

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»

**АВТОРЕФЕРАТ**

**диссертации на соискание ученой степени  
доктора технических наук**

Москва-2017

Работа выполнена в Обществе с ограниченной ответственностью «Экспертно-Инжиниринговая Компания» (ООО «ЭКСИКОМ»).

Научный консультант: доктор технических наук, академик РАЕН, первый заместитель генерального директора – главный инженер ООО «ЭКСИКОМ»,  
**Велиюлин Ибрагим Ибрагимович**

Официальные оппоненты: доктор технических наук, профессор кафедры «Сооружение и ремонт газонефтепроводов и хранилищ» РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина,  
**Сенцов Сергей Иванович**

доктор технических наук, профессор, первый заместитель генерального директора - директор по научной работе ООО «ЦИЭКС»,  
**Ларионов Валерий Иванович**

доктор технических наук, профессор, главный научный сотрудник ФГУП «ЦНИИчермет им. И.П. Бардина»,  
**Матросов Юрий Иванович**

Ведущее предприятие: ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет»

Защита состоится «22» июня 2017г. в 9 часов 00 мин. на заседании диссертационного совета Д 212.291.02 при Ухтинском государственном техническом университете по адресу 169300, г. Ухта, Республика Коми, ул. Первомайская, д.13.

С авторефератом и диссертацией можно ознакомиться в библиотеке ФГБОУ ВПО «Ухтинский государственный технический университет», а также на сайте ВУЗа по адресу [www.ugtu.net](http://www.ugtu.net) в разделе «Диссертации».

Автореферат разослан «21» апреля 2017 г.

Ученый секретарь  
диссертационного совета,  
кандидат технических наук



А.И. Попова

## ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

### **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, а затем 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, определяющих 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  $K_W = \frac{1}{e^{100W_{yd}}} + \frac{1}{1 + e^{-100W_{yd}}} - 0,5$ , где  $W_{yd}$  – 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 обеспечи-

вают возможность обнаружения критических и докритических деградиционных 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 экспериментов 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.

### **Структура и объем работы.**

Диссертационная работа состоит из введения, 6 глав, заключения, списка литературы из 208 наименований и 3 приложений. Содержит 332 страницы текста, включая 159 рисунков и 55 таблиц.

## **СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ**

**Во введении** обоснована актуальность темы диссертации, сформулированы цель и задачи исследования, научная новизна, защищаемые положения и практическая значимость результатов работы.

**В первой главе** представлены результаты анализа технического состояния газопроводов Единой Системы Газоснабжения (ЕСГ) и оценки существующей в ПАО «Газпром» организационно-технической системы поддержания их работоспособности.

Для обеспечения надежности и безопасности газотранспортной сети России, являющейся самой протяженной в мире, ежегодно реализуются масштабные программы по экспертизе, диагностике, капитальному ремонту и реконструкции газопроводов. Так, в частности, за период с 2004 по 2015 год было отремонтировано более 20 000 км, а внутритрубная диагностика (ВТД) и электрометрия проведены более чем на 200 000 км газопроводов.

Тем не менее, несмотря на колоссальные объемы выполняемых профилактических мероприятий, аварийность на газопроводах, хоть и имела в последнее время положительную динамику, продолжает оставаться значительной.

Анализ статистической информации позволил заключить, что одной из фундаментальных причин, определяющих недостаточную эффективность существующей системы поддержания работоспособности газопроводов, является их возраст: по данным на 2015 год доля газопроводов ЕСГ старше 30 лет достигла половины, и за предшествующие 5 лет на них произошло около 75% аварий.

Для понимания того, насколько возрастной фактор усложняет задачу обеспечения безаварийной эксплуатации газопроводов, были проведены экспериментально-аналитические исследования, заключавшиеся в оценке достоверности и практической эффективности методики определения прочности труб, содержащих дефекты, используемой в ПАО «Газпром».

На первом этапе выполнялись полигонные испытания плети, сваренной из труб аварийного запаса стали 10Г2ФБ, Ду 1000 мм,  $\delta = 13,5$  мм. На плеть наносились отдельные и взаимодействующие дефекты потери металла разного размера. В результате статического нагружения разрушение плети произошло в зоне продольной вышлифовки, расположенной в группе из двух взаимодействующих дефектов (длиной в горизонтальной проекции 100 и 300 мм, глубиной 7 мм и расстоянием между ними 60 мм), при давлении  $P_p = 11,77$  МПа (рис. 1).



Аналитически разрушающее давление плети от объединенного дефекта определялось согласно выражению:

$$P_p = \frac{2\delta\sigma_s \left(1 - \frac{d_{nm}}{\delta}\right)}{(D_n - \delta) \left(1 - \frac{d_{nm}}{\delta Q_{nm}}\right)}, \quad (1)$$

где  $Q_{nm} = \sqrt{1 + 0.31 \left(\frac{l_{nm}}{\sqrt{D_n \delta}}\right)^2}$  - коэффициент;  $l_{nm} = l_m + \sum_{i=n}^{m-1} (l_i + s_i)$ ,  $d_{nm} = \frac{\sum_{i=n}^m d_i l_i}{l_{nm}}$  - со-

ответственно длина и глубина объединенного дефекта, мм;  $s_i$  – расстояние в продольном направлении между соседними дефектами, мм;  $l_i$ ,  $d_i$  - соответственно длина и глубина соседних дефектов, мм;  $\delta$  – номинальная толщина стенки трубы, мм;  $D_n$  – наружный диаметр трубы, мм;  $\sigma_s$  – предел прочности стали, МПа. Произ-

веденный расчет показал разрушение при  $P_p = 10,74$  МПа, что менее чем на 10% отличается от экспериментального значения.

Учитывая заложенную в методику консервативность, полученный результат продемонстрировал, что на новых трубах, в модельных условиях полигонных испытаний используемый в ПАО «Газпром» подход к оценке несущей способ-



Рисунок 1 – Общий вид разрушения испытательной плети

ности труб с дефектами потери металла обладает высокой достоверностью.

На втором этапе проводился анализ статистики аварий на газопроводах, причиной которых являлись коррозионные дефекты (рис. 2).

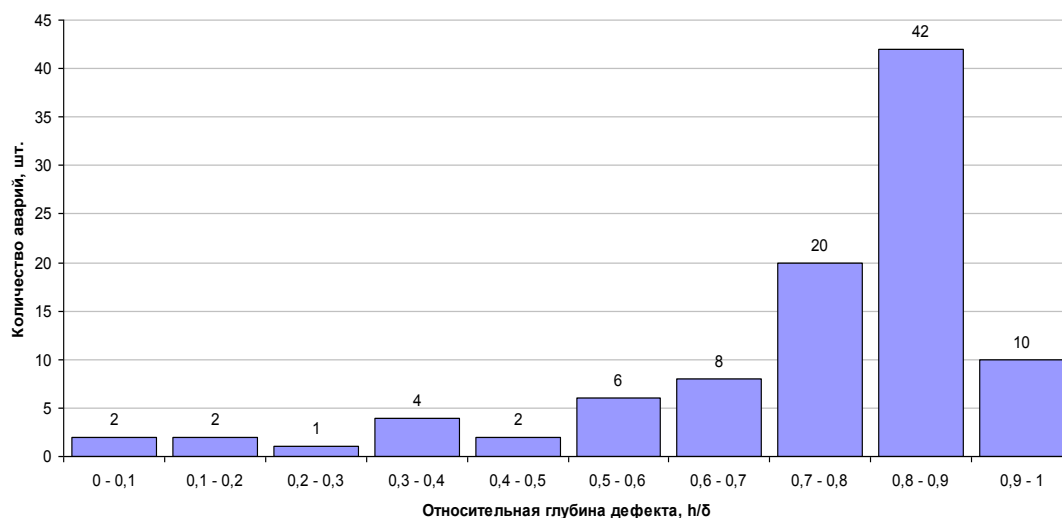


Рисунок 2 - Гистограмма распределения количества аварий на газопроводах от относительной глубины приведших к разрушению коррозионных дефектов

Сопоставление зафиксированного в актах фактического давления разрушения и расчетных значений, полученных с использованием выражения (1), показало, что первое в подавляющем большинстве случаев было существенно, а иногда и в несколько раз ниже второго (табл. 1).

Таблица 1 – 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.) $< P_p$	16
$P_p$ (факт.) $\geq P_p$ (расч.)	4

В какой-то мере на разрушающее давление могли оказать влияние случайные факторы – природные, техногенные и т. д. Но в целом, подобная картина свидетельствует о том, что одним только проведением прочностных расчетов невозможно достоверно оценить работоспособность участка газопровода.

Полученный результат объясняется двумя причинами. Во-первых, это недооцененное влияние фактических особенностей эксплуатации конкретных участков газопроводов, которые с течением времени начинают играть все более значительную роль. А во-вторых, это возможность снижения рабочих характеристик металла труб в процессе службы, подтвержденная результатами многочисленных исследований.

Вопросами обеспечения надежности газопроводов занимались многие российские ученые, такие как: Р.В. Агиней, М.П. Анучкин, В.Л. Березин, В.В. Болотин, А.С. Болотов, П.П. Бородавкин, И.И. Велиюлин, В.Н. Виноградов, З.Т. Галлиулин, В.М. Горицкий, А.Г. Гумеров, Е.Е. Зорин, О.М. Иванцов, А.С. Кузьбожев, И.И. Мазур, Н.А. Махутов, А.Д. Решетников, Г.А. Филиппов, В.В. Харионовский, В.П. Черний, В.М. Шарыгин, К.М. Ямалеев и др. Труды данных авторов привели к тому, что существующая нормативная документация, определяя общий алгоритм оценки технического состояния участка газопровода, предусматривает изучение широкого спектра факторов, влияющих на сопротивляемость разрушению анализируемого объекта: эксплуатационных режимов, нагрузок и воздействий на газопровод, повреждающих процессов, фактических свойств металла и уровня накопленной им поврежденности.

Однако на практике приведенные выше факторы, как правило, остаются без внимания. Причиной этому является недостаточная адаптированность, разрозненность, а иногда и просто отсутствие подходов, методов и технических средств, позволяющих оперативно получать и анализировать достоверную актуальную информацию о фактическом состоянии и условиях эксплуатации газопроводов.

В таком случае, учитывая возраст ЕСТ, сложившаяся система поддержания работоспособности газопроводов нуждается в реформировании. Для этой цели предложена новая концепция функционального диагностирования, основанная на

применении высокоэффективных эмпирических методов исследования, предусматривающая использование полученных результатов при планировании и выполнении профилактических мероприятий на газопроводах (рис. 3).

