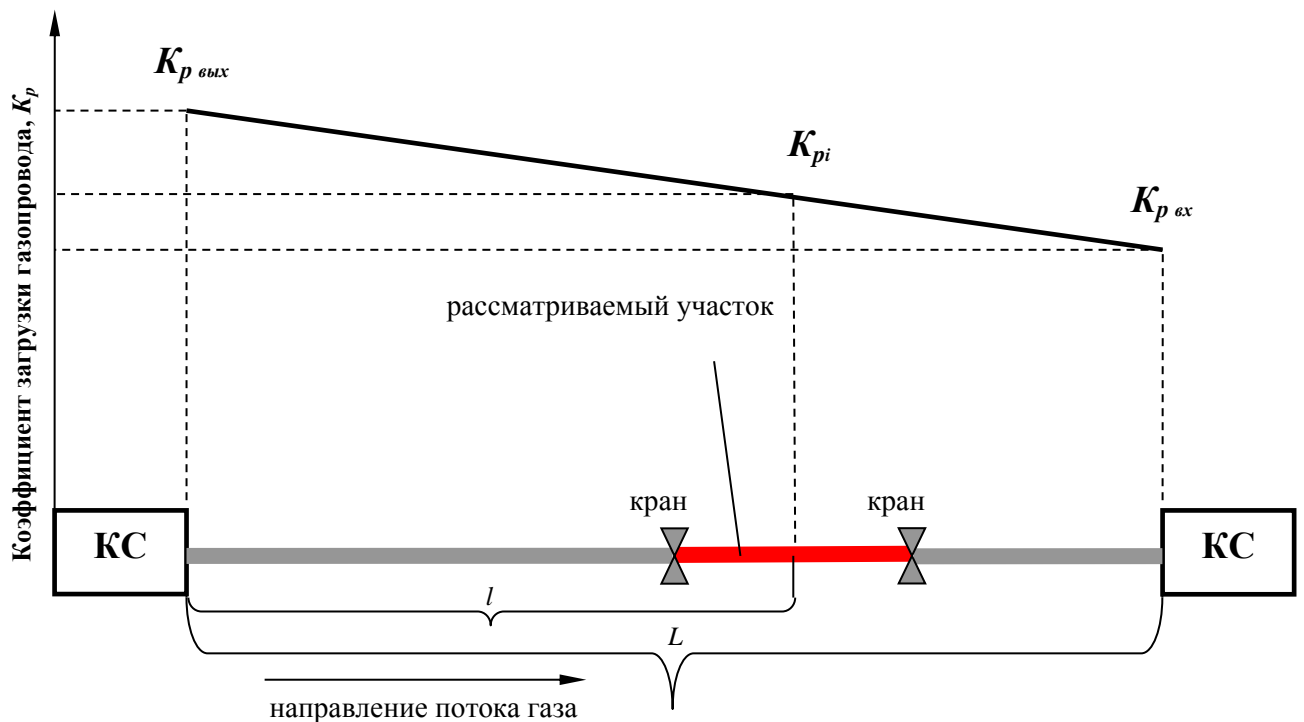
где K_{pi} – коэффициент загрузки i -го участка газопровода;

$K_{p_{вых}}$ – коэффициент загрузки газопровода на выходе из КС;

$K_{p_{вх}}$ – коэффициент загрузки газопровода на входе в КС;

L – расстояние между КС, км;

l – расстояние от выходной КС до середины анализируемого участка, км.



$L, l, K_{pi}, K_{p_{вых}}, K_{p_{вх}}$ – см. обозначения к формуле (5.2)

Рисунок 5.1 - Схема определения коэффициента загрузки локального участка газопровода

5.2 Учет энергетического фактора

Представленные в разделах 2.1 и 2.4 результаты экспериментальных и аналитических исследований показали существенное влияние запасенной энергии упругой деформации на сопротивляемость конструкции разрушению. Учитывая это, в рамках поставленной задачи следовало оценить тот диапазон, в котором данный фактор может воздействовать на различные по своим характеристикам газопроводы.

При определении необходимой толщины стенки трубы в СП 36.13330.2012 [140] используется коэффициент надежности по назначению k_n , который определяет повышенный запас прочности труб, по мере увеличения диаметра и рабочего давления в них. То есть, косвенно данный коэффициент призван компенсировать влияние нагруженности и размеров газовых магистралей.

В разделе 2.3 аналитическим путем получено выражение (2.10), с помощью которого определяется запасенная во всем трубопроводе энергия деформации. Там же отмечалось, что при оценке влияния энергетического фактора на эксплуатационные характеристики конструкций нагружаемую систему следует локализовать «чувствительным» сечением. Поэтому, выражение (2.10) было преобразовано для вычисления удельной энергии упругой деформации $W_{уд}$:

$$W_{уд} = \frac{2,86P_{cp}^2 D_{вн}^2 D_{cp}}{8E\delta}, \quad (5.3)$$

где D_{cp} – средний диаметр трубопровода, м.

Используя представленное соотношение, определялись значения удельной энергии упругой деформации наиболее распространенного типоразмера труб при нагружении газопровода проектным давлением (таблица 5.1).

Выполненные расчеты показали, что данный параметр, не смотря на поправочный коэффициент k_n , варьируется в очень широких пределах. В таком случае, влияние энергетического фактора на работоспособность различных

газопроводов будет существенно отличаться, что определяет необходимость его учета при планировании ремонтных работ.

Таблица 5.1 - Значения удельной энергии упругой деформации газопроводов с различными эксплуатационными характеристиками

	Толщина стенки газопровода, мм								
		6,0	7,0	10,0	12,0	14,0	15,7	16,5	19,5
	Значения удельной энергии упругой деформации газопровода, МДж/м								
Диаметр газопровода, мм	325	0,000271*	0,000229*	-	-	-	-	-	-
	530	0,00122*	0,001036*	0,000704*	-	-	-	-	-
	720	0,003106*	0,002644*	0,001812*	0,001488*	-	-	-	-
	1020	-	-	0,00526*	0,004339*	0,003682*	-	-	-
	1220	-	-	-	-	0,011969**	0,010598**	0,01005**	-
	1420	-	-	-	-	-	0,016867**	0,016003**	0,013395**

* при давлении 5,4 МПа.

** при давлении 7,4 МПа.

В качестве характеристики, которая бы наиболее полно и комплексно отражала характер воздействия на газопровод энергетического фактора, по аналогии с рассмотренными в разделе 2.4 исследованиями, была выбрана трещиностойкость. Она, как уже отмечалось, несет в себе изменение и прочностных и пластических свойств металла, а кроме того, показывает сопротивляемость конструкции развитию трещин, появление которых предшествует любому разрушению.

Проведенные в работе эксперименты позволили получить эмпирическую зависимость (2.31), связывающую падение циклической трещиностойкости трубопровода, по мере увеличения запасенной в трубах удельной энергии упругой деформации. Данное выражение, служащее для вычисления соответствующего поправочного коэффициента, оптимально подходит к использованию в рамках разработанной методики планирования на газопроводах ремонтных работ.

Один из параметров в соотношении (2.31) – внутреннее давление, не является постоянным во времени. Поэтому, применительно к поставленной задаче, для повышения точности производимых расчетов этот параметр

определяется как фактическое среднее давление на участке газопровода за период не менее чем 1 год:

$$P_{cp} = \sum_{i=1}^n \frac{P_i}{n}, \quad (5.4)$$

где P_i, n – см. обозначения к (5.1).

5.3 Учет фактора нестационарного нагружения

Выполненные исследования позволили установить, что нестационарное нагружение газопроводов является существенным повреждающим фактором. Причем, даже если оно не определяет доминирующий механизм и причину разрушения, воздействие пульсаций хотя бы низкой частоты и амплитуды значительно ускоряет протекание процессов зарождения и развития микро и макро дефектов в трубах.

Принимая во внимание отмеченные обстоятельства, в разработанной методике планирования на газопроводах ремонтных работ предусмотрен анализ фактора циклических нагрузок.

5.3.1 Разработка модели учета нестационарного нагружения

Учет специфики нагружения реализован путем создания специальной модели обработки данных о режиме эксплуатации участка газопровода за анализируемый период времени.

Перед тем, как разрабатывать указанную модель следовало определить общий подход к оценке влияния нестационарных нагрузок на сопротивляемость газопроводов разрушению.

Количественно вклад циклики в процесс разрушения может быть оценен либо с позиции накопления усталостных повреждений в металле, либо с позиции роста образовавшихся трещин. Использование первого варианта осложняется

отсутствием общепринятых и унифицированных зависимостей, устанавливающих динамику образования и развития микродефектов в металле от действия подобных нагрузок, тогда как существующие данные экспериментальных исследований очень разнятся и отражают частные примеры испытания специальных конструкций, что не позволяет корректно экстраполировать полученные результаты на другие случаи [29, 50, 103].

Принимая во внимание изложенное, в основу разрабатываемой модели, определяющей показатель «жесткости» нагружения участка газопровода, заложено влияние циклических нагрузок на развитие трещин. Это, в свою очередь, определило область применения данного показателя (как и вообще учета фактора нестационарного нагружения), которая была ограничена участками, где либо обнаружены трещины, либо на основании косвенных сведений и экспертных оценок прогнозируется наличие подобных дефектов.

Для вычисления показателя «жесткости» нагружения газопровода требовалась разработка такого подхода к оценке каждого цикла, который позволял бы отразить основные известные эмпирические закономерности роста конкретной трещины от действия циклической нагрузки, и при этом мог быть корректно использован для определения интегрального влияния пульсаций газа на любые находящиеся на участке газопровода трещоподобные дефекты.

Динамика развития усталостной трещины, как известно, описывается с помощью КДУР, которая представляет собой зависимость между скоростью роста трещины V и размахом КИН в ее вершине ΔK (рисунок 5.2) [93, 158].

На данной диаграмме в общем случае принято выделять три характерных участка (см. рисунок 5.2):

I участок – стадия низких скоростей распространения трещин, начинающаяся при пороговом КИН ΔK_{th} , ниже которого усталостная трещина не развивается, и заканчивающаяся скоростью роста трещин порядка $V \approx 10^{-8}$ м/цикл.

II участок – стадия стабильного линейного роста трещины, в соответствии с зависимостью Пэриса:

$$V = C\Delta K^m, \quad (5.5)$$

где C , m – коэффициенты эмпирического уравнения Пэриса;

ΔK - размах КИН в вершине трещины.

Скорость роста трещин на этом участке обычно находится в пределах $10^{-8} \geq V \geq 10^{-6}$ м/цикл.

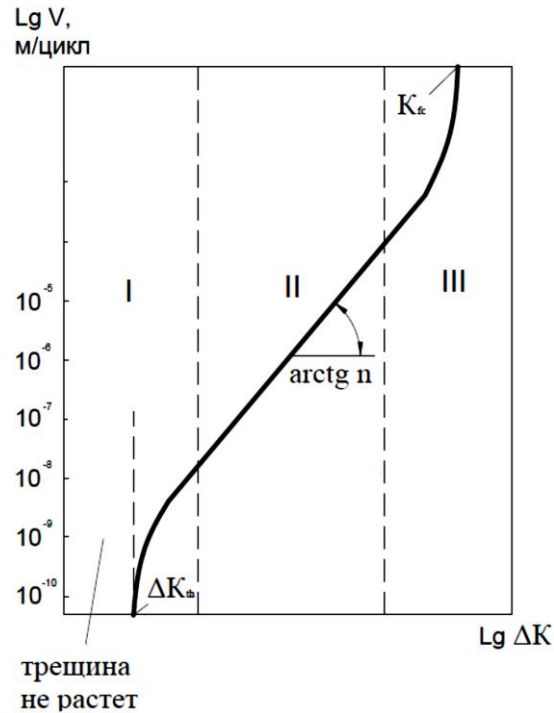


Рисунок 5.2 - Общий вид КДУР

III участок – стадия высоких скоростей роста трещин, начинающаяся с $V \approx 10^{-6}$ м/цикл, и заканчивающаяся спонтанным лавинообразным разрушением конструкции при критическом КИН K_{fc} .

Приведенная стадийность показывает, что устойчивое распространение трещины от воздействия циклической нагрузки, поддающееся прогнозированию и математическому описанию, наблюдается только на II участке, который, в свою очередь, является самым продолжительным. Поэтому, для оценки интегрального влияния заданного цикла нагружения на развитие трещиноподобных дефектов было принято, что этот процесс вне зависимости от конкретных параметров трещин и фактического КИН в их вершинах происходит по модели стабильного роста.

В рамках поставленной задачи такое допущение возможно, поскольку целью проводимого анализа является не прогнозирование развития конкретных дефектов в газопроводе, а выполнение усредненной оценки влияния известного режима нагружения на рост любых присутствующих на участке трещин. В свою очередь, полученные в результате такого анализа количественные характеристики используется в разработанной методике исключительно для сравнения.

Суммарная «жесткость» нагружения газопровода складывается из обработки каждого цикла изменения давления, произошедшего за рассматриваемый период времени. Для разработки соотношения, определяющего данный параметр для конкретного цикла нагружения, проведен анализ существующих моделей описания стабильного роста трещин.

Приведенное уравнение Пэриса (5.5), как известно, является обобщенным, поскольку получено оно при рассмотрении сквозного дефекта в тонкой бесконечной пластине и, как можно заметить, скорость распространения трещины в нем зависит только от амплитуды, не учитывая абсолютных значений напряжения в цикле.

Влияние всех параметров нестационарного нагружения на рост трещиноподобных дефектов учтено в модифицированном уравнении Пэриса [155]:

$$\frac{da}{dN} = C_a \frac{(\Delta K_a - K_{th})^{m_a}}{1 - \left(\frac{K_{\max a}}{K_{IC}}\right)^2};$$

$$\frac{db}{dN} = C_b \frac{(\Delta K_b - K_{th})^{m_b}}{1 - \left(\frac{K_{\max b}}{K_{IC}}\right)^2},$$
(5.6)

где a , b - глубина и полудлина трещиноподобного дефекта при полуэллиптической аппроксимации его формы, мм;

$K_{\max a}$, $K_{\max b}$ – максимальные значения КИН в цикле;

K_{Ic} – критическое значение КИН для трещины нормального отрыва.

Данные соотношения применимы с учетом некоторых допущений:

- форма поверхностной трещины может быть аппроксимирована полуэллипсом;

- в процессе развития форма трещины не меняется, а изменяется лишь отношение a/b ;

- применимы модели линейной механики разрушения.

Анализируя выражение (5.6) можно увидеть, что скорость роста трещины определенных размеров зависит от свойств металла конструкции (коэффициенты C , m), размаха напряжений в цикле (разность $(\Delta K - K_{th})$) и максимального напряжения в нем (отношение $(\frac{K_{max}}{K_{Ic}})^2$).

Параметры, влияющие на формирование КИН в вершине трещины можно оценить из соотношения [72, 93, 104]:

$$K = \sigma \sqrt{\pi l}, \quad (5.7)$$

где σ – напряжение в конструкции, МПа,

l – длина трещины, мм.

Как и в случае с уравнением Пэриса, соотношение (5.7) получено для тонкой бесконечной пластины. Применительно к реальным конструкциям вычисление КИН является более сложной задачей.

Для определения K в вершине трещины в цилиндрической оболочке, нагруженной внутренним давлением, рядом авторов получены различные соотношения. В работе [180] предлагается использовать выражение (2.15).

В работе [181] рассматриваются две модели нахождения КИН для осевой трещины в оболочечной конструкции:

Модель 1:

$$K_1 = \sigma_r \sqrt{\pi l} \cdot W, \quad (5.8)$$

где $W = \frac{hR_B}{(R_H)^2 - (R_B)^2} \{2G_0 + 2\alpha G_1 + 3\alpha^2 G_2 + 4\alpha^4 G_3\}$ – коэффициент;

$\alpha = 1/R_H$ - коэффициент;

R_H - наружный радиус оболочки, мм;

R_B - внутренний радиус оболочки, мм;

G_i - коэффициенты влияния.

Модель 2:

$$K_1 = ZK_1^0, \quad (5.9)$$

где $K_1^0 = \sigma_\tau \sqrt{\pi l} \cdot W$ - КИН для аналогичной двумерной трещины в плоской пластине;

$W = 1,12 - 0,231\beta + 10,55\beta^2 - 21,72\beta^3 + 30,39\beta^4$ - коэффициент;

$\beta = l/h$ - коэффициент;

Z - табличный коэффициент из [144], учитывающий геометрические размеры оболочки.

В итоге делается заключение о схожих результатах, получаемых при использовании данных моделей.

Кроме того, ряд подобных соотношений предложен в [125, 154].

Несмотря на разнообразие подходов к определению КИН, у них прослеживается общая структура: данный коэффициент зависит от размера трещины, действующих напряжений и конструктивных параметров рассматриваемой конструкции.

После раскрытия компонентов, необходимых для вычисления КИН, разрабатывалась модель оценки интегрального влияния нестационарных нагрузок на развитие трещин в газопроводе. В основу было положено выражение (5.6). В нем составляющая $(\Delta K - K_{th})$ отвечает за вклад амплитуды цикла в формирование динамики распространения трещины. Приведенные значения КИН привязаны к определенным размерам дефекта, в связи с чем использование данных параметров в рамках решаемой задачи невозможно. Поэтому, убрав слагаемое K_{th} и сократив постоянные величины в слагаемом ΔK , для учета влияния амплитуды нагружения получена разность $(\sigma_{max} - \sigma_{min})$.

Максимальная нагрузка в цикле учитывается в выражении (5.6) отношением $(\frac{K_{max}}{K_{IC}})^2$. Можно увидеть, что при приближении K_{max} к критической величине K_{IC} скорость роста трещины стремится к бесконечности. Формируемый алгоритм обработки данных не может включать сценарий разрушения газопровода, поэтому «жесткость» каждого цикла должна быть ограничена определенным значением. Принимая во внимание, что предельное давление эксплуатируемого газопровода является фиксированной величиной, задаваемой на стадии проектирования, в разработанной модели влияние на трещиностойкость максимальной нагрузки в цикле нагружения P_{max} определялось путем сравнения с проектным давлением газопровода P_{np} . Таким образом, отношение $(\frac{K_{max}}{K_{IC}})^2$ трансформировалось в $(\frac{P_{max}}{P_{np}})^2$.

Коэффициенты C и m , учитывающие в уравнении (5.6) эксплуатационные характеристики металла, не претерпели изменений.

В результате, для вычисления интегрального показателя «жесткости» нагружения газопровода получено следующее выражение:

$$\gamma_{Ti} = \sum_{j=1}^n C(\sigma_{max_j} - \sigma_{min_j})^m \cdot (\frac{P_{max_j}}{P_{np}})^2, \quad (5.10)$$

где γ_{Ti} – показатель «жесткости» нагружения за период времени T на i -м участке газопровода;

n – количество циклов нагружения за анализируемый период времени, шт.;

C , m – эмпирические коэффициенты уравнения Пэриса (согласно BS 7910 [191], для конструкционных сталей, работающих в условиях нормальных температур, $C = 5,21 \cdot 10^{-13}$, $m = 3$);

σ_{max_j} , σ_{min_j} – расчетное максимальное и минимальное напряжение в газопроводе за цикл j , МПа;

P_{max_j} – максимальное давление в цикле j , МПа;

P_{np} – проектное давление газопровода, МПа.

Преимуществом представленной модели обработки данных нагружения является то, что она позволяет с одной стороны учитывать влияющие на рост трещин параметры, а с другой стороны содержит известные величины: внутреннее давление в газопроводе, напряжения в стенке трубы и характеристики стали. В свою очередь, можно увидеть, что она не отражает вклад конструктивных особенностей газопровода в интенсивность развития трещин. Это обусловлено тем, что в разделе 5.2 выделено влияние энергетического фактора, который в рамках разработанной методики учитывается через эмпирическое выражение (2.31). Поскольку запас удельной энергии упругой деформации газопровода напрямую зависит от типоразмеров труб, то они учитываются при нахождении соответствующего коэффициента и в данном случае делать это повторно не нужно.

Отдельно следует отметить, что выражение (5.10) является накопительным за рассматриваемый период времени. Поэтому, для корректного выполнения сравнительных оценок необходимо определять удельные значения «жесткости» нагружения:

$$\gamma_{1_i} = \frac{\gamma_{T_i}}{T}, \quad (5.11)$$

где γ_{1_i} – удельный показатель «жесткости» нагружения на i -м участке газопровода за 1 год;

T - рассматриваемый период времени, лет.

5.3.2 Разработка алгоритма обработки случайных циклов нагружения

Представленная в предыдущем разделе модель предусматривает последовательную оценку «жесткости» каждого цикла нагружения, с последующим суммированием получаемых значений. Для ее практической реализации потребовалась разработка алгоритма, согласно которому из

имеющихся данных о режиме эксплуатации газопровода, представляющих собой массив значений давления, будут вычленяться отдельные циклы.

Подробно существующие методы схематизации случайных процессов нагружения конструкций изложены в ГОСТ 25.101 [38].

Для разработки вышеуказанного алгоритма за основу был взят метод выделения полных циклов, поскольку он позволяет наиболее корректно учесть как основные, так и наложенные циклы, и получить наиболее достоверный результат обработки при любой степени нерегулярности процесса нагружения [38].

Данный метод реализуется постепенно, в несколько этапов, начиная с циклов, имеющих наименьшую амплитуду (рисунок 5.3). Вначале отмечают циклы с размахом $\Delta \leq a < 2\Delta$ (рисунок 5.3 а), где Δ - величина класса нагружения, вычисляемая согласно (1) из ГОСТ 25.101 [38], которые регистрируют и исключают из дальнейшего рассмотрения. Режим нагружения $X_1(t)$, изображенный на рисунке 5.3, б, получен из исходного после обработки циклов с размахом $\Delta \leq a < 2\Delta$. Затем выделяют циклы с $2\Delta \leq a < 3\Delta$ (рисунок 5.3, б). Режим $X_2(t)$, изображенный на рисунке 5.3, в, получен из режима $X_1(t)$ после обработки циклов с размахом $2\Delta \leq a < 3\Delta$. После исключения циклов с размахами $a \leq 7\Delta$ будет получен график, приведенный на рисунке 5.3, г, который содержит в себе один цикл, образованный X_{max} и X_{min} .

Выполненный анализ показал, что представленный метод имеет один недостаток. Согласно реализованному в нем алгоритму обработки данных, начиная с определенного момента, из неполных циклов происходит вычленение полных. То есть, по сути, устанавливается равенство, представленное на рисунке 5.4, которое приводит к недооценке неполных циклов нагружения.

Применительно к исследуемому вопросу влияния нестационарных нагрузок на рост трещин отмеченная ситуация особенно существенна в случае, когда амплитуда повышения давления превышает амплитуду разгрузки, поскольку предполагается, что усталостная трещина растет, прежде всего, в первом полцикле [158]. Поэтому, при рассмотрении неполных циклов нагружения более

правильной является их оценка как полных, с амплитудами и экстремумами, соответствующими полуциклам повышения давления.

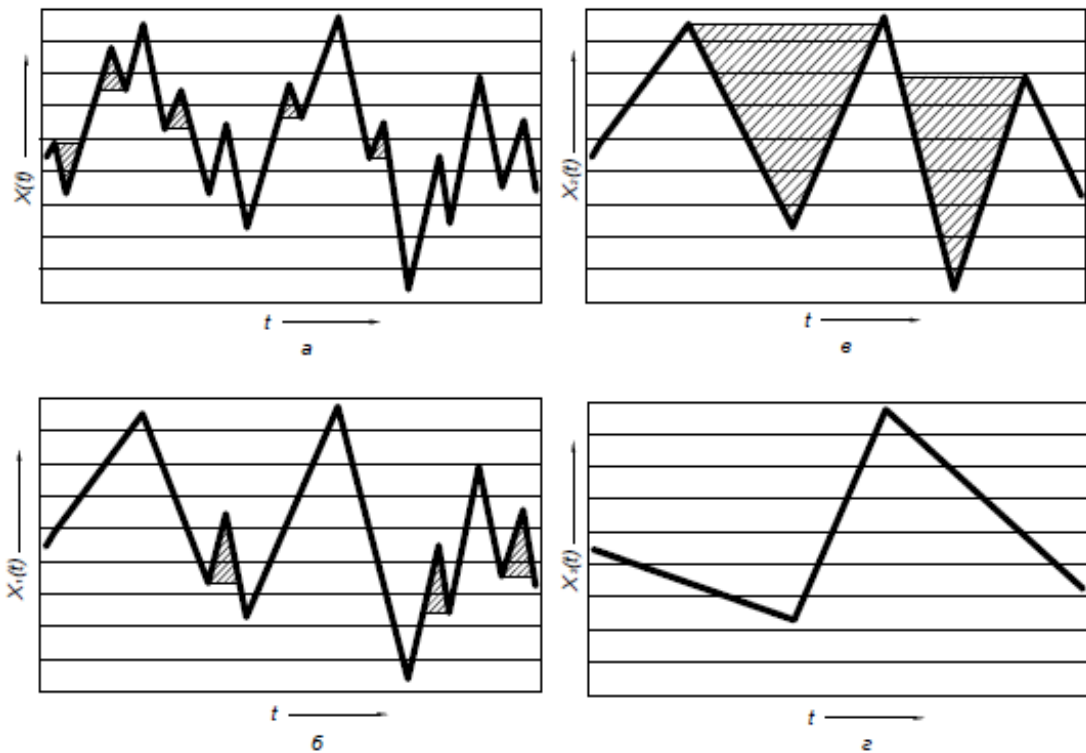


Рисунок 5.3 - Схематизация случайного нагружения по методу полных циклов
 а - исходное нагружение; б - после исключения циклов с размахом $\Delta \leq a < 2\Delta$;
 в - после исключения циклов с размахом $2\Delta \leq a < 3\Delta$; г - после исключения
 циклов с размахом $a \leq 7\Delta$

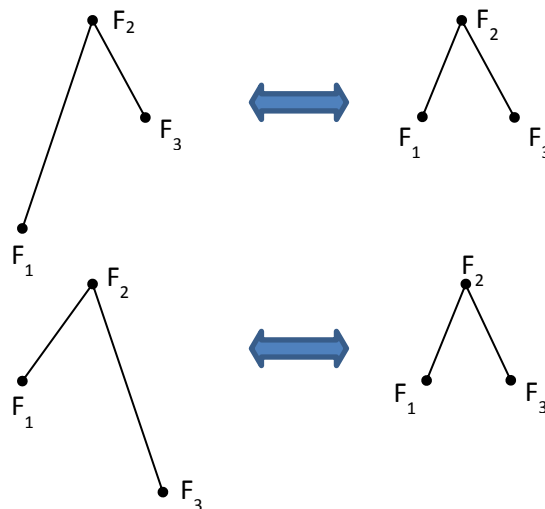


Рисунок 5.4 – Равенство, допускаемое при использовании метода полных
 ЦИКЛОВ

В результате, для решения поставленной задачи обработки случайного режима нагружения газопровода использовался алгоритм поэтапного выделения наложенных полных циклов, с последующей оценкой оставшихся неполных циклов по параметрам в полуцикле повышения давления.

5.3.3 Определение коэффициента «жесткости» нагружения

Для использования показателя «жесткости» нагружения γ_T в рамках разработанной методики планирования ремонтных работ на газопроводах требовалось решить несколько задач.

Первая задача связана с тем, что данные о давлении в газопроводе, как уже отмечалось, доступны только на выходе и на входе в КС, а указанный показатель необходимо определять на межкрановом участке.

Изменения γ_T , в зависимости от особенностей эксплуатации участка газопровода между КС, как и в случае с загруженностью, определяются двумя процессами (рисунок 5.5): плавным линейным снижением γ_T , по мере удаления от выходной КС, связанным с естественным падением давления в газопроводе, и скачкообразным изменением γ_T в местах отводов и перемычек, связанным с наложением циклов отбора или поступления газа через врезанные участки.

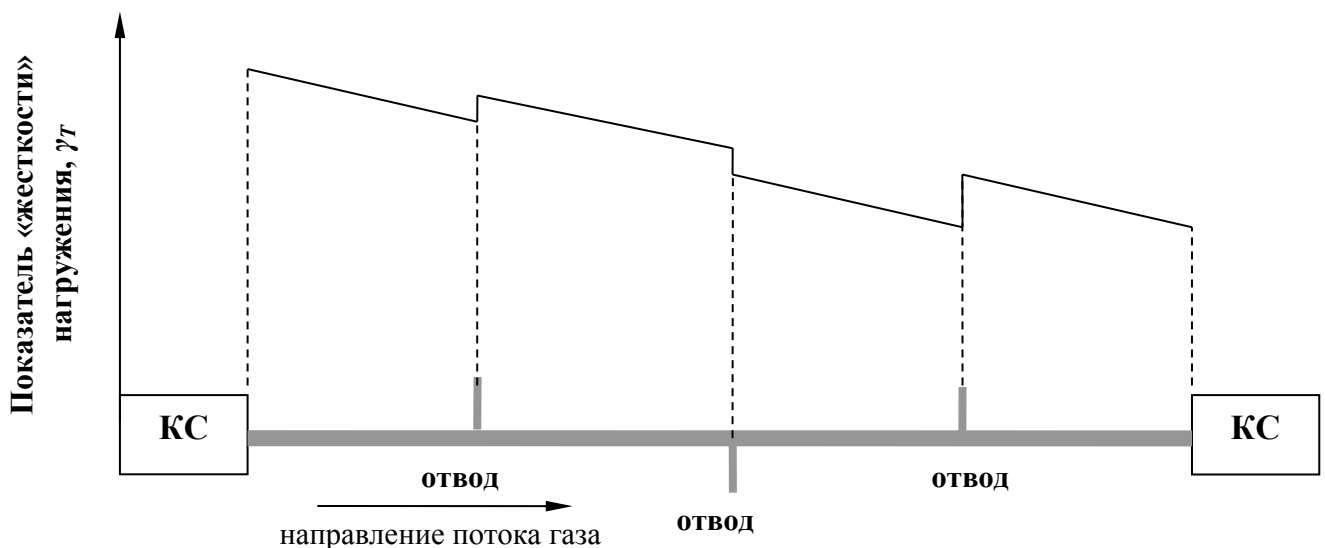


Рисунок 5.5 - Общая схема изменения показателя «жесткости» нагружения

В связи с тем, что количественно оценить скачкообразные изменения γ_T не представляется возможным без проведения специальных измерений, а их суммарный вклад в показатель «жесткости» нагружения учтен в значении γ_T на входе в следующую КС, также как и в разделе 5.1, принималась аппроксимация графика изменения фактических значений γ_T между КС до линейного, с заданными начальными и конечными точками.

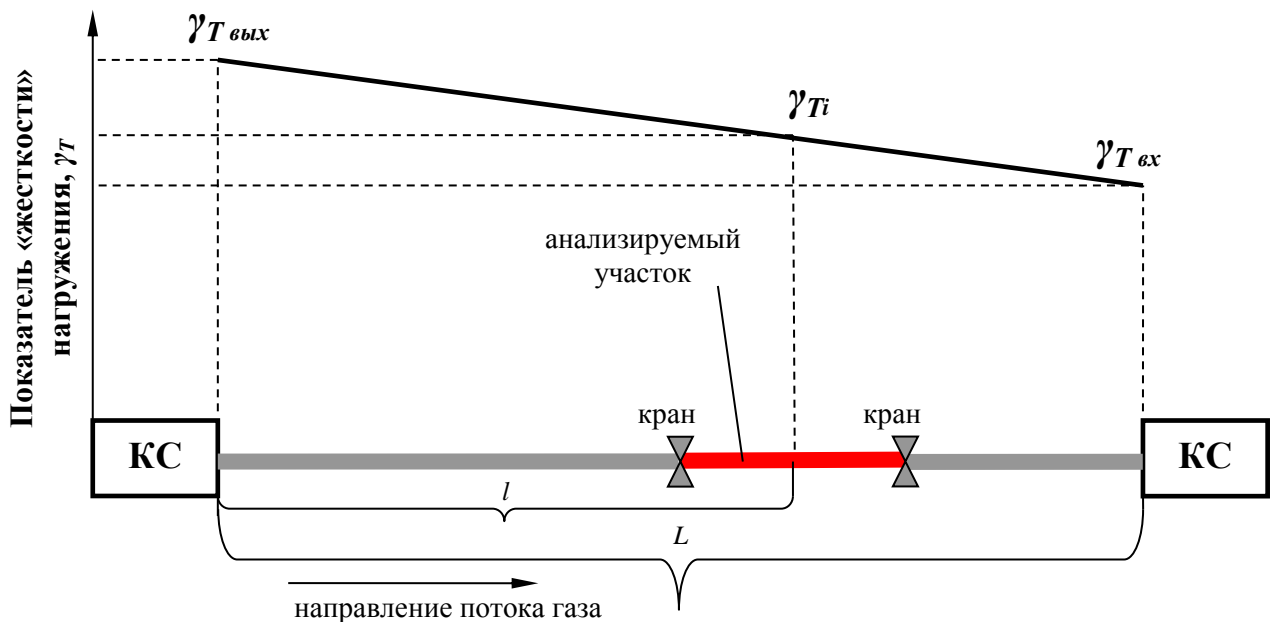
Отсюда, определение γ_{Ti} локального участка газопровода, принимаемого постоянным на всем его протяжении, свелось, согласно представленной на рисунке 5.6 схеме, к выражению:

$$\gamma_{Ti} = \gamma_{T_{вых}} - \frac{l}{L}(\gamma_{T_{вых}} - \gamma_{T_{вх}}), \quad (5.12)$$

$\gamma_{T_{вых}}$, $\gamma_{T_{вх}}$ – соответственно значения показателя «жесткости» нагружения на выходе и на входе в КС;

L – расстояние между КС, км;

l – расстояние от выходной КС до середины анализируемого участка, км.