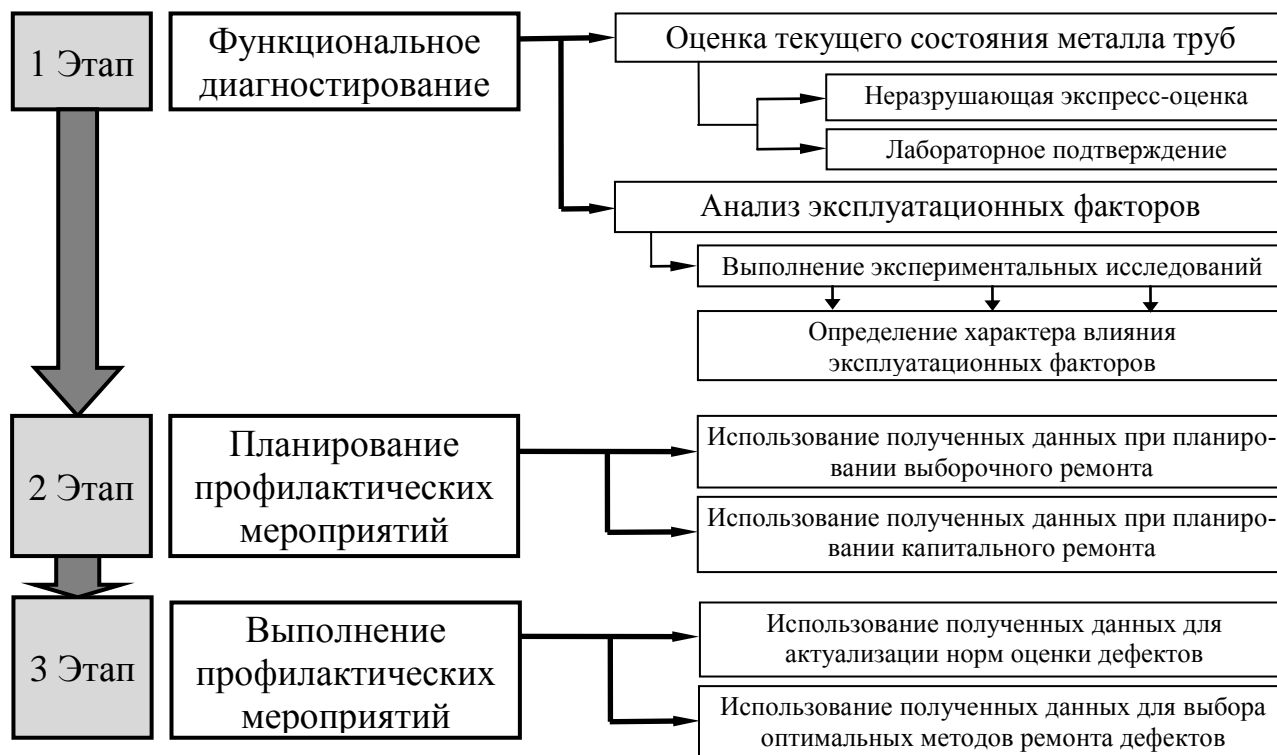


Рисунок 3 – Модернизация системы поддержания работоспособности газопроводов за счет совершенствования подходов к их обслуживанию

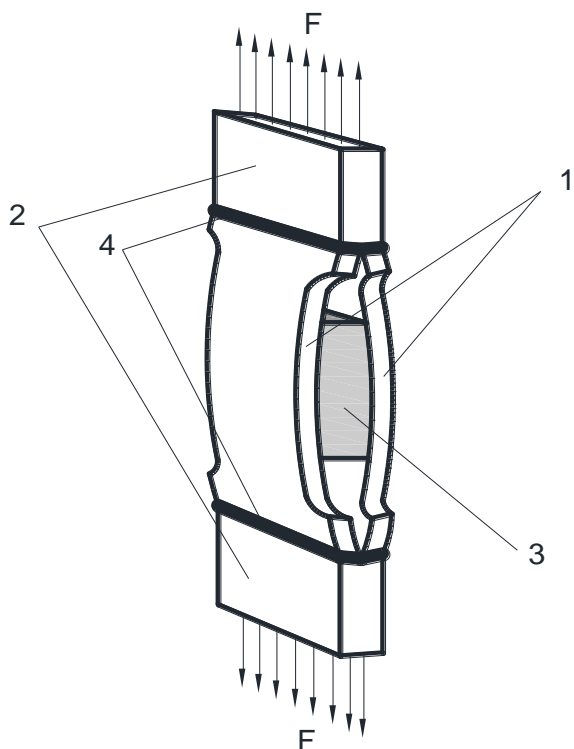
Реализации и воплощению отдельных структурных компонентов, представленных на рисунке 3, посвящены следующие главы диссертационной работы.

**Во второй главе** проведены исследования ключевых факторов, характеризующих эксплуатацию газопроводов.

Выполненный анализ позволил установить, что уникальность газопроводных систем определяется в первую очередь объемом НДС и технологическими особенностями изготовления труб, функциональными нагрузками и запасенной в металле газопровода энергией упругой деформации. Причем степень влияния и характер проявления данных факторов в каждом конкретном случае могут существенно отличаться. Отсюда следует, что для получения достоверной оценки технического состояния газопровода необходимо, во-первых, знать причинно-следственную и функциональную взаимосвязь вышеуказанных особенностей и сопротивляемости газопровода разрушению, а во-вторых, учитывать эту взаимосвязь при изучении других процессов и воздействий.

Основным источником получения подобной информации являются экспериментальные исследования, однако их выполнение сопряжено с рядом сложностей. Натурные испытания трубных плетей слишком трудоемкие и дорогостоящие, а существующие подходы к воспроизведению условий эксплуатации трубопроводов не позволяют корректно решить поставленную перед ними задачу.

Принимая во внимание изложенную проблему, разработана методика лабораторного моделирования процесса нагружения трубопровода, основанная на использовании специальной конструкции испытательного образца (рис. 4).



1 – сегменты трубы; 2 – металлические пластины; 3 – специальная вставка; 4 – сварные соединения  
Рисунок 4 – Конструкция образца, моделирующего условия нагружения трубопровода

соответствующих выбранным усилиям. Датчики, измерявшие поперечные деформации зафиксировали незначительные отрицательные значения.

Как известно, упругие напряжения при двухосном НДС определяются соотношениями:

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

$$\sigma_2 = \frac{E}{1 - \mu^2} (\varepsilon_2 + \mu\varepsilon_1), \quad (3)$$

где  $\varepsilon_1, \varepsilon_2$  – соответственно продольные и поперечные деформации;  $\sigma_1, \sigma_2$  – соответственно продольные и поперечные напряжения, МПа;  $\mu$  – коэффициент Пуассона;  $E$  – модуль упругости, МПа.

Имея  $\varepsilon_2 \rightarrow 0$ , в соответствии с формулами (2) и (3), в рабочей части образца реализуется двухосное НДС с соотношением  $\sigma_2 = \mu\sigma_1$ , что соответствует распределению продольных и кольцевых напряжений в трубопроводе, нагруженном внутренним давлением.

Представленная конструкция образца позволяет выполнить два главных условия, определяющих корректность лабораторного моделирования процесса нагружения трубопровода: во-первых, сохранение поврежденности, накопленной в трубе в процессе изготовления и эксплуатации, а во-вторых, воспроизведение особенностей нагружения труб - двухосность НДС и направление прикладываемых нагрузок, относительно ориентации проката. Как следствие, использование описанной методики испытаний существенно расширяет возможности проведения исследований влияния на газопровод различных факторов и воздействий за счет снижения трудоемкости и стоимости работ, в сравнении с натурными экспериментами, при сохранении достоверности получаемых результатов.

На конструкцию образца получен патент на полезную модель №115480 «Образец для испытания металла труб при двухосном напряженном состоянии».

Для изучения отмеченных эксплуатационных особенностей газопроводов были выбраны нестационарное нагружение и запасенная в теле труб энергия упругой деформации.

Нестационарному нагружению в настоящее время не уделяется достаточно внимания, поскольку частота и амплитуда циклических нагрузок, фиксируемых в газопроводе, не могут считаться достаточными для реализации классического усталостного разрушения. Но данный фактор может оказать влияние на процесс развития трещин.

Для проверки данного предположения проводились полигонные испытания плети, сваренной из труб Ду 1400 мм,  $\delta = 16,5$  мм, стали X70, после 31 года эксплуатации. Плеть содержала две области трещин глубиной  $13 \div 60\%$  от толщины стенки (рис. 5).

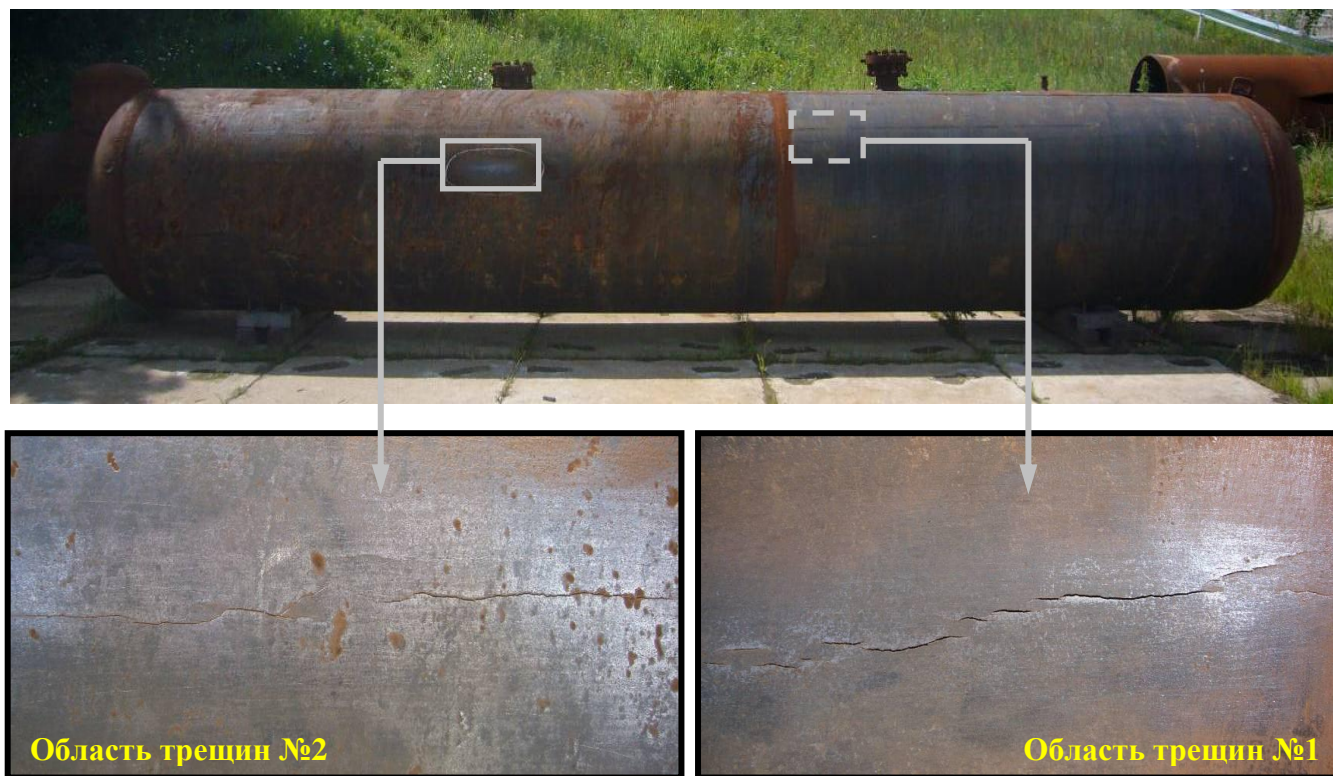


Рисунок 5. Общий вид трубной плети

Программа испытаний заключалась в циклическом нагружении плети внутренним давлением воды с параметрами  $P_{max} = 7,4$  МПа,  $P_{min} = 5,4$  МПа, в течение 3000 циклов, со сбросом давления до 0 каждые 500 циклов для приборного наблюдения за дефектами.

В результате, за 20 циклов до окончания базы испытаний было зафиксировано сквозное прорастание одной из трещин в области №1.

Измерения длин трещин показали, что большинство из них существенно подросли (до +72%). Причем максимальное приращение получили наиболее короткие сомкнутые трещины.

Изучение изломов подтвердило тенденцию, определенную в процессе испытаний - рост дефектов в глубину составил  $25 \div 69\%$ .

Зафиксированные данные по развитию трещин различной глубины позволили построить кинетическую диаграмму усталостного разрушения (КДУР) плети, для которой коэффициент интенсивности напряжений (КИН)  $K$  вычислялся согласно выражению:

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

где  $\theta = \pi\sigma^*/2\sigma_c$ ;  $\lambda^2 = (l^2 / R\delta) \sqrt{12(1-\mu^2)}$ ;  $k = (3-4\mu)$ ;  $\sigma^*$ ,  $\sigma_c$  – соответственно текущее и разрушающее кольцевое напряжение в трубе без трещины, МПа;  $l$  – глубина трещины, мм;  $R$  – внешний радиус трубы, мм;  $\delta$  – толщина стенки трубы, мм;  $\mu$  – коэффициент Пуассона.

Полученные из КДУР количественные характеристики использовались для оценки динамики роста трещины начальной глубиной 2 мм в трубе Ду 1400 мм,  $\delta = 15,7$  мм от воздействия нестационарного нагружения, связанного с режимом транспорта газа. Для этой цели производилась обработка данных об эксплуатации 10 участков газопроводов ООО «Газпром трансгаз Югорск» с использованием программного продукта АУН-1, рассмотренного в 5 главе. В результате было установлено, что оцениваемая трещина приведет к авариям на рассматриваемых участках через 130-180 лет. Принимая во внимание, что указанные цифры получены без учета воздействия высокочастотных пульсаций и колебаний, коррозионной среды и дополнительных эксплуатационных факторов, которые в совокупности могут в десятки раз ускорять процесс развития трещин, проведенные исследования позволили заключить о необходимости анализа влияния нестационарного нагружения газопроводов при выполнении функционального диагностирования.

Энергетический фактор косвенно учитывается при проектировании газопроводов посредством коэффициента надежности по назначению. Несмотря на это, в зависимости от проектной нагрузки и типоразмера, уровень запасенной в металле труб энергии упругой деформации может существенно отличаться, что делает актуальным исследование вклада данного фактора в формирование реальных показателей сопротивляемости газопроводов разрушению.

Выполненный анализ показал, что применительно к поставленной задаче следует рассматривать энергию упругой деформации не всей конструкции, а се-

чения, в котором при нарушении динамического равновесия в системе (при пластической деформации, развитии микро- и макродефектов, и т. д.) происходит наибольшее ее перераспределение, и использовать в таком случае термин «удельная энергия упругой деформации».

Экспериментальные исследования проводились в два этапа.

На первом этапе из труб стали X70, Ду 1400 мм,  $\delta = 16,5$  мм, после 31 года эксплуатации были изготовлены образцы двух типов: согласно конструкции, представленной на рисунке 4, и вырезаемые вдоль оси трубы. Количество и размеры образцов приведены в таблице 2.

Таблица 2 - Параметры изготовленных образцов из трубы стали X70

№ группы	Тип образцов	Кол-во, шт.	Размеры рабочей части образцов		
			Ширина, мм	Толщина, мм	Длина, мм
I	Образцы с кольцевыми сегментами	3	90	16,5*	205**
II	Продольные образцы	3	100	16,5	170
III		3	100	16,5	410
IV		3	100	16,5	820

\* Толщина каждого сегмента.

\*\* Длина рабочей части каждого сегмента.

Выбор различных конструкций обусловлен тем, что образцы с кольцевыми сегментами наиболее полно моделируют условия нагружения трубопровода, однако конструктивные особенности не позволяют существенно менять длину их рабочей части для изменения уровня запасенной энергии упругой деформации. Поэтому, сопоставляя результаты испытания образцов I и III группы, имевших одинаковый запас удельной энергии упругой деформации, можно было определить какое влияние на трещиностойкость продольных образцов оказывает несоответствие реализованных в них условий нагружения, в сравнении с нагружением трубопровода, и скорректировать результаты испытаний.

В центре рабочей части образцов наносились поперечные поверхностные трещиноподобные концентраторы напряжений.

Программа испытания заключалась в циклическом нагружении образцов до разрушения с параметрами  $\sigma_{max} = 315$  МПа,  $\sigma_{min} = 231$  МПа. Для построения КДУР применялся метод «меток».

Следующим объектом исследований была выбрана плетень, сваренная из тех же труб, из которых вырезались образцы.

На подготовленную плетень, как и в предыдущем случае, наносились трещиноподобные концентраторы напряжений. Поскольку в трубах наблюдается существенный разброс остаточных напряжений и деформаций, для получения усредненного значения трещиностойкости концентраторы наносились в различных зонах (рис. 6).

Нагружение плетни внутренним давлением производилось в течение 15 000 циклов с параметрами, эквивалентными выбранным при испытании образцов:

$P_{max}/P_{min}=7,4/5,4$  МПа ( $\sigma_{max}/\sigma_{min}=315/231$  МПа). Для слежения за динамикой и топографией развития трещин также применялся метод «меток».

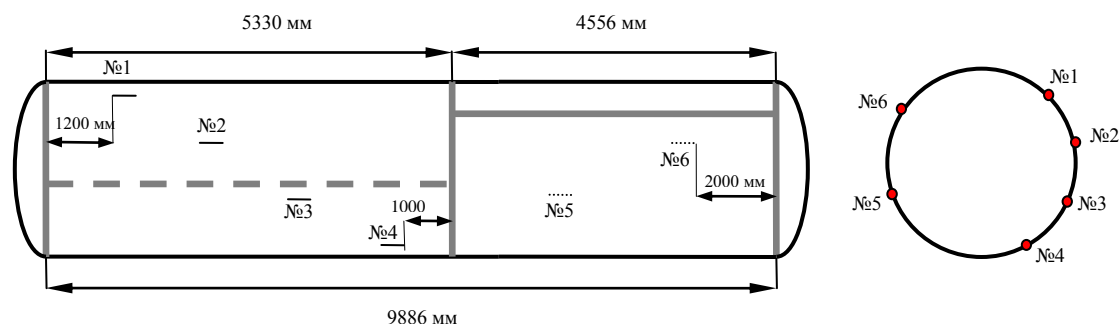


Рисунок 6 - Схема расположения концентраторов в трубной плети

Используя положения механики деформирования твердых тел были выведены соотношения для определения удельной энергии упругой деформации  $W_{y\delta}$  испытываемых конструкций:

для образцов I группы:

$$W_{y\delta I} = \frac{F^2(1-\mu^2)}{8ES_{сеч}^2} 2L_{серед} \delta, \quad (5)$$

для образцов II – IV группы:

$$W_{y\delta II-IV} = \frac{F^2(1-\mu^2)l}{2Eb^2\delta}, \quad (6)$$

для трубной плети:

$$W_{y\delta\_плети} = \frac{1,9P^2 D_{вн}^2 \pi D_{ср}}{16E\delta}, \quad (7)$$

где  $F$  – сила, действующая на образец, Н;  $S_{сеч}$  – площадь поперечного сечения сегмента трубы в образце, м<sup>2</sup>;  $L_{серед}$  – длина дуги сегмента трубы по его срединной линии, м;  $D_{вн}, D_{ср}$  – соответственно внутренний и средний диаметр труб, м;  $l, b$  – соответственно длина и ширина образца, м.

Обработка экспериментальных данных и вычисление согласно соотношениям (5) – (7) соответствующих значений  $W_{y\delta}$  при выбранных параметрах нагружения позволили установить влияние энергетического фактора на циклическую трещиностойкость испытанных конструкций (рис. 7).

Путем представления результатов через относительное снижение трещиностойкости получено эмпирическое выражение для определения коэффициента  $K_W$ , учитывающего влияние удельной энергии упругой деформации на сопротивляемость трубопровода циклическому разрушению:



$$K_W = \frac{1}{e^{100W_{y\phi}}} + \frac{1}{1 + e^{-100W_{y\phi}}} - 0,5 \quad (8)$$

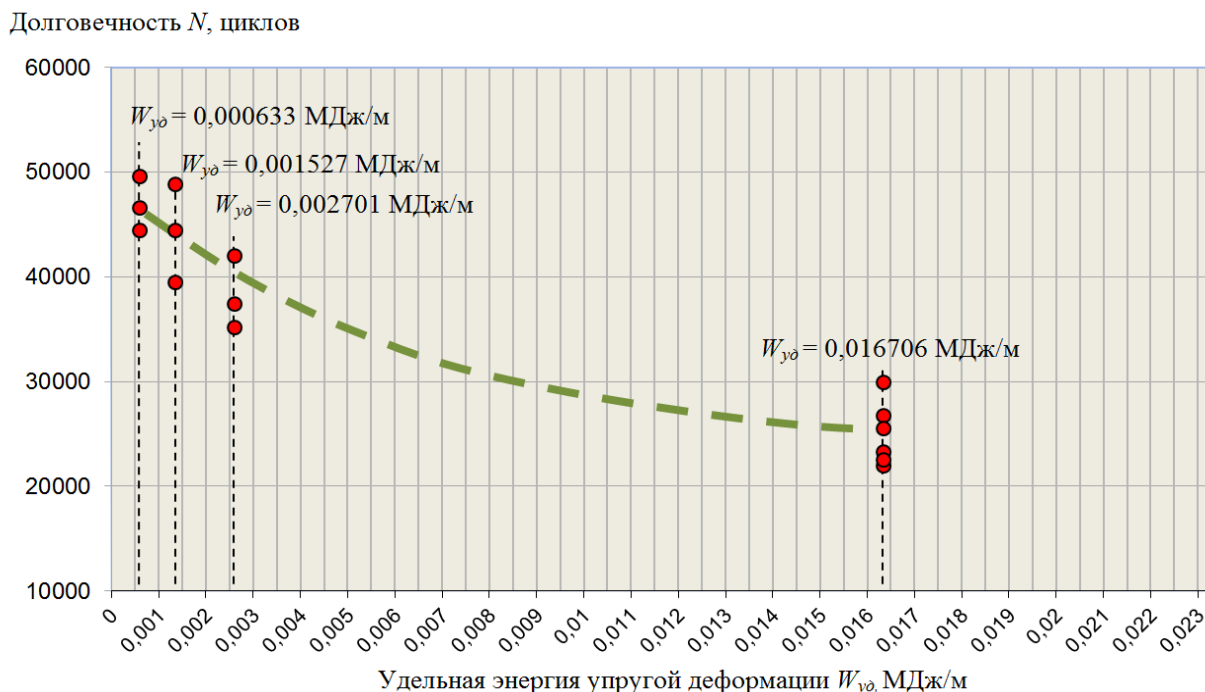


Рисунок 7 - Зависимость трещиностойкости образцов II – IV группы и трубной плиты от запасенной в них удельной энергии упругой деформации

Корректность эмпирического выражения (8) оценивалась достоверностью аппроксимации им экспериментальных данных, согласно уравнению:

$$R^2 = 1 - \frac{\sum_{i=1}^n (y_i - \check{y}_i)^2}{\sum_{i=1}^n (y_i - \bar{Y})^2}, \quad (9)$$

где  $R^2$  – коэффициент достоверности аппроксимации;  $y_i$  – экспериментальные значения;  $\check{y}_i$  – значения функции регрессии;  $\bar{Y}$  – среднее арифметическое экспериментальных значений;  $n$  – количество экспериментальных значений.