$L, l, \gamma_{T_{вых}}, \gamma_{T_{вх}}$ – см. обозначения к формуле (5.12)

Рисунок 5.6 - Схема определения показателя «жесткости» нагружения локального участка газопровода

Вторая задача определялась тем, что значения показателя γ_{Ti} варьируются в широких пределах, поскольку он является накопительным. Поэтому, для того, чтобы фактор нестационарного нагружения газопровода мог быть корректно учтен в разработанной методике планирования ремонтных работ, следовало преобразовать накопительный показатель γ_{Ti} в коэффициент.

На основании подробного анализа режимов транспортировки газа различными по своему функциональному назначению магистралями разработана зависимость для определения коэффициента «жесткости» нагружения участка газопровода γ_i^* :

$$\gamma_i^* = \begin{cases} 1, & \text{- при прогнозе отсутствия на участке трещин;} \\ 2 - \exp\left[-\frac{\gamma_{1i}}{9}\right] & \text{- при прогнозе наличия на участке трещин,} \end{cases} \quad (5.13)$$

где γ_{1i} – удельный показатель «жесткости» нагружения i -го участка газопровода.

Номограмма для определения γ_i^* приведена на рисунке 5.7.

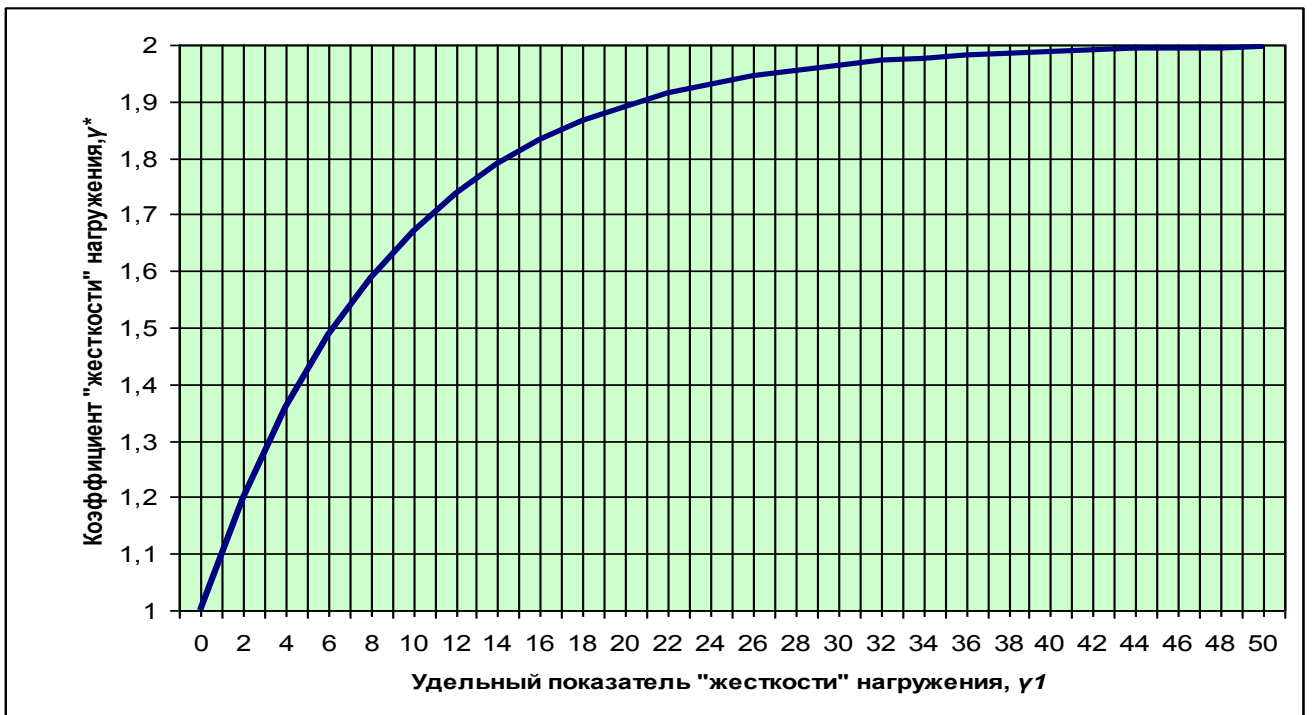


Рисунок 5.7 - Номограмма для определения коэффициента «жесткости» нагружения γ_i^* при прогнозе наличия на участке газопровода трещин

5.4 Учет фактора состояния металла труб

Поскольку в главах 3 и 4 представлены способ и технические средства, позволяющие реализовать возможность выполнения текущей экспресс-оценки состояния металла труб эксплуатируемых газопроводов, данную информацию также целесообразно учесть на этапе планирования ремонтных работ. Для этой цели разработанная методика предусматривает использование специального поправочного коэффициента:

$$M_i = \begin{cases} 1, & \text{- при удовлетворительном состоянии металла;} \\ 1,2 & \text{- при неудовлетворительном состоянии металла,} \end{cases} \quad (5.14)$$

где M_i – коэффициент поврежденности металла i -го участка газопровода.

Как видно, коэффициент M_i применяется при получении сведений, свидетельствующих о неудовлетворительном состоянии металла труб на участке. Такое состояние, согласно методики, устанавливается в двух случаях: при несоответствии механических характеристик металла своим нормативным значениям, определенном в рамках проведения лабораторных испытаний; либо при обнаружении микротрещин или следов старения, по результатам выполнения неразрушающей экспресс-оценки состояния металла труб разработанным способом.

5.5 Учет температурного фактора

Еще одним важным фактором, который может оказать существенное влияние на работоспособность газопровода, является температура эксплуатации.

Учитывая многообразие природно-климатических зон, в которых проложены газовые магистрали ПАО «Газпром», был проведен детальный анализ необходимости учета температурного фактора в рамках разрабатываемой методики.

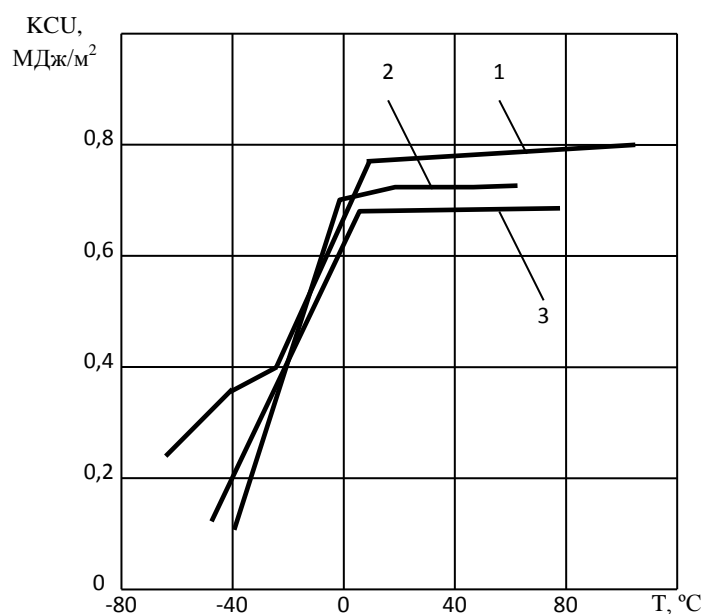
В таблице 5.2 приведены сведения по средним температурам грунта в различных регионах России на глубине 1,6 м, которая приблизительно соответствует заглублению оси подземных магистральных газопроводов [26].

Таблица 5.2 - Средние температуры грунта (°С) по месяцам на глубине 1,6 м для некоторых регионов России

	Месяц											
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Архангельск	4	3,5	3,1	2,7	2,5	3	4,6	6	7,1	7	6,1	4,9
Астрахань	7,5	6,1	5,9	7,3	11	14,6	17,4	19,1	19,1	16,7	13,6	10,2
Барнаул	2,6	1,7	1,2	1,4	4,3	8,2	11	12,4	11,6	9,2	6,2	3,9
Братск	0,4	-0,2	-0,6	-0,5	-0,2	0	3	6,3	7,2	5,4	2,9	1,4
Владивосток	3,7	2	1,2	1	1,5	5,3	9,1	12,4	13,8	12,7	9,7	6,4
Иркутск	-0,8	-2,8	-2,7	-1,1	-0,5	-0,2	1,7	5	6,7	5,6	3,2	1,2
Комсомольск на Амуре	0,8	-0,4	-0,9	-0,4	0	1,9	6,7	10,5	11,3	9	5,5	2,7
Магадан	-6,5	-8	-8,8	-8,7	-3,9	-2,6	-0,6	0,1	0,4	0,1	-0,2	-2
Москва	3,8	3,2	2,7	3	6,2	9,6	12,1	13,4	12,5	10,1	7,3	5
Мурманск	0,7	0,3	0	-0,3	-0,3	0,2	4	6,7	6,6	4,2	2,7	1
Новосибирск	2,1	1,2	0,6	0,5	1,3	5	9,1	11,3	10,9	8,8	5,8	3,6
Оренбург	4,1	2,6	1,9	2,2	4,9	8	10,7	12,4	12,6	11,2	8,6	6
Пермь	2,9	2,3	1,9	1,6	3,4	7,2	10,5	12,1	11,5	9	6	4
Петропавловск-Камчатский	2,6	1,9	1,5	1,1	1,2	3,4	6,7	9,1	9,6	8,3	5,6	3,8
Ростов на дону	8	6,6	5,9	6,8	9,9	12,9	15,5	17,3	17,5	15,8	13	10
Салехард	1,6	1	0,7	0,5	0,4	0,9	3,9	6,8	7,1	5,6	3,5	2,3
Сочи	11,2	9,8	9,6	11	13,4	16,2	18,9	20,8	21	19,2	16,8	13,5
Туруханск	0,9	0,5	0,2	0	0	0,1	1,6	6,2	6,4	4,5	2,8	1,8
Тура	-0,9	-0,3	-5,2	-5,3	-3,2	-1,6	-0,7	1,2	2	0,7	0	-0,2
Уэлен	-6,9	-8	-8,6	-8,7	-6,3	-1,2	-0,4	0,1	0,2	0	-0,8	-3,7
Хабаровск	0,3	-1,8	-2,3	-1,1	-0,4	2,5	9,5	13,3	13,5	10,9	6,7	3
Якутск	-5,6	-7,4	-7,9	-7	-4,1	-1,8	0,3	1,5	1,1	0,1	-0,1	-2,4
Ярославль	2,8	2,2	1,9	1,7	3,9	7,8	10,7	12,4	11,5	9,5	6,3	3,9

Представленные данные показывают, что несмотря на широкий спектр климатических условий, в которых проложена отечественная газотранспортная система, фактическая температура окружающего газопровод грунта колеблется в пределах от минус 7 до плюс 20 °С. Если же учесть температуру транспортируемого газа (в среднем от плюс 10 до плюс 30 °С), то ее результирующие значения для стенки газопровода находятся в диапазоне от плюс 3 до плюс 25 °С в течение года.

В работе [8] специалистами ОАО «ВНИИСТ» выполнялась оценка степени влияния температуры на эксплуатационные характеристики металла трубных сталей: изменение ударной вязкости углеродистых сталей (рисунок 5.8); изменение ударной вязкости и хладостойкости импортных сталей контролируемой прокатки (таблица 5.3) и стали 10Г2ФБ (таблица 5.4).



1 - сталь 10пс; 2 – сталь 3сп; 3 - стали ВСт3пс и ВСт3кп.

Рисунок 5.8 - Зависимость ударной вязкости листовой углеродистой стали от температуры испытания

Таблица 5.3 - Вязкость и хладостойкость импортных сталей контролируемой прокатки с регулируемым охлаждением

Температура испытания, °С	B_{DWTT}^* , %	Ударная вязкость КСВ, МДж/м ²	A_n (DWTT)**, кДж
20	100	2,4 - 3,2	7,6 - 9,2
- 5	100	2,3 - 2,9	7,4 - 8,6
-15	92 - 98	2,0 - 3,0	7,6 - 8,0

* B_{DWTT} – количество волокнистой составляющей в изломе образцов типа DWTT;

** A_n (DWTT) – работа разрушения образцов типа DWTT.

Приведенные результаты демонстрируют, что в интервале температур эксплуатации подземных газопроводов изменение характеристик металла весьма незначительно и находится в пределах 5%.

Таблица 5.4 - Вязкость и хладостойкость стали 10Г2ФБ

Температура испытания, °С	V_{DWTT}^* , %	Ударная вязкость KCV, МДж/м ²	A_n (DWTT)**, кДж
20	100	1,2 – 1,8	-
0	100	1,2 – 1,4	-
- 5	100	1,2 - 1,4	4,6 – 5,1
-15	100	1,1 – 1,3	4,6 – 5,2
- 40	50 – 95	1,0 – 1,2	2,5 – 4,5
- 60	10	-	-

* V_{DWTT} – количество волокнистой составляющей в изломе образцов типа DWTT;

** A_n (DWTT) – работа разрушения образцов типа DWTT.

В этой связи, было принято решение не учитывать данный фактор в методике планирования ремонтных работ на газопроводах.

5.6 Определение приоритетности вывода участка газопровода в ремонт

Согласно СТО Газпром 2-2.3-750 [152], решение о ремонте того или иного участка газопровода принимается по результатам вычисления его показателя приоритетности p , определяемого по формуле:

$$p = \sum_{i=1}^8 w_i P_i, \quad (5.15)$$

где i - номер критерия;

w_i - весовой коэффициент i -ого критерия, принимаемый по таблице 5.5;

P_i - значение частного приоритета по i -му критерию, определяемое в соответствии с формулами (Б.1) - (Б.8) из СТО Газпром 2-2.3-750 [152].

В соответствии с полученным значением p выбирается необходимый метод ремонта анализируемого участка (таблица 5.6), который, в свою очередь, в последствии может быть уточнен ввиду различных системных, организационных и финансовых ограничений.

Рассмотренные в разделах 5.1-5.4 коэффициенты, отражающие влияние фактических особенностей эксплуатации газопровода, используются в

разработанной методики для корректировки значения показателя приоритетности p .

Таблица 5.5 - Весовые коэффициенты w_i

	Критериальный показатель p_i	Весовой коэффициент w_i
p_1	Плотность труб со стресс-коррозионными дефектами, шт./км	0,4
p_2	Плотность труб с дефектами глубиной более 15 % (с учетом количества дефектов, представляющих опасность), шт./км	0,3
p_3	Количество труб с дефектными продольными (спиральными) швами, в % от общего количества	0,05
p_4	Количество труб с дефектными сварными стыковыми соединениями, в % от общего количества	0,05
p_5	Длина участков с поврежденной изоляцией, в % от общей длины	0,1
p_6	Длина участков под воздействием блуждающих токов, в % от общей длины	0,05
p_7	Длина участков с пониженным потенциалом, в % от общей длины	0,02
p_8	Длина участков высокой и повышенной коррозионной опасности, в % от общей длины	0,03

Таблица 5.6 – Выбор методов ремонта участка газопровода, в зависимости от значений показателя приоритетности

Значение показателя приоритетности	Рекомендуемый метод ремонта
$p > 0,5 \div 0,7$	замена участка
$0,2 \div 0,3 < p < 0,5 \div 0,7$	переизоляция
$p < 0,2 \div 0,3$	выборочный ремонт

Для этой цели введен результирующий коэффициент условий нагружения участка газопровода R_i , определяющий весовой вклад рассмотренных факторов общей загрузки K_{pi} , нестационарного нагружения γ_i^* , и запасенной энергии упругой деформации K_{wi} :

$$R_i = \left(\frac{K_{pi}^3 \cdot \gamma_i^*}{K_{wi}} \right)^{1/4}, \quad (5.16)$$

Отсюда уточненный показатель приоритетности вывода в ремонт $p_{\Sigma i}$ находится согласно выражению:

$$p_{\Sigma_i} = p_i \cdot R_i \cdot M_i, \quad (5.17)$$

где p_i – показатель приоритетности вывода в ремонт i -го участка газопровода, найденный по СТО Газпром 2-2.3-750 [152].

Соотношения для вычисления R_i и M_i определены таким образом, что при реально существующих параметрах газопроводов, режимах транспорта газа и различном состоянии металла труб, произведение данных коэффициентов находится в диапазоне значений $\approx (0,75 \div 1,35)$. Это позволило сохранить связь скорректированного показателя приоритетности p_{Σ_i} с рекомендованными в таблице 5.6 методами ремонта газопровода.

Пример использования и расчет экономического эффекта от внедрения разработанной методики на объектах ПАО «Газпром» приведены в Приложениях А и Б.

5.7 Разработка программного продукта «АУН-1» для обработки данных функционального диагностирования участка газопровода

Обработка массива значений давления в газопроводе за рассматриваемый период времени и определение коэффициентов K_{pi} , K_{wi} , γ_i^* и R_i является трудоемкой задачей. В связи с этим, для автоматизации данного процесса разработан программный продукт – «АУН - 1» [64], реализованный в виде макроса в Excel.

Для работы программы требуется ввести следующие данные (рисунок 5.9):

- категория участка газопровода;
- наружный диаметр газопровода, мм;
- толщина стенки газопровода, мм;
- проектное давление в газопроводе, МПа;
- предел текучести стали, МПа;
- предел прочности стали, МПа;
- коэффициент надежности k_l (согласно СП 36.13330.2012 [140]);

- значения давления на выходе из КС (ссылка на файл в формате Excel с массивом значений);
- значения давления на входе в следующую КС (ссылка на файл в формате Excel с массивом значений);
- прогноз наличия на участке трещин;
- расстояние между КС, км;
- расстояние от выхода из КС до середины анализируемого участка, км;
- периодичность (интервал между значениями давления в массивах), часов;
- анализируемый период, лет.

Рисунок 5.9 – Окно для ввода исходных данных в программе «АУН - 1»

После нажатия кнопки «Произвести расчет» выполняется обработка исходной информации.

На первом этапе происходит вычисление коэффициента загрузки участка газопровода K_{pi} . Для этого сначала определяются значения K_p на входе и на выходе из КС, согласно соотношению (5.1). Расчетная толщина стенки труб $\delta_{расч}$ рассчитывается по выражению (10) из СП 36.13330.2012 [140]. Значения коэффициентов условий работы и надежности по назначению, необходимые для определения $\delta_{расч}$, выбираются на основании вводимых данных о категории

участка газопровода, его диаметре и рабочем давлении. После нахождения коэффициентов K_p на входе и выходе из КС, искомый коэффициент K_{pi} определяется с использованием соотношения (5.2).

На втором этапе вычисляется коэффициент влияния энергии упругой деформации участка газопровода K_{wi} , согласно соотношению (2.31). Для этого при определении значения удельной энергии упругой деформации используется среднее давление на рассматриваемом участке, которое находится из выражения (5.4).

На третьем этапе определяется коэффициент «жесткости» нагружения участка γ_i^* . Сначала вычисляются показатели γ_T на выходе и на входе в КС. Для этого выполняется очистка массивов значений давления от промежуточных данных, при которых не происходит изменение в направлении тренда. В результате такой обработки остается набор величин, представляющий собой последовательное чередование экстремумов, которые являются полуциклами повышения и сброса давления.

Затем производится вычленение и обработка наложенных циклов нагружения. Согласно реализованному в программе алгоритму такой цикл определяется исходя из следующего условия:

$$|a - b| \geq |b - c| \leq |c - d|, \quad (5.18)$$

где a, b, c, d – значения экстремумов в циклах нагружения, согласно рисунку 5.10.

В случае если условие (5.18) соблюдается, значения b, c подставляются в соотношение (5.10), а затем исключаются из массива и следующим рассматривается образовавшийся полуцикл ad (см. рисунок 5.10). При несоблюдении условия (5.18), полуцикл bc пропускается, и программа переходит к следующему полуциклу cd .

По завершению такой обработки данная процедура повторяется сначала, до тех пор, пока все наложенные циклы не будут удалены.

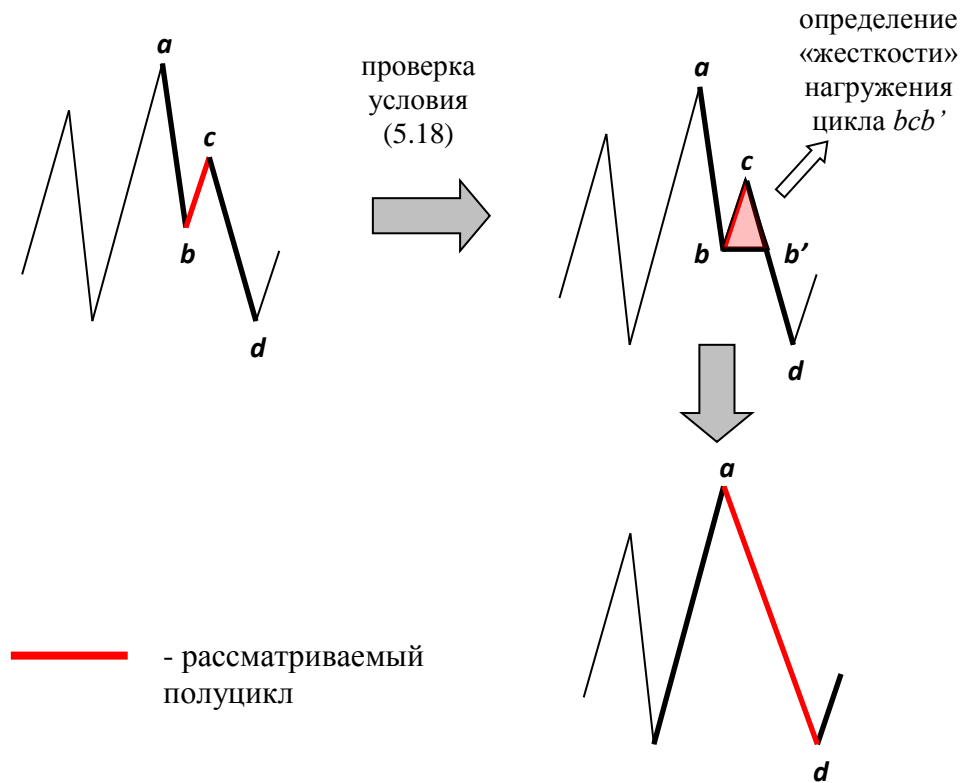


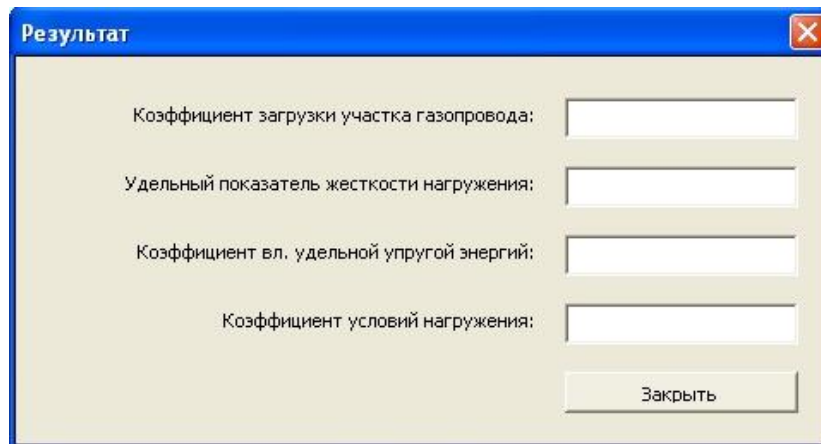
Рисунок 5.10 - Схема выделения и обработки наложенных циклов нагружения в программе «АУН - 1»

В оставшемся массиве последовательно рассматриваются только полуциклы повышения давления, экстремумы которых также подставляются в выражение (5.10) и получаемые значения «жесткости» нагружения добавляются к уже накопленному суммарному показателю.

Определив значения γ_T на выходе и на входе в КС, вычисляется удельный показатель γ_I рассматриваемого участка газопровода, согласно соотношениям (5.11) и (5.12), а затем коэффициент «жесткости» нагружения γ_i^* , используя выражение (5.13).

На заключительном этапе определяется результирующий коэффициент условий нагружения участка R_i , согласно выражению (5.16).

После выполнения расчетов программа выдает таблицу результатов (рисунок 5.11), в которой указывается значение R_i , а также отдельно значения коэффициентов K_{pi} , K_{wi} и γ_i^* для возможности последующего детального анализа.



The image shows a software window titled "Результат" (Result) with a blue title bar and a close button in the top right corner. The window contains four text labels, each followed by an empty input field:

- Кoeffициент загрузки участка газопровода:
- Удельный показатель жесткости нагружения:
- Кoeffициент вл. удельной упругой энергий:
- Кoeffициент условий нагружения:

At the bottom right of the window is a button labeled "Закреть" (Close).

Рисунок 5.11 – Форма представления результатов обработки данных об особенностях нагружения участка газопровода в программе «АУН-1»

5.8 Выводы по главе 5

По результатам работы:

1. Разработана расчетно-экспериментальная модель, позволяющая на основании установленных зависимостей и причинно-следственных связей выполнять обработку данных функционального диагностирования, определяя актуальные количественные характеристики условий эксплуатации газопроводов.

2. Разработана методика, совершенствующая подходы к планированию на газопроводах ремонтных работ за счет учета дополнительных параметров, характеризующих фактические особенности эксплуатации анализируемых объектов: общей загруженности, уровня нестационарного нагружения, уровня запасенной энергии упругой деформации, состояния металла труб.

3. Разработан ряд нормативно-технических документов, регламентирующих применение усовершенствованной методики планирования ремонтных работ на ЛЧ МГ и газопроводах-отводах: «Методические рекомендации по определению показателей приоритетности вывода участков линейной части магистральных газопроводов в капитальный ремонт, с учетом сведений об условиях их эксплуатации» (документ ОАО «Оргэнергогаз»), «Временная методика по предремонтному обследованию участков линейной части магистральных

газопроводов и газопроводов-отводов, планируемых к выводу в капитальный ремонт» (документ ПАО «Газпром»).

4. Создан программный продукт «АУН – 1», выполняющий автоматизированную обработку данных функционального диагностирования газопроводов и определение коэффициентов, используемых в рамках разработанной методики планирования ремонтных работ.

Глава 6.

РАЗРАБОТКА КРИТЕРИЕВ ВЫБОРА ОПТИМАЛЬНЫХ МЕТОДОВ РЕМОНТА БЫВШИХ В ЭКСПЛУАТАЦИИ ТРУБ

Среди существующих методов устранения дефектов наибольший интерес представляют те, которые позволяют сохранить целостность трубы – контролируемая шлифовка и заварка. В связи с тем, что данные методы ремонта являются наиболее экономически целесообразными, от обоснованности их применения во многом зависит общая эффективность выполнения всего комплекса ремонтных работ и дальнейшая надежность газопроводов.

Отдельного внимания заслуживает метод заварки, поскольку с одной стороны с его помощью в теории можно восстанавливать несущую способность стенки трубы, содержащую дефекты практически любого вида и размера, а с другой стороны данный метод является чрезвычайно чувствительным к различным факторам, характеризующим условия выполнения ремонта.

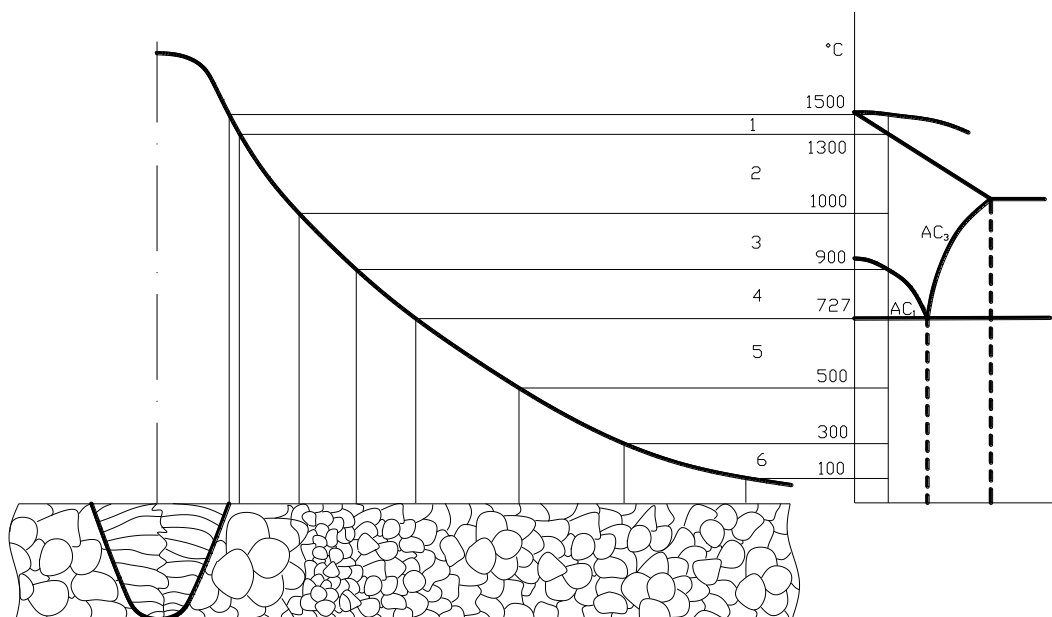
В предыдущих главах было показано, что с течением срока службы газопровода в металле труб возможно протекание различных деградационных процессов. В таком случае данный фактор, с учетом приведенных выше обстоятельств, является одним из наиболее значимых при проведении ремонтных работ. Ведь если в дефектных зонах эксплуатируемого газопровода произошли какие-либо изменения, повлиявшие на свойства металла, невозможно будет добиться эффективного устранения дефектов, применяя универсальные нормы их оценки, установленные на трубах, имевших нормативные характеристики.

В настоящей главе представлены результаты проведенных автором исследований, позволивших установить критерии и разработать алгоритм выбора оптимальных методов ремонта бывших в эксплуатации труб, используя возможность получения неразрушающей экспресс-оценки состояния металла [59, 69].

6.1 Расчетно-аналитическая оценка влияния термического цикла сварки на деградационные процессы в металле

Исследование поставленного вопроса было начато с изучения специфики применения сварочных технологий и в частности с расчетно-аналитической оценки параметров температурных полей, возникающих при регламентированных в ПАО «Газпром» видах и режимах сварки газопроводов.

В общем случае зону термического влияния принято разделять на 6 основных областей, разбитых по характерным изменениям, происходящим в металле по мере отдаления от сварного шва (рисунок 6.1) [135]. Наличие и протяженность этих областей зависят от конкретной технологии сварки и структурно-фазового состава свариваемого металла.



1 - зона сплавления; 2 - участок перегрева; 3 - участок полной перекристаллизации; 4 - участок частичной перекристаллизации; 5 - зона высокотемпературного отпуска; 6 - зона низкотемпературного отпуска и механического влияния

Рисунок 6.1 - Схема строения сварного соединения при сварке стыкового шва

1 область - зона сплавления, где металл нагревается до температуры $T \approx 1300 \div 1500$ °С, то есть до нахождения в твердо-жидком состоянии. Здесь

наблюдается существенное изменение химического состава и свойств металла под действием термомодеформационного цикла сварки как за счет особенностей кристаллизации, так и вследствие протекания диффузионных процессов.

2 область - участок перегрева ($T \approx 1000 \div 1300$ °С). На этом участке происходят полные структурно-фазовые превращения, характерные для свариваемого материала. Так же как в зоне сплавления здесь отмечается изменение состава и свойств металла. Для низкоуглеродистых сталей в этой области наблюдается существенный рост зерна.

3 область - участок полной перекристаллизации ($T \approx 900 \div 1000$ °С), где металл нагревается выше температуры фазовых превращений, однако времени нагрева и абсолютных значений температуры в данной зоне оказывается недостаточно, чтобы обеспечить рост зерен. Общим для 1 - 3 областей является образование в закаливаемых сталях закалочных структур.

4 область – участок частичной перекристаллизации ($T \approx 727 \div 900$ °С). В этой зоне наблюдается разупрочнение металла, сваренного в состоянии после упрочняющей термической обработки или наклепа. Также здесь может происходить снижение ударной вязкости металла, связанное со старением или дисперсионным твердением.

5 область – участок высокотемпературного отпуска ($T \approx 500 \div 727$ °С), на котором отмечается разупрочнение термически упрочняемой стали, вызванное проходящей рекристаллизацией. В связи с этим, длительная прочность сварных соединений в таких сталях может быть существенно снижена, по сравнению с основным металлом.

6 область - участок нагрева металла до уровня существенно ниже температуры фазовых превращений ($T \approx 100 \div 300$ °С). Здесь могут протекать процессы старения или наклепа, вызванные пластической деформацией и отсутствием рекристаллизации металла. Кроме того, в этой области наблюдается повышенная плотность дефектов кристаллического строения, однако в общем случае влияние таких изменений на свойства сварного соединения незначительно.

Для оценки размеров представленных зон термического влияния при использовании регламентированных в ПАО «Газпром» технологий и методов сварки, использовался ряд расчетных методов.

6.1.1 Расчет температурных полей аналитическими методами

Процессы нагрева и охлаждения металла при сварке определяются характером воздействия высококонцентрированного источника теплоты и условиями ее отвода. Электрическая дуга является местным источником нагрева, а выделяемая ей теплота весьма неравномерно распределяется по поверхности и объему металла.

Для расчета тепловых процессов и определения температурных полей следовало задать параметры сварки, а также характеристики свариваемого материала. Виды и характерные режимы сварки, регламентированные в СТО Газпром 2-2.2-136 [148], представлены в таблице 6.1.