Выполненная обработка дала результат  $R^2 = 0,8839$ .

Применимость полученной зависимости для других трубных сталей и при других эксплуатационных нагрузках исследовалась на втором этапе. Из трубы стали 17Г1С, Ду 1200 мм,  $\delta = 12,4$  мм, находящейся в аварийном запасе, вырезалось три группы продольных образцов (табл. 3).

Таблица 3 - Параметры образцов, вырезанных из трубы стали 17Г1С

№ группы	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

В центральной части образцов, также как и в предыдущем случае, наносились трещиноподобные концентраторы.

Программа испытаний заключалась в циклическом нагружении образцов до разрушения при  $\sigma_{max} = 260$  МПа,  $\sigma_{min} = 100$  МПа.

Обработка результатов сводилась к определению значений  $W_{y0}$  при выбранных параметрах нагружения и представлению данных через относительное снижение трещиностойкости.

Вычисление согласно уравнению (9) достоверности аппроксимации выражением (8) полученного на втором этапе корреляционного поля дало  $R^2 = 0,6953$ .

Таким образом, проведенные исследования показали, что влияние удельной энергии упругой деформации газопровода на его сопротивляемость разрушению является значительным, носит системный характер и может быть с достаточной степенью точности отражено полученным эмпирическим выражением.

Также следует особо отметить, что выражение (8) не является универсальным и применимо только к трубным конструкциям, изготовленным из анализированных классов сталей, нагружаемым в исследованном диапазоне значений внутреннего давления (5,4 ÷ 7,4 МПа). В остальных случаях корректность его использования нуждается в дополнительном экспериментальном подтверждении.

**Третья глава** посвящена разработке и совершенствованию подходов к оценке текущего состояния металла труб.

Проведенный анализ показал, что в настоящее время не существует эффективного способа получения достоверной информации о состоянии металла, который можно было бы использовать в рамках существующих технологических процессов по сопровождению эксплуатации газопроводов.

Для разработки указанного способа за основу был взят метод измерения значений микротвердости.

Изучением возможностей данного метода занимались такие ученые, как Р.В. Агинеи, В.П. Алехин, М.Б. Бакиров, Е.С. Беркович, В.Н. Вигдорович, В.М. Глазов, Е.Е. Зорин, А.С. Кузьбожев, В.М. Матюнин, М.М. Хрущев, Н. Buckle, R.F. Campbell, R.L. Smith и др. Результаты выполненных ими исследований позволили установить, что метод микротвердости обладает крайне высокой чувствительностью к структурно-фазовому и химическому составу металлов.

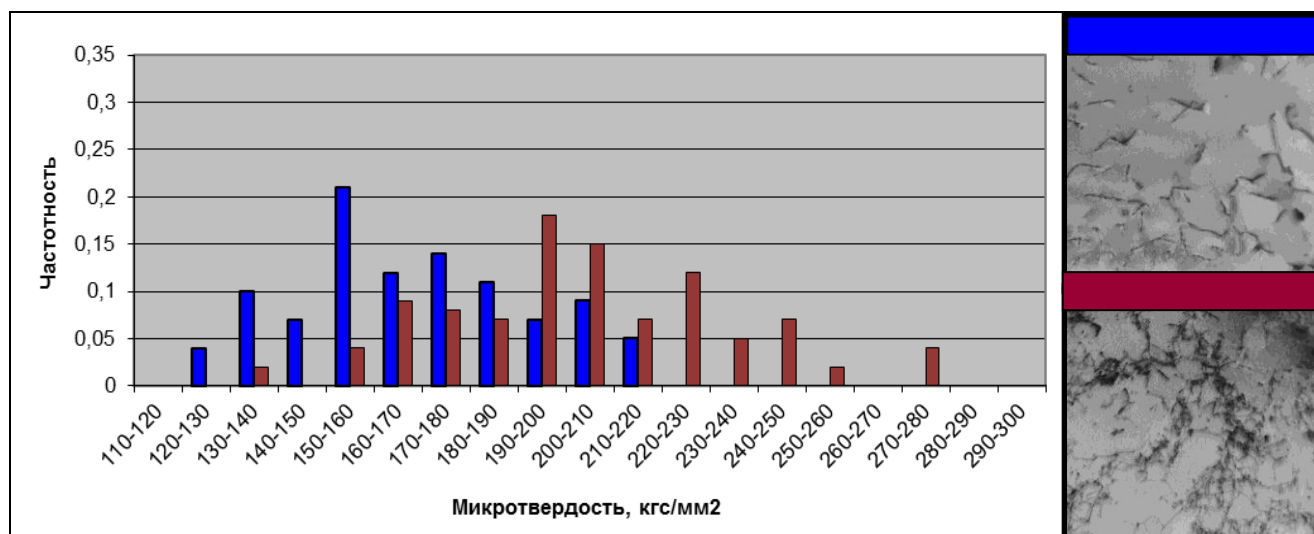
Учитывая накопленный опыт, в работе изучалась чувствительность микровдавливаний к процессам изменения состояния металла, характерным при эксплуатации газопроводов – упрочнению, образованию микротрещин и старению.

В качестве способа оценки состояния металла было определено получение представительной выборки микротвердости (порядка 100 значений) поверхностного слоя исследуемой зоны конструкции, и сравнение ее с распределением микротвердости той же конструкции в исходном состоянии.

На первом этапе анализировалась возможность предложенного способа идентифицировать зоны упрочнения металла. Исследования проводились на сталях 3сп5 и 17Г1С. Программа работ заключалась в изучении металла в исходном состоянии - получение массива значений микротвердости и электронно-

микроскопические исследования дислокационной структуры; а также в выполнении аналогичных исследований на циклически нагруженных образцах.

Характерные результаты, представленные на рисунке 8, показали упрочнение металла вследствие механического воздействия, что нашло свое отражение в распределении поверхностной микротвердости. При сравнении выборок в образцах после нагружения был обнаружен как общий сдвиг массива значений микротвердости в сторону повышения, так и возникновение одиночных, максимально высоких значений. Подобные изменения объясняются тем, что при упрочнении, то есть при повышении плотности дислокаций в металле, происходит увеличение твердости элементов его структуры.



■ - исходное состояние; ■ - 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

Рисунок 8 - Сравнительные гистограммы распределения микротвердости и дислокационная структура (x 30 000) стали 17Г1С

Таким образом, удалось определить критерий, позволяющий качественно оценить наличие в металле упрочненных зон – появление в выборке микротвердости массива более высоких значений, относительно исходного распределения.

Затем по аналогии исследовалась сталь 17Г1С после 21 года эксплуатации газопровода - оценивался бездефектный образец и образец, содержащий коррозионную каверну глубиной 25% от толщины стенки. Полученные результаты показали существенное упрочнение металла после эксплуатации, особенно в области дефекта. В свою очередь, проведение электронно-микроскопического и рентгено-структурного анализа зафиксировало плотность дислокаций в этой области на уровне  $0,94 \cdot 10^{10}$  1/см<sup>2</sup>, что оказалось даже выше плотности дислокаций той же стали после циклического нагружения в течение 200 000 циклов.

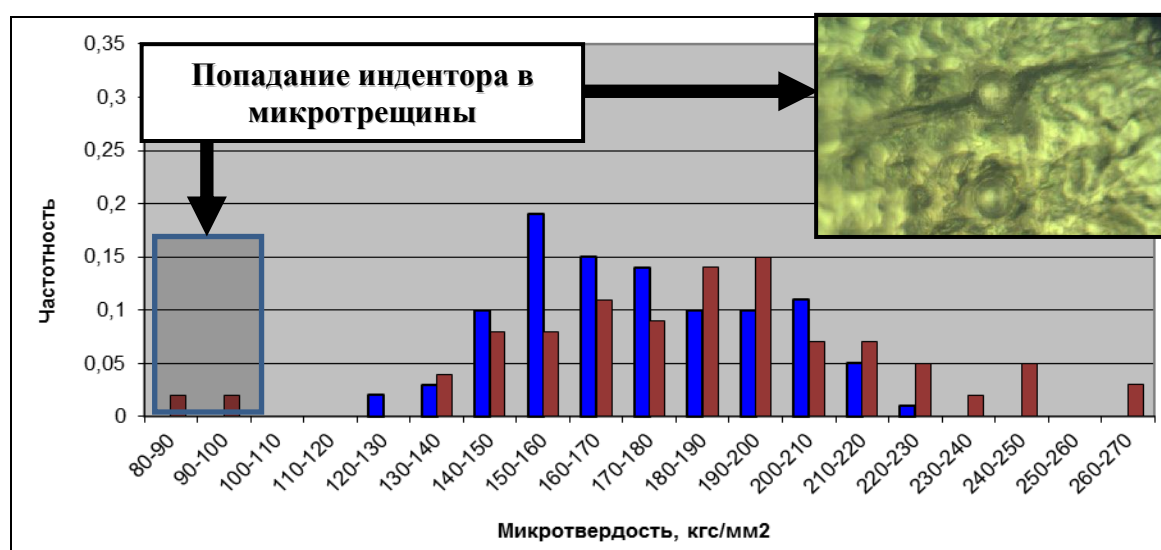
На втором этапе изучалась возможность разработанного способа обнаруживать микротрещины.

Поставленный эксперимент показал, что использование индентора в форме четырехгранной алмазной пирамиды с углом при вершине 136° делает метод микротвердости (по Виккерсу) нечувствительным к поверхностным микротрещинам.

Выполнение микровдавливаний в устья микротрещин приводит к смятию их берегов, вследствие чего значения микротвердости в таких зонах практически не отличаются от значений, полученных на бездефектной поверхности.

Для повышения чувствительности метода к дефектам такого рода был применен другой индентор – алмазный конус с углом при вершине 90°. Благодаря своей конструкции такой индентор при попадании в устье микротрещины расклинивает ее, что приводит к страгиванию последней и к существенному увеличению размеров отпечатка.

Новая форма индентора использовалась при исследовании сталей 17Г1С и Х70. Полученные результаты позволили установить критерий, согласно которому может быть идентифицировано наличие в исследуемой зоне микротрещин - появление резких провалов единичных значений микротвердости, при общей тенденции к их повышению, относительно исходного распределения (рис. 9).