Таблица 6.1 - Виды и характерные режимы сварки газопроводов ПАО «Газпром»

Вид сварки	Сварочный ток, А	Напряжение на дуге, В	Скорость сварки, см/мин
Ручная дуговая сварка (РДС)	230	26	37
Механизированная сварка	180	24	16
Автоматическая сварка в среде защитных газов (внутренний слой)	245	25	127
Автоматическая сварка в среде защитных газов (заполняющие слои)	230	25	40
Автоматическая сварка под флюсом	900	45	83

Химический состав трубных сталей, используемых для строительства газопроводов, схож в части содержания основных элементов, поэтому их

теплофизические свойства, усредненные значения которых приведены в таблице 6.2 [135], достаточно близки.

Таблица 6.2 - Усредненные теплофизические свойства трубных сталей

Характеристика	Значение
Коэффициент теплопроводности λ , $\left[\frac{\text{кал}}{\text{см} \cdot \text{сек} \cdot ^\circ \text{C}} \right]$	0,1
Объемная теплоемкость c_v , $\left[\frac{\text{кал}}{\text{см}^3 \cdot ^\circ \text{C}} \right]$	1,22
Коэффициент температуропроводности a , $\left[\frac{\text{см}^2}{\text{сек}} \right]$	0,82

Следующим важным моментом, необходимым для корректного проведения расчетов, является определение схемы взаимодействия сварочной дуги с металлом для выбора соответствующей математической модели.

Известно, что по мере увеличения габаритов стального изделия возрастает концентрация теплоты у источника, что связано со значительно более низкой теплопроводностью воздуха, по сравнению со сталью. В связи с этим, учитывая широкий спектр типоразмеров труб, истинное распределение температурных полей при их сварке будет находиться в диапазоне, полученном при рассмотрении двух граничных моделей взаимодействия источника теплоты с металлом [135, 136].

Модель 1 - наплавка дугой валика на массивное изделие. Описывается схемой точечного источника теплоты постоянной мощности, равномерно и прямолинейно перемещающегося по поверхности тела, остальные границы которого находятся на значительном удалении и не влияют на характер распределения тепла (рисунок 6.2, а). Для данной модели максимальная температура точки металла в радиусе r_o от оси движения источника определяется согласно соотношению:

$$T_{\max}(r_o) = \frac{1}{e} \cdot \frac{q}{v c_v \frac{\pi}{2} r_o^2}, \quad (6.1)$$

где $e = 2,718$;

v - скорость сварки, см/сек;

$c\gamma$ - объемная теплоемкость, кал/см³·°С;

q - эффективная тепловая мощность дуги, кал/сек, определяемая по формуле:

$$q = 0,24\eta_u UI, \quad (6.2)$$

где U - напряжение на дуге, В;

I - сила тока, А;

η_u - эффективный коэффициент полезного действия процесса нагрева (изменяется в следующих пределах: 0,70 ÷ 0,85 - при сварке открытой дугой металлическими электродами, 0,90 ÷ 0,99 - при сварке под флюсом).

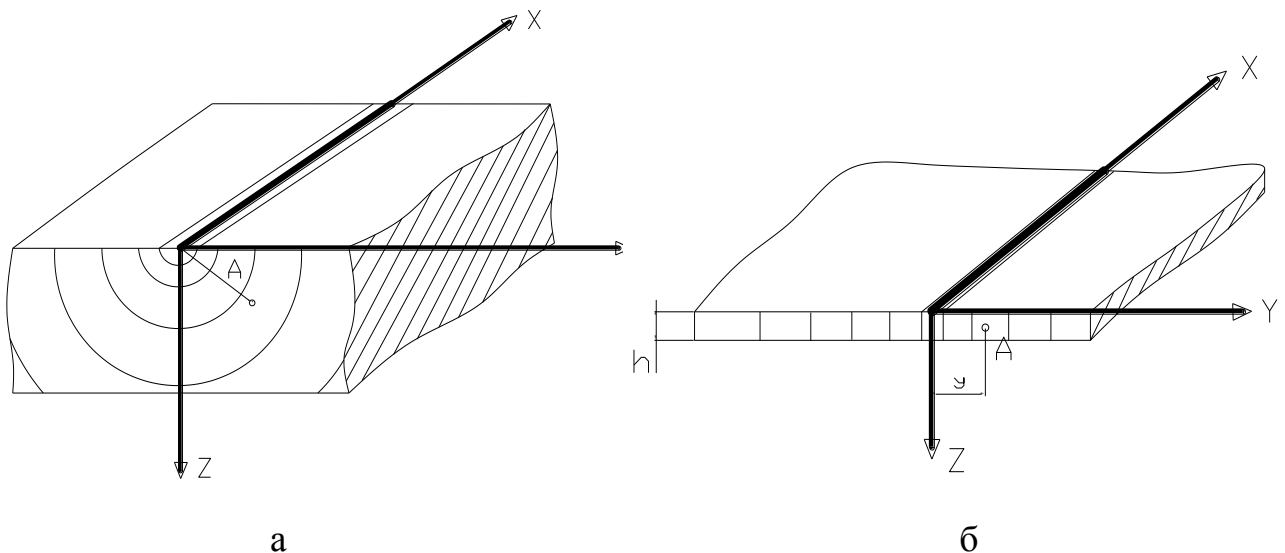


Рисунок 6.2 - Граничные схемы взаимодействия движущегося источника тепла с металлом

а - наплавка дугой валика на массивное изделие; б - сварка листов встык

Модель 2 - дуговая сварка листов встык. Описывается схемой перемещения линейного источника теплоты по бесконечной пластине с теплоотдачей на поверхности и с полным выравниванием температуры по толщине изделия (рисунок 6.2, б). Для данной модели максимальная температура точки металла, находящейся на расстоянии y_0 от оси движения источника, вычисляется согласно соотношению:

$$T_{\max}(y_o) = \frac{0,484q}{\nu c \gamma \delta 2 y_o} \left(1 - \frac{\alpha y_o^2}{\lambda \delta}\right), \quad (6.3)$$

где δ - толщина листа, см;

λ – коэффициент теплопроводности, кал/см·сек·°С;

α – коэффициент теплоотдачи в воздух, кал/см²·сек·°С.

Поскольку реальное распределение температурных полей при сварке труб различной толщины лежит в диапазоне, определенном согласно выражениям (6.1) и (6.3), в качестве результата расчетов принималась средняя арифметическая величина из двух значений.

Таким образом, подставив данные, приведенные в таблицах 6.1 и 6.2 в соотношения (6.1) - (6.3), приняв для второй модели толщину листов равную 5 мм и $\alpha = 0$, получены усредненные размеры областей, обозначенных на рисунке 6.1, при использовании регламентированных в ПАО «Газпром» видов и режимов сварки (таблица 6.3).

Таблица 6.3 - Размеры температурных полей при регламентированных в ПАО «Газпром» видах и режимах сварки, с учетом предварительного подогрева в 50 °С

Вид сварки	Внешняя граница области 1*, мм	Внешняя граница области 2*, мм	Внешняя граница области 3*, мм	Внешняя граница области 4*, мм	Внешняя граница области 5*, мм
РДС	5	7	11	16	24
Механизированная сварка	8	11	17	23	31
Автоматическая сварка (внутренний слой)	3	4	5	6	8
Автоматическая сварка (заполняющие слои)	5	6	8	10	14
Сварка под флюсом	13	17	24	31	41

* Под внешней границей понимается расстояние от зоны сплавления до точки нижней температурной границы рассматриваемой области (температурные интервалы областей приведены в описании рисунка 6.1).

6.1.2 Расчет температурных полей методом конечных элементов в программном комплексе ANSYS

Для проверки результатов, полученных упрощенными аналитическими методами, выполнялось определение температурных полей в программном комплексе ANSYS.

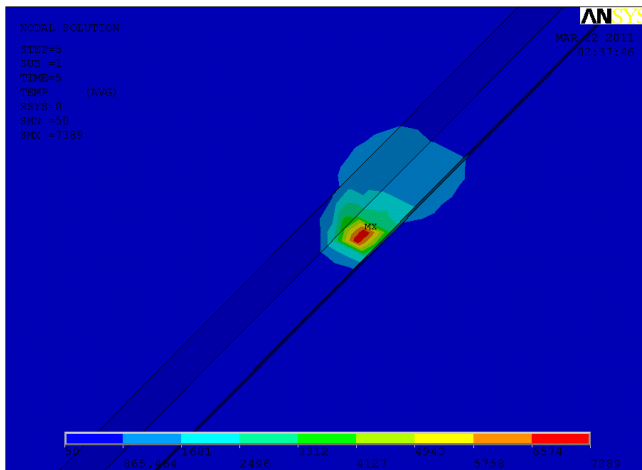
При расчетах принимались следующие допущения:

- геометрическая модель упрощалась до плоской;
- свойства материала считались неизменяемыми в процессе нагрева;
- разделка кромок для всех видов сварки задавалась V-образной, с величиной притупления, равной 2 мм.

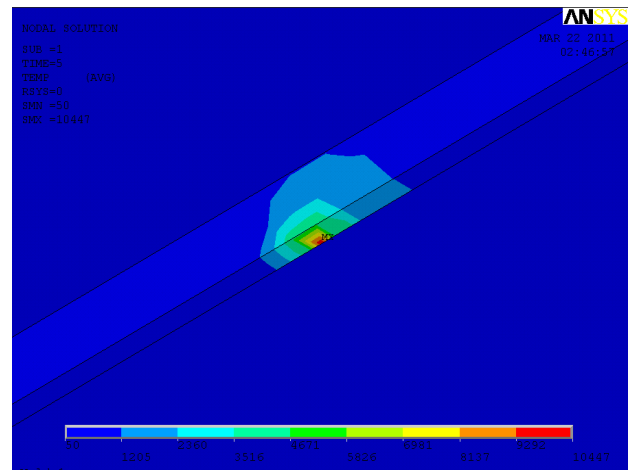
Для разбиения геометрической модели использовался элемент Solid87, являющийся предпочтительным при получении нерегулярной сетки конечных элементов [12, 81]. Он состоит из 10 узлов, имеющих по одной степени свободы – значение температуры.

Определение температурных полей выполнялось путем нестационарного теплового анализа. Моделируемому телу в форме пластины толщиной 10 мм задавались теплофизические характеристики из таблицы 6.2, а температура предварительного подогрева принималась равной 50 °С. Процесс сварки воспроизводился посредством генерации тепла в течение 5 секунд со скоростью движения источника, соответствующей выбранному виду сварки.

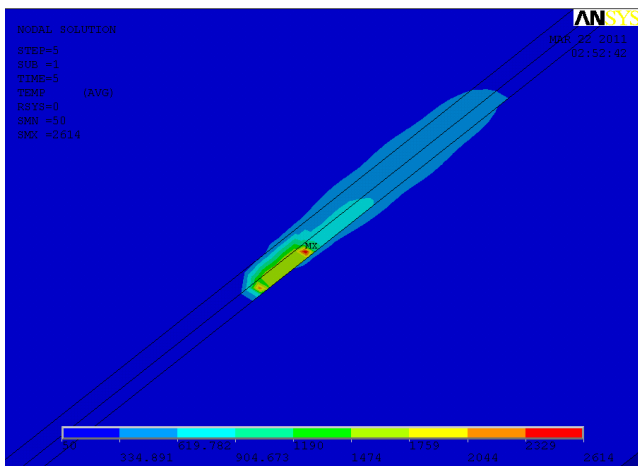
Результаты, полученные на 5 секунде прохождения источника тепла, приведены на рисунке 6.3. Из представленных данных видно, что сварочная ванна имеет температуру гораздо выше возможной. Объясняется это тем, что теплофизические характеристики при моделировании принимались постоянными, то есть не рассматривался отвод энергии тепла на плавление металла, его свойства при нахождении в жидком состоянии и т. д. Однако практика инженерных расчетов распределения тепловых потоков показывает, что не смотря на принятые допущения, данный подход позволяет получать сведения о температуре вокруг сварочной ванны сопоставимые с реальными.



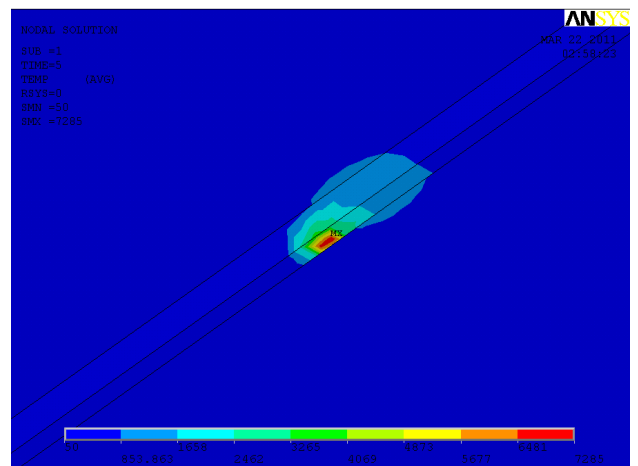
а



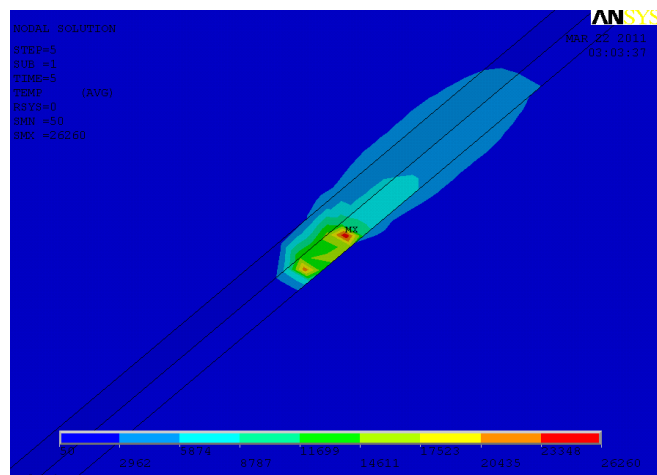
б



в



г

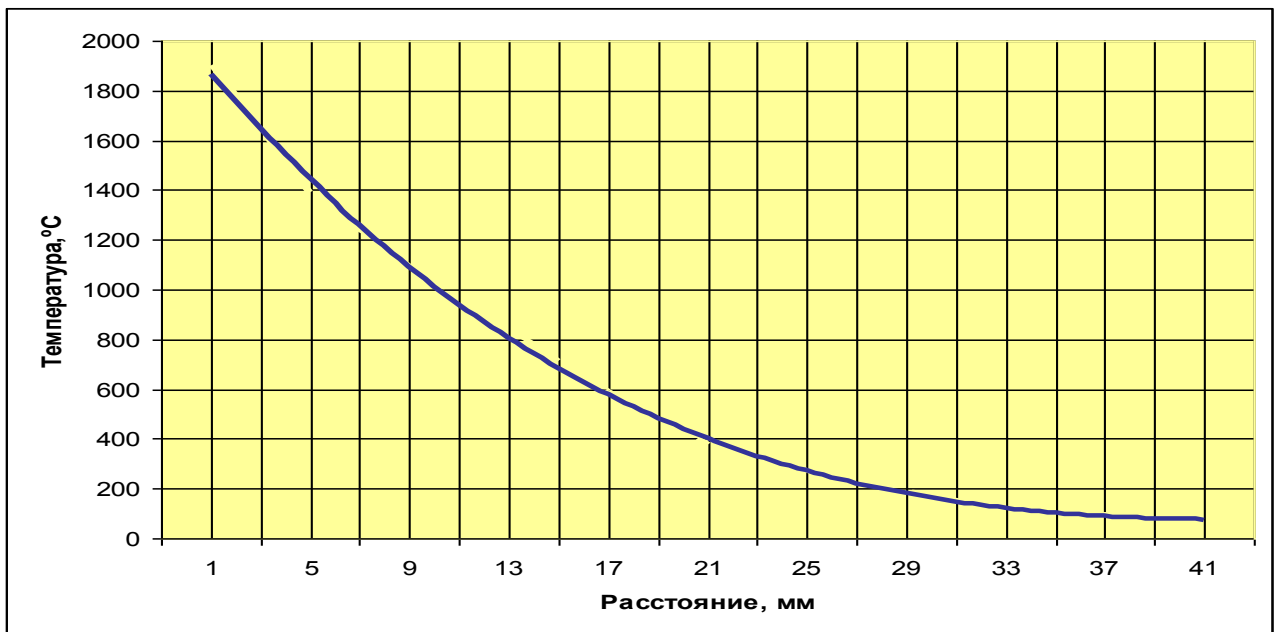


д

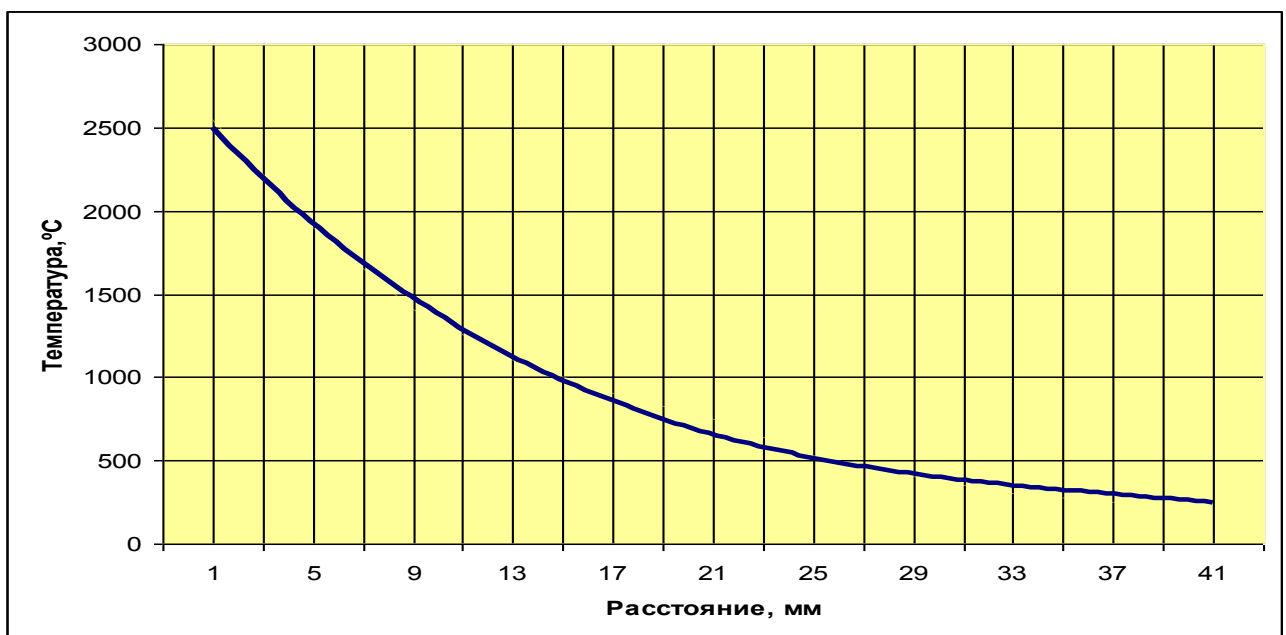
Рисунок 6.3 - Распределение температурных полей на поверхности изделия при различных видах сварки

а - РДС; б - механизированная сварка; в - автоматическая сварка (корневой проход); г - автоматическая сварка (заполняющий проход); д - сварка под флюсом

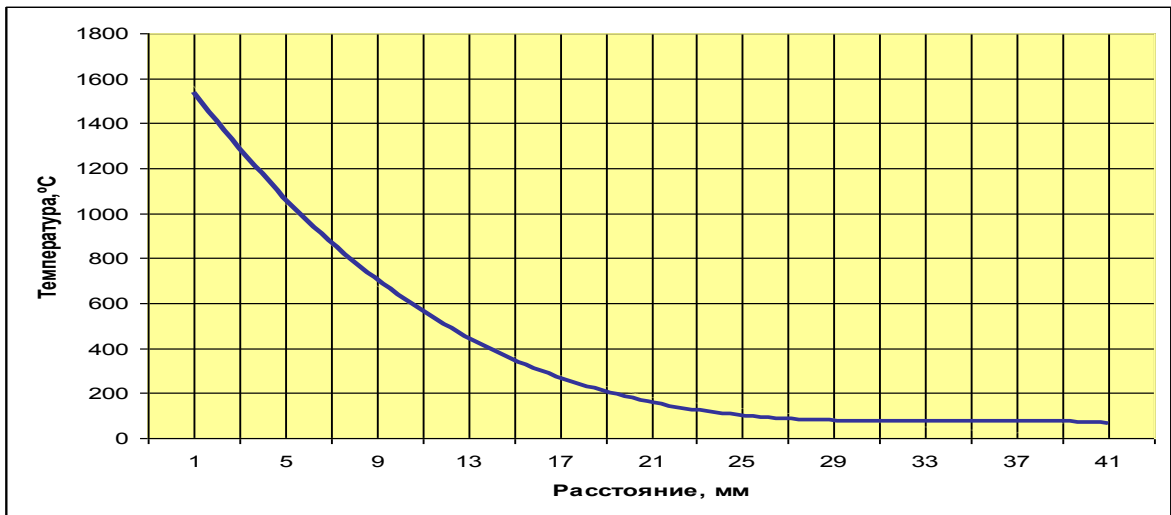
С целью детального анализа полученных результатов выполнялось построение температурных графиков для одной из кромок, по мере удаления от сварочной ванны в направлении перпендикулярном движению источника (рисунок 6.4). Чтобы по возможности исключить некорректные значения, получаемые при расчетах температур в зоне, где металл находится в расплавленном состоянии, начальная точка смещалась на 1 мм от границы раздела кромок.



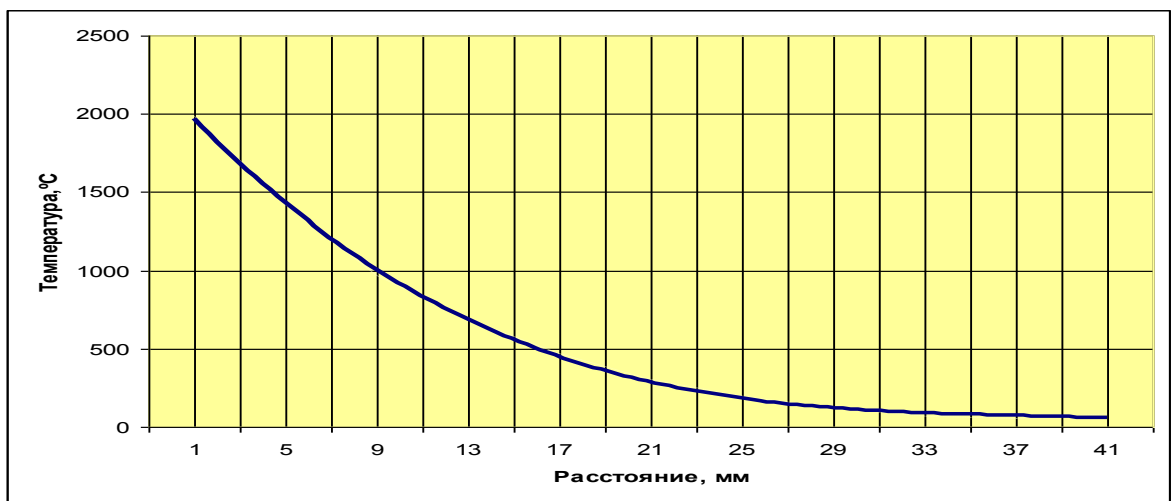
а



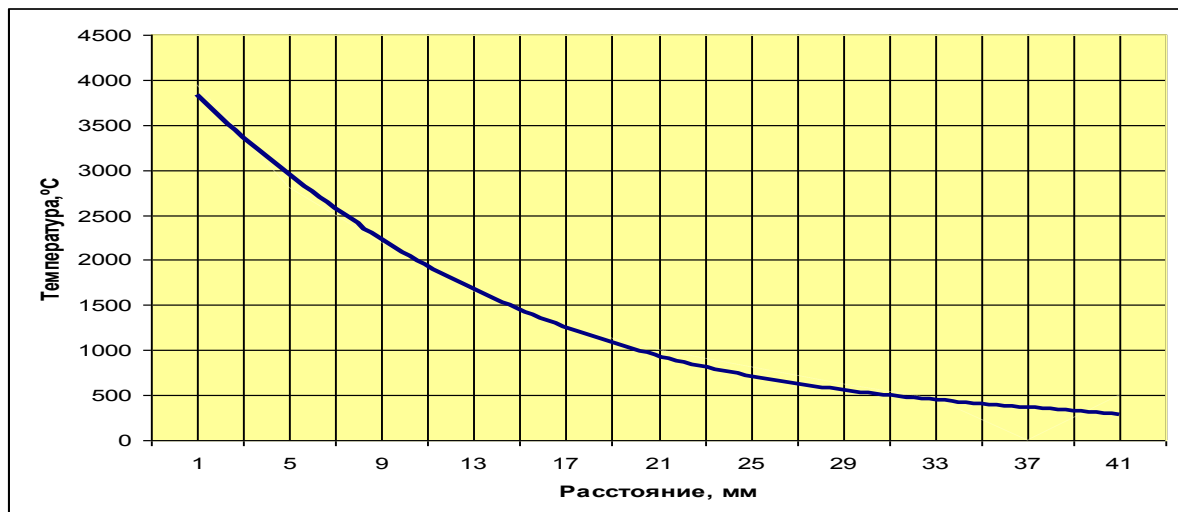
б



В



Г



Д

Рисунок 6.4 - Графики изменения температуры, по мере отдаления от зоны сварки
 а - РДС; б - механизированная сварка; в - автоматическая сварка (корневой проход); г - автоматическая сварка (заполняющий проход); д - сварка под флюсом

Как видно из представленных графиков, использование программного комплекса ANSYS дало результаты схожие с полученными аналитическими методами (см. таблицу 6.3), что позволило сделать вывод об их достоверности.

Опираясь на проведенные исследования, выполнялась оценка влияния, которое может оказывать термическое воздействие при сварке на протекавшие ранее в металле деградационные процессы. Или, другими словами, как поврежденность металла в зоне сварки способна повлиять на работоспособность отремонтированного сваркой участка трубы.

Как уже отмечалось в главе 3, применительно к эксплуатируемым газопроводам следует выделять три основных негативных процесса, происходящих в металле: упрочнение, образование и развитие микротрещин, и старение (в том числе деформационное).

Упрочнение. Данное явление, в основе которого лежит протекание микропластических деформаций, как известно, до определенной стадии не является критическим, способным негативно сказаться на эксплуатационных характеристиках металла [54, 57, 123]. Термическое же влияние сварки в областях с 1 по 5 (см. рисунок 6.1) должно привести к очищению сформированной в процессе эксплуатации дислокационной структуры металла, вследствие протекания фазовых превращений и процесса рекристаллизации [83, 118].

Для ремонта труб в настоящее время используется преимущественно ручная дуговая, а в особых случаях механизированная сварка (размер области 5: $24 \div 31$ мм). В тоже время остаточная толщина стенки под завариваемым дефектом, как правило, не превышает $10 \div 15$ мм. То есть, под дефектом, а также по его периметру, где фиксируются максимальные остаточные сварочные напряжения и деформации, не следует ожидать негативного влияния накопленного упрочнения металла на работоспособность отремонтированного участка трубы. По мере отдаления от зоны сварки, туда, где температура не достигает точки начала рекристаллизации металла, накопление структурных дефектов в результате воздействия термического цикла может продолжиться, но учитывая, что уровень данного воздействия на таком расстоянии от сварного шва

не велик, подобные изменения в большинстве случаев должны быть не существенными.

Образование микротрещин. Появление данного типа дефектов является результатом исчерпания запаса пластичности в локальной зоне металла и приводит к резкому падению его эксплуатационных характеристик. Термическая обработка, не достигающая температуры плавления металла, не способна устранить образовавшиеся несплошности [9, 118], а от воздействия остаточных сварочных напряжений и деформаций следует ожидать ускоренного развития таких дефектов.

В результате, в областях с 1 по 4 (размер области 4: $16 \div 23$ мм), примыкающих к сварному шву, должно происходить максимальное разупрочнение металла при наличии в нем исходных микротрещин. Вследствие этого, при выполнении ремонта с применением сварочных технологий отдельного внимания заслуживает зона под дефектом, поскольку и условия эксплуатации там наиболее жесткие, что определяет преимущественное накопление в ней поврежденности, и негативное влияние термического цикла сварки максимально.

Старение. В начале раздела при описании характерных изменений, происходящих в металле по мере отдаления от сварного шва, отмечалось, что само наложение термического цикла может вызывать в определенных зонах протекание процесса старения. Данный факт, безусловно, негативно сказывается на сопротивляемости разрушению отремонтированного участка трубы. Вдобавок старение, произошедшее в дефектной или около дефектной зоне до выполнения сварочных работ, способно привести к еще большему снижению работоспособности сварного соединения. Поскольку выделение углерода на границы зерен приводит к охрупчиванию металла, это может стать причиной образования горячих и холодных трещин.

В свою очередь, нагрев в областях с 1 по 3 (размер области 3: $11 \div 17$ мм) вызывает протекание в металле полных фазовых превращений, что должно способствовать устранению образовавшихся карбидных выделений. Однако

времени пребывания в этих температурных границах может оказаться недостаточно для формирования исходной структуры. Поэтому установить путем теоретического анализа однозначное влияние следов старения в металле на сопротивляемость разрушению сварных соединений затруднительно.

Корректность представленной аналитической оценки устанавливалась экспериментальным путем.

6.2 Экспериментальная оценка эффективности применения сварочных технологий для ремонта труб с различным состоянием металла в дефектной зоне

Представленные ниже исследования проводились для решения двух задач. Во-первых, планировалось на практике проверить сформулированные в предыдущем разделе предположения о влиянии состояния металла в зоне сварки на работоспособность сварных соединений. А во-вторых, в рамках проводимых экспериментов следовало оценить эффективность рассмотренного в 3 главе способа неразрушающей экспресс-оценки текущего состояния металла применительно к распространенной при строительстве газопроводов стали контролируемой прокатки X70.

6.2.1 Эффективность ремонта дефектов потери металла сваркой

Влияние состояния металла в зоне сварки на сопротивляемость отремонтированных участков разрушению оценивалось на стали X70. Такой выбор обусловлен тем, что из данной стали построена значительная часть наиболее ответственных магистральных газопроводов ЕСГ. Причем сооружены они, как правило, из толстостенных труб Ду 1400 мм, которые, с одной стороны, характеризуются высокой дефектностью (в том числе образованием стресс-коррозионных дефектов), а с другой стороны, учитывая их стоимость, нуждаются в максимально эффективном ремонте.

Для проведения экспериментальных исследований из трубы стали X70, Ду 1400 мм, толщиной стенки 16,5 мм, находящейся в аварийном запасе, вырезались темплеты. Химический состав и свойства стали X70 приведены в таблицах 6.4, 6.5 [139].

Таблица 6.4 - Химический состав стали X70

C	Mn	Si	S	P	Cr	Ni	Cu	V	Nb	Al	N	Ti	Mo
0,09	1,62	0,22	0,005	0,012	0,02	0,016	0,016	0,072	0,039	0,034	0,007	0,015	0,22

Таблица 6.5 - Механические характеристики стали X70

σ_B , МПа	σ_T , МПа	δ , %	Ударная вязкость, КСУ ⁻⁶⁰ , Дж/см ²	Ударная вязкость, КСВ ⁻²⁰ , Дж/см ²	Процент волокна в изломе, %
588	412	20	49	78,5	80

Перед началом испытаний выполнялись замеры микротвердости на поверхности темплетов с использованием разработанного портативного диагностического комплекса, согласно рассмотренной в 4 главе технологии. Единственным нюансом, на котором следует остановиться – это выбор усилия вдавливания индентора. В разделе 3.1 отмечалось, что для обеспечения максимальной достоверности и чувствительности измерений желательно, чтобы полученный отпечаток как по диаметру, так и по глубине не превышал размер зерна металла. Поскольку в стали X70 данный параметр колеблется в районе $4 \div 8$ мкм [139], для выполнения микровдавливаний выбиралась минимально возможная нагрузка на индентор в 10 г, которая позволила добиться отпечатков размером около $3 \div 4$ мкм.

Результаты замеров приведены на рисунке 6.5.

Разработанная программа исследований заключалась в изготовлении образцов с искусственными дефектами типа потери металла, формировании в зонах вышлифовок различного состояния металла, последующем ремонте образцов с применением регламентированных технологий сварки и испытании на циклическую трещиностойкость.



Рисунок 6.5 - Гистограмма распределения значений микротвердости стали X70 в исходном состоянии

С целью соблюдения всех особенностей нагружения газопровода внутренним давлением, а также для воспроизведения существующей технологии заварки дефектов на трубах, испытательные образцы изготавливались согласно конструкции, рассмотренной в разделе 2.2.

На первом этапе выполнялась подготовка сегментов для данных образцов. В центральной части сегментов при помощи универсального фрезерного станка с ЧПУ БДМ80ШФ2 делались плоские вышлифовки максимальной глубиной 40% от толщины стенки.

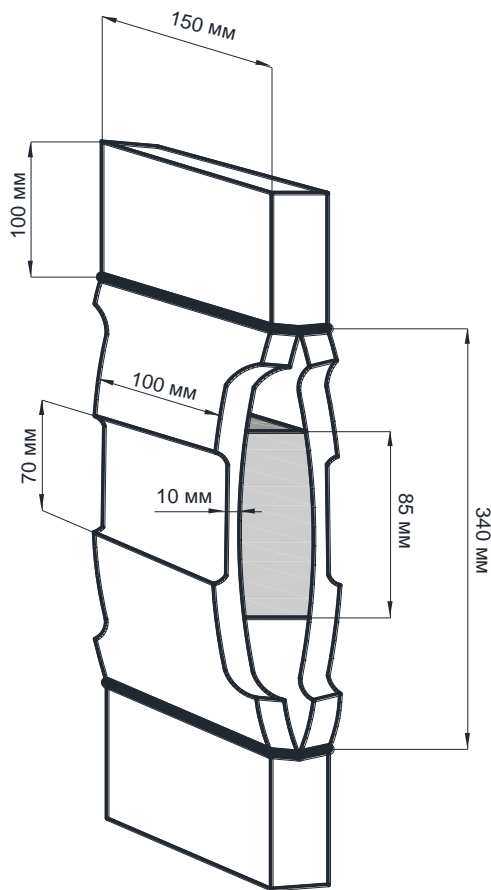
Различное состояние металла в зонах вышлифовок формировалось следующим образом.