■ - исходное состояние; ■ - после пластической деформации на уровне 5%

Рисунок 9 - Сравнительные гистограммы распределения микротвердости стали 17Г1С

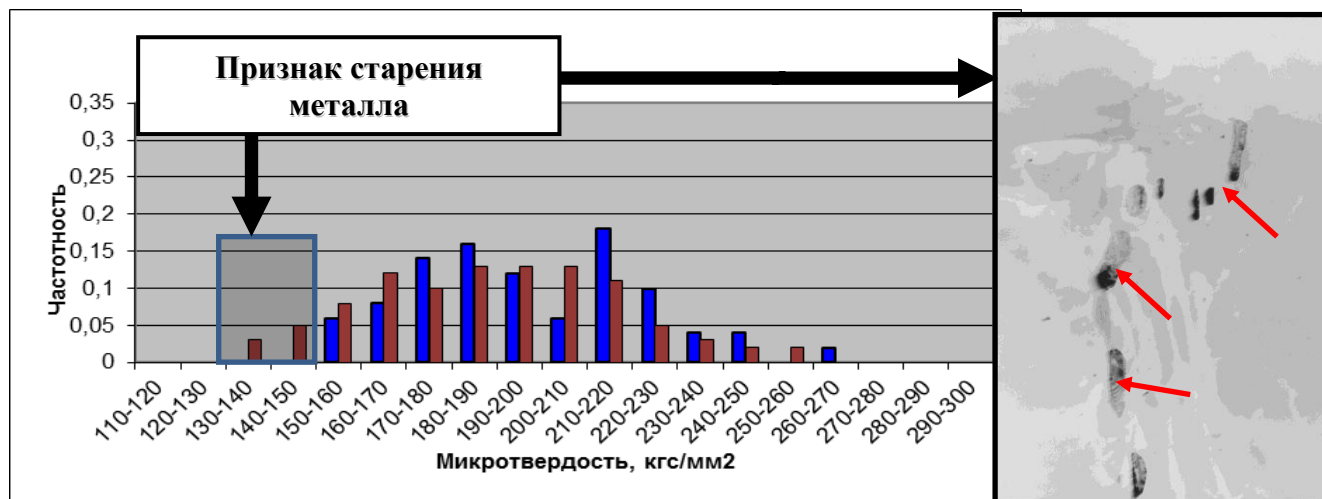
На способ обнаружения микротрещин был получен патент на изобретение №2498263 «Способ обнаружения в металле микротрещин».

Третий этап заключался в оценке возможности разработанного способа идентифицировать протекание процесса старения, характеризующегося выделением избыточного углерода из структурных элементов металла (на примере сталей 3сп5, 17Г1С и Х70).

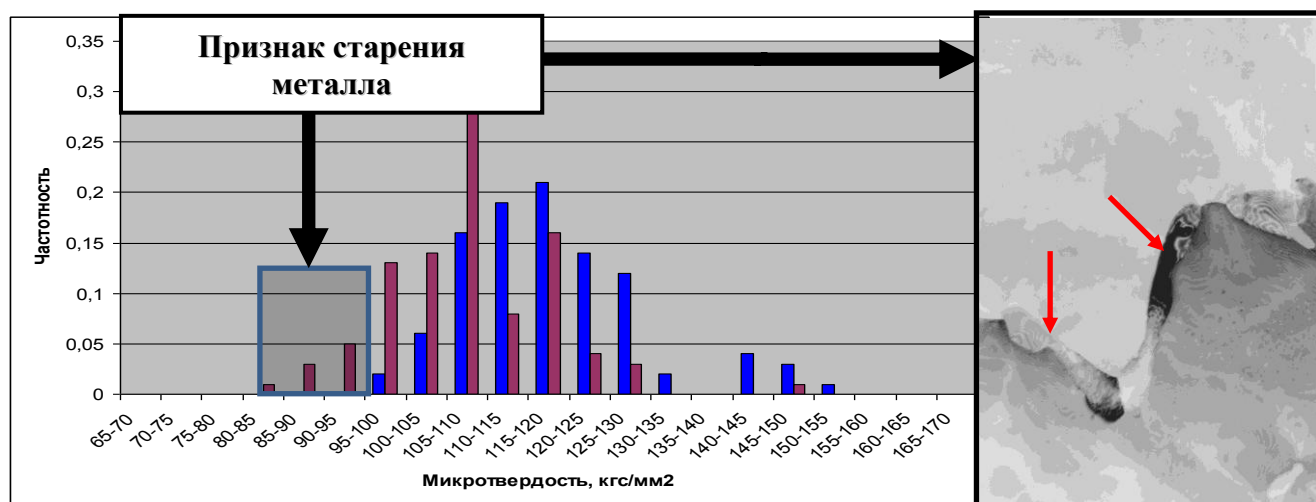
Получение состаренного металла производилось путем температурной обработки образцов с параметрами  $T_{max} = 350 \text{ }^\circ\text{C}$ ;  $V_{нагр.} = 10 \text{ }^\circ\text{C/мин}$ ;  $t_{выд.} = 30 \text{ мин}$ ; охлаждение на воздухе. Режим термообработки выбирался таким образом, чтобы температуры нагрева и времени выдержки было недостаточно для протекания каких-либо структурно-фазовых преобразований в металле, но при этом достаточно для выделения из зерен избыточного углерода (при наличии такого).

Затем выполнялись измерения значений микротвердости и электронно-микроскопические исследования образцов. Характерные полученные результаты

представлены на рисунке 10. Удалось зафиксировать, что при термической обработке из ферритной фазы металла произошло выделение углерода, осевшего на границах зерен в виде цементитных включений. Это, в свою очередь, привело как к общему снижению микротвердости образцов, относительно исходного распределения, так и к появлению абсолютно низких ее значений.



а



б

■ - исходное состояние; ■ – после термической обработки

Рисунок 10 - Сравнительные гистограммы распределения микротвердости и структура металла (x 15 000) после протекания процесса старения  
а – сталь X70; б – сталь 3сп5

Полученная картина объясняется тем, что значения микротвердости чрезвычайно чувствительны к химическому составу анализируемого материала, и в данном случае - к концентрации углерода в объеме зерен, который вносит основной вклад в формирование твердости элементов структуры металла. Поэтому, при попадании индентора в тело зерен с пониженной концентрацией углерода, относительно исходной, значения микротвердости снижаются.

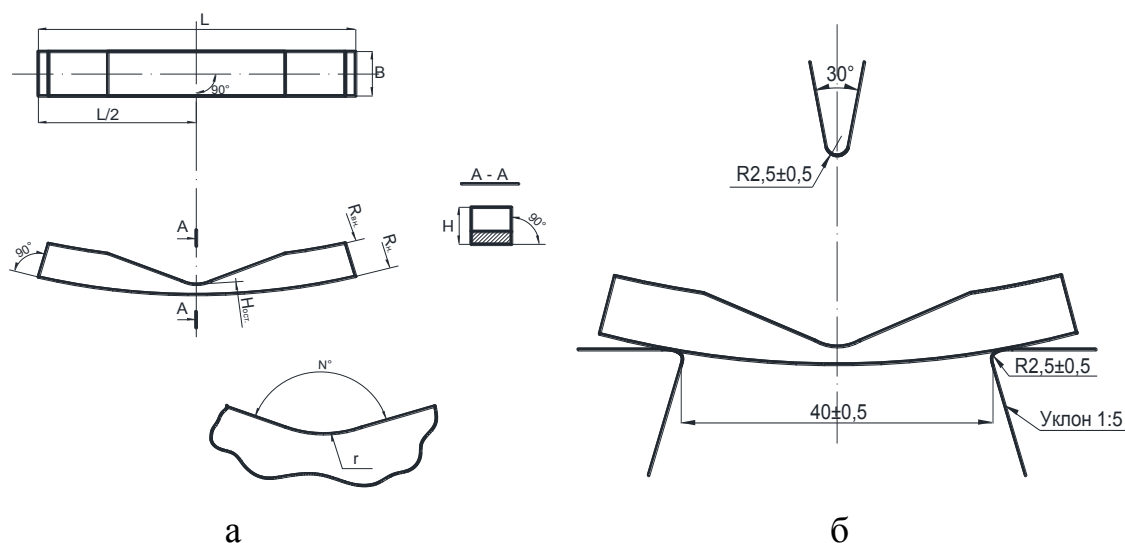
Таким образом, был установлен критерий, позволяющий качественно оценить протекание в металле процесса старения - появление более низких значений микротвердости, чем минимальное значение в исходном распределении.

На способ обнаружения в металле признаков старения получен патент на изобретение №2545321 «Способ неразрушающей оценки критических изменений технического состояния металла».

Возможности рассмотренного способа ограничиваются обнаружением зон, в которых металл содержит критические повреждения и не соответствует своим нормативным эксплуатационным характеристикам. В некоторых случаях такая качественная оценка должна быть подтверждена результатами механических испытаний, основой которых являются испытания на ударный изгиб.

Проведенный анализ показал, что использование для испытаний металла труб на ударный изгиб методики, регламентированной ГОСТ 9454-78, не является корректным. Связано это с конструктивными особенностями, определяющими преимущественное протекание деградиационных процессов в приповерхностных слоях труб, которые находятся под действием наибольших растягивающих напряжений. В свою очередь, для изготовления стандартных ударных образцов эти слои удаляются и информативной зоной в таком случае является объем под выточкой, соответствующий центральной по толщине части трубы.

Для устранения отмеченного недостатка разработана специальная конструкция ударного образца, представляющая собой сегмент, вырезаемый перпендикулярно оси трубы, с выточкой, нанесенной на внутреннюю поверхность сегмента (рис. 11).



$L, B, H, H_{ост}$  – соответственно длина, ширина, толщина, остаточная толщина образца, мм;  $R_{вн}, R_n$  – соответственно внутренний и наружный радиус трубы, мм;  $r$  – радиус острия выточки, мм;  $N$  – угол при вершине выточки, град.

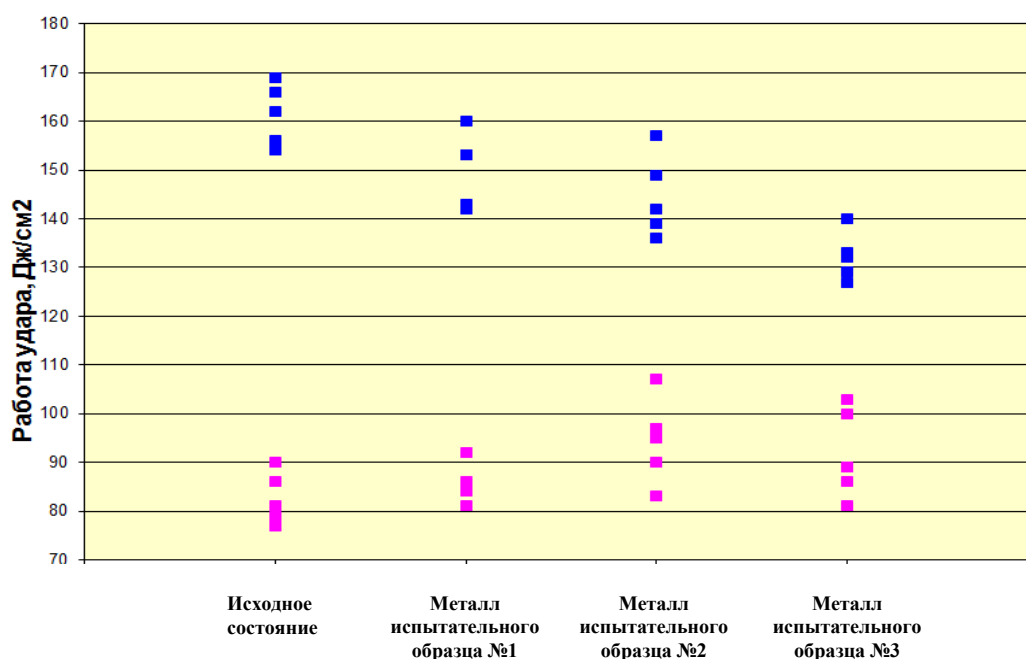
Рисунок 11 - Образец для испытания металла труб на ударный изгиб  
а – конструкция образца; б – схема нагружения образца

По результатам экспериментальных исследований были определены оптимальные параметры образцов данной конструкции, позволяющие проводить их испытания на стандартных маятниковых копрах:  $L = 55$  мм,  $r \geq 5$  мм,  $N = 150^\circ$ .

Для оценки чувствительности к поверхностным повреждениям металла труб рассмотренных образцов и образцов, регламентированных ГОСТ 9454-78,

проводились сравнительные испытания. Из трубы аварийного запаса стали X70, Ду 1400 мм,  $\delta = 16,5$  мм изготавливались три образца, имевших конструкцию, представленную на рисунке 4. Они нагружались таким образом, что каждый получил необратимую поврежденность (с образованием микротрещин), но с разной степенью объемности проникновения. Так, образец №1 циклически нагружался в упругой области, образец №2 получил предварительную пластическую деформацию на уровне 2%, после чего также был циклически нагружен, а образец №3 получил пластическую деформацию на уровне 9%.

Затем из сегментов каждого образца вырезалось по пять ударных образцов разработанной конструкции (рис. 11) и соответствующих типу №11 из ГОСТ 9454-78, которые испытывались на ударный изгиб при температуре минус 20 °С (рис. 12).



■ – образцы разработанной конструкции; ■ - образцы по ГОСТ 9454-78, тип №11

Рисунок 12 – Результаты сравнительных испытаний на ударный изгиб

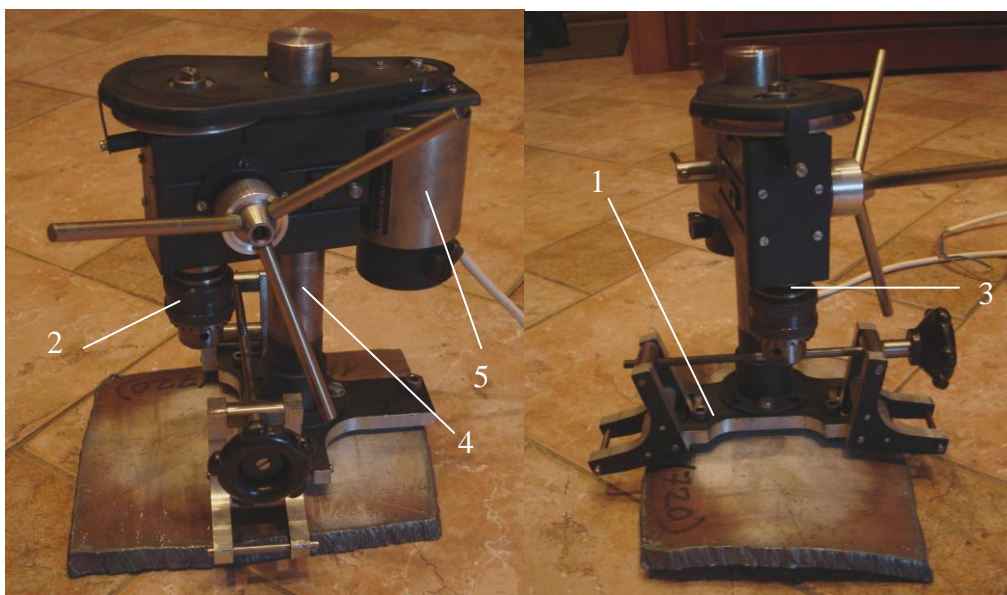
Из рисунка видно, что использование образцов разработанной конструкции, в сравнении с регламентированной ГОСТ 9454-78, позволяет со значительно большей чувствительностью обнаруживать поврежденность, накопленную в приповерхностных слоях труб.

На конструкцию ударного образца получен патент на полезную модель №154290 «Образец для испытания металла труб на ударный изгиб».

**В четвертой главе** приведены результаты разработки и апробации переносного диагностического комплекса, включающего блок подготовки поверхности и микротвердомер «MicroLab-Z<sup>1</sup>», предназначенного для реализации на трубных конструкциях способа неразрушающей оценки состояния металла.

Блок механизированной подготовки поверхности труб представляет собой портативный вертикально-сверлильный станок (рис. 13). Станок имеет криволинейную основу (1), позволяющую устойчиво фиксировать его в любом простран-

ственном положении на трубах Ду 700 ÷ 1400 мм с использованием троса, конвейерной цепи или других приспособлений. Перемещение патрона (2) осуществляется в вертикальном направлении – при осевом перемещении шпинделя (3), и по горизонтальной окружности - в результате вращения шпинделя относительно опорной трубы (4). Мотор (5) мощностью 200 Вт обеспечивает скорость вращения патрона до 1000 об/мин. Конструкция патрона позволяет использовать для подготовки поверхности различные инструменты: пальчиковые фрезы, шлифовальные шкурки и т. д.



1 – основание; 2 – патрон; 3 – шпиндель; 4 – опорная труба; 5 - мотор  
Рисунок 13 - Общий вид блока подготовки поверхности

Проведенная апробация показала, что не более чем за 5 минут обработки блоком механизированной подготовки поверхности можно добиться шероховатости трубы, удовлетворяющей требованиям ГОСТ 9450-76 для измерения микротвердости ( $Ra \leq 0,32$  мкм).

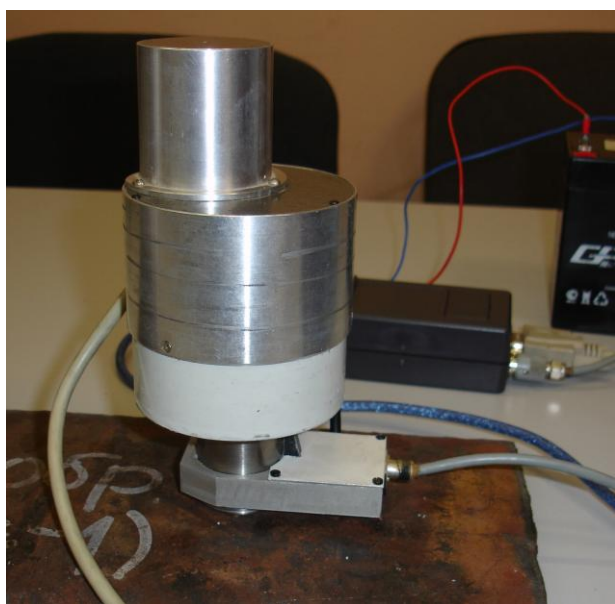


Рисунок 14 – Измерительная головка микротвердомера «MicroLab-Z<sup>1</sup>»

Разработанный микротвердомер «MicroLab-Z<sup>1</sup>» (рис. 14, 15) является переносным автономным прибором, выполняющим в автоматизированном режиме получение и систематизацию массива значений микротвердости с поверхности исследуемой зоны конструкции площадью  $\approx 0,3$  мм<sup>2</sup>, без необходимости вырезки для этой цели миниатюрных образцов.

Благодаря реализованным в приборе конструктивным и технологическим особенностям, а также специально разработанной оснастке, обеспечивается возможность проведения измерений в любом про-



странственном положении и на участках с криволинейной поверхностью (к примеру, в дефектных зонах труб).



Рисунок 15 – Блок-схема микротвердомера «MicroLab-Z<sup>1</sup>»

Основные технические характеристики микротвердомера «MicroLab-Z<sup>1</sup>» представлены в таблице 4. Для оценки погрешности результатов, получаемых с его помощью, проводилась серия лабораторных испытаний.

Таблица 4 - Основные технические характеристики микротвердомера «MicroLab-Z<sup>1</sup>»

№п/п	Параметр	Значение
1	Тип индентора	Алмазный конус с углом при вершине в 90°
2	Диапазон нагрузок, Н (кгс)	0,1-0,5 (0,01-0,05)
3	Диапазон измеряемых значений микротвердости, кгс/мм <sup>2</sup>	12 - 430
4	Предел допустимой погрешности измерений, %	1,0
5	Время установки на объект и подготовки к работе, мин	1
6	Время выполнения серии из 80 замеров, мин	10
7	Время обработки и представления результатов, мин	0,1
8	Габариты измерительной головки, мм	80x80x177
9	Масса измерительной головки, кг	1,4

На первом этапе в качестве объектов исследования были выбраны закаленное стекло, а также мера микротвердости.

Данные, зафиксированные на стекле, показали высочайшую точность прибора. Разброс значений микротвердости составил  $\leq 1\%$ .

Испытания на мере микротвердости МТВ МЕТ (HV 250) проводились совместно со стационарным микротвердомером ПМТ-3М при нагрузках на индентор 10, 30 и 50 г. Сравнительный анализ результатов показал, что разброс значений,

полученных «MicroLab-Z<sup>1</sup>», не только существенно ниже полученного на ПМТ-3М, но и находится в диапазоне допустимых величин случайной погрешности значений самой меры микротвердости ( $\pm 50$  HV).

На втором этапе лабораторных испытаний прибор использовался для измерения микротвердости стали 17Г1С, находящейся в четырех различных состояниях: исходном, упрочненном, состаренном, и с приповерхностными микротрещинами.

Приведенные на рисунке 16 гистограммы показали, что установленные в третьей главе критерии, позволяющие определить протекание в металле различных деградационных процессов, во всех случаях могут быть отчетливо идентифицированы по полученным с помощью микротвердомера «MicroLab-Z<sup>1</sup>» данным.