Для получения образцов сравнения 2 сегмента были оставлены в исходном состоянии.

Для изготовления образцов с состаренным металлом 4 сегмента термически обрабатывались с параметрами: $T_{max} = 350 \text{ } ^\circ\text{C}$, $V_{нагрева} = 10 \text{ } ^\circ\text{C/мин}$, $t_{выдержки} = 30 \text{ мин}$, охлаждение в печи.

Для создания в вышлифовках различного уровня поврежденности изготавливались 3 испытательных образца, имевших представленную в разделе 2.2 конструкцию. Материал и размеры вставки и приварных пластин, а

также технология приварки пластин к сегментам были аналогичны рассмотренным в указанном разделе. Параметры и общий вид подготовленных к испытаниям образцов приведены на рисунке 6.6. Во избежание влияния концентраторов напряжения на процесс накопления поврежденности поверхность вышлифовок полировалась до шероховатости $Ra \approx 0,1$ мкм.



а



б

Рисунок 6.6 – Параметры подготовленных к испытаниям образцов
а – геометрические размеры образцов; б – общий вид подготовленного образца

Образцы нагружались по следующей программе:

- 1 группа (1 образец): для создания в зоне вышлифовок упрочненного металла производилось циклическое нагружение с параметрами $F_{max} = 74$ тс, $F_{min} = 37$ тс (соответствует $\sigma_{max} = 370$ МПа, $\sigma_{min} = 185$ МПа в области максимального утонения сегментов), в течение 100 000 циклов;

- 2 группа (2 образца): для зарождения в зоне вышлифовок микротрещин производилось циклическое нагружение с параметрами $F_{max} = 90$ тс, $F_{min} = 45$ тс (соответствует $\sigma_{max} = 450$ МПа, $\sigma_{min} = 225$ МПа в области максимального утонения сегментов), в течение 150 000 циклов.

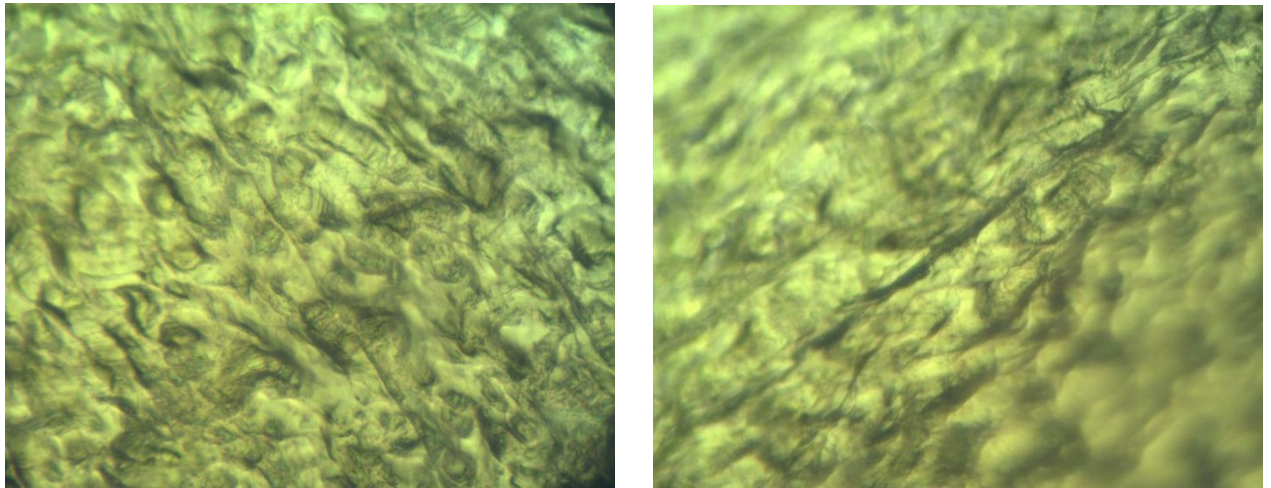
Для определения изменений, произошедших в зоне вышлифовок в результате термической обработки сегментов и механического нагружения образцов, проводились оптические и электронно-микроскопические исследования.

Поиск микротрещин на поверхности вышлифовок образцов 2-ой группы производился под микроскопом Levenhuk DTX-50.

Электронная микроскопия на установке Jeol JEM-200СХ для обнаружения следов старения выполнялась на отдельном миниатюрном образце, который подвергся аналогичной сегментам термообработке. Такой подход применялся, поскольку существующая технология проведения анализа предусматривает вырезку исследуемого фрагмента, а это нарушило бы целостность подготовленных для последующих испытаний сегментов.

Полученные результаты показали правильность выбранных температурных и механических воздействий и определили зарождение микротрещин на поверхности всех вышлифовок в образцах 2-ой группы (рисунок 6.7), а в термообработанном образце - выделение избыточного углерода на границах зерен (рисунок 6.8).

Затем, в зонах максимального утонения вышлифовок, металл в которых находился в четырех различных состояниях (исходном, упрочненном, состаренном, и с микротрещинами), а также в соседних с вышлифовками зонах образцов 1-й и 2-ой группы выполнялись замеры микротвердости с использованием микротвердомера «MicroLab-Z¹». Поскольку из-за конструктивных особенностей испытательных образцов не представлялось возможным устойчивое закрепление разработанного механизированного блока для подготовки поверхности, данная операция производилась шлифовальной машинкой.

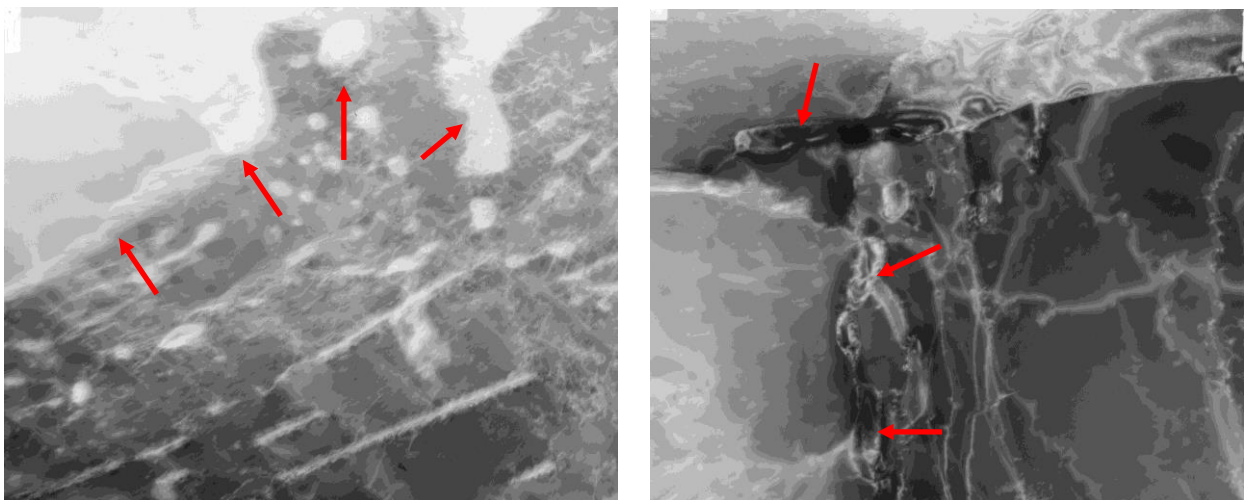


а

б

Рисунок 6.7 - Поверхность вышлифовок в образцах 2-ой группы после нагружения (x135)

а, б – зарождение микротрещин



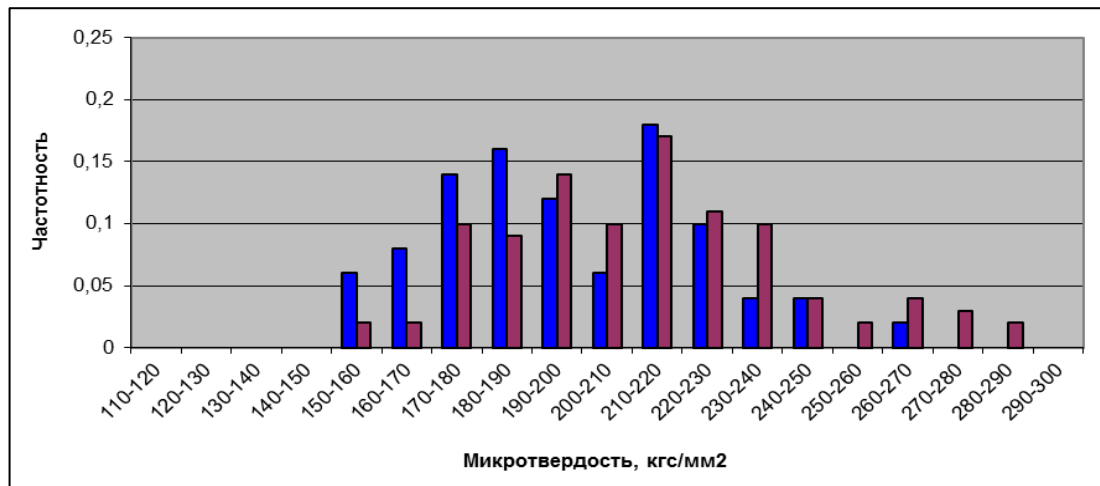
а

б

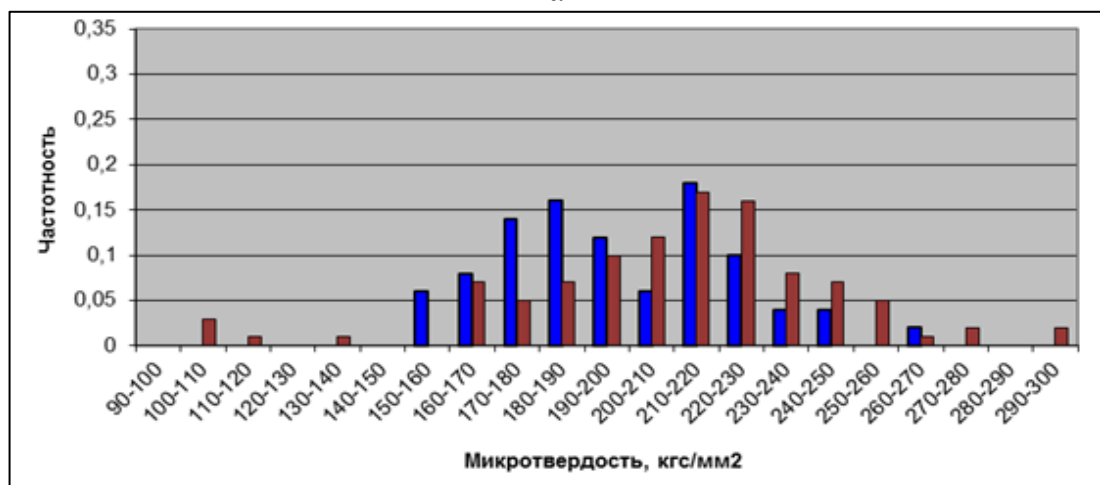
Рисунок 6.8 – Структура металла термообработанного образца (x 15 000)

а, б – признаки старения металла (скопления карбидных включений на границе ферритных зерен)

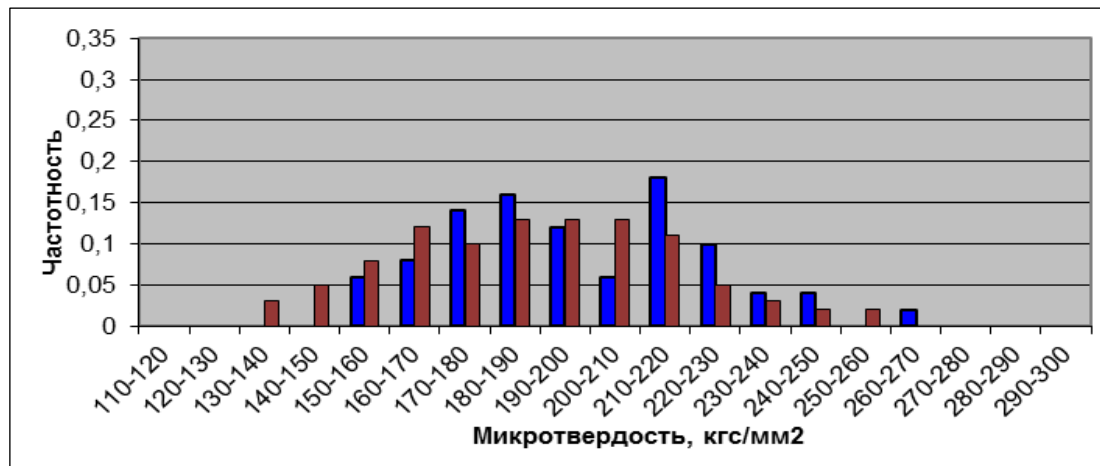
Результаты измерений приведены на рисунках 6.9 – 6.10. Для большей наглядности распределения микротвердости в металле после термического и механического воздействия приведены совместно с выборками в исходном состоянии, полученными в соответствующих областях и при аналогичных условиях.



а



б



в

Рисунок 6.9 - Гистограммы распределения микротвердости на поверхности вышлифовок различных образцов

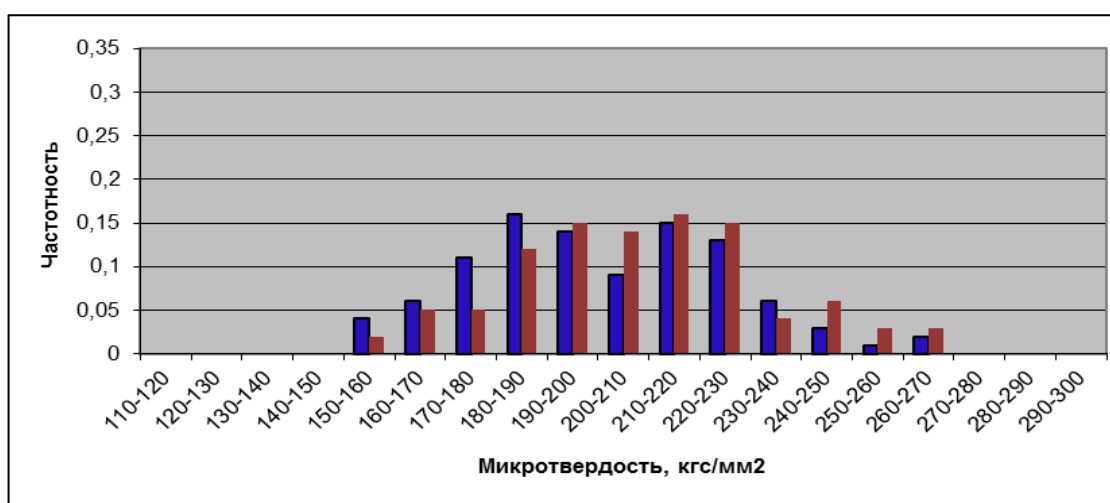
а: ■ – исходное состояние; ■ – после нагружения образца из 1-ой группы

б: ■ – исходное состояние; ■ – после нагружения образца из 2-ой группы

в: ■ – исходное состояние; ■ – после термической обработки



а



б

Рисунок 6.10 - Гистограммы распределения микротвердости вне вышлифовок различных образцов

а: ■ – исходное состояние; ■ – после нагружения образца из 1-ой группы

б: ■ – исходное состояние; ■ – после нагружения образца из 2-ой группы

Из представленных данных видно, что сравнение распределений микротвердости во всех случаях позволяет правильно идентифицировать состояние анализируемого металла, согласно установленным в 3 главе критериям.

Так, можно увидеть, что в зоне вышлифовок образцов 1-ой группы не произошло критических изменений. Зафиксировано лишь некоторое упрочнение металла, о чем свидетельствует появление массива более высоких значений микротвердости, по сравнению с исходным распределением (рисунок 6.9, а).

Отдельно следует отметить, что относительно небольшая степень упрочнения нагруженных образцов 1-ой группы объясняется высокой исходной плотностью структурных дефектов в стали X70 и, соответственно, ограниченной возможностью дальнейшего ее повышения.

Совсем иная картина наблюдается у образцов из 2-ой группы (рисунок 6.9, б). В распределении микротвердости металла после нагружения появились отдельные провалы значений, которые, как показано в разделе 3.1.3, являются следствием попадания индентора в микротрещины.

Данные, полученные на термически обработанных сегментах, также позволили идентифицировать произошедшие изменения (рисунок 6.9, в): плавное снижение массива значений микротвердости относительно исходных минимальных величин свидетельствует о наличии в металле следов старения.

Таким образом, результаты замеров показали, что разработанный способ неразрушающей качественной оценки текущего состояния металла, реализуемый с применением портативного диагностического комплекса, может быть эффективно использован для исследования сталей контролируемой прокатки со сложной мелкозернистой структурой.

В свою очередь, из рисунка 6.10 видно, что металл вне вышлифовок как после нагружения образцов 1-ой группы, так и после нагружения образцов 2-ой группы, не претерпел каких-либо существенных, а тем более критических изменений. Данный факт свидетельствует о том, что при анализе целесообразности ремонта дефектов сваркой в первую очередь необходимо оценивать поврежденность металла в зоне максимального утонения стенки трубы.

Следующий этап исследований заключался в изготовлении образцов с отремонтированными сваркой дефектами и их испытании на циклическую трещиностойкость.

Для этой цели использовались рассмотренные выше сегменты труб. Параметры образцов соответствовали представленным на рисунке 6.6, с той лишь

разницей, что один из сегментов находился в исходном состоянии и не содержал вышлифовки.

Поскольку для формирования в металле микротрещин и упрочненных зон часть сегментов уже была сварена в образцы, они демонтировались.

Всего для испытаний подготовили 12 образцов, разделенных на 4 группы:

- 1 группа (2 образца): образцы содержали сегмент с вышлифовкой в исходном состоянии;
- 2 группа (2 образца): образцы содержали сегмент с вышлифовкой, в зоне которой металл был упрочнен;
- 3 группа (4 образца): образцы содержали сегмент с вышлифовкой, в зоне которой имелись микротрещины;
- 4 группа (4 образца): образцы содержали сегмент с вышлифовкой, подвергнутый старению.

После этого производилась заварка вышлифовок с использованием ручной дуговой сварки. Для выполнения заполняющих и облицовочного слоев применялись электроды марки LB-62D диаметром 3,2 мм с основным покрытием. Заварка велась постоянным током обратной полярности с параметрами $I = 100$ А, $U = 22$ В, $V = 35$ см/мин по встречно-симметричной схеме (рисунок 6.11) с перекрытием швов 2 - 3 мм. Выбранная технология и материалы удовлетворяли требованиям раздела 11.8 из СТО Газпром 2-2.3-137 [150], регламентирующего проведение ремонта сваркой поверхностных несквозных дефектов труб.



Рисунок 6.11 - Последовательность и направление заполняющих слоев при наплавке вышлифованных зон

Усиление шва в отремонтированных зонах снималось с использованием болгарки (рисунок 6.12).



Рисунок 6.12 - Общий вид образца с заваренной вышлифовкой

Затем, в центральной части всех заварок поперек оси наносился трещиноподобный концентратор напряжений длиной 40 мм, глубиной 6 мм, толщиной 0,2 мм.

Подготовленные образцы циклически нагружались с параметрами $\sigma_{max} = 250$ МПа, $\sigma_{min} = 100$ МПа до разрушения.

Результаты испытаний приведены на рисунке 6.13.

Анализируя полученные данные можно увидеть, что трещиностойкость образцов 2-ой группы, у которых в области вышлифовок зафиксировано наличие упрочненных зон, находится на том же уровне, что и у образцов с сегментами в исходном состоянии. Наблюдается даже некоторое увеличение циклической долговечности, что может быть объяснено локальным повышением прочностных характеристик металла вследствие протекания микропластических деформаций, при сохранении его пластических свойств. Для изломов образцов этой группы

была характерна ровная поверхность матового цвета, свидетельствующая о стабильном, вязком распространении трещины (рисунок 6.14, а).

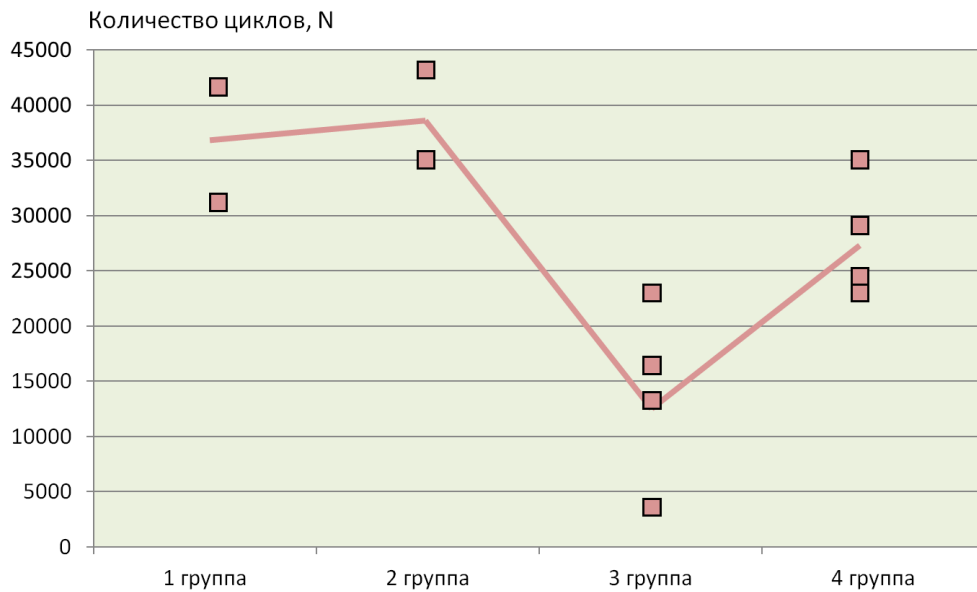


Рисунок 6.13 - Сводные результаты испытаний образцов 1 - 4 группы



а



б



в

Рисунок 6.14 – Изломы образцов 2 - 4 группы после циклического нагружения
а – образец 2-ой группы; б – образец 3-ей группы; в – образец 4-ой группы

Трещиностойкость образцов 3-ей группы, где в областях вышлифовок зародились микротрещины, критически упала. Некоторые образцы оказались, по сути, абсолютно неработоспособными, снизив свою долговечность на 90%, по сравнению базовыми значениями. На изломах в зоне сплавления сварного шва с основным металлом наблюдалось множественное трещинообразование, приведшее в ряде случаев к образованию расслоений (рисунок 6.14, б). Полученная картина показала крайне негативное влияние термического цикла сварки на сопротивляемость разрушению поврежденного металла, которое выражается, по видимому, в страгивании и ускоренном развитии микротрещин от воздействия сварочных напряжений и деформаций.

Отремонтированные образцы 4-ой группы имели долговечность значительно более высокую, чем образцы, содержащие микротрещины, но в тоже время на 20 ÷ 30 % ниже, чем у образцов с сегментами трубы в исходном состоянии. Изучение изломов показало значительное сокращение стадии стабильного вязкого распространения трещин и возникновение хрупких сколов металла (рисунок 6.14, в). Приведенные сведения свидетельствуют о том, что структурно-фазовые превращения и рекристаллизация, происходящие в зоне термического влияния при сварке, все-таки не способны полностью устранить последствий старения металла.

По результатам проведенного анализа сделан вывод, что для получения надежных и долговечных сварных соединений соблюдение регламентированных, отработанных технологий сварки является недостаточным условием. Огромное влияние на эффективность данного процесса оказывает состояние свариваемого металла. В частности, критериями целесообразности применения сварочных технологий являются: отсутствие в металле микротрещин и признаков старения.

В тоже время, касательно ремонта сваркой дефектных областей, содержащих следы старения, следует отметить, что, несмотря на пониженную работоспособность отремонтированных участков в зоне термического влияния, сам сварной шов, очевидно, будет обладать удовлетворительными эксплуатационными характеристиками. То есть, данный метод ремонта в

результате повысит несущую способность конструкции и в определенных случаях допустим в качестве временной меры.

Выполненные исследования также показали, что для определения целесообразности применения сварочных технологий при ремонте и соединении труб после эксплуатации могут эффективно использоваться разработанный способ неразрушающей экспресс-оценки текущего состояния металла и служащий для этой цели портативный диагностический комплекс.

6.2.2 Эффективность ремонта трещин сваркой

В настоящее время в ПАО «Газпром» не находит широкого распространения применение сварки для ремонта дефектов труб. Это утверждение в первую очередь относится к трещинам, ремонт которых данным способом зачастую запрещен действующей нормативно-технической документацией [78].

В свою очередь, принимая во внимание масштабы распространения коррозионного растрескивания газопроводов ЕСГ, сдерживание в использовании сварочных технологий для устранения данных дефектов приводит к тому, что при выполнении капитального ремонта участков ЛЧ МГ количество забракованных труб зачастую превышает 60 - 70%. Подобный объем брака вызывает не только колоссальные издержки при проведении ремонтных работ, но и срывы сроков, и вообще прекращение работ, в связи с нехваткой материально-технических ресурсов.

Результаты исследований, представленные в предыдущем разделе, показали, что работоспособность сварных соединений определяется не только соблюдением сварочных технологий, но и исходной поврежденностью металла. Отсюда методически более грамотным представляется определение ремонтпригодности дефектных участков труб сваркой исходя из состояния металла в рассматриваемой зоне, а не из типа или размера ремонтируемого дефекта.

Оценивая перспективы такого подхода уместно предположить, что многие трещины (в том числе и стресс-коррозионные) могут быть без каких-либо ограничений отремонтированы сваркой. Данное заключение вытекает из эксплуатационных особенностей газопроводов и существующей технологии устранения дефектов на трубах.

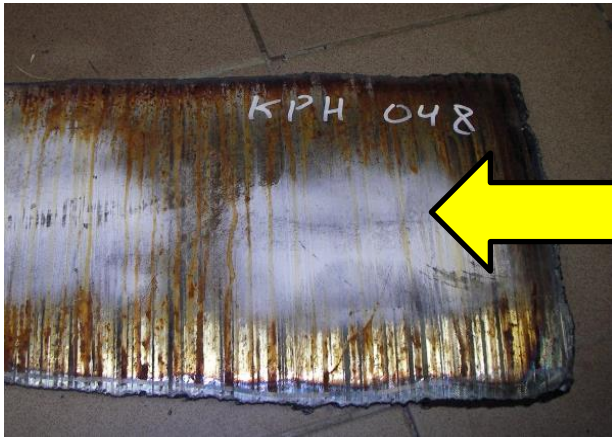
Известно, что все негативные и деграционные процессы, протекающие в стенке газопровода в процессе эксплуатации, сконцентрированы, прежде всего, в приповерхностных слоях труб. То есть, поврежденность металла, которая могла стать причиной зарождения трещины на поверхности трубы, не обязательно будет сохраняться по мере отдаления от нее. В свою очередь, ремонт трещин сваркой предусматривает предварительную вышлифовку дефекта до глубины, на 0,5 мм превышающей фактическую [148, 150]. Значит, металл в зоне подготовленной под сварку вышлифовки может находиться в удовлетворительном состоянии.

Для экспериментальной проверки эффективности изложенного подхода к применению сварки для ремонта трещин проводились лабораторные и полигонные испытания.

В рамках лабораторных испытаний из труб стали X70, Ду 1400 мм, толщиной стенки 16,5 мм, находящихся 24 года в эксплуатации на газопроводе «Ямбург – Елец II», вырезались темплеты как содержащие стресс - коррозионные трещины, так и не содержащие дефектов по данным приборного обследования (рисунок 6.15). Металл вырезался из разных труб, но с одного участка длиной около 50 м.

В предыдущем разделе представлено распределение значений микротвердости такой же стали, но из трубы в исходном состоянии (рисунок 6.5), которое для данных исследований принималось за базовое.

На первом этапе выполнялось получение микротвердости на поверхности обоих вырезанных темплетов с использованием разработанного портативного диагностического комплекса. Результаты замеров приведены на рисунке 6.16. Для наглядности они отображены совместно с базовой выборкой.



а



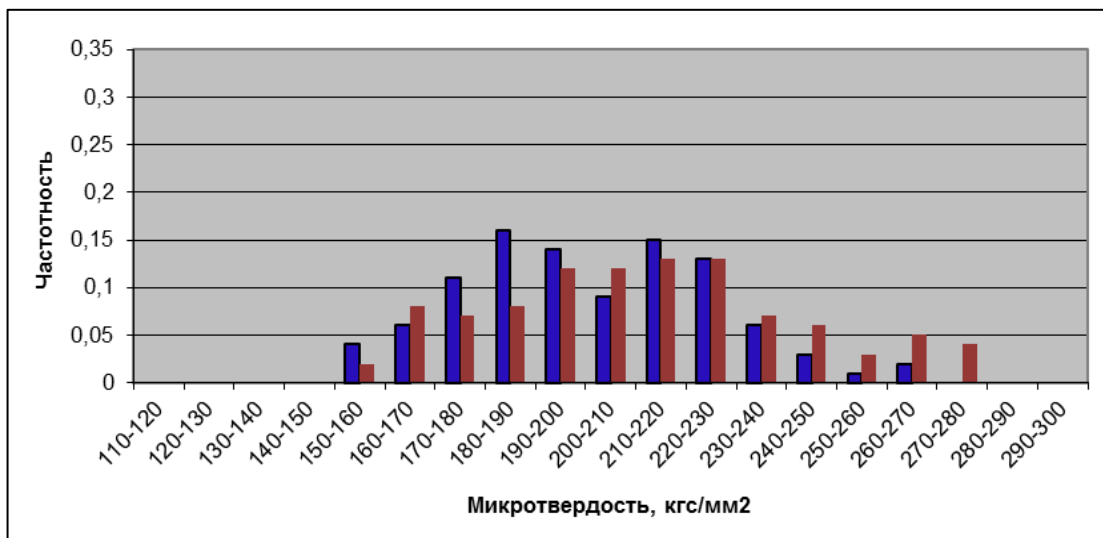
б



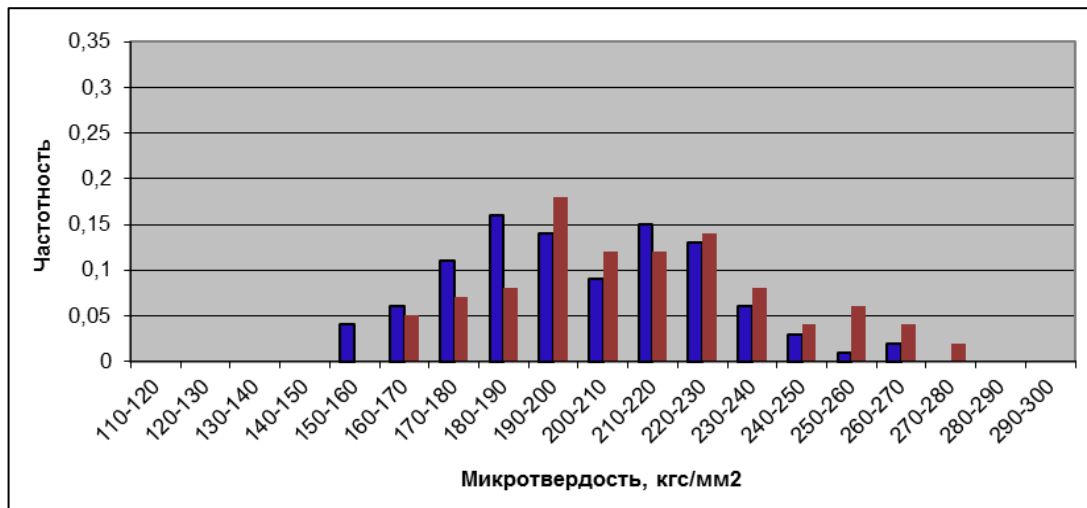
в

Рисунок 6.15 - Темплеты из трубы стали X70

а, б – темплет, содержащий стресс-коррозионные дефекты; в – бездефектный темплет



а



б

■ – исходное состояние; ■ – после эксплуатации

Рисунок 6.16 - Гистограммы распределения микротвердости на поверхности трубы стали X70 в исходном состоянии и после эксплуатации

а - темплет после эксплуатации с дефектами КРН; б - темплет после эксплуатации без дефектов

Анализ результатов показал, что по сравнению с исходным состоянием в темплетях после эксплуатации обнаруживаются упрочненные зоны металла. В тоже время, каких либо критических изменений (протекания процесса старения или образования микротрещин) обнаружить не удалось. Причем, подобная картина отмечена как на бездефектном темплете, так и на темплете, подверженном коррозионному растрескиванию.

Целью настоящей работы не являлось исследование взаимосвязи образования стресс-коррозионных трещин и накопленной в металле поврежденности, поэтому результат, свидетельствующий, что металл в зоне дефектов КРН находится в удовлетворительном состоянии, оставляется без комментариев.

Далее темплеты использовались для изготовления испытательных образцов по конструкции и размерам соответствующих представленным на рисунке 6.6, только без вышлифовок.