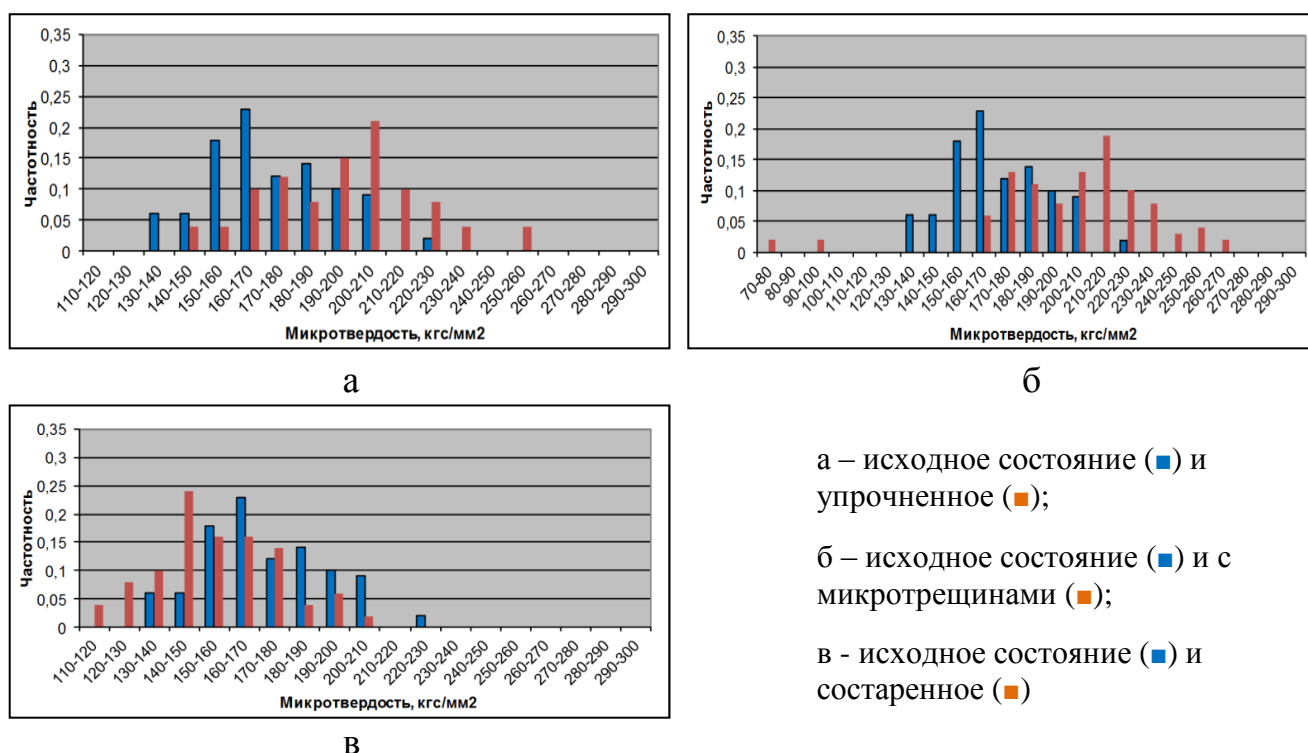


Рисунок 16 - Гистограммы распределения микротвердости стали 17Г1С, полученные с помощью прибора «MicroLab-Z<sup>1</sup>»

Опытная эксплуатация диагностического комплекса проводилась на объекте капитального ремонта газопровода «КРП-14 – Серпухов (КГМО II)», 0 – 34,4 км, Ду 1200 мм. В ходе испытаний удалось подтвердить стабильность измерений прибора «MicroLab-Z<sup>1</sup>» в любом пространственном положении, а также на участках со сложной геометрией. Полученное ранее базовое распределение значений микротвердости стали анализируемого газопровода (17Г1С), позволило оценить состояние металла труб по результатам выполненных замеров, которое характеризовалось наличием множественных упрочненных зон.

Таким образом, было установлено, что апробированный диагностический комплекс является средством, позволяющим применительно к газопроводам реализовать разработанный способ неразрушающей оценки состояния металла.

**Пятая глава** посвящена повышению эффективности планирования ремонтных работ на газопроводах.

Выполненные в работе экспериментальные и аналитические исследования, представленные в предыдущих главах, позволили выявить и установить характер влияния на сопротивляемость газопроводов разрушению не рассматриваемых ранее факторов, а также обеспечили возможность получения оперативных сведений о состоянии металла труб.

Для учета данной информации на этапе планирования профилактических мероприятий на газопроводах разработана методика, совершенствующая существующие подходы к формированию программ ремонта ЛЧ МГ.

Всего в методике предусмотрен дополнительный анализ четырех факторов. При оценке влияния трех из них, связанных с особенностями нагружения газопровода, в качестве исходной информации помимо прочего используются данные о фактическом давлении на участке газопровода за период не менее чем в 1 год, с интервалом в 4 часа (по показаниям систем телемеханики).

#### 1. Фактор общей загруженности участка газопровода.

В настоящее время при проведении аналитических работ принимается, что газопровод имеет фиксированную нагрузку от внутреннего давления, определенную на стадии проектирования. Однако это не соответствует действительности. Во-первых, эксплуатация далеко не всегда предусматривает загруженность газопровода до уровня предельно допустимого рабочего давления. Во-вторых, по мере отдаления от выходной компрессорной станции (КС), давление в газопроводе падает, и к входу в следующую КС составляет  $P_{вх} = 0,7 \div 0,9P_{вых}$ . В-третьих, расчетная толщина стенки труб, определяемая согласно СП 36.13330.2012, является минимальной и при сооружении газопровода, в силу ряда причин, может быть увеличена. Вследствие данных обстоятельств фактическая нагрузка различных участков газопровода может быть существенно меньше той, на которую он проектировался. Для учета данного фактора разработано соотношение, позволяющее вычислить коэффициент общей загруженности локального участка газопровода  $K_p$ :

$$K_p = \frac{\sum_{i=1}^n P_i}{nP_{np}} \cdot \frac{\delta_{расч}}{\delta_{ф}}, \quad (10)$$

где  $P_i$  – значение давления в массиве, МПа;  $n$  – количество значений давления в массиве;  $P_{np}$  – проектное давление в газопроводе, МПа;  $\delta_{ф}$ ,  $\delta_{расч}$  – соответственно фактическая и расчетная толщина стенки газопровода, мм.

Как правило, фактическое давление в газопроводе можно определить только на выходе и на входе в КС, то есть в начале и в конце участка протяженностью около 100 км. Поэтому, для нахождения коэффициента загрузки локального участка газопровода между КС  $K_{pi}$  принималось линейное изменение давления по ходу газа:

$$K_{pi} = K_{p-вых} - \frac{l}{L} (K_{p-вых} - K_{p-вх}), \quad (11)$$

где  $K_{p\text{ вых}}$ ,  $K_{p\text{ вх}}$  – соответственно значения коэффициента загрузки газопровода на выходе и на входе в КС;  $L$  – расстояние между КС, км;  $l$  – расстояние от выходной КС до середины рассматриваемого участка, км.

## 2. Энергетический фактор.

Для оценки целесообразности учета данного фактора в методике планирования ремонтных работ было получено выражение, позволяющее вычислить удельную энергию упругой деформации трубопровода:

$$W_{\text{уд.трубопр}} = \frac{2,86P_{\text{ср}}^2 D_{\text{вн}}^2 D_{\text{ср}}}{8E\delta}, \quad (12)$$

где  $P_{\text{ср}}$  – среднее давление на рассматриваемом участке трубопровода, МПа.

Произведенные с использованием выражения (12) вычисления показали, что в зависимости от типоразмера труб и величины рабочего давления параметр  $W_{\text{уд.трубопр}}$  варьируется в очень широких пределах (таблица 5), что делает актуальным выполнение соответствующего анализа при сравнении условий эксплуатации различных участков газопроводов.

Таблица 5 - 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
Диаметр газопровода, мм	Значения удельной энергии упругой деформации газопровода, МДж/м								
	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.

Для этой цели в разработанной методике использовано полученное эмпирическое выражение (8), определяющее коэффициент снижения трещиностойкости  $K_w$ , по мере повышения запасенной в трубах удельной энергии упругой деформации.

## 3. Фактор нестационарного нагружения газопровода.

Проведенные в работе исследования показали существенное влияние нестационарного нагружения газопроводов на процесс развития трещин в трубах. Поэтому, в методике предусмотрен анализ данного фактора, но лишь на участках, где прогнозируется наличие подобных дефектов. Согласно этому условию разрабатывалась и модель для вычисления количественного показателя влияния.

Скорость роста трещины в зависимости от параметров циклического нагружения описывается модифицированным уравнением Пэриса:

$$\frac{da}{dN} = C_a \frac{(\Delta K_a - K_{th})^{m_a}}{1 - \left(\frac{K_{max\ a}}{K_{IC}}\right)^2}, \quad (13)$$

где  $a$  - глубина трещины полуэллиптической формы, мм;  $K_a$ ,  $K_{max\ a}$ , – соответственно текущее и максимальное значение КИН в цикле;  $K_{th}$ ,  $K_{IC}$  – соответственно пороговое и критическое значение КИН;  $C_a$ ,  $m_a$  – коэффициенты.

Поскольку анализируемый участок газопровода содержит неизвестное количество трещин, имеющих неопределенные размеры, уравнение (13) было трансформировано так, чтобы оно позволяло оценить интегральное влияние конкретного цикла нагружения на рост любых предполагаемых трещин:

$$\gamma_{Ti} = \sum_{j=1}^n C (\sigma_{max_j} - \sigma_{min_j})^m \cdot \left(\frac{P_{max_j}}{P_{np}}\right)^2, \quad (14)$$

где  $\gamma_{Ti}$  – показатель «жесткости» нагружения за период времени  $T$  на  $i$ -м участке газопровода;  $n$  – количество циклов нагружения за период времени  $T$ ;  $\sigma_{max_j}$ ,  $\sigma_{min_j}$  – 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.

Удельный показатель «жесткости» нагружения  $\gamma_{li}$  вычисляется согласно выражению:

$$\gamma_{li} = \frac{\gamma_{Ti}}{T} \quad (15)$$

Показатель  $\gamma_{li}$  является накопительным и с целью учета фактора нестационарного нагружения в рамках разработанной методики была создана специальная шкала для определения коэффициента «жесткости» нагружения  $\gamma_i^*$ :

$$\gamma_i^* = \begin{cases} 1, & \text{- при прогнозе отсутствия на участке трещин;} \\ 2 - \exp\left[-\frac{\gamma_{li}}{9}\right] & \text{- при прогнозе наличия на участке трещин.} \end{cases} \quad (16)$$

Весовой вклад рассмотренных выше факторов в формирование показателя приоритетности вывода участка газопровода в ремонт определяется путем вычисления результирующего коэффициента условий нагружения  $R_i$ :

$$R_i = \left(\frac{K_{pi}^3 \cdot \gamma_i^*}{K_{wi}}\right)^{1/4}, \quad (17)$$

где  $K_{wi}$  - коэффициент влияния удельной энергии упругой деформации  $i$ -го участка газопровода.

#### 4. Фактор состояния металла труб.

Данный фактор предусмотрено учитывать коэффициентом поврежденности  $M_i$  при получении сведений о неудовлетворительном состоянии металла труб:

$$M_i = \begin{cases} 1, & \text{- при удовлетворительном состоянии металла;} \\ 1,2 & \text{- при неудовлетворительном состоянии металла,} \end{cases} \quad (18)$$

Согласно разработанной методике к неудовлетворительному состоянию приравнивается несоответствие механических характеристик металла труб нормативным значениям, установленное по результатам лабораторных испытаний, либо обнаружение в металле микротрещин или следов старения по результатам выполнения неразрушающей экспресс-оценки с применением разработанного способа.

В итоге, скорректированный показатель приоритетности вывода участка газопровода в ремонт  $p_{\Sigma i}$  вычисляется следующим выражением:

$$p_{\Sigma i} = p_i \cdot R_i \cdot M_i, \quad (19)$$

где  $p_i$  – показатель приоритетности вывода в ремонт  $i$ -го участка газопровода, согласно СТО Газпром 2-2.3-750-2013.