Подготавливалось две группы образцов:

- I группа (2 образца): образцы, в которых один сегмент вырезался из темплета, содержащего стресс-коррозионные дефекты, а другой – из трубы стали X70, находящейся в исходном состоянии;

- II группа (2 образца): образцы, в которых один сегмент вырезался из бездефектного темплета после эксплуатации, а другой – из трубы стали X70, находящейся в исходном состоянии.

Затем на образцах выполнялась вышлифовка дефектов КРН, показавшая, что трещины в сегментах имели глубину от 0,8 до 3,2 мм.

Методика проведения испытаний предусматривала последующее сравнение значений циклической трещиностойкости образцов разных групп друг с другом, а также с результатами, полученными в предыдущем разделе. Поэтому, было принято решение при удалении коррозионного растрескивания сделать вышлифовки с одинаковыми параметрами: максимальная глубина – 6,5 мм; ширина – 70 мм; профиль поверхности плоский; а кроме того, нанести аналогичные вышлифовки на бездефектных сегментах трубы после эксплуатации (у образцов II группы).

Для оценки состояния металла в зоне максимального утонения сегментов производились замеры микротвердости. В качестве базового распределения использовалась выборка, полученная на аналогичном сегменте трубы без эксплуатации в зоне вышлифовки (см. рисунок 6.9).

Результаты измерений представлены на рисунке 6.17. Из приведенных данных видно, что состояние металла в исследованных зонах в целом соответствует исходному. В некоторых случаях зафиксировано незначительное упрочнение, но каких-либо критических изменений на основании выполненных замеров обнаружить не удалось.

Далее производилась заварка всех вышлифовок. Применяемые для этого материалы, технология и режимы сварки соответствовали приведенным в разделе 6.2.1. После снятия усиления швов в центральной зоне заварок поперек оси сегментов наносились трещиноподобные концентраторы напряжений длиной 40 мм, глубиной 6 мм, толщиной 0,2 мм.



а



б

■ –исходное состояние; ■ – после эксплуатации

Рисунок 6.17 - Гистограммы распределения микротвердости труб стали X70 в зоне вышлифовок в исходном состоянии и после эксплуатации
а - сегмент после эксплуатации, содержащий дефекты КРН; б - сегмент после эксплуатации бездефектный

Для всех подготовленных образцов реализовывалась следующая программа испытаний: циклическое нагружение до разрушения с параметрами, аналогичными выбранным в предыдущем разделе ($\sigma_{max} = 250$ МПа, $\sigma_{min} = 100$ МПа).

В результате, трещиностойкость образцов I группы составила 28 000 и 34 000 циклов, а образцов II группы - 26 000 и 40 000 циклов.

В рамках проведения натурального эксперимента из двух труб стали 17Г1С, Ду 1200 мм, толщиной стенки 12,5 мм, после 21 года эксплуатации, изготавливалась плеть длиной 9 м (рисунок 6.18).



Рисунок 6.18 - Общий вид испытываемой плети

Плеть содержала участки коррозионного поражения различной глубины (от 10 до 50% от толщины стенки), а также несколько зон коррозионного растрескивания глубиной до 30% от толщины стенки (рисунок 6.19).

Подготовка к испытаниям заключалась в ремонте имевшихся на трубах дефектов: коррозионных – методом контролируемой шлифовки, стресс-коррозионных – методом контролируемой шлифовки с последующей заваркой.

Сварка велась постоянным током обратной полярности с параметрами $I = 100\text{A}$, $U = 22\text{ В}$ по встречно-симметричной схеме (рисунок 6.11), с перекрытием швов 2 - 3 мм. Для выполнения заполняющих и облицовочного слоев применялись электроды марки LB-62D диаметром 3,2 мм с основным покрытием. Выбранная технология и материалы удовлетворяли требованиям раздела 11.8 из СТО Газпром 2-2.3-137 [150], регламентирующего проведение ремонта сваркой поверхностных несквозных дефектов труб.

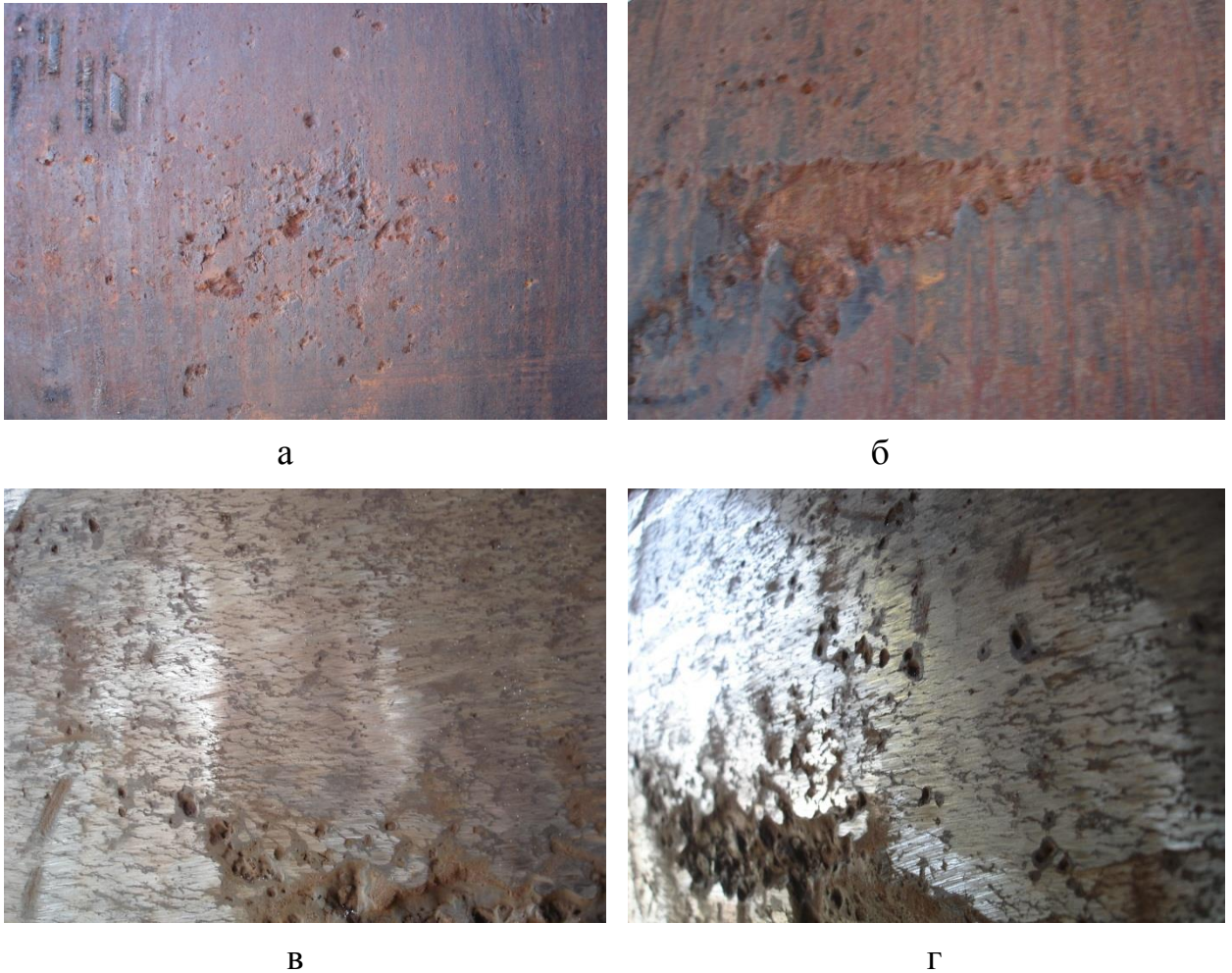


Рисунок 6.19 - Исходные дефекты в трубной плети

а, б – коррозионные дефекты; в, г – стресс-коррозионные дефекты

После проведения операций по шлифовке и заварке плеть содержала 6 отремонтированных дефектов (рисунок 6.20):

- вышлифовка глубиной 30% от толщины стенки, длиной в осевом направлении 180 мм, длиной в кольцевом направлении 130 мм;
- вышлифовка глубиной 40% от толщины стенки, длиной в осевом направлении 250 мм, длиной в кольцевом направлении 120 мм;
- вышлифовка глубиной 50% от толщины стенки, диаметром 150 мм;
- заварка вышлифовки глубиной 30%, длиной в осевом направлении 420 мм, длиной в кольцевом направлении 200 мм;
- заварка вышлифовки глубиной 40%, длиной в осевом направлении 220 мм, длиной в кольцевом направлении 130 мм;

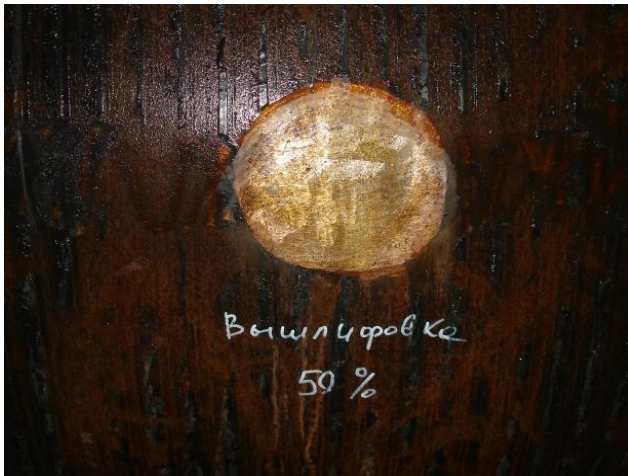
- заварка вышлифовки глубиной 50%, диаметром 150 мм.



а



б



в



г

Рисунок 6.20 - Отремонтированные дефекты на трубной плети
 а, б – ремонт дефектов КРН методом вышлифовки с последующей заваркой;
 в, г – ремонт коррозионных дефектов контролируемой шлифовкой

Реализованная программа испытаний представлена в таблице 6.6.

Нагружение привело к разрыву плети при давлении 8,24 МПа. Разрушение, очаг которого находился в зоне вышлифовки глубиной 40% от толщины стенки (рисунок 6.21), имело преимущественно вязкий характер и было ориентировано строго вдоль оси трубы.

Значения разрушающего давления плети с вышлифовками в 40% и 50%, полученные при использовании соотношений (1.1) и (1.2), составили

соответственно 8,92 и 8,53 МПа. Некоторое снижение фактического разрушающего давления, относительно расчетного, а также разрушение не самого опасного дефекта, может быть объяснено неоднородностью структуры и НДС металла, и неравномерно накопленной в трубах поврежденностью за время эксплуатации.

Таблица 6.6 - Программа испытаний трубной плети

№ этапа нагружения	Вид нагружения
1	Нагружение с параметрами $P_{max}/P_{min} = 0/5,4$ МПа, с выдержкой каждые 0,49 МПа в течение 1 мин.
2	Нагружение с параметрами $P_{max}/P_{min} = 3,43/5,4$ МПа в течение 10 циклов.
3	Нагружение с параметрами $P_{max}/P_{min} = 0/5,4$ МПа, с выдержкой каждые 0,49 МПа в течение 1 мин.
4	Нагружение с параметрами $P_{max}/P_{min} = 3,43/5,4$ МПа в течение 10 циклов.
5	Ускоренное нагружение с параметрами $P_{max}/P_{min} = 3,43/5,4$ МПа в течение 10 циклов (длительность 1 цикла до 8 сек).
6	2 цикла нагружения с параметрами $P_{max}/P_{min} = 0/5,4$ МПа.
7	Нагружение с параметрами $P_{max}/P_{min} = 0/6,86$ МПа, с выдержкой каждые 0,49 МПа в течение 1 мин.
8	Нагружение от 0 до разрушения



Рисунок 6.21 - Очаг разрушения трубной плети

В свою очередь, в отремонтированных сваркой дефектных областях не было зафиксировано ни избыточной остаточной пластической деформации (выпучивания), ни зарождения трещин.

Анализ полученных результатов лабораторных и полигонных испытаний, а также их сравнение с данными, представленными в предыдущем разделе, позволили сделать следующие выводы:

- схожая долговечность образцов с отремонтированными стресс-коррозионными дефектами и образцов с заварками на бездефектных сегментах подтвердила тезис о том, что работоспособность сварного соединения не зависит от типа ремонтируемого дефекта, а определяется состоянием металла в зоне сварки;

- схожая долговечность образцов, испытанных в данном разделе и в разделе 6.2.1 (образцы с сегментами из труб аварийного запаса и с сегментами, получившими докритические повреждения), показала, что критериями, несоблюдение которых вызывает резкое падение сопротивляемости разрушению отремонтированных сваркой участков, являются наличие в металле микротрещин и протекание процесса старения. Упрочнение же металла не является условием, ограничивающим возможность применения сварки;

- применение регламентированных технологий сварки для ремонта коррозионного растрескивания на трубах позволяет при соблюдении установленных критериев получать надежные и долговечные сварные соединения и может являться эффективным методом ремонта данных дефектов.

6.3 Разработка алгоритма выбора оптимальных методов ремонта труб

Установив критерии поврежденности металла, определяющие целесообразность использования сварочных технологий для ремонта бывших в эксплуатации труб, следует определить возможность экстраполяции такого подхода на другие применяемые методы ремонта, и в частности на самый распространенный из них – метод контролируемой шлифовки.

Согласно действующей в ПАО «Газпром» нормативно-технической документации, возможность применения контролируемой шлифовки или, что с практической точки зрения то же самое, возможность эксплуатации газопровода с дефектами потери металла, оценивается двумя различными способами.

В рамках оценки технического состояния и проведения экспертизы промышленной безопасности магистральных газопроводов используется подход из СТО Газпром 2-2.3-112 [149], рассмотренный в разделе 1.3.

При отбраковке труб в процессе выборочного или капитального ремонта магистральных газопроводов используется подход, изложенный в Инструкции [78]. Он заключается в определении прогнозируемого срока безопасной эксплуатации трубы с вышлифовкой, который для принятия положительного решения о возможности ремонта дефекта контролируемой шлифовкой должен превышать 15 лет.

Методика выполнения расчетов основывается на вычислении минимального давления разрушения дефектной трубы, с учетом заданного фиксированного ежегодного снижения ее прочностных характеристик, и последующей проверке соблюдения следующего неравенства:

$$P_{\text{э}} \leq K_p K_{\text{нор}} P_{\text{раб}}, \quad (6.4)$$

где K_p – коэффициент, учитывающий риск эксплуатации участка газопровода, принимаемый по результатам проведения соответствующего анализа, или равным 1, если такой анализ не проводился;

$K_{\text{нор}}$ – пороговый коэффициент, зависящий от категории участка газопровода;

$P_{\text{раб}}$ – максимальное рабочее давление на участке газопровода;

$P_{\text{э}}$ – минимальное давление разрушения трубы, отремонтированной контролируемой шлифовкой, вычисляемое согласно выражению:

$$P_{\text{э}} = \frac{\sigma_{\text{э}} \delta}{R} \left(\frac{1 - A_{\text{э}}/A_{0\text{э}}}{1 - (A_{\text{э}}/A_{0\text{э}}) M_{\text{э}}^{-1}} \right), \quad (6.5)$$

где δ - толщина стенки трубы, мм;

$R = D_n/2 - \delta$ - внутренний радиус трубы, мм;

D_n - наружный диаметр трубы, мм;

$A_э$ - площадь потери металла на проекции эффективной части сошлифованной области на продольную ортогональную плоскость, мм²;

$A_{0э}$ - первоначальная площадь продольного сечения стенки трубы по длине эффективной части сошлифованной области;

$M_э$ - коэффициент Фолиаса, рассчитанный для эффективной части сошлифованной области следующим образом:

$$M_э = \sqrt{1 + 1,32 \frac{(L_э/2)^2}{R\delta}}, \quad (6.6)$$

$L_э$ - длина эффективной части сошлифованной области, мм;

$\sigma_э$ - напряжение течения, вычисляемое по формуле:

$$\sigma_э = \frac{(\sigma_{0,2} + \sigma_{сп})}{2} (1 + K_3 - K_\tau \tau_э) + \frac{(\sigma_{сп} - \sigma_{0,2})}{2} th(10(P_э * -0,85)), \quad (6.7)$$

$P_э$ - безразмерная величина, характеризующая геометрические параметры дефектов;

$\sigma_{0,2}$ - нормативный предел текучести трубной стали, МПа (кгс/см²);

$\sigma_{вр}$ - нормативный предел прочности трубной стали, МПа (кгс/см²);

K_3 - коэффициент, учитывающий статистический разброс значений напряжения течения, принимаемый равным -0,05;

K_τ - коэффициент, учитывающий скорость снижения напряжения течения, принимаемый равным 0,002;

$\tau_э$ - время работы отремонтированной трубы с момента начала эксплуатации до момента окончания эксплуатации, годы.

Анализируя выражения (1.1) - (1.8) и (6.4) - (6.7), можно увидеть, что в основе обеих методик лежит несущая способность дефектного участка, определяемая с использованием исходных нормативных свойств металла труб.

В таком случае, установив наличие в дефектной зоне трубы критических повреждений, которые, как известно, приводят к резкому падению эксплуатационных характеристик металла [9, 51, 54, 57, 58, 89, 115, 180, 185], справедливым будет вывод о некорректности использования изложенных в Инструкции [78] и СТО Газпром 2-2.3-112 [149] подходов для определения возможности ремонта дефектов методом контролируемой шлифовки.

Принимая во внимание указанные обстоятельства, предложен алгоритм выбора оптимальных методов ремонта бывших в эксплуатации труб, позволяющий учитывать текущее состояние металла в дефектных зонах и обеспечить требуемую сопротивляемость разрушению отремонтированных участков (рисунок 6.22).



Рисунок 6.22 – Алгоритм выбора оптимальных методов ремонта труб

6.4 Выводы по главе 6

По результатам выполненных расчетно-аналитических исследований, а также проведенных лабораторных и полигонных испытаний:

1. Получено распределение температурных полей, возникающее в зоне термического влияния при регламентированных в ПАО «Газпром» видах и режимах сварки труб.

2. Показано, что сопротивляемость разрушению сварных соединений зависит не только от соблюдения сварочных технологий, но также в значительной степени определяется исходным состоянием металла в зоне сварки.

3. Установлено, что критериями, несоблюдение которых определяет невозможность получения сварного соединения с требуемыми эксплуатационными характеристиками, являются: наличие в зоне сварки микротрещин и следов старения металла. В свою очередь, упрочнение металла не является условием, ограничивающим применение сварки для ремонта труб.

4. Определено, что работоспособность сварных соединений не зависит от типа ремонтируемых дефектов и сварочные технологии, в частности, могут быть эффективно использованы для ремонта трещин, в случае соблюдения установленных критериев (отсутствие в зоне сварки микротрещин и следов старения металла).

5. Разработан алгоритм выбора оптимальных методов ремонта бывших в эксплуатации труб, позволяющий учитывать текущее состояние металла в дефектных зонах и обеспечить требуемую сопротивляемость разрушению отремонтированных участков.

6. Установлено на примере стали X70, что разработанный и представленный в главе 3 способ неразрушающей экспресс-оценки текущего состояния металла может быть эффективно использован для исследования микролегированных сталей контролируемой прокатки.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Установлено, что изменение технического состояния газопроводов в течение срока службы происходит не только в результате образования макродефектов, но и вследствие формирования особых, неоднородных условий эксплуатации. Это приводит к резкому снижению эффективности выполняемых профилактических мероприятий, для планирования которых используются подходы, базирующиеся на нормативных и проектных характеристиках газопроводов.

2. Разработана методология функционального диагностирования газопроводов, включающая в себя компоненты, основанные на применении эмпирических методов исследования, и позволяющие получать актуальную информацию о текущем состоянии и фактических особенностях эксплуатации анализируемых участков газопроводов. Методология интегрирована в существующую систему поддержания работоспособности газопроводов.

3. С целью расширения возможностей выполнения экспериментальных исследований разработана и опробована методика лабораторного моделирования процесса нагружения трубопровода внутренним давлением. Данная методика позволяет при одноосном растяжении испытательного образца специальной конструкции на стандартных разрывных машинах реализовать в сегментах труб необходимое двухосное НДС, а также соответствующее направление прикладываемой нагрузки, по отношению к ориентации проката.

4. Установлено и экспериментально подтверждено, что нестационарное нагружение газопровода, связанное с пульсацией транспортируемого продукта, способствует ускорению развития трещин, а также коррозионного растрескивания в трубах. Разработана модель обработки параметров нагружения, позволяющая производить анализ данных сведений в рамках выполнения функционального диагностирования газопроводов.

5. Предложен научно обоснованный подход к оценке влияния энергетического фактора на сопротивляемость газопроводов разрушению.

Получена эмпирическая зависимость снижения трещиностойкости, по мере повышения запасенной в трубах удельной энергии упругой деформации, корректность которой подтверждена в диапазоне эксплуатационных нагрузок газопроводов на наиболее распространенных при их сооружении типах трубных сталей - X70 и 17Г1С.

6. Впервые разработан и экспериментально подтвержден способ, позволяющий на основании анализа распределений значений микротвердости металла в исходном и контролируемом состоянии выполнять качественную оценку наличия в выбранной зоне критических и докритических повреждений. Способ используется при подготовке труб к повторному применению на объектах ПАО «Газпром», для чего разработаны «Методические указания по выполнению неразрушающей оценки состояния металла труб при их подготовке к повторному применению с использованием метода измерения микротвердости».

7. Создан не имеющий аналогов переносной диагностический комплекс, включающий в себя блок для механизированной подготовки поверхности анализируемой конструкции и портативный микротвердомер «MicroLab-Z¹», выполняющий в автоматизированном режиме получение и обработку массива значений микротвердости локальной зоны контроля. Комплекс предназначен для неразрушающей качественной экспресс-оценки состояния металла труб и используется при подготовке труб к повторному применению на объектах ПАО «Газпром».

8. Разработан новый способ испытаний металла труб на ударный изгиб, обеспечивающий за счет применения специальной конструкции образца повышенную чувствительность результатов испытаний к состоянию приповерхностных слоев труб, где наиболее вероятно протекание различных деградационных процессов. Определены параметры предложенных ударных образцов, адаптированные под существующую номенклатуру трубной продукции.

9. Разработана методика планирования ремонтных работ на газопроводах, позволяющая на основании установленных причинно-следственных связей и функциональных зависимостей дополнительно учитывать при расстановке

приоритетов сведения об общей загруженности, характере нестационарного нагружения, уровне запасенной энергии упругой деформации участка газопровода и текущем состоянии металла труб. Методика использована при формировании программ капитального ремонта участков ЛЧ МГ ПАО «Газпром», для чего разработан ряд нормативно-технических документов и специальный программный продукт «АУН-1», автоматизирующий процесс обработки исходных данных.

10. Разработан подход к выбору оптимальных методов ремонта бывших в эксплуатации труб, в основе которого лежит установленное на примере использования сварочных технологий существенное влияние состояния металла в дефектной зоне на сопротивляемость разрушению отремонтированного участка. Данный подход реализован посредством созданного переносного диагностического комплекса и опробован при подготовке труб к повторному применению на объектах ПАО «Газпром».

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Агинеи, Р.В. Методы обеспечения работоспособности длительно эксплуатируемых газопроводов, подверженных стресс-коррозии / Р.В. Агинеи, А.Ф. Пужайло, Ю.В. Александров // Коррозия территории «НЕФТЕГАЗ» .– 2012.– №3 (23).– С. 50-61.
2. Аксютин, О.Е. Повышение эффективности функционирования системы магистральной транспортировки газа ОАО «Газпром». Технологические, энергетические, экологические аспекты / О.Е. Аксютин, С.В. Алимов // Газотранспортные системы: настоящее и будущее: сборник докладов V Международной научно-технической конференции и выставки GTS-2013 (29-30 октября 2013 г.). В 2 частях. Ч. 1.– М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2014.– С.6-14.
3. Александров, Ю.В. Неразрушающая диагностика деградационных процессов в металле газопроводов / Ю.В. Александров, Р.В. Агинеи, А.Ю. Михалев // Газовая промышленность.– 2011.– №6.– С. 60-63.
4. Александров, Ю.В. Выявление факторов, инициирующих развитие разрушений магистральных газопроводов по причине КРН / Ю.В. Александров // Практика противокоррозионной защиты.– 2011.– №1.– С. 22-26.
5. Александров, Ю.В. Ресурсные испытания металла длительно эксплуатируемых газопроводов / Ю.В. Александров, А.С. Кузьбожев, Р.В. Агинеи.– СПб.: Недра, 2011.– 304 с.
6. Алимов, С.В. Состояние и перспективы развития газотранспортной системы ОАО «Газпром» / С.В. Алимов // Газотранспортные системы: настоящее и будущее: сборник докладов IV Международной научно-технической конференции и выставки GTS-2011 (26-27 октября 2011 г.). В 2 ч. Ч. 1.– М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2012.– С.8-17.
7. Антонов, В.Г. Коррозионное растрескивание под напряжением труб МГ: Атлас / В.Г. Антонов, А.Г. Арабей, В.Н. Воронин.– М.: Наука, 2006.– 104 с.
8. Анучкин, М.П. Трубы для магистральных трубопроводов / М.П. Анучкин, В.Н. Горицкий, Б.И. Мирошниченко.– М: Недра, 1986.– 231 с.

9. Арзамасов, Б.Н. Научные основы материаловедения / Б.Н. Арзамасов, А.И. Крашенинников, Ж.П. Пастухова, А.Г. Рахштадт.– М.: Изд-во МГТУ им. Н.Э. Баумана.– 1994.– 336 с.
10. Ахременко, В.Л. К исследованию двухосного растяжения на плоских образцах / В.Л. Ахременко, И.А. Козлов // Заводская лаборатория.– 1968.– №8.– С. 996-997.
11. Басниев, К.Д. Стресс-коррозионные процессы в металле и сварных соединениях магистральных газопроводов / К.Д. Басниев, К.М. Дзиев // Территория «НЕФТЕГАЗ».– 2010.– №12.– С.30-33.
12. Басов, К.А. ANSYS: справочник пользователя / К.А. Басов.– М.: ДМК Пресс, 2005.– 640 с.
13. Безопасность России. Правовые, социально-экономические и научно-технические аспекты. Безопасность трубопроводного транспорта.– М.: МГФ «Знание», 2002.– 752 с.
14. Бердииков, В.Ф. Исследование анизотропии механических свойств монокристаллов ферритов методом микровдавливания / В.Ф. Бердииков, О.И. Пушкарев, В.В. Гавриченко // Проблемы прочности.– 1985.– №7.– С.67-70.
15. Богатов, Н.А. Трубы нового поколения / Н.А. Богатов, О.М. Иванцов // Газовая промышленность.– 2002.– №1.– С. 72-75.
16. Большаков, В.И. Особенности проявления водородной хрупкости в углеродистых сталях / В.И. Большаков, Л.Н. Дайнеко, А.М. Нестеренко, В.М. Школа // Тр. V Международ. конф. «Водородная экономика и водородная обработка материалов». Донецк, Украина, 2007.– Т.2.– С. 861-865.
17. Ботвина, Л.Р. Закономерности накопления повреждений при различных условиях нагружения / Л.Р. Ботвина, И.Б. Опарина // ФХММ.– 1993.– №4.– С.13-23.
18. Ботвина, Л.Р. Разрушение: кинетика, механизмы, общие закономерности / Л.Р. Ботвина.– М.: Наука, 2008.– 334 с.
19. Бочвар, А.А. Известия АН СССР / А.А. Бочвар, О.С. Жадаева // ОТН.– 1947.– № 4.

20. Боярская, Ю.С. Физика процессов микроиндентирования / Ю.С. Боярская, Д.З. Грабко, М.С. Кац.– Кишинев: Штиинца, 1986.– 293 с.
21. Брандои, Д. Микроструктура материалов. Методы исследования и контроля / Д. Брандои, У. Каплан.– М.: Техносфера, 2004.– 384 с.
22. Браун, У. Испытания высокопрочных металлических материалов на вязкость разрушения при плоской деформации / У. Браун, Дж. Сроули.– М.: Мир, 1972.– 247 с.
23. Будзуляк, Б.В. Надежность и целостность ГТС при сооружении газопроводов нового поколения / Б.В. Будзуляк // Газотранспортные системы: настоящее и будущее: сборник докладов IV Международной научно-технической конференции и выставки GTS-2011 (26-27 октября 2011 г.). В 2 частях. Ч. 1.– М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2012.– С.29-32.
24. Бутусов, Д.С. Возникновение высокочастотных колебаний газа в обратных клапанах / Д.С. Бутусов, Л.И. Соколинский // Газовая промышленность.– 1997.– № 11.– С. 44-45.
25. Бутусов, Д.С. Исследование пульсации потока в технологических трубопроводах компрессорных станций магистральных газопроводов: дис. ... канд. техн. наук: 05.15.13 / Бутусов Дмитрий Станиславович.– М., 2000.– 202 с.
26. Васильев, Г.П. Геотермальные теплонасосные системы теплоснабжения (ГТСТ) и эффективность их применения в климатических условиях России / Г.П. Васильев // АВОК.– 2007.– №5.– С.58-68.
27. Васин, Е.С. Анализ возможностей внутритрубных дефектоскопов различных типов / Е.С. Васин, И.А. Филоненко // Прил. к журн. «Трубопроводный транспорт нефти».– 2001.– №12.– С. 15-16.
28. Велиюлин, И.И. Диагностика и ремонт сквозных повреждений на газопроводах / И.И. Велиюлин, А.Л. Тимофеев // Материалы Восьмой Международной деловой встречи «Диагностика -1998».– М: ИРЦ ГАЗПРОМ, 1998.– Т. 2.– С. 56-64.

29. Велиюлин, И.И. Повышение эффективности ремонта магистральных газопроводов: концепция, методы, технические средства: дис. ... д-ра техн. наук: 25.00.19 / Велиюлин Ибрагим Ибрагимович.– М., 2007.– 384 с.
30. Велиюлин, И.И. Особенности и перспективы длительной эксплуатации газопроводов / И.И. Велиюлин, Д.И. Ремизов, А.Е. Зорин, Э.И. Велиюлин, Б.Д. Аннаков // Газовая промышленность.– 2010.– №1.– С. 44-45.
31. Велиюлин, И.И. Исследование развития стресс-коррозионных трещин / И.И. Велиюлин, А.Е. Зорин, П.А. Колотовский // Территория «НЕФТЕГАЗ».– 2010.– №5.– С. 14-15.
32. Велиюлин, И.И. Экспериментальные исследования различных типов дефектов труб / И.И. Велиюлин, А.Е. Зорин // Обслуживание и ремонт газонефтепроводов – 2010: Материалы V Международной конференции.– М.: Газпром экспо, 2011.– 464 с.– С. 221-228.
33. Велиюлин, И.И. Анализ сопоставимости внутритрубной дефектоскопии и отбраковки труб / И.И. Велиюлин, А.Н. Батраков, Я.А. Раздобудко // Территория «НЕФТЕГАЗ».– 2013.– №10.– С. 44-46.
34. Глазов, В.М. Микротвердость металлов / В.М. Глазов, В.Н. Вигдорович.– М.: Metallurgizdat, 1961.– 224 с.
35. Голиков, И.Н. Дендритная ликвация в стали / И.Н. Голиков.– М.: Metallurgizdat, 1958.– 207 с.
36. ГОСТ Р 8.747-2011 Государственная система обеспечения единства измерений. Металлы и сплавы. Измерение твердости по Виккерсу. Часть 3. Калибровка эталонных мер твердости.– М.: Стандартинформ, 2013.– 11 с.
37. ГОСТ 8.063-2007 Государственная система обеспечения единства измерений. Государственная поверочная схема для средств измерений твердости металлов и сплавов по шкалам Виккерса.– М.: Стандартинформ, 2007.– 11 с.
38. ГОСТ 25.101-83 Расчеты и испытания на прочность. Методы схематизации случайных процессов нагружения элементов машин и конструкций и статического представления результатов.– М.: Стандартинформ, 2005.– 21 с.

39. ГОСТ 9450-76 Измерение микротвердости вдавливанием алмазных наконечников.– М.: Издательство стандартов, 1993.– 34 с.
40. ГОСТ 9454-78 Металлы. Метод испытания на ударный изгиб при пониженной, комнатной и повышенной температурах.– М.: Издательство стандартов, 1994.– 12 с.
41. ГОСТ 30319.1-96 Газ природный. Методы расчета физических свойств. Определение физических свойств природного газа, его компонентов и продуктов его переработки.– Минск: ИПК Издательство стандартов, 1996.– 20 с.
42. Гриб, В.В. Диагностика технического состояния и прогнозирование остаточного ресурса магистральных нефтегазопроводов. Учебное и справочное пособие / В.В. Гриб.– М.: ЦНИИТЭнефтехим, 2004.– 64 с.
43. Григорович, В.К. Твердость и микротвердость металлов / В.К. Григорович.– М.: Наука, 1976.– 232 с.
44. Груднистый, В.Н. Ремонт магистральных и промысловых газопроводов. Справочное пособие / В.Н. Груднистый, Е.Е. Зорин, С.А. Егурцов и др.– Киев: Интерграфик, 1996.– 192 с.
45. Гудков, А.А. Методы измерения твердости металлов и сплавов / А.А. Гудков, Ю.И. Славский.– М.: Металлургия, 1982.– 167 с.
46. Гумеров, А.Г. Безопасность длительно эксплуатируемых магистральных нефтепроводов / А.Г. Гумеров, Р.С. Гумеров, К.М. Гумеров.– М.: Недра-Бизнесцентр, 2003.– 310 с.
47. Даффи, А. О поведении дефектов в сосудах давления. Новые методы оценки сопротивления металлов хрупкому разрушению / А. Даффи, Р. Эйбер, У. Макси.– М.: Мир, 1972.– С. 301-333.
48. Дронов, В.С. Кинетика малых усталостных трещин в широком диапазоне циклов нагружения / В.С. Дронов, Л.Р. Ботвина, В.М. Блинов и др. // Металлы.– 2006.– №5.– С. 112-122.
49. Егурцов, С.А. Оценка структуры и свойств металла трубопроводов КС с различным сроком эксплуатации / С.А. Егурцов, О.В. Коновалова, Л.А. Ефименко // Газовая промышленность.– 2009.– №6.– С. 58-61.

50. Завойчинский, Б.И. Долговечность магистральных и технологических трубопроводов. Теория, методы расчета и проектирование / Б.И. Завойчинский.– М.: Недра, 1992.– 271 с.
51. Зайцев, К.И. О старении труб магистральных нефтегазопроводов / К.И. Зайцев // Строительство трубопроводов.– 1994.– №6.– С. 2-5.
52. Земенков, Ю.Д. Эксплуатация магистральных газопроводов / Ю.Д. Земенков.– Тюмень: ТюмГНГУ, 2002.– 525 с.
53. Земенков, Ю.Д. Справочник инженера по эксплуатации нефтегазопроводов и продуктопроводов / Ю.Д. Земенков.– М.: Инфра-Инженерия, 2006.– 928 с.
54. Зорин, А.Е. Влияние уровня пластической деформации на сопротивляемость разрушению трубных сталей при нестационарном нагружении / А.Е. Зорин // Вестник Ивановского государственного энергетического университета.– Вып. 4.– 2006.– С. 89-90.
55. Зорин, А.Е. Влияние длительности эксплуатации на сопротивляемость усталостному разрушению трубной стали контролируемой прокатки класса прочности X70 / А.Е. Зорин // Научно-технический сборник РГУ нефти и газа «Магистральные и промысловые трубопроводы: проектирование, строительство, эксплуатация и ремонт».– Вып.2.– 2008.– С. 3-5.
56. Зорин, А.Е. Разрушение трубных сталей после длительной эксплуатации и упругопластического деформирования / А.Е. Зорин, А.В. Мурадов // Нефть, газ и бизнес.– 2009.– №11.– С. 63-64.
57. Зорин, А.Е. Циклическая долговечность трубных сталей и их сварных соединений после упругопластического деформирования / А.Е. Зорин, А.Н. Касьянов // Сварочное производство.– 2009.– №10.– С. 29-30.
58. Зорин, А.Е. Влияние технологии изготовления труб на трещиностойкость пластически деформированного металла / А.Е. Зорин, Е.К. Маляревская, А.В. Мурадов // Нефть, газ и бизнес.– 2010.– №1.– С. 79-80.

59. Зорин, А.Е. Анализ структурных и термических процессов при сварке (для оптимизации технологии вырезки кольцевых сварных соединений трубопроводов) / А.Е. Зорин // Нефть, газ и бизнес.– 2011.– №6.– С. 67-70.
60. Зорин, А.Е. Причины возникновения трещиноподобных дефектов на газопроводах / А.Е. Зорин // Газовая промышленность.– 2012.– №5.– С. 54-57.
61. Зорин, А.Е. Об особенностях накопления поврежденности металлом газопроводов в процессе эксплуатации / А.Е. Зорин // Нефть, газ и бизнес.– 2012.– №7.– С. 69-71.
62. Зорин, А.Е. Совершенствование подходов к оценке эксплуатационной надежности трубопроводов по результатам экспериментальных исследований / А.Е. Зорин, И.И. Велиюлин // Газотранспортные системы: настоящее и будущее: сборник докладов IV Международной научно-технической конференции и выставки GTS-2011/ В 2 ч. Ч. 1.– М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2012.– 410 с.– С. 366-373.
63. Зорин, А.Е. Разработка конструкции образца для проведения механических испытаний металла труб / А.Е. Зорин // Территория «НЕФТЕГАЗ».– 2015.– №3.– С. 124-128.
64. Зорин, А.Е. Развитие методов анализа приоритетности вывода участков газопроводов в капитальный ремонт / А.Е. Зорин, И.И. Велиюлин, М.Д. Ивашин // Газовая промышленность.– 2015.– Спецвыпуск №1.– С. 112-115.
65. Зорин, А.Е. Разработка конструкции образца для проведения испытаний металла трубопроводов на ударную вязкость / А.Е. Зорин // Газовая промышленность.– 2015.– №6.– С. 69-71.
66. Зорин, А.Е. Исследование влияния запасенной в металле трубопровода упругой энергии на его эксплуатационные характеристики / А.Е. Зорин // Нефть, газ и бизнес.– 2015.– №6.– С. 44-49.
67. Зорин, А.Е. Разработка портативного микротвердомера для выполнения неразрушающей оценки состояния металла газопроводов / А.Е. Зорин // Нефть, газ и бизнес.– 2015.– №8.– С.35-38.

68. Зорин, А.Е. Разработка способа качественной оценки технического состояния металла конструкций / А.Е. Зорин // Территория «НЕФТЕГАЗ».– 2015.– №9.– С. 46-50.
69. Зорин, А.Е. Оценка эффективности применения сварочных технологий для ремонта дефектов газопроводов в условиях их длительной эксплуатации / А.Е. Зорин // Нефть, газ и бизнес.– 2015.– №9.– С. 3-8.
70. Зорин, Е.Е. Разработка основ прогнозирования работоспособности сварных трубопроводов из феррито-перлитных сталей с учетом условий эксплуатации: дис. ... д-ра. техн. наук: 05.03.06 / Зорин Евгений Евгеньевич.– М., 1993.– 333 с.
71. Зорин, Е.Е. Прогнозирование работоспособности конструкций на базе процесса микровдавливания / Е.Е. Зорин, Е.К. Маляревская // Техническая диагностика и неразрушающий контроль.– 1996.– №1.– С. 21-24.
72. Зорин, Е.Е. Элементы механики разрушения: Учебное пособие / Е.Е. Зорин, Н.Г. Макарова.– М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 1999.– 59 с.
73. Зорин, Е.Е. Работоспособность трубопроводов: В 3-х ч.– Ч.1. Расчетная и эксплуатационная надежность / Е.Е. Зорин, Г.А. Ланчаков, А.И. Степаненко, А.В. Шибнев.– М.: Недра-Бизнесцентр, 2000.– 244 с.
74. Зорин, Е.Е. Оценка повреждаемости трубных сталей / Е.Е. Зорин // Деформация и разрушение металлов.– 2005.– №7.– С. 14-18.
75. Зорин, Н.Е. Экспериментальная оценка работоспособности труб магистральных газопроводов при циклическом нагружении: дис. ... канд. техн. наук: 25.00.19 / Зорин Николай Евгеньевич.– М., 2010.– 149 с.
76. Иванцов, О.М. Энергетика наводораживания трубной стали и стресс-коррозия / О.М. Иванцов, В.В. Притула, В.П. Гусев // Строительство трубопроводов.– 1993.– №1.– С. 24-30.
77. Иевлев, В.М. Численное моделирование турбулентных течений / В.М. Иевлев.– М.: Наука, 1990.– 216 с.
78. Инструкция по оценке дефектов труб и соединительных деталей при ремонте и диагностировании магистральных газопроводов: нормативный

документ ПАО «Газпром» / В.А. Маркелов.– Москва: ПАО «Газпром», утверждена 05.09.2013г.– 117с.

79. Казаков, Ю.В. Сопrotивляемость газопроводов стресс-коррозионному разрушению / Ю.В. Казаков, А.Е. Зорин, Н.Е. Зорин // Территория «НЕФТЕГАЗ».– 2013.– №11.– С. 46-50.

80. Канайкин, В.А. Разрушение труб магистральных газопроводов: Современные представления о коррозионном растрескивании под напряжением / В.А. Канайкин, А.Ф. Матвиенко.– Екатеринбург: Банк культурной информации, 1999.– 187 с.

81. Каплун, А.Б. ANSYS в руках инженера: Практическое руководство / А.Б. Каплун, Е.М. Морозов, М.А. Олферьева.– М.: Едиториал УРСС, 2003.– 272 с.

82. Каторгин, Б.И. Прикладная газодинамика / Б.И. Каторгин, А.С. Киселев, Л.Е. Стернин и др.– М.: Вузовская книга, 2009.– 340 с.

83. Колганов, Л.А. Сварочное производство / Л.А. Колганов.– Ростов-на-дону: «Феникс», 2002.– 512 с.

84. Коростелева, Т.К. Сочетание факторов, вызывающих КРН, и основные виды обследования трассы магистральных газопроводов для его выявления / Т.К. Коростелева, С.В. Карпов, В.Е. Гладков // Семинар по коррозионному растрескиванию трубопроводов под напряжением. Материалы совещаний, конференций, семинаров, Москва, 1998 г.– М.: ИРЦ Газпром, 1999.– С. 115-131.

85. Коршак, А.А. Проектирование и эксплуатация газонефтепроводов: Учебник для вузов / А.А. Коршак, А.М. Нечваль.– СПб.: Недра, 2008.– 488 с.

86. Коситин, П.П. Физико-механическое испытание металлов, сплавов и неметаллических материалов / П.П. Коситин.– М.: Машиностроение, 1990.– 256 с.

87. Коцаньда, С. Усталостное растрескивание металлов / С. Коцаньда.– М.: Металлургия, 1990.– 623 с.

88. Кузенков, М.В. Методы, техника измерений и математическая обработка данных / М.В. Кузенков, В.Г. Середкин.– Красноярск: СибФУ, 2007.– 244 с.

89. Кузьбожев, А.С. Обоснование материаловедческих критериев повреждаемости металла труб магистральных газопроводов и прогнозирование остаточного ресурса: дис. ... канд. техн. наук: 05.02.01 / Кузьбожев Александр Сергеевич.- М., 2003.- 133 с.
90. Куркин, С.А. Прочность сварных тонкостенных сосудов, работающих под давлением / С.А. Куркин.- М.: Машиностроение, 1976.- 184 с.
91. Курнаков, Н.С. Собрание избранных работ, т. 1-2 / Н.С. Курнаков.- М.: ГОНТИ Химлит, 1938-1939.- 560 с.+ 636 с.
92. Ланчаков, Г.А. Работоспособность трубопроводов: В 3-х ч.- Ч.2. Сопrotивляемость разрушению / Г.А. Ланчаков, Е.Е. Зорин, Ю.И. Пашков, А.И. Степаненко.- М.: Недра-Бизнесцентр, 2001.- 350 с.
93. Ланчаков, Г.А. Работоспособность трубопроводов: В 3-х ч.- Ч.3. Диагностика и прогнозирование ресурса / Г.А. Ланчаков, Е.Е. Зорин, А.И. Степаненко.- М.: Недра-Бизнесцентр, 2003.- 291 с.
94. Лапшин, Л.Н. К выбору среды для ускоренных испытаний на коррозионное растрескивание углеродистых сталей / Л.Н. Лапшин, О.И. Стеклоv // Механо-коррозионная прочность сварных соединений и конструкций. Сборник статей / Составит. В.Н. Сорокин.- М.: Издательство «Спутник +», 2013.- 324 с.
95. Лебедев, А.А. Механические свойства конструкционных материалов при сложном напряженном состоянии/А.А. Лебедев.- Киев: Ін Юре, 2003.- 535 с.
96. Левин, В.А. Избранные нелинейные задачи механики разрушения / В.А. Левин, Е.М. Морозов, Ю.Г. Матвиенко.- М.: ФИЗМАТЛИТ, 2004.- 408 с.
97. Лисин, Ю.В. Трубы держат давление / Ю.В. Лисин // Трубопроводный транспорт нефти.- 2015.- №8.- С. 5-14.
98. Ляпичев, Д.М. Моделирование двухосного напряженного состояния на крупномасштабных трубных сегментах в условиях одноосного растяжения: выпускная квалификационная работа бакалавра.- М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2009.- 64 с.
99. Мазур, И.И. Безопасность трубопроводных систем / И.И. Мазур, О.М. Иванцов.- М.: ИЦ «ЕЛИМА», 2004.- 1104 с.

100. Макарова, Н.Г. Оценка состояния металла труб нефтегазопроводов в процессе эксплуатации методом измерения микротвердости: дис. ... канд. техн. наук: 25.00.19 / Макарова Наталья Георгиевна.– М., 2001.– 133 с.

101. Малышев, А.Н. Оценка трещиностойкости конструкционной стали в коррозионной среде с использованием J-интеграла / А.Н. Малышев, Г.Г. Никифорчин, В.В. Потапов и др. // Вопросы судостроения. Научно-технический сборник. Серия «Металловедение и термическая обработка».– М.: ЦНИИ «Румб», 1983.– Вып. №36.– С. 58-69.

102. Маляревская, Е.К. Оценка сопротивляемости разрушения сварных соединений трубопроводов из феррито-перлитных сталей по параметру микротвердости: дис. ... канд. техн. наук: 05.03.06 / Маляревская Елена Константиновна.– М., 1992.– 129 с.

103. Матвиенко, Ю.Г. Физика и механика разрушения твердых тел / Ю.Г. Матвиенко.– М.: Эдиториал УРСС, 2000.– 76 с.

104. Матвиенко, Ю.Г. Модели и критерии механики разрушения / Ю.Г. Матвиенко.– М.: ФИЗМАТЛИТ, 2006.– 328 с.

105. Махутов, Е.М. Этапы развития методов механических испытаний / Е.М. Махутов, Ю.Г. Матвиенко // Заводская лаборатория. Диагностика материалов.– 2002.– Т.68.– №1.– С. 80-83.

106. Медведев, В.Н. О причинах аварийности труб магистральных газопроводов / В.Н. Медведев, В.В. Кузнецов, В.Д. Шапиро, А.М. Почечуев, И.Д. Кац // Проблемы старения сталей магистральных трубопроводов: Сборник трудов научно-практического семинара / Под общей ред. Б.В. Будзуляка и А.Д. Седых; Науч. ред. В.Н. Чувильдеев.– Н. Новгород: Университетская книга, 2006.– 220 с.– С. 110-121.

107. Методика о порядке продления срока безопасной эксплуатации магистральных газопроводов ОАО «Газпром».– М.: ВНИИГАЗ, 2005.– 133 с.

108. Микротвердость: труды совещания по микротвердости 21-23 ноября 1950 г.– Институт машиноведения и Всесоюзное научное инженерно-техническое общество приборостроения.– М.: АН СССР, 1951.– 296 с.

109. Музыка, Н.Р. Оборудование для испытания листовых конструкционных материалов при двухосном растяжении. Сообщение 2. Испытания двухосным нагружением в плоскости листа / Н.Р. Музыка // Проблемы прочности.– 2002.– №2 (356).– С. 135-143.

110. Набиев, Р.Р. Обеспечение надежности длительно эксплуатируемых нефтепроводов / Р.Р. Набиев, Р.З. Насыров // Трубопроводный транспорт нефти.– 2004.– №12.– С. 9-11.

111. Надежность газопроводных конструкций. Сборник статей.– М.: ВНИИГАЗ.– 1990.– 187 с.

112. Надежность газопроводных конструкций. Сборник статей.– М.: ВНИИГАЗ.– 2000.– 265 с.

113. Неклюдов, И. М. Физические основы прочности и пластичности металлов. Ч.2: Дефекты в кристаллах / И. М. Неклюдов, Н. В. Камышанченко.– Белгород: Издательство БелГУ, 1997.– 158 с.

114. Нечаев, Ю.С. Актуальные проблемы старения, водородного охрупчивания и стресс-коррозионного поражения сталей и эффективные пути их решения / Ю.С. Нечаев // Международный научный журнал «Альтернативная энергетика и экология».– 2007.– №11(55).– С. 108-117.

115. Нохрин, А.В. Старение сталей труб магистральных газопроводов / А.В. Нохрин, В.Н. Чувильдеев // Вестник Нижегородского университета им. Н.И. Лобачевского.– 2010.– №5(2).– С. 171-180.

116. Образец для испытания металла труб при двухосном напряженном состоянии: пат. 115480 Российская Федерация: МПК G01N3/00 / А.Е. Зорин, Н.Е. Зорин // заявитель и патентообладатель А.Е. Зорин.– № 2011144188; заявл. 02.11.2011; опубл. 27.04.2012.

117. Образец для испытания металла труб на ударный изгиб: пат. 154290 Российская Федерация МПК G01N1/28, G01N3/30 / А.Е. Зорин // заявитель и патентообладатель А.Е. Зорин.– №2014145598; заявл. 13.11.2014; опубл. 20.08.2015.

118. Овчинников, В.В. *Металловедение* / В.В. Овчинников.– М.: ИНФРА-М, 2011.– 320 с.
119. Овсянников, Л.В. *Лекции по основам газовой динамики* / Л.В. Овсянников.– М.: Институт компьютерных исследований, 2003.– 336 с.
120. Отт, К.Ф. *Стресс-коррозия на газопроводах. Гипотезы, аргументы и факты* / К.Ф. Отт.– М.: ИРЦ Газпром, 1998.– 72 с.
121. Пенкин, А.Г. *Оценка остаточного ресурса работоспособности трубных сталей с использованием методов акустической эмиссии и кинетической твердости* / А.Г. Пенкин, В.Ф. Терентьев, Л.Г. Маслов.– М.: Интерконтакт наука, 2004.– 70 с.
122. Пенкин, А.Г. *Оценка степени повреждаемости конструкционной стали 19Г при статическом и циклическом деформировании с использованием метода акустической эмиссии* / А.Г. Пенкин, В.Ф. Терентьев // *Металлы*.– 2004.– №3.– С. 78-85.
123. Пирогов, А.Г. *Динамика изменения свойств металла труб при эксплуатации трубопроводов* / А.Г. Пирогов // 4 Конгресс нефтепромышленников России «Проблемы и методы обеспечения надежности и безопасности объектов трубопроводного транспорта углеводородного сырья».– Уфа, 2004.– С. 41-49.
124. Писаревский, В.М. *Гасители колебаний газа* / В.М. Писаревский.– М.: Недра, 1986.– 120 с.
125. Писаренко, Г.С. *Деформирование и прочность материалов при сложном напряженном состоянии* / Г.С. Писаренко, А.А. Лебедев.– Киев: Наукова думка, 1976.– 416 с.
126. Плехов, О.А. *Экспериментальное исследование накопления и диссипации энергии при упруго пластическом переходе* / О.А. Плехов, N. Santier, О.Б. Наймарк // *ЖТФ*.– 2007.– Т. 77.– № 9.– С. 1236-1238.
127. Плехов, О.А. *Теоретическое и экспериментальное исследование диссипации энергии в процессе локализации деформации в железе* / О.А. Плехов, О.Б. Наймарк // *ПМТФ*.– 2009.– Т 50.– № 1.– С. 153-164.

128. Потапова, Л.Б. Механика материалов при сложном напряженном состоянии. Как прогнозируют предельные напряжения? / Л.Б. Потапова, В.П. Ярцев.– М.: Издательство Машиностроение-1, 2005.– 244 с.

129. Притула, В.В. Коррозионное растрескивание газопроводов под напряжением: история и состояние проблемы / В.В. Притула // Коррозия территории «НЕФТЕГАЗ».– 2010.– №3.– С. 50-53.

130. Р Газпром 2-2.3-595-2011 Документы нормативные для проектирования, строительства и эксплуатации объектов ОАО «Газпром». Правила назначения методов ремонта дефектных участков магистральных газопроводов единой системы газоснабжения ОАО «Газпром».– М.: Газпром экспо, 2012.– 47 с.

131. Р Газпром 2-2.3-691-2013 Документы нормативные для проектирования, строительства и эксплуатации объектов ОАО «Газпром». Методика формирования программ технического диагностирования и ремонта объектов линейной части магистральных газопроводов ЕСГ ОАО «Газпром».– М.: Газпром экспо, 2012.– 126 с.

132. Репин, Д.Г. Анализ остаточных напряжений в трубах большого диаметра на стадии проектирования магистральных газопроводов: дис. ... канд. техн. наук: 25.00.19 / Репин Денис Геннадьевич.– М., 2009.– 195 с.

133. Ряховских, И.В. Совершенствование методов оценки стойкости газопроводных сталей к коррозионному растрескиванию под напряжением (стресс-коррозии) / И.В. Ряховских, Т.С. Есиев, С.А. Кохтев // Физика и химия обработки материалов.– 2012.– №4.– С. 88-93.

134. Салюков, В.В. Влияние технологии производства труб на их предрасположенность к коррозионному растрескиванию под напряжением / В.В. Салюков, В.Н. Медведев, Ф.Г. Тухбатуллин и др.– М.: ООО «ИРЦ Газпром», 2007.– 116 с.

135. Сварка в машиностроении: Справочник в 4-х т. / Под ред. Н.А. Ольшанского.– М.: Машиностроение, 1978.– Т. 1.– 504 с.

136. Сварные строительные конструкции / Под ред. Л.М. Лобанова.– Киев: Наукова Думка, 1993.– Т.1- Основы проектирования конструкций.– 416 с.
137. СНиП 2.01.07-85* Нагрузки и воздействия.– М.: ФГУП ЦПП, 2005.– 44 с.
138. Современные проблемы трубопроводного транспорта газа. Сборник статей.– М.: ВНИИГАЗ, 1998.– 500 с.
139. Соя, С.В. Влияние режимов термомеханической обработки на формирование ферритно-бейнитной микроструктуры и свойства рулонного проката из низколегированных трубных сталей: дис. ... канд. техн. наук: 05.16.01 / Соя Сергей Владимирович.– М., 2012.– 141 с.
140. СП 36.13330.2012 Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85*.- М: Госстрой, ФАУ «ФЦС», 2013.- 83 с.
141. Способ определения поврежденности объекта: пат. 2315971 Российская Федерация: МПК G01N3/42 / Е.Е. Зорин, Е.К. Маляревская, Н.Е. Зорин, А.Е. Зорин // заявитель и патентообладатель Е.Е. Зорин.– №2006133846/28; заявл. 22.09.2006; опубл. 27.01.2008.
142. Способ обнаружения в металле микротрещин: пат. 2498263 Российская Федерация: МПК G01N3/32 / А.Е. Зорин // заявитель и патентообладатель А.Е. Зорин.– №2012121458; заявл. 25.05.2012г; опубл. 10.11.2013.
143. Способ неразрушающей оценки критических изменений технического состояния металла: пат. 2545321 Российская Федерация МПК G01N3/42 / А.Е. Зорин // заявитель и патентообладатель А.Е. Зорин.– №2013143889; заявл. 01.10.2013; опубл. 27.03.2015.
144. Справочник по коэффициентам интенсивности напряжений / Под ред. Ю. Мураками.– В 2-х томах. Том 1. Пер. с англ.– М.: Мир, 1990.– 448 с.
145. Стеклов, О.И. Склонность материалов и конструкций к коррозии под напряжением / О.И. Стеклов.– М.: Машиностроение, 1990.– 384 с.
146. Стеклов, О.И. Развитие системного подхода к анализу стресс-коррозионной повреждаемости магистральных газопроводов / О.И. Стеклов,

Т.С. Есиев, И.А. Тычкин // Обзорная информация. Серия Защита от коррозии оборудования в газовой промышленности.– М.: ИРЦ Газпром, 2000.– 52 с.

147. Стеклов, О.И. К исследованию кинетики коррозионно-усталостного разрушения / О.И. Стеклов, В.Н. Сорокин, Г.В. Матохин; составит. В.Н. Сорокин // Механо-коррозионная прочность сварных соединений и конструкций. Сборник статей.– М.: Издательство «Спутник +», 2013.– 324 с.

148. СТО Газпром 2-2.2-136-2007 Документы нормативные для проектирования, строительства и эксплуатации объектов ОАО «Газпром». Инструкция по технологиям сварки при строительстве и ремонте промышленных и магистральных газопроводов. Часть I.– М.: ИРЦ Газпром, 2007.– 254 с.

149. СТО Газпром 2-2.3-112-2007 Документы нормативные для проектирования, строительства и эксплуатации объектов ОАО «Газпром». Методические указания по оценке работоспособности участков магистральных газопроводов с коррозионными дефектами.– М.: ИРЦ Газпром, 2007.– 63 с.

150. СТО Газпром 2-2.3-137-2007 Документы нормативные для проектирования, строительства и эксплуатации объектов ОАО «Газпром». Инструкция по технологиям сварки при строительстве и ремонте промышленных и магистральных газопроводов. Часть II.– М.: ИРЦ Газпром, 2007.– 194 с.

151. СТО Газпром 2-2.3-253-2009 Документы нормативные для проектирования, строительства и эксплуатации объектов ОАО «Газпром». Методика оценки технического состояния и целостности газопроводов.– М.: Газпром экспо, 2009.– 72 с.

152. СТО Газпром 2-2.3-750-2013 Документы нормативные для проектирования, строительства и эксплуатации объектов ОАО «Газпром». Критерии вывода участков линейной части магистральных газопроводов в капитальный ремонт.– М.: ИРЦ Газпром, 2014.– 60 с.

153. СТО Газпром 2-2.4-083-2006 Документы нормативные для проектирования, строительства и эксплуатации объектов ОАО «Газпром». Инструкция по неразрушающим методам контроля качества сварных соединений

при строительстве и ремонте промышленных и магистральных газопроводов.– М.: ИРЦ Газпром, 2007.– 105 с.

154. СТО Газпром 2-2.4-715-2013 Документы нормативные для проектирования, строительства и эксплуатации объектов ОАО «Газпром». Методика оценки работоспособности кольцевых сварных соединений магистральных газопроводов.– М.: Газпром экспо, 2014.– 226 с.

155. СТО Газпром 2-3.5-252-2008 Документы нормативные для проектирования, строительства и эксплуатации объектов ОАО «Газпром». Методика продления срока безопасной эксплуатации магистральных газопроводов ОАО «Газпром».– М.: Газпром экспо, 2009.– 98 с.

156. СТО Газпром 2-5.1-148-2007 Документы нормативные для проектирования, строительства и эксплуатации объектов ОАО «Газпром». Методы испытаний сталей и сварных соединений на коррозионное растрескивание под напряжением.– М.: ИРЦ Газпром, 2007.– 44 с.

157. Сысоев, О.Е. Критерии предельных состояний материалов при циклических режимах нагружения / О.Е. Сысоев.– Владивосток: Дальнаука, 2010.– 107 с.

158. Терентьев, В.Ф. Усталостная прочность металлов и сплавов / В.Ф. Терентьев.– М.: «ИНТЕРМЕТ ИНЖИНИРИНГ», 2002.– 287 с.

159. Терентьев, В.Ф. Процессы микро- и макропластической деформации металлических материалов ниже предела выносливости / В.Ф. Терентьев // Металлы.– 2003.– №5.– С. 73-80.

160. Терентьев, В.Ф. Усталость металлических материалов / В.Ф. Терентьев.– М.: Наука, 2003.– 254 с.

161. Терентьев, В.Ф. Стадийность процесса усталостного разрушения металлических материалов / В.Ф. Терентьев // Металлы.– 1996.– №6.– С. 14-20.

162. Терентьев, В.Ф. Зарождение усталостных трещин в высокопрочных сталях при гигацикловой усталости / В.Ф. Терентьев // Deformation & Fracture of Materials – DFM-2006 / Book of articles, ed. by Yu.K. Kovneristiy et. al.– Moscow: Interkontakt Nauka, 2006.– 846p.

163. Тютин, М.Р. Кинетика множественного разрушения сталей при статическом и циклическом нагружении: дис. ... канд. техн. наук: 05.16.01 / Тютин Марат Равилевич.– М., 2006.– 157 с.

164. Уманский, Я.С. Кристаллография, рентгенография и электронная микроскопия / Я.С. Уманский, Ю.А. Скачков, А.Н. Иванов, Л.Н. Расторгуев.– М.: Металлургия, 1982.– 632 с.

165. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» Серия 08. Выпуск 19.– М.: Закрытое акционерное общество «Научно-технический центр исследований проблем промышленной безопасности», 2013.– 288 с.

166. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности для опасных производственных объектов магистральных трубопроводов» Серия 08. Выпуск 20.– М.: Закрытое акционерное общество «Научно-технический центр исследований проблем промышленной безопасности», 2014.– 40 с.

167. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила проведения экспертизы промышленной безопасности». Серия 26. Выпуск 12.– М.: Закрытое акционерное общество «Научно-технический центр исследований проблем промышленной безопасности», 2014.– 24 с.

168. Федеральный закон «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» от 21 июля 1997 года №116-ФЗ: [Собрание законодательства Российской Федерации, 1997, №30, ст. 3588].

169. Филатов, А.А. Расчетно-экспериментальные исследования напряженно-деформированного состояния подводных переходов магистральных газопроводов: дис. ... канд. техн. наук: 25.00.19 / Филатов Александр Анатольевич.– М., 2013.– 115 с.

170. Филатов, А.А. Особенности перемещений трубопровода на участках речных подводных переходов МГ под воздействием давления газа / А.А. Филатов, И.И. Велиюлин, В.А. Поляков и др. // Территория НЕФТЕГАЗ.– 2011.– № 5.– С. 72-75.

171. Филатов, А.А. Механические напряжения и перемещения трубопровода на участках речных подводных переходов МГ / А.А. Филатов // Территория НЕФТЕГАЗ.– 2011.– № 9.– С. 56-60.
172. 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, Д.К. Мигунов и др. // Газовая промышленность.– 2015.– №3.– С. 33-35.
173. Филиппов, Г.А. Взаимодействия дефектов структуры и деградация свойств конструкционных материалов / Г.А. Филиппов, О.В. Ливанова // Материаловедение.– 2002.– №10.– С. 17-21.
174. Филиппов, Г.А. Деградационные процессы и их влияние на трещиностойкость трубных сталей после длительной эксплуатации / Г.А. Филиппов, О.В. Ливанова // Проблемы старения сталей магистральных трубопроводов: Сборник трудов научно-практического семинара / Под общей ред. Б.В. Будзуляка и А.Д. Седых; Науч. ред. В.Н. Чувильдеев.– Н. Новгород: Университетская книга, 2006.– 220 с.– С. 196-209.
175. Фридман, Я.Б. Механические свойства металлов. Изд. 3-е перераб. и доп. В двух частях. Часть вторая. Механические испытания. Конструкционная прочность / Я.Б. Фридман.– М.: Машиностроение, 1974.– 368 с.
176. Харионовский, В.В. Надежность трубопроводных конструкций: теория и технические решения / В.В. Харионовский, И.Н. Курганова.– М.: ИНЭИ РАН, Энергоцентр, 1995.– 125 с.
177. Харионовский, В.В. Надежность и ресурс конструкций газопроводов / В.В. Харионовский.– М.: Недра, 2000.– 467 с.
178. Хрущев, М.М. Трение, износ и микротвердость материалов: Избранные работы / М.М. Хрущев.– М.: КРАСАНД, 2012.– 512 с.
179. Черняев, Д.В. Системная надежность трубопроводного транспорта углеводородов / Д.В. Черняев, В.Л. Березин и др.– М.: Недра, 1997.– 517 с.
180. Чувильдеев, В.Н. Влияние старения на эксплуатационные свойства сталей магистральных газопроводов / В.Н. Чувильдеев // Проблемы старения

сталей магистральных трубопроводов: Сборник трудов научно-практического семинара / Под общей ред. Б.В. Будзуляка и А.Д. Седых; Науч. ред. В.Н. Чувильдеев.– Н. Новгород: Университетская книга, 2006.– 220 с.– С.18-58.

181. Шмаков, А.А. О концентраторах напряжений в твэлах РБМК / А.А. Шмаков, Е.М. Морозов, Ю.Г. Матвиенко // В сб.: Научная сессия МИФИ-2003. Т.9.– М.: МИФИ, 2003.– С. 155-158.

182. Шмыглевский, Ю.Д. Аналитические исследования динамики газа и жидкости / Ю.Д. Шмыглевский.– М.: Эдиториал УРСС, 1999.– 232 с.

183. Яковлев, А.Я. Стресс-коррозия на магистральных газопроводах / А.Я. Яковлев, В.Н. Воронин, С.Г. Алейников и др.– Киров: Кировская областная типография, 2009.– 320 с.

184. Яковлева, Т.Ю. Закономерности развития магистральной трещины и эволюции дислокационной структуры в зоне разрушения сплава ВТ22 при различных частотах циклического нагружения / Т.Ю. Яковлева // Проблемы прочности.– 2001.– №5.– С. 65-75.

185. Ямалеев, К.М. Старение металла труб в процессе эксплуатации нефтепроводов: Транспорт и хранение нефти / К.М. Ямалеев.– М.: ВНИИОЭНГ, 1990.– 64 с.

186. Ямалеев, К.М. Влияние изменения физико-механических свойств металла труб на долговечность нефтепроводов / К.М. Ямалеев // Нефтяное хозяйство.– 1985.– №9.– С. 50-53.

187. Als-Nielsen, J. Elements of modern X-ray Physics. 2nd ed. / J. Als-Nielsen, D. McMorrow.– Wiley, 2011.– 421 p.

188. Barthelemy, H. Compatibility of metallic materials with hydrogen – Review of the present knowledge / H. Barthelemy // Book of Abstracts and Proc. of 16th World Hydrogen Energy Conf. «Expanding Hydrogen»/ Lyon, France, 13-16 June 2006.

189. Beretta, S. Microcrack propagation and microstructural parameters of fatigue damage / S. Beretta, P. Clerici // Fatigue Fract. Eng. Mater. Struct.– 1996.– Vol.19.– №9.– P. 1107-1115.

190. Bevers, J.A. Effects of coatings on SCC of pipelines: new developments / J.A. Bevers, N.G. Tomson // Prevention of pipeline corrosion Conference, Houston, Texas, October, 1994.
191. BS 7910:1999 Guide on methods for assessing the acceptability of flaws in metallic structures.– London: BSI 10-2000.– 262 c.
192. Bergsman, E.B. Amer. Soc. Test. Mat. Bull / E.B. Bergsman.– №176.– 1951.– p.37.
193. Buckle, H. Metall, 9, H. 23/24, 1955, P. 1067-1074.
194. Buckle, H. Zeissnachr., 5, 93, 1944.
195. Campbell, R.F. Trans. ASM / R.F. Campbell, Q. Handerson, M.R. Donleavy.– 40.– 1948.– P. 954-982.
196. Cheng, Y.F. Stress corrosion of pipelines / Y.F. Cheng.– Hoboken: John Wiley & Sons Publishing, 2013.– 257p.
197. Corrosion mechanisms in theory and practice. Third Edititon / edited by Philippe Marcus.– NewYork.: CRC Press, 2012.– 929 p.
198. Furuja, Y. Improvement of Gigacycle Fatigue Properties by Modified Ausforming in 1600 and 2000 MPA- Class Low –Alloy Steels / Y. Furuja, S. Matsuoka // Metallurgical and Materials Transactions A, Vol. 33A, Novevber, 2002.– P. 3421-3431.
199. Goltsov, V.A. Fundamentals of hydrogen treatment on materials / V.A. Goltsov // Progress in Hydrogen Treatment of Materials / Ed. by V.A. Goltsov.– Donetsk: Coral Gables, Kassiopeya Ltd. Publ.– 2001.– P. 3-36.
200. 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.
201. Mönch, E. Appl. Phys. / E. Mönch, D. Golster.–1963.– 14.–11.
202. Shatendra, K. Sharma X-ray spectroscopy / K. Shatendra.– Croata: InTech, 2011.– 280 p.
203. Smith, R.L. Journal Iron Steel Institute / R.L. Smith, G.E. Sandland.– 1925.– P. 285-294.

204. Song, F.M. Predicting the mechanisms and crack growth rates of pipelines undergoing stress corrosion cracking at high pH / F.M. Song // Corrosion science.– 2009.– №.51.– P. 2657-2674.
205. Tada, H. The stress analysis of cracks handbook. Third edition / H. Tada.– New York: ASME Press, 2000.– 677p.
206. Thibault, N.W. Trans. ASM / N.W. Thibault, H.L. Niquis,– 38.– 1947.– P. 271-330.
207. Tyutin, M.R. Evolution of damage accumulation in low-carbon steel in tension condition / M.R. Tyutin, L.R. Botvina, N.A. Zharkova // Strength, Fracture and Complexity.– 2005.– Vol.3.– N 2-4.– P. 73-80.
208. Wang, X. Synergistic effect of stray current and stress on corrosion of API X65 Steel / X. Wang, X. Tang, L. Wang, C. Wang, W. Zhou // Journal of Natural Gas Science and Engineering.– 2014.– №21.– P. 474-480.

Приложение А

Пример использования усовершенствованной методики планирования ремонтных работ на газопроводах

В качестве примера использования разработанной методики планирования ремонтных работ на газопроводах ниже приводится выполненный анализ ее применения в сравнении с методикой из СТО Газпром 2-2.3-750 [152] при определении показателей приоритетности вывода в ремонт двух участков газопроводов:

- МГ «Игрим – Серов – Нижний Тагил», 137,2 км – 164,3 км;
- МГ «Уренгой - Центр II», 1155,85 км - 1177,65 км.

МГ «Игрим – Серов – Нижний Тагил», 137,2 км – 164,3 км

Участок магистрального газопровода «Игрим – Серов - Нижний Тагил», 137,2 км - 164,3 км, эксплуатируемый Комсомольским ЛПУ МГ ООО «Газпром трансгаз Югорск», расположен в Ханты-Мансийском автономном округе.

Технологическая схема участка представлена на рисунке А.1. Он выполнен из двухшовных труб стали 14ХГС, диаметром 1020 мм, толщиной стенки 11,2 мм и относится, согласно СП 36.13330.2012 [140], к I - II категории. Проектное давление на участке составляет 5,4 МПа, разрешенное рабочее давление – 5,4 МПа, конструкция защитного покрытия – ленточная. Участок введен в эксплуатацию в 1989 году.

В 2010 году на данном участке газопровода была проведена внутритрубная дефектоскопия (рисунок А.2).

Ключевые характеристики участка, полученные в результате анализа предыдущих обследований, а также взятые из проектной и эксплуатационной документации, приведены в таблице А.1.

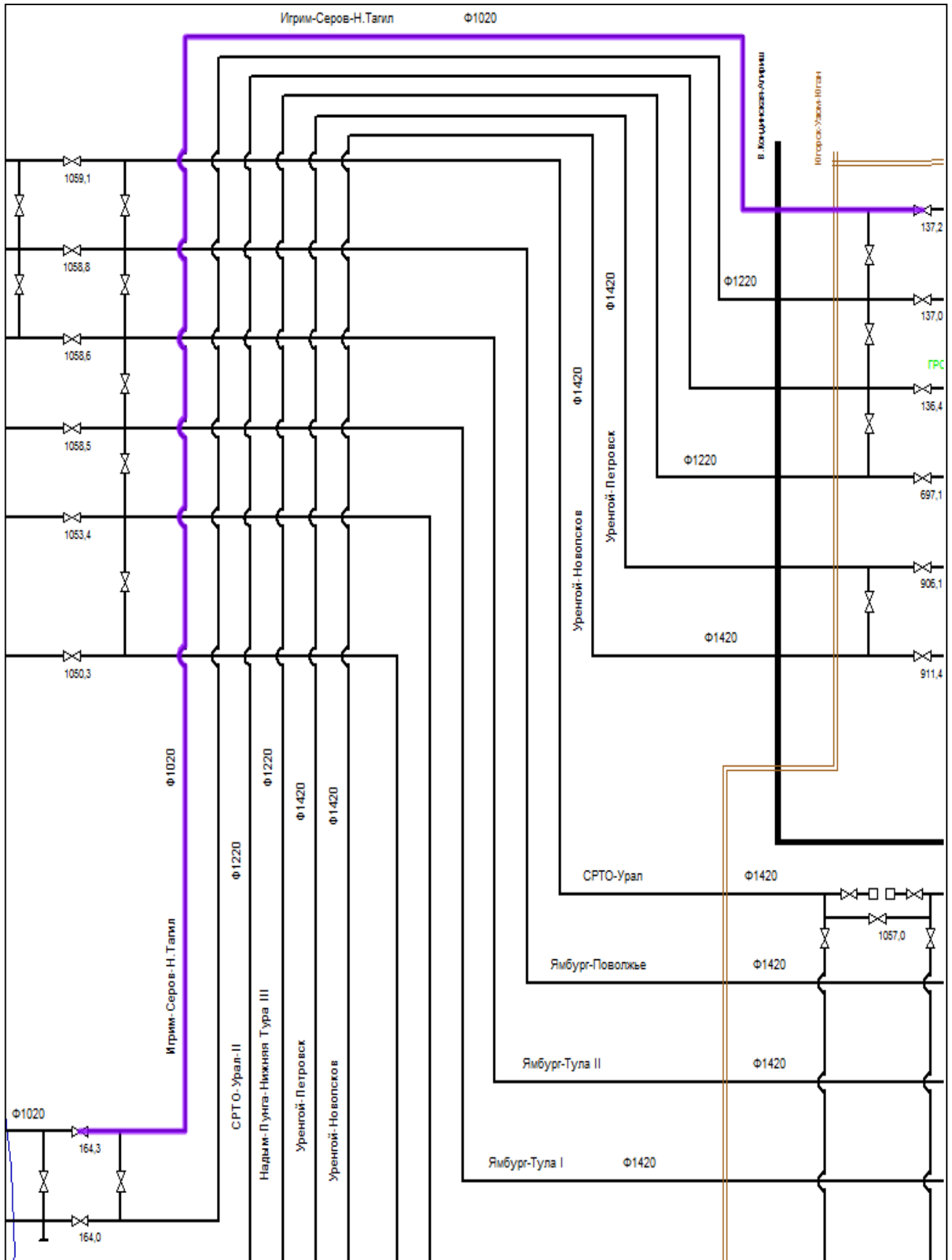


Рисунок А.1 - Технологическая схема участка МГ «Игрим – Серов - Нижний Тагил», 137,2 км - 164,3 км

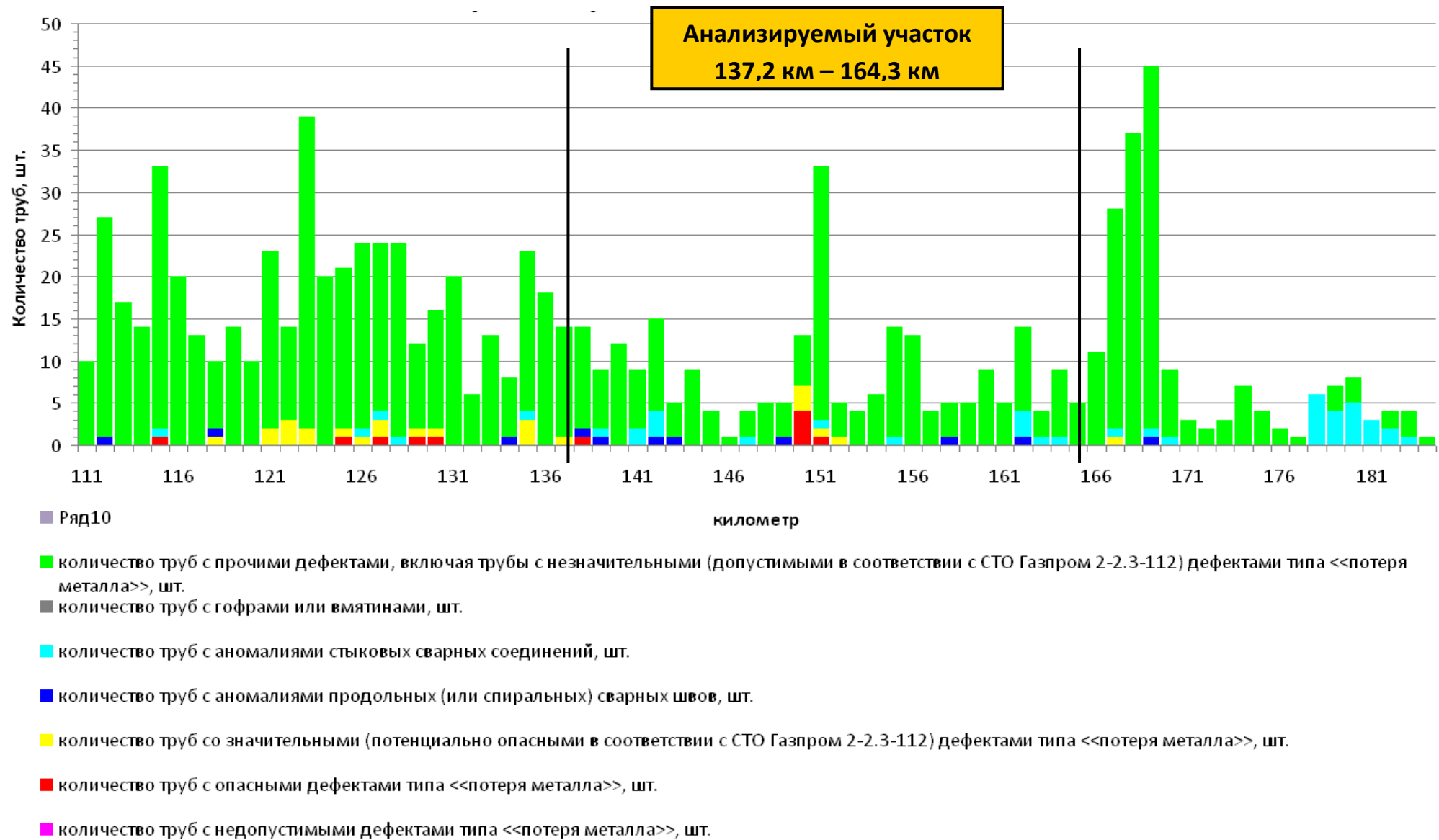


Рисунок А.2 - Результаты внутритрубного обследования участка МГ «Игрим – Серов – Нижний Тагил», 110 км – 185 км

Таблица А.1 - Характеристики участка МГ «Игрим – Серов – Нижний Тагил», 137,2 км – 164,3 км

Длина участка, км	27,058
Диаметр, мм	1020
Толщина стенки, мм	11,2
Рабочее давление, МПа.	5,4
Условный предел текучести, МПа	343
Временное сопротивление, МПа	490
Протяженность электрометрических обследований, %	100
Уровень защитного потенциала, В	-0,85
Минимальное значение удельного сопротивления грунта, Ом·м ²	1106
Длина участков с поврежденным изоляционным покрытием, км	12
Длина участков под воздействием блуждающих токов, км	0
Длина участков с повышенным (пониженным) значением защитного потенциала, км	0
Длина участков ВКО и ПКО, км	7,8
Минимальное значение сопротивления защитного покрытия, Ом·м ²	640
Количество ниток в одном коридоре	6
Протяженность ВТД, %	100
Количество труб с дефектами, трактуемыми как трещина, шт.	0
Количество дефектных кольцевых стыковых соединений, шт.	14
Общее количество кольцевых стыковых соединений, шт.	2525
Количество дефектных продольных сварных соединений, шт.	7
Общее количество продольных сварных соединений, шт.	5050
Количество потенциально опасных дефектов, шт.	23
Плотность труб с дефектами «потеря металла» глубиной более 15%, шт./км	2,51
Общая протяженность шурфов, м	0
Количество аварий, шт.	0

Выполнение анализа приоритетности вывода в капитальный ремонт участка МГ «Игрим – Серов – Нижний Тагил», 137,2 км – 164,3 км согласно СТО Газпром 2-2.3-750 [152] дает показатель приоритетности, равный $p = 0,36$, вследствие чего он рекомендуется к сплошной переизоляции, в соответствии с таблицей Б.3 из СТО Газпром 2-2.3-750 [152].

Для применения разработанной методики к анализируемому участку на рисунках А.3 и А.4 представлены данные о режиме нагружения МГ «Игрим – Серов – Нижний Тагил» за 2012 год на выходе из КС Пунгинская, и на входе в КС Комсомольская, между которыми он эксплуатируется.

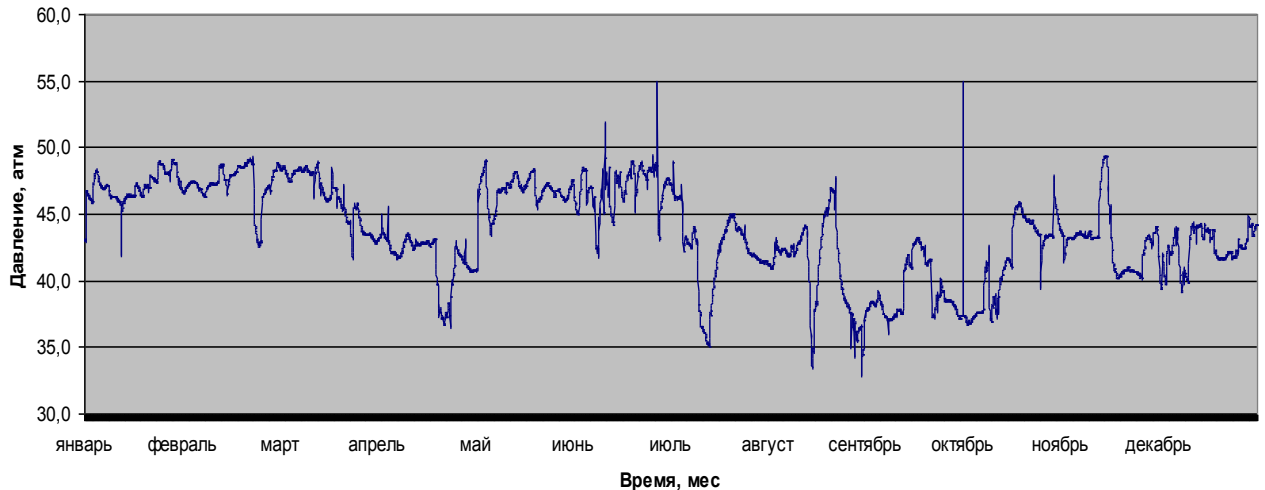


Рисунок А.3 - Режим нагружения МГ «Игрим – Серов – Нижний Тагил» на выходе из КС Пунгинская в 2012 году с шагом в 4 часа

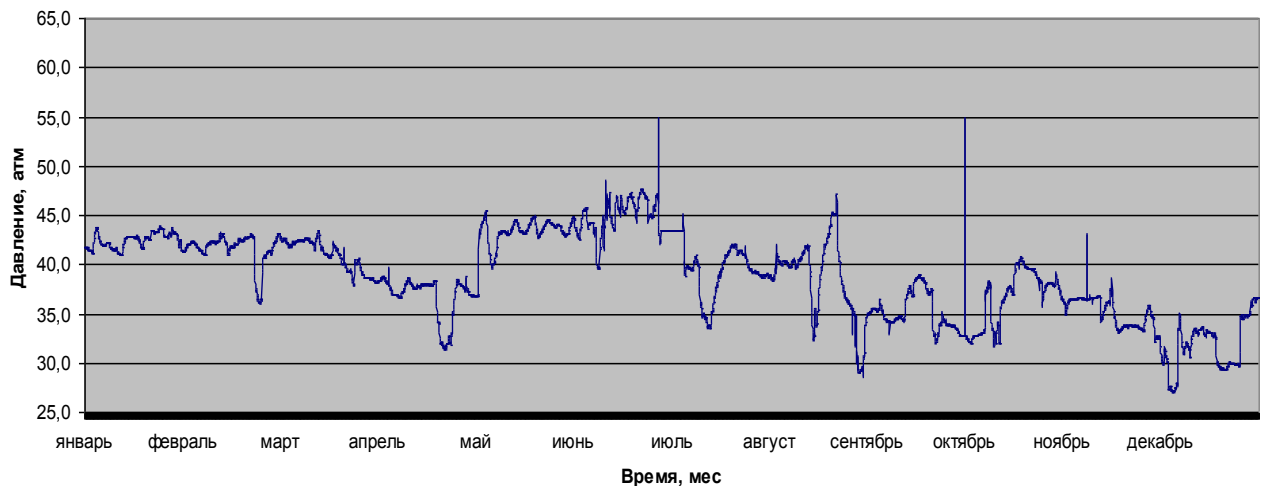


Рисунок А.4 - Режим нагружения МГ «Игрим – Серов – Нижний Тагил» на входе в КС Комсомольская в 2012 году с шагом в 4 часа

Для вычисления коэффициента загрузки K_{pi} помимо использования данных из таблицы А.1 и рисунков А.3 и А.4 следует определить расчетную толщину стенки труб. Необходимые для этого коэффициенты приведены в таблице А.2.

Таблица А.2 - Значения коэффициентов для вычисления расчетной толщины стенки труб на участке МГ «Игрим – Серов – Нижний Тагил», 137,2 км – 164,3 км (из СП 36.13330.2012 [140])

№п/п	Наименование коэффициента	Значение
1	Коэффициент надежности по нагрузке (n)	1,1
2	Коэффициент надежности по материалу (k_1)	1,4
3	Коэффициент надежности по назначению трубопровода (k_n)	1,1
4	Коэффициент условий работы трубопровода (m)	0,825

Данный параметр, рассчитанный согласно соотношению (10) из СП 36.13330.2012 [140], составляет $\approx 11,2$ мм.

Обработка режимов нагружения МГ «Игрим – Серов – Нижний Тагил» на выходе из КС Пунгинская и на входе в КС Комсомольская позволяет вычислить среднее давление в контрольных точках газопровода. Для КС Пунгинская оно составляет 4,30 МПа, а для КС Комсомольская – 3,82 МПа.

Подставлением полученных значений в соотношение (5.1) определяется коэффициент загрузки газопровода K_p :

- на выходе из КС Пунгинская $K_p = 0,79$;
- на входе в КС Комсомольская $K_p = 0,7$.

Для вычисления K_p рассматриваемого участка газопровода используется соотношение (5.2). Учитывая, что выход из КС Пунгинская соответствует 0-му километру МГ «Игрим – Серов – Нижний Тагил», а вход в КС Комсомольская соответствует 185-му километру, для участка 137,2 км – 164,3 км коэффициент загрузки K_p составляет 0,717.

Для определения коэффициента влияния энергии упругой деформации K_w сначала вычисляется среднее давление на рассматриваемом участке. С этой целью выражение (5.2) подлежит преобразованию, путем подстановки в него вместо значений K_p данных среднего давления в исследуемых точках:

$$P_{cp_i} = P_{cp_вых} - \frac{l}{L}(P_{cp_вых} - P_{cp_вх}), \quad (A.1)$$

где $P_{ср i}$ – среднее давление на i -м участке газопровода, МПа;

$P_{ср вых}$ – среднее давление на выходе из КС, МПа;

$P_{ср вх}$ – среднее давление на входе в КС, МПа.

Используя в (А.1) известные значения $P_{ср вых}$ и $P_{ср вх}$ определяется $P_{ср} = 3,91$ МПа.

Затем, из соотношения (5.3) находится величина удельной энергии упругой деформации газопровода $W_{y\partial} = 0,00246$ МДж/м, подстановка которой в соотношение (2.31) позволяет вычислить коэффициент влияния энергии упругой деформации $K_w = 0,84$.

Поскольку на исследуемом участке газопровода, а также на соседних с ним участках по результатам ВТД и других обследований не были обнаружены трещины, коэффициент «жесткости» нагружения не вычисляется, а принимается равным 1.

Аналогичная ситуация и с коэффициентом поврежденности металла M_i – из-за отсутствия сведений о состоянии металла труб его значение так же принимается равным 1.

Таким образом, согласно соотношению (5.16) результирующий коэффициент условий нагружения участка МГ «Игрим – Серов – Нижний Тагил», 137,2 км – 164,3 км составляет:

$$R = \left(\frac{(K_p)^3 \cdot \gamma^*}{K_w} \right)^{1/4} = \left(\frac{0,717^3 \cdot 1}{0,84} \right)^{1/4} = 0,814$$

В результате, скорректированный показатель приоритетности вывода данного участка газопровода в ремонт, с учетом характера эксплуатации, составляет:

$$p^\Sigma = p \cdot R \cdot M = 0,36 \cdot 0,814 \cdot 1 = 0,29$$

Согласно критериям, определенным в таблице 5.6, участок с таким показателем приоритетности рекомендуется подвергнуть выборочному ремонту.

МГ «Уренгой - Центр II», 1155,85 км - 1177,65 км

Участок магистрального газопровода «Уренгой – Центр II», 1155,85 км - 1177,65 км, эксплуатируемый Ивдельским ЛПУ МГ ООО «Газпром трансгаз Югорск», расположен в Свердловской области.

Технологическая схема участка представлена на рисунке А.5. Он выполнен из двухшовных труб стали класса прочности К60, диаметром 1420 мм, толщиной стенки 15,7 мм и, согласно СП 36.13330.2012 [140], относится к III категории.

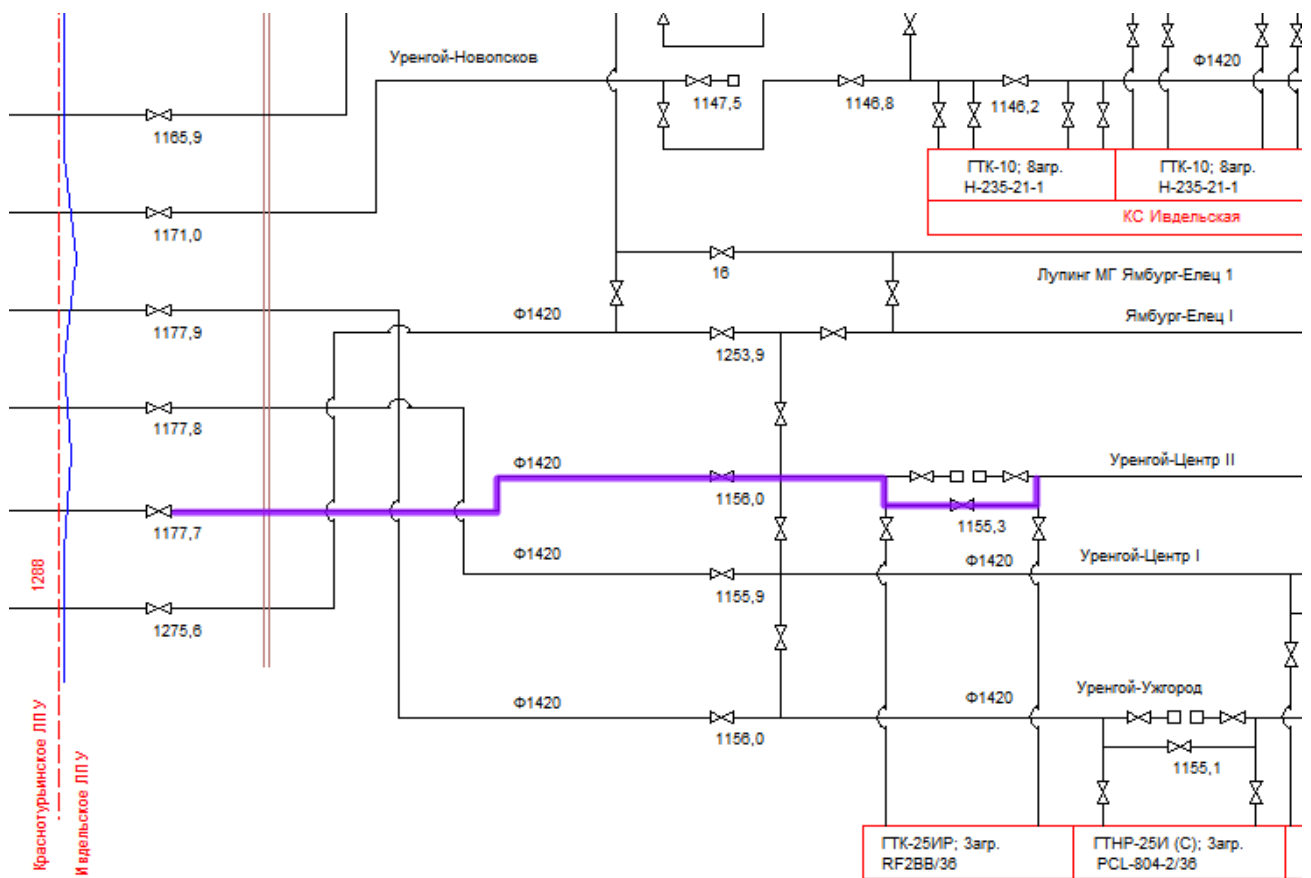


Рисунок А.5 - Технологическая схема участка МГ «Уренгой – Центр II», 1155,85 км - 1177,65 км

Проектное давление на участке составляет 7,4 МПа, разрешенное рабочее давление – 7,4 МПа, конструкция защитного покрытия – ленточная. Участок введен в эксплуатацию в 1984 году.

В 2008 г. проведена внутритрубная дефектоскопия участка, результаты которой представлены на рисунке А.6.

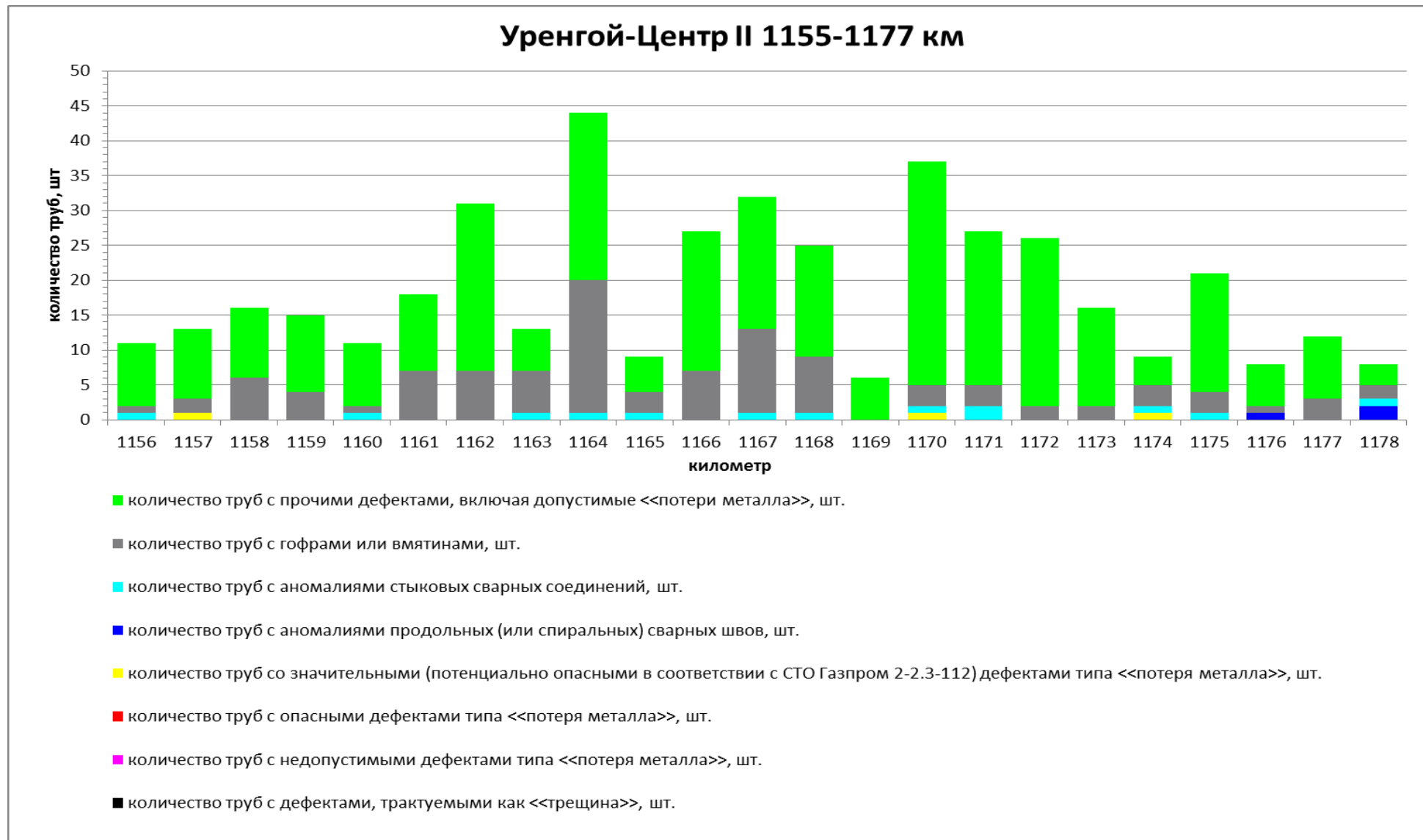


Рисунок А.6 - Результаты внутритрубного обследования участка МГ «Уренгой – Центр II», 1155,85 км - 1177,65 км

Кроме того, на соседнем участке газопровода (1177 км – 1247 км) при проведении ВТД были обнаружены дефекты, классифицированные как трещиноподобные.

Ключевые характеристики рассматриваемого участка, полученные в ходе обработки данных предыдущих обследований, а также взятые из проектной и эксплуатационной документации, приведены в таблице А.3.

Таблица А.3 - Характеристики участка МГ «Уренгой – Центр II», 1155,85 км - 1177,65 км

Длина участка, км	22,4
Диаметр, мм	1420
Толщина стенки, мм	15,7
Рабочее давление, МПа	7,4
Условный предел текучести, МПа	461
Временное сопротивление, МПа	588
Протяженность электрометрических обследований, %	100
Уровень защитного потенциала, В	-1,12
Минимальное значение удельного сопротивления грунта, Ом·м ²	10235
Длина участков с поврежденным изоляционным покрытием, км	8,4
Длина участков под воздействием блуждающих токов, км	0
Длина участков с повышенным (пониженным) значением защитного потенциала, км	0
Длина участков ВКО и ПКО, км	9,2
Количество ниток в одном коридоре	6
Протяженность ВТД, %	100
Количество труб с дефектами, трактуемыми как трещина, шт.	0
Количество дефектных кольцевых стыковых соединений, шт.	1
Общее количество кольцевых стыковых соединений, шт.	1981
Количество дефектных продольных сварных соединений, шт.	13
Общее количество продольных сварных соединений, шт.	3962
Количество потенциально опасных дефектов, шт.	4
Плотность труб с дефектами «потеря металла» глубиной более 15%, шт./км	3
Общая протяженность шурфов, м	62,25
Количество аварий, шт.	0

Выполнение анализа приоритетности вывода в капитальный ремонт участка МГ «Уренгой – Центр II», 1155,85 км - 1177,65 км согласно СТО Газпром 2-2.3-750 [152] дает показатель приоритетности, равный $p = 0,37$, вследствие чего он рекомендуется к сплошной переизоляции, в соответствии с таблицей Б.3 из СТО Газпром 2-2.3-750 [152].

Для применения разработанной методики к анализируемому участку на рисунках А.7 и А.8 представлены данные о режиме нагружения МГ «Уренгой – Центр II» за 2012 год на выходе из КС Ивдельская и на входе в КС Краснотурьинская, между которыми он эксплуатируется.

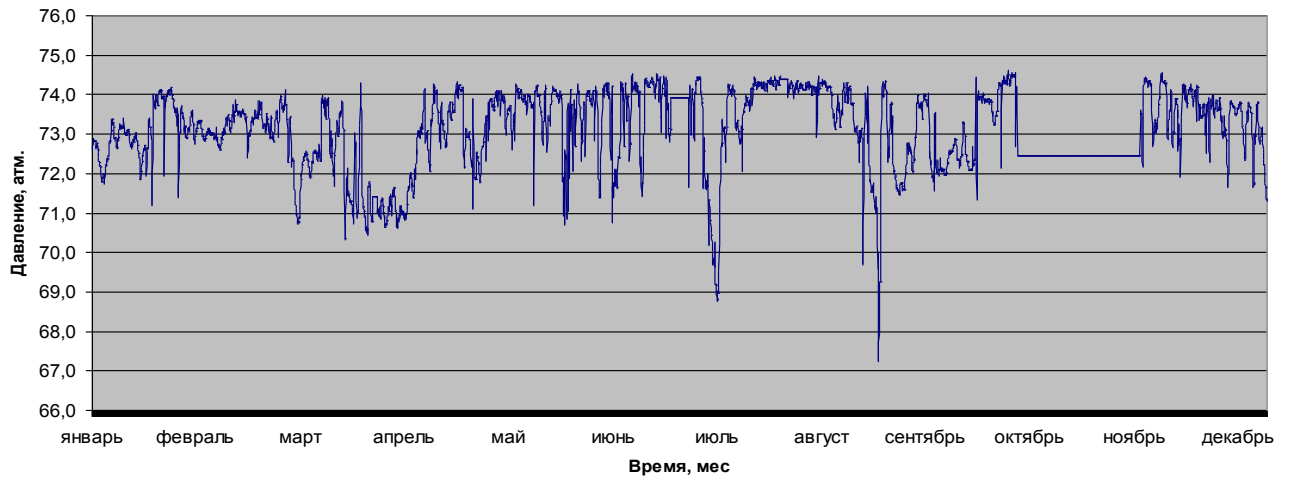


Рисунок А.7 - Режим нагружения МГ «Уренгой – Центр II» на выходе из КС Ивдельская в 2012 году с шагом в 4 часа

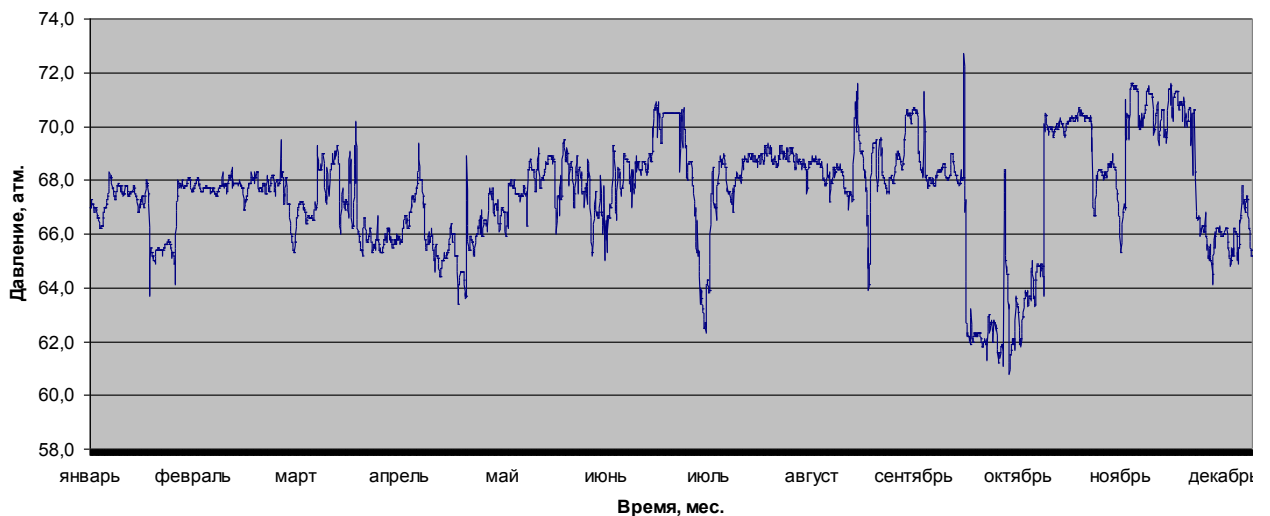


Рисунок А.8 - Режим нагружения МГ «Уренгой – Центр II» на входе в КС Краснотурьинская в 2012 году с шагом в 4 часа

Необходимые для определения расчетной толщины стенки труб коэффициенты приведены в таблице А.4.

Таблица А.4 - Значения коэффициентов для вычисления расчетной толщины стенки участка МГ «Уренгой – Центр II», 1155,85 км - 1177,65 км (из СП 36.13330.2012 [140])

№п/п	Наименование коэффициента	Значение
1	Коэффициент надежности по нагрузке (n)	1,1
2	Коэффициент надежности по материалу (k_1)	1,34
3	Коэффициент надежности по назначению трубопровода (k_n)	1,21
4	Коэффициент условий работы трубопровода (m)	0,99

Данный параметр, рассчитанный согласно соотношению (10) из СП 36.13330.2012 [140], составляет $\approx 15,7$ мм.

Обработка режимов нагружения МГ «Уренгой – Центр II» на выходе из КС Ивдельская и на входе в КС Краснотурьинская позволяет вычислить среднее давление в контрольных точках газопровода. Для КС Ивдельская оно составляет 7,17 МПа, а для КС Краснотурьинская - 6,62 МПа.

Подставлением полученных значений в соотношение (5.1) вычисляется коэффициент загрузки газопровода K_p :

- на выходе из КС Ивдельская $K_p = 0,975$;
- на входе в КС Краснотурьинская $K_p = 0,9$.

Учитывая, что выход из КС Ивдельская соответствует 1155-му километру МГ «Уренгой – Центр II», а вход в КС Краснотурьинская - 1246-му километру, коэффициент загрузки K_p для участка 1155,85 км - 1177,65 км, определяемый согласно (5.2), составляет 0,966.

Для нахождения коэффициента влияния энергии упругой деформации K_w вычисляется среднее давление на рассматриваемом участке газопровода согласно выражению (А.1). В данном случае $P_{cp} = 7,10$ МПа. Отсюда коэффициент K_w , определяемый из (2.31), составляет 0,54.

Учитывая, что на соседнем участке по результатам ВТД были обнаружены дефекты, классифицированные как трещиноподобные, при учете особенностей

нагружения рассматриваемого участка газопровода вычисляется коэффициент «жесткости» нагружения γ^* . Согласно соотношению (5.13), он составляет 1,27.

Поскольку для участка МГ «Уренгой – Центр II», 1155,85 км - 1177,65 км, также как и для участка МГ «Игрим – Серов – Нижний Тагил», 137,2 км – 164,3 км, отсутствуют сведения о состоянии металла труб, коэффициент поврежденности металла M_i , принимается равным 1.

Таким образом, вычисления результирующего коэффициента условий нагружения участка МГ «Уренгой – Центр II», 1155,85 км - 1177,65 км дают:

$$R = \left(\frac{(K_p)^3 \cdot \gamma^*}{K_w} \right)^{1/4} = \left(\frac{0,966^3 \cdot 1,27}{0,54} \right)^{1/4} = 1,21$$

В результате, скорректированный показатель приоритетности вывода данного участка газопровода в ремонт, с учетом характера эксплуатации, составляет:

$$p^\Sigma = p \cdot R \cdot M = 0,37 \cdot 1,21 \cdot 1 = 0,45$$

Согласно критериям, определенным в таблице 5.6, участок с таким показателем приоритетности вывода в ремонт рекомендуется подвергнуть сплошной переизоляции.

Выводы

Представленный анализ показал, что два участка газопровода, имеющих согласно существующей методике планирования ремонтных работ схожее техническое состояние, в реальности эксплуатируются в принципиально разных условиях. Как следствие, дополнительный учет особенностей нагружения при анализе участков привел к серьезной корректировке показателей приоритетности вывода их в ремонт, и даже к изменению метода производства данных работ.

Таким образом, применение разработанной методики позволит существенно оптимизировать и актуализировать разрабатываемые программы ремонта газопроводов.

Приложение Б

Расчет экономического эффекта от внедрения усовершенствованной методики планирования ремонтных работ на газопроводах ПАО «Газпром»

В Приложении А показано, что применение разработанной методики планирования ремонтных работ на участках ЛЧ МГ может приводить к серьезным изменениям значений показателя приоритетности вывода в ремонт, и даже к изменению метода ремонта.

Для оценки того, насколько существенным корректировкам может подвергнуться программа капитального ремонта газопроводов ПАО «Газпром», выполнялся анализ применения разработанной методики в сравнении с методикой из СТО Газпром 2-2.3-750 [152] на предоставленных участках ЛЧ МГ, предполагаемых к выводу в капитальный ремонт в 2017 году.

В общей сложности обработке подверглось 70 участков из 14 газотранспортных обществ ПАО «Газпром» (таблица Б.1). Оцениваемым параметром являлся рекомендованный метод капитального ремонта газопровода, который назначается в зависимости от значения показателя приоритетности p (таблица 5.6). Поскольку в данной таблице отсутствует четкая градация значений p для выбора методов ремонта, с целью объективности анализа принимались усредненные величины p для перехода от одного метода ремонта к другому: при $p > 0,6$ – замена участка; при $0,25 \leq p \leq 0,6$ – переизоляция; при $p < 0,25$ – выборочный ремонт.

Полученные результаты показали, что применение разработанной методики планирования ремонтных работ, как и ожидалось, привело в ряде случаев к изменению рекомендованного метода ремонта участков газопроводов. В двух случаях выборочный ремонт был изменен на переизоляцию, в двух случаях переизоляция была изменена на замену участка, и в шести случаях переизоляция заменена на выборочный ремонт.

Таблица Б.1 Результаты сравнительного анализа применения различных методик для формирования программы капитального ремонта ЛЧ МГ ПАО «Газпром»

№ пп	Наименование участка	Протяженность участка, км	Показатель p , вычисленный согласно СТО Газпром 2-2.3-750 [152]	Рекомендованный метод капитального ремонта	Показатель p_{Σ} , вычисленный согласно разработанной методике	Рекомендованный метод капитального ремонта
1	2	3	4	5	6	7
ООО "Газпром трансгаз Волгоград"						
1	МГ "Союз", Ду 1400 мм, участок 683-701 км	18,0	0,31	Переизоляция	0,30	Переизоляция
2	МГ "Союз", Ду 1400 мм, участок 701-724 км	23,0	0,37	Переизоляция	0,39	Переизоляция
3	МГ "Союз", Ду 1400 мм, участок 822-838 км	16,0	0,28	Переизоляция	0,27	Переизоляция
4	МГ "Оренбург-Новопсков", Ду 1200 мм, участок 943-970 км	27,0	0,27	Переизоляция	0,24	Выборочный ремонт
5	МГ "Союз", Ду 1400 мм, участок 1030-1055 км	25,0	0,22	Выборочный ремонт	0,24	Выборочный ремонт
6	МГ "Союз", Ду 1400 мм, участок 1108-1134 км	26,0	0,46	Переизоляция	0,50	Переизоляция
7	МГ "Оренбург - Новопсков", Ду 1200 мм, участок 779-799 км	20,0	0,34	Переизоляция	0,34	Переизоляция
8	МГ "Петровск - Новопсков", Ду 1200 мм, участок 435-449 км	14,0	0,19	Выборочный ремонт	0,21	Выборочный ремонт
ООО "Газпром трансгаз Екатеринбург"						
9	МГ "Бухара-Урал", 1 нитка 545,0 км (1445-1990), Ду 1000 мм, на участке 1598-1616 км	18,0	0,41	Переизоляция	0,39	Переизоляция
10	МГ "Бухара-Урал", 1 нитка 545,0 км (1445-1990), Ду 1000 мм, на участке 1571-1598 км	27,0	0,30	Переизоляция	0,24	Выборочный ремонт
11	Газопровод-отвод к г.г. Орск-Новотроицк (Ду 530 мм, 18-40 км)	22,0	0,36	Переизоляция	0,32	Переизоляция
ООО "Газпром трансгаз Казань"						
12	Газопровод-отвод к ГРС р.ц. Азнакаево-1, Ду 300 мм. Участок 11-23,8 км	12,8	0,22	Выборочный ремонт	0,19	Выборочный ремонт

13	Газопровод-отвод к ГРС Якеево, Ду 250 мм. Участок 13,4-20 км	6,6	0,24	Выборочный ремонт	0,20	Выборочный ремонт
14	МГ "Миннибаево-Казань", Ду 500 мм. Участок 129,5-163,1 км	33,6	0,49	Переизоляция	0,42	Переизоляция
ООО "Газпром трансгаз Краснодар"						
15	Газопровод "Некрасовская-Березанская", 1 нитка, Ду 800 мм. Участок 171-196 км	25,0	0,24	Выборочный ремонт	0,22	Выборочный ремонт
ООО "Газпром трансгаз Москва"						
16	МГ "Острогжск - Белоусово", Ду 1000 мм. Участок 483-503 км	20,0	0,39	Переизоляция	0,34	Переизоляция
17	МГ "Серпухов – Ленинград", Ду 700 мм. Участок 186 - 221 км	35,0	0,41	Переизоляция	0,40	Переизоляция
18	МГ "Горький – Центр", Ду 1200 мм. Участок 330 - 363 км	33,0	0,44	Переизоляция	0,44	Переизоляция
19	МГ "Касимовское ПХГ - КГМО", Ду 1200 мм. Участок 128 - 154 км	26,0	0,37	Переизоляция	0,39	Переизоляция
20	МГ "Коломна-Рязань", Ду 700 мм. Участок 63 – 100 км	37,0	0,29	Переизоляция	0,24	Выборочный ремонт
21	МГ "САЦ-I", Ду 1000 мм. Участок 2045 – 2064 км	19,0	0,27	Переизоляция	0,24	Выборочный ремонт
22	Газопровод-отвод к ГРС-2 г. Липецк, Ду 1000 мм. Участок 74 – 86 км	12,0	0,23	Выборочный ремонт	0,22	Выборочный ремонт
23	МГ лупинг "САЦ II", Ду 1000 мм. Участок 1919 – 1942 км	23,0	0,37	Переизоляция	0,38	Переизоляция
24	Газопровод-отвод к КРП-14, 1 нитка, Ду 800 мм. Участок 0 – 16 км	16,0	0,22	Выборочный ремонт	0,20	Выборочный ремонт
25	Газопровод-отвод к КРП-14, 2 нитка, Ду 1000 мм. Участок 0 – 16 км	16,0	0,19	Выборочный ремонт	0,18	Выборочный ремонт
26	МГ "Грязовец – КГМО", Ду 1200 мм. Участок 478 – 498 км	20,0	0,38	Переизоляция	0,37	Переизоляция
27	Газопровод-отвод "КГМО - Конаково", Ду 700 мм. Участок 44 - 82 км	38,0	0,40	Переизоляция	0,35	Переизоляция

28	Газопровод-отвод к КРП 13, 2 нитка, Ду 1000 мм. Участок 0 – 26,8 км	26,8	0,44	Переизоляция	0,41	Переизоляция
29	Газопровод-отвод "Химки – Крюково", Ду 800 мм. Участок 0 – 23 км	23,0	0,31	Переизоляция	0,27	Переизоляция
30	МГ "Тула – Москва", Ду 500 мм. Участок 1216 – 1249 км	33,0	0,26	Переизоляция	0,22	Выборочный ремонт
31	Газопровод-отвод "Кромы – Орел", 1 нитка, Ду 500 мм. Участок 16 – 34 км	18,0	0,37	Переизоляция	Участок не эксплуатируется	Переизоляция
32	МГ "Горький - Центр", Ду 1200 мм. Участок 494 – 524 км	30,0	0,47	Переизоляция	0,44	Переизоляция
33	МГ "КРП-14 – Серпухов", Ду 1200 мм. Участок 76 – 96 км	20,0	0,39	Переизоляция	0,40	Переизоляция
34	МГ "Острогожск - Белоусово", Ду 1000 мм. Участок 337 - 355 км	18,0	0,20	Выборочный ремонт	0,19	Выборочный ремонт
35	МГ "Ставрополь–Москва", 1 нитка, Ду 700 мм. Участок 1053 – 1089 км	36,0	0,28	Переизоляция	0,25	Переизоляция
ООО "Газпром трансгаз Нижний Новгород"						
36	Газопровод "Горький-Центр", Ду 1200 мм. Участок 152-221 км.	69,0	0,24	Выборочный ремонт	0,27	Переизоляция
ООО "Газпром трансгаз Самара"						
37	МГ "Уренгой-Новопсков", Ду 1400 мм. Участок 2245-2270 км	22,0	0,39	Переизоляция	0,45	Переизоляция
38	Газопровод-отвод к ГРС-17 Новокуйбышевск, Ду 700 мм. Участок 0-17,2 км	17,2	0,22	Выборочный ремонт	0,18	Выборочный ремонт
ООО "Газпром трансгаз Саратов"						
39	МГ "САЦ-4-2", Ду 1200 мм. Участок 0 - 41 км	41,0	0,37	Переизоляция	0,45	Переизоляция
40	МГ "САЦ-4-1", Ду 1200 мм. Участок 0 - 41 км	41,0	0,43	Переизоляция	0,48	Переизоляция
41	МГ "САЦ-1", Ду 1000 мм. Участок 1445-1535 км	90,0	0,41	Переизоляция	0,41	Переизоляция
ООО "Газпром трансгаз Ставрополь"						
42	МГ "Магат - Северный Кавказ", Ду 1400 мм. Участок 555 - 570 км	15,0	0,23	Выборочный ремонт	0,27	Переизоляция

43	МГ "Новопсков-Акса́й-Моздок", Ду 1200 мм. Участок 21 - 93 км	72,0	0,20	Выборочный ремонт	0,21	Выборочный ремонт
ООО "Газпром трансгаз Сургут"						
44	МГ "Комсомольское - Сургут - Челябинск", Ду 1400 мм. Участок 1236 - 1262 км	26,0	0,29	Переизоляция	0,32	Переизоляция
45	Газопровод-отвод "Нижневартовский ГПЗ - Сургутская ГРЭС-1", Ду 700 мм. Участок 144 - 194 км	50,0	0,28	Переизоляция	0,24	Переизоляция
46	МГ "Комсомольское - Сургут – Челябинск (2 резервная нитка)", Ду 1000 мм. Участок 597 - 645 км	48,0	0,35	Переизоляция	0,39	Переизоляция
ООО "Газпром трансгаз Томск"						
47	Газопровод-отвод к ГРС Нижневартовской ГРЭС (1 нитка), Ду 1000 мм. Участок 0 - 1,5 км	1,5	0,19	Выборочный ремонт	0,19	Выборочный ремонт
48	Газопровод-отвод к ГРС Нижневартовской ГРЭС (2 нитка), Ду1000 мм. Участок 0 - 1,5 км	1,5	0,22	Выборочный ремонт	0,21	Выборочный ремонт
49	МГ "Парабель-Кузбасс", Ду 1000 мм. Участок 308 – 317 км	9,0	0,42	Переизоляция	0,40	Переизоляция
50	МГ "Парабель-Кузбасс". Резервная нитка подводного перехода через р. Обь на участке 308,5-317,7 км. Ду 1000 мм	9,2	0,39	Переизоляция	0,37	Переизоляция
51	МГ "Парабель-Кузбасс", Ду 1000 мм. Участок 112 – 115 км	3,0	0,44	Переизоляция	0,47	Переизоляция
ООО "Газпром трансгаз Уфа"						
52	МГ "Уренгой-Петровск", Ду 1400 мм. Участок 1815 - 1844 км	29,0	0,45	Переизоляция	0,47	Переизоляция
53	МГ "Уренгой-Петровск", Ду 1400 мм. Участок 1969 - 1993 км	24,0	0,38	Переизоляция	0,44	Переизоляция
ООО "Газпром трансгаз Ухта"						
54	МГ "Ухта-Торжок III" (3 нитка), Ду 1400 мм. Участок 501 - 536 км.	35,0	0,52	Переизоляция	0,61	Замена участка
55	МГ "Пунга-Ухта-Грязовец" (4 нитка), Ду 1400 мм. Участок 499 - 501 км	2,0	0,47	Переизоляция	0,48	Переизоляция

56	МГ "Ухта-Торжок III" (3 нитка), Ду 1400 мм. Участок 1,5 - 39 км	37,5	0,64	Замена участка	0,71	Замена участка
57	МГ "Ухта-Торжок III" (3 нитка), Ду 1400 мм. Участок 206 - 249 км	43,0	0,41	Переизоляция	0,44	Переизоляция
58	МГ "Пунга-Ухта-Грязовец III" (5 нитка), Ду 1400 мм. Участок 382 - 415 км	33,0	0,53	Переизоляция	0,59	Переизоляция
59	МГ "Ухта-Торжок III" (3 нитка), Ду 1400 мм. Участок 400 - 437 км	37,0	0,39	Переизоляция	0,42	Переизоляция
60	МГ "Ухта-Торжок III" (3 нитка), Ду 1400 мм. Участок 1001 - 1029 км.	28,0	0,62	Замена участка	0,67	Замена участка
61	МГ "Пунга-Ухта-Грязовец" (4 нитка), Ду 1400 мм. Участок 206 - 249 км	43,0	0,49	Переизоляция	0,53	Переизоляция
62	МГ "Пунга-Ухта-Грязовец" (4 нитка), Ду 1400 мм. Участок 688 - 725 км	37,0	0,34	Переизоляция	0,38	Переизоляция
63	МГ "Ухта-Торжок III" (3 нитка), Ду 1400 мм. Участок 920 - 943 км	23,0	0,37	Переизоляция	0,40	Переизоляция
64	МГ "Пунга-Ухта-Грязовец" (4 нитка), Ду 1400 мм. Участок 175 - 205 км	30,0	0,55	Переизоляция	0,59	Переизоляция
65	МГ "Ухта-Торжок III" (3 нитка), Ду 1400 мм. Участок 644 - 653 км	9,0	0,53	Переизоляция	0,62	Замена участка
ООО "Газпром трансгаз Чайковский"						
66	МГ "СРТО-Урал", Ду 1400 мм. Участок 1554 - 1583 км	29,0	0,40	Переизоляция	0,49	Переизоляция
67	МГ "Уренгой-Новопсков", Ду 1400 мм. Участок 1398 - 1427 км	29,0	0,47	Переизоляция	0,49	Переизоляция
68	МГ "Пермь-Горький-2", Ду 1200 мм. Участок 160 - 198 км	37,0	0,29	Переизоляция	0,24	Выборочный ремонт
69	МГ "Пермь-Горький-2", Ду 1200 мм. Участок 232 - 268 км	34,0	0,43	Переизоляция	0,45	Переизоляция
70	Газопровод-отвод к п. Сылва, Ду 377 мм. Участок 0 - 3,1 км	3,1	0,33	Переизоляция	0,27	Переизоляция
	Общая протяженность участков:	1 871,80				

Изменение ремонта методом переизоляции на ремонт заменой участка не вносит существенных корректировок ни в объем, ни в стоимость программы капитального ремонта газопроводов, так как определение количества заменяемых труб при ремонте является результатом выполнения других аналитических работ. Поэтому, применение разработанной методики помимо актуализации участков приводит в целом к оптимизации программы капитального ремонта газопроводов, поскольку в рассматриваемом примере общая протяженность участков ЛЧ МГ, рекомендованная к выводу в капитальный ремонт сократилась с 1550,2 км до 1454,2 км, то есть на 6,2%.

Учитывая вышеизложенное, оценен потенциальный экономический эффект от внедрения разработанной методики при формировании программ капитального ремонта газопроводов ЛЧ МГ ПАО «Газпром».

Общий подход к проведению расчетов принимался согласно СТО Газпром РД 1.12-096-2004 «Внутрикорпоративные правила оценки эффективности НИОКР». При определении экономического эффекта использовался принцип «без проекта – с проектом». В качестве варианта «без проекта» оценивалась стоимость реализации планируемого объема капитального ремонта участков ЛЧ МГ в ближайшие пять лет. В качестве варианта «с проектом» принималась оптимизация запланированных объемов ремонта на определенную выше величину, приблизительно равную 6%, в результате применения разработанной методики.

Расчеты проводились без учета налога на добавленную стоимость, на основании экспертных оценок и в ценах прейскуранта ПАО «Газпром»: прейскурант стоимости работ по капитальному ремонту линейной части магистральных газопроводов Ду 530-1420 мм. Часть 5. Уральский район. Налоговое окружение принималось в соответствии с действующим законодательством.

Исходные данные представлены в таблице Б.2. Расчет показателей коммерческой эффективности от внедрения разработанной методики представлен в таблице Б.3.

Таблица Б.2 – Исходные данные для расчета

Наименование показателя	Единица измерения	Значение
Планируемые объемы работ по капитальному ремонту ЛЧ МГ ПАО «Газпром», определенные согласно методике из СТО Газпром 2-2.3-750 [152] (экспертная оценка)		
2016	км	800
2017	км	800
2018	км	780
2019	км	770
2020	км	750
Планируемые объемы работ по капитальному ремонту ЛЧ МГ ПАО «Газпром», определенные согласно разработанной методике (с учетом установленной величины оптимизации программы капитального ремонта в 6%)		
2016	км	752
2017	км	752
2018	км	733,2
2019	км	723,8
2020	км	705
Средний диаметр газопроводов ЛЧ МГ	мм	1200
Стоимость работ по капитальному ремонту 1 км ЛЧ МГ Ду 1200 мм с заменой до 20% труб (прейскурант)	тыс. руб.	22 680,00
Норма дисконта (средняя степень риска)	%	10
Ставка налога на прибыль	%	20

Из полученных результатов видно, что потенциальный экономический эффект от внедрения разработанной методики составляет порядка 500 – 800 млн. руб. ежегодно. Причем указанные цифры достигаются только за счет оптимизации объемов ремонтных работ, без учета того, что в актуализированную программу капитального ремонта будут попадать другие, более нуждающиеся в этом участки, что также принесет свой экономический эффект, за счет снижения количества аварий на газопроводах ПАО «Газпром».

Таблица Б.3 Расчет показателей коммерческой эффективности

№ п/п	Наименование показателей	Производимые действия	Значения показателей по годам				
			2016	2017	2018	2019	2020
1	Стоимость работ по капитальному ремонту 1 км ЛЧМГ Ду 1200 мм с заменой до 20% труб, тыс.руб.		22 680,00	22 680,00	22 680,00	22 680,00	22 680,00
2	Планируемые объемы работ по капитальному ремонту ЛЧ МГ ПАО «Газпром» (без проекта), км		800	800	780	770	750
3	Стоимость реализации годового плана работ по капитальному ремонту ЛЧ МГ Ду 1220 мм с заменой 20% труб (без проекта), тыс. руб.	п.1 х п.2	18 144 000,00	18 144 000,00	17 690 400,00	17 463 600,00	17 010 000,00
4	Планируемые объемы работ по капитальному ремонту ЛЧ МГ ПАО «Газпром» (с проектом), км		752	752	733,2	723,8	705
5	Стоимость реализации годового плана работ по капитальному ремонту ЛЧ МГ Ду 1220 мм с заменой 20% труб (с проектом), тыс. руб.	п.1 х п.4	17 055 360,00	17 055 360,00	16 628 976,00	16 415 784,00	15 989 400,00
6	Снижение затрат в результате использования разработанной методики, тыс. руб.	п.3 - п.5	1 088 640,00	1 088 640,00	1 061 424,00	1 047 816,00	1 020 600,00
7	Ставка налога на прибыль, %		20	20	20	20	20
8	Налог на прибыль, тыс. руб.	20% от п.6	217 728,00	217 728,00	212 284,80	209 563,20	204 120,00
9	Чистая прибыль в результате использования разработанной методики, тыс. руб.	п.6 - п.8	870 912,00	870 912,00	849 139,20	838 252,80	816 480,00
10	Чистый поток денежных средств, тыс. руб.	п.6 - п.8	870 912,00	870 912,00	849 139,20	838 252,80	816 480,00
11	Норма дисконта (средняя степень риска), %		10	10	10	10	10
12	Коэффициент дисконтирования, отн. ед.		1,0000	0,9090	0,8264	0,7513	0,6830
13	Дисконтированный чистый поток денежных средств, тыс. руб.	п.10 х п.12	870 912,00	791 659,01	701 728,63	629 779,33	557 655,84

Приложение В

Акты внедрения результатов работы



АО «КРАСНОДАРГАЗСТРОЙ»

119421, Россия, г. Москва, ул. Новаторов, д. 7А, стр. 2
Тел./Факс: (495) 660-90-49
e-mail: infokgs@mail.ru
www.gazstroy.com

№ 5/Н от «22» апреля 2016 г.



УТВЕРЖДАЮ

Первый заместитель
генерального директора по
специальным программам
АО «Краснодаргазстрой»

Э.И. Велиюлин

АКТ

об опытном внедрении результатов докторской диссертационной работы
Зорина Александра Евгеньевича

Комиссия в составе:

Б.Д. Аннаков – председатель, заместитель начальника Управления организации работ по подготовке и переизоляции труб в заводских условиях;

Е.М. Астапов - главный специалист производственного отдела Управления организации работ по подготовке и переизоляции труб в заводских условиях,

составила настоящий акт о том, что результаты диссертационной работы Зорина Александра Евгеньевича «Научно-методическое обеспечение системы поддержания работоспособности длительно эксплуатируемых газопроводов», в части разработанных автором:

- способа выполнения качественной экспресс-оценки состояния металла по результатам измерения значений его микротвердости;

- портативного микротвердомера «MicroLab-Z¹», позволяющего без нарушения целостности конструкции реализовать вышеуказанный способ,

получили положительную оценку и были опробованы на объектах подготовки труб к повторному применению АО «Краснодаргазстрой».

В рамках внедрения результатов диссертационной работы был разработан нормативный документ Общества: «Методические указания по выполнению неразрушающей оценки состояния металла труб при их подготовке к повторному применению с использованием метода измерения микротвердости».

Применение вышеуказанных способа и прибора позволяет оперативно получать достоверные сведения о состоянии различных участков и зон металла и в комплексе с другими методами неразрушающего контроля гарантировать надежность и долговечность подготовленных к повторному применению труб.

Б.Д. Аннаков

Е.М. Астапов



СТО ГАЗПРОМ
9001 - 2012



АКТ
внедрения результатов диссертационной работы
А.Е. Зорина на тему: «Научно-методическое обеспечение системы
поддержания работоспособности длительно эксплуатируемых
газопроводов», выдвигаемой на соискание ученой степени
доктора технических наук

Канд. техн. наук А.Е. Зорин является исполнителем научно-исследовательских работ, проводимых ОАО «Оргэнергогаз» совместно с рядом дочерних обществ ПАО «Газпром», по определению причин и механизмов повреждаемости труб при длительной эксплуатации магистральных газопроводов (МГ), а также разработки мероприятий по предупреждению отказов на МГ.

Результаты диссертационной работы А.Е. Зорина, в части разработанных автором:

- методики лабораторного моделирования процесса нагружения трубопроводов внутренним давлением;
- методики проведения испытаний металла труб на ударный изгиб, получили положительную оценку и рекомендованы к использованию профильным подразделениям ООО «Газпром ВНИИГАЗ».

Предложенные методические подходы обладают новизной и оригинальностью.

Практическая реализация разработанных автором испытательных методик расширяет возможности использования применяемых экспериментальных методов исследования свойств металла труб, повышает точность и достоверность производимых оценок, что в конечном итоге будет способствовать существенному пополнению базы знаний в области материаловедческих проблем прочности металла труб.

Начальник лаборатории
 труб и соединительных деталей
 ООО «Газпром ВНИИГАЗ»,
 канд. техн. наук

*Подпись
 Инж. Снегман*



*уверено
 Е.В. Мелещенко*

Т.С. Есиев



**ОТКРЫТОЕ
АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
«ОРГЭНЕРГОГАЗ»**

(ОАО «ОРГЭНЕРГОГАЗ»)

115304, г. Москва, ул. Луганская, д.11
Тел.: (495) 355-90-50, факс: (495) 355-91-12
E-mail: oeg@oeg.gazprom.ru; www.oeg.ru

ОКПО 05015070, ОГРН 1025000657010, ИНН/КПП 5003000696/774850001

18.12.2015 № БЧ-938

УТВЕРЖДАЮ

**Заместитель генерального
директора по сопровождению
эксплуатации объектов единой
системы газоснабжения**

А.А. Басавин

АКТ

**о внедрении результатов докторской диссертационной работы
Зорина Александра Евгеньевича**

Комиссия в составе:

И.И. Велиюлин – председатель, д.т.н., директор ЭАЦ «Оргремдигаз»;

А.Д. Решетников – д.т.н., заместитель директора ЭАЦ «Оргремдигаз»;

А.В. Токарев – заместитель начальника Управления технологии и организации методов ремонта ЭАЦ «Оргремдигаз»,

составила настоящий акт о том, что результаты докторской диссертационной работы Зорина Александра Евгеньевича «Научно-методическое обеспечение системы поддержания работоспособности длительно эксплуатируемых газопроводов», в части разработанных и представленных автором:

- модели учета условий эксплуатации различных участков газопроводов, предназначенной для совершенствования методики планирования вывода газопроводов в ремонт;

- программного продукта «АУН-1» для автоматизации процесса обработки исходных данных при анализе условий эксплуатации различных участков газопроводов,

получили положительную оценку и используются ОАО «Оргэнергогаз» при выполнении обоснования вывода в капитальный ремонт (предремонтного обоснования) объектов ПАО «Газпром».

В рамках внедрения вышеуказанных результатов диссертационной работы был разработан нормативный документ Общества: «Методические рекомендации по определению показателей приоритетности вывода участков линейной части магистральных газопроводов в капитальный ремонт, с учетом сведений об условиях их эксплуатации».

И.И. Велиюлин

А.Д. Решетников

А.В. Токарев