Выражения (17) и (18) получены таким образом, чтобы сохранить связь значений  $p_{\Sigma i}$  с рекомендованными в СТО Газпром 2-2.3-750-2013 методами ремонта участков газопровода (табл. 6).

Таблица 6 – Выбор методов ремонта участка газопровода, в зависимости от значений скорректированного показателя приоритетности

Значение показателя приоритетности	Рекомендуемый метод ремонта
$p_{\Sigma} > 0,5 \div 0,7$	замена участка
$0,2 \div 0,3 < p_{\Sigma} < 0,5 \div 0,7$	переизоляция
$p_{\Sigma} < 0,2 \div 0,3$	выборочный ремонт

Поскольку вычисление коэффициентов  $\gamma_i^*$ ,  $K_{wi}$  и  $K_{pi}$  требует обработки больших объемов данных, для этой цели разработан специальный программный продукт «АУН - 1».

В качестве исходной информации в сервисное окно вводятся все необходимые параметры рассматриваемого участка, а также сведения о режиме нагружения газопровода на выходе и на входе в соседние КС. После этого программа производит анализ массивов значений давления, используя метод полных циклов (согласно ГОСТ 25.101-83) и другие способы обработки случайного нагружения.

Опыт применения представленной методики на объектах ЛЧ МГ ПАО «Газпром» показал, что она позволяет не только актуализировать выводимые в ремонт участки, но и в целом оптимизировать формируемые программы капитального ремонта, обеспечивая получение экономического эффекта в размере более 500 млн. рублей в год.

**Шестая глава** посвящена разработке подхода к выбору оптимальных методов ремонта бывших в эксплуатации труб.

В процессе службы газопровода с металлом труб, прежде всего в дефектных зонах, могут происходить различные изменения, влияющие на его механические

характеристики. В этом случае невозможно добиться эффективного ремонта труб, применяя универсальные нормы оценки дефектов.

Исследование данного вопроса выполнялось на примере оценки эффективности использования сварочных технологий для ремонта труб с различным состоянием металла в дефектной зоне.

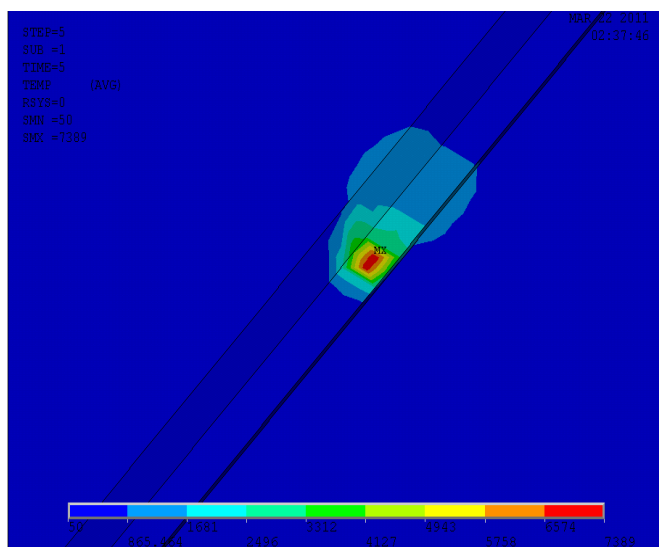


Рисунок 17 – Визуализация температурных полей на поверхности металла при ручной дуговой сварке

На основании проведенных аналитических и программных расчетов устанавливалось влияние температурных полей, возникающих при регламентированных режимах сварки (рис. 17), на деградиационные процессы в металле. Анализ показал, что указанные термические воздействия не должны способствовать устранению или смягчению произошедших в металле критических изменений, а напротив, могут их усилить.

Для определения того, насколько состояние металла в зоне сварки влияет на сопротивляемость разрушению сварных соединений, проводились экспериментальные исследования. Из трубы стали X70, Ду 1400 мм,  $\delta = 16,5$  мм, находящейся в аварийном запасе, изготавливались образцы, конструкция которых представлена на рисунке 4, с дополнительно нанесенной на один из сегментов вышлифовкой.

Путем механического и термического воздействия на сегменты трубы задавалось различное состояние металла в зоне вышлифовок (табл. 7). Затем производилась их заварка с использованием ручной дуговой сварки по регламентированной технологии, снятие усиления швов и нанесение трещиноподобных концентраторов напряжений в центральной зоне заварок, поперек оси образцов.

Таблица 7 – Характеристики подготовленных к испытаниям образцов

№ группы	Количество образцов, шт.	Характеристика образцов
1	2	Сегмент с вышлифовкой в исходном состоянии
2	2	Металл в зоне вышлифовки - упрочненный
3	4	Металл в зоне вышлифовки - с микротрещинами
4	4	Металл в зоне вышлифовки - состаренный

Испытания заключались в циклическом нагружении образцов до разрушения с параметрами  $\sigma_{max} = 250$  МПа,  $\sigma_{min} = 100$  МПа.

Из результатов, представленных на рисунке 18, видно, что упрочнение в зоне вышлифовок не оказало существенного влияния на сопротивляемость разрушению сварных соединений. Протекание процесса старения на 20 ÷ 25% снизило циклическую трещиностойкость образцов, а зарождение микротрещин - в 1,5 ÷ 6 раз, приведя, по сути, к потере работоспособности сварных соединений.

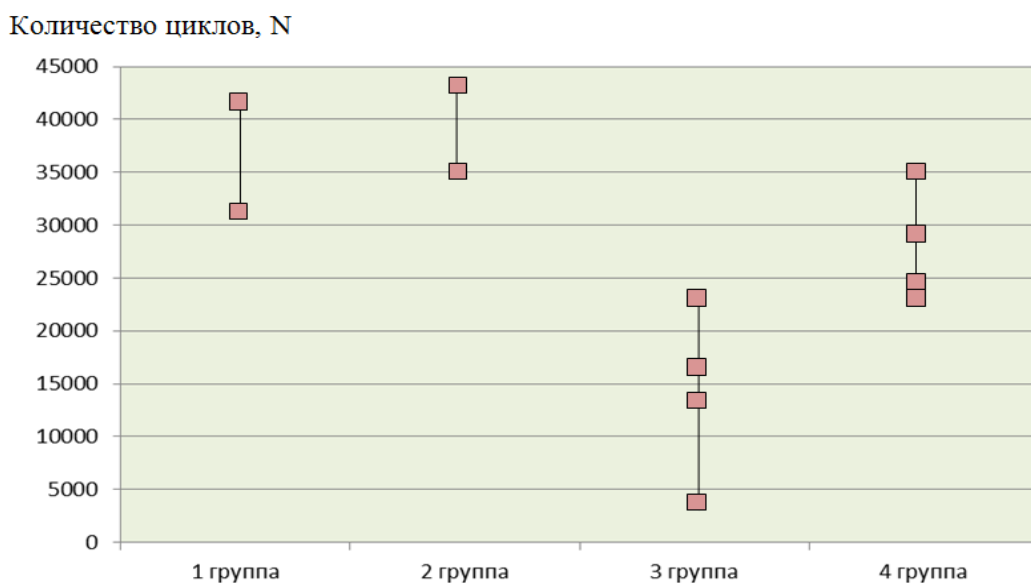


Рисунок 18 - Сводные результаты испытаний образцов 1 - 4 группы

На этом основании был сделан вывод, что целесообразность применения сварки для ремонта дефектов должна определяться не их типом, а состоянием металла в зоне дефекта, и в таком случае метод сварки может быть эффективно использован для ремонта трещин. Для проверки данного утверждения проводилась серия экспериментальных исследований.

В рамках выполнения лабораторных испытаний из труб стали X70, Ду 1400 мм,  $\delta = 16,5$  мм, находящихся в эксплуатации в течение 24 лет, вырезались темплеты как содержащие дефекты КРН, так и не содержащие дефектов.

Из этих темплетов, а также из темплетов аналогичной трубы в исходном состоянии изготавливались образцы, согласно представленной на рисунке 4 конструкции:

- I группа: 2 образца, состоящие из сегмента, содержащего дефекты КРН, которые вышлифовывались, и сегмента, находящегося в исходном состоянии;
- II группа: 2 образца, состоящие из сегмента бездефектного металла после эксплуатации, на который наносилась вышлифовка, и сегмента в исходном состоянии.

Неразрушающая оценка состояния металла в зоне вышлифовок обеих групп образцов не выявила каких-либо критических изменений.

Заварка вышлифовок производилась с использованием ручной дуговой сварки. После этого выполнялось снятие усиления швов и нанесение трещиноподобных концентраторов напряжений в центральной зоне заварок.

Подготовленные образцы испытывались на циклическую трещиностойкость с параметрами  $\sigma_{max} = 250$  МПа,  $\sigma_{min} = 100$  МПа, которые соответствовали параметрам, выбранным при испытаниях, рассмотренных в начале главы, что позволило сравнивать полученные экспериментальные данные.

В результате, трещиностойкость образцов с отремонтированными стресскоррозионными дефектами (28 000 и 34 000 циклов) оказалась схожей как с образцами, имевшими заварки на бездефектных сегментах после эксплуатации



(26 000 и 40 000 циклов), так и с образцами, имевшими заварки на сегментах в исходном состоянии (рис. 18, 1 группа).

Для проведения полигонных испытаний из двух труб стали 17Г1С, Ду 1200 мм,  $\delta = 12,5$  мм, после 21 года эксплуатации была сварена плеть, содержащая участки коррозионного поражения глубиной от 10 до 50% от толщины стенки, а также стресс-коррозионные трещины.

В ходе подготовки плети производился ремонт имевшихся на ней дефектов: коррозионных дефектов – методом контролируемой шлифовки; дефектов КРН – методом контролируемой шлифовки с последующей заваркой. После выполнения ремонтных операций трубная плеть содержала три вышлифовки глубиной 30, 40 и 50%, и три заварки глубиной 30, 40 и 50% (рис. 19, а).



Рисунок 19 – Трубная плеть с отремонтированными дефектами  
а – ремонт дефектов методом заварки и контролируемой шлифовки; б – очаг разрушения плети

Программа испытаний заключалась в нагружении плети внутренним давлением воды в течение нескольких десятков циклов с параметрами  $P_{max}/P_{min} = 5,4/0$  МПа и  $6,86/0$  МПа, с последующим статическим подъемом давления до разрушения, произошедшего при  $P_p = 8,24$  МПа. Очаг разрушения находился в зоне вышлифовки глубиной 40% от толщины стенки (рис. 19, б). Разрушение имело преимущественно вязкий характер, и было ориентировано вдоль оси трубы.

Осмотр плети после проведения испытаний не выявил в отремонтированных сваркой дефектных областях ни избыточной остаточной пластической деформации (выпучивания), ни зарождения трещин.

Выполненные исследования показали, что при соблюдении установленного критерия применение регламентированных технологий сварки для ремонта дефектов, в том числе стресс-коррозионных, позволяет получать работоспособные

сварные соединения, обладающие высокими эксплуатационными характеристиками.

В результате, был предложен алгоритм выбора оптимальных методов ремонта бывших в эксплуатации труб, позволяющий учесть текущее состояние металла в дефектных зонах и обеспечить требуемую сопротивляемость разрушению отремонтированных участков (рис. 20).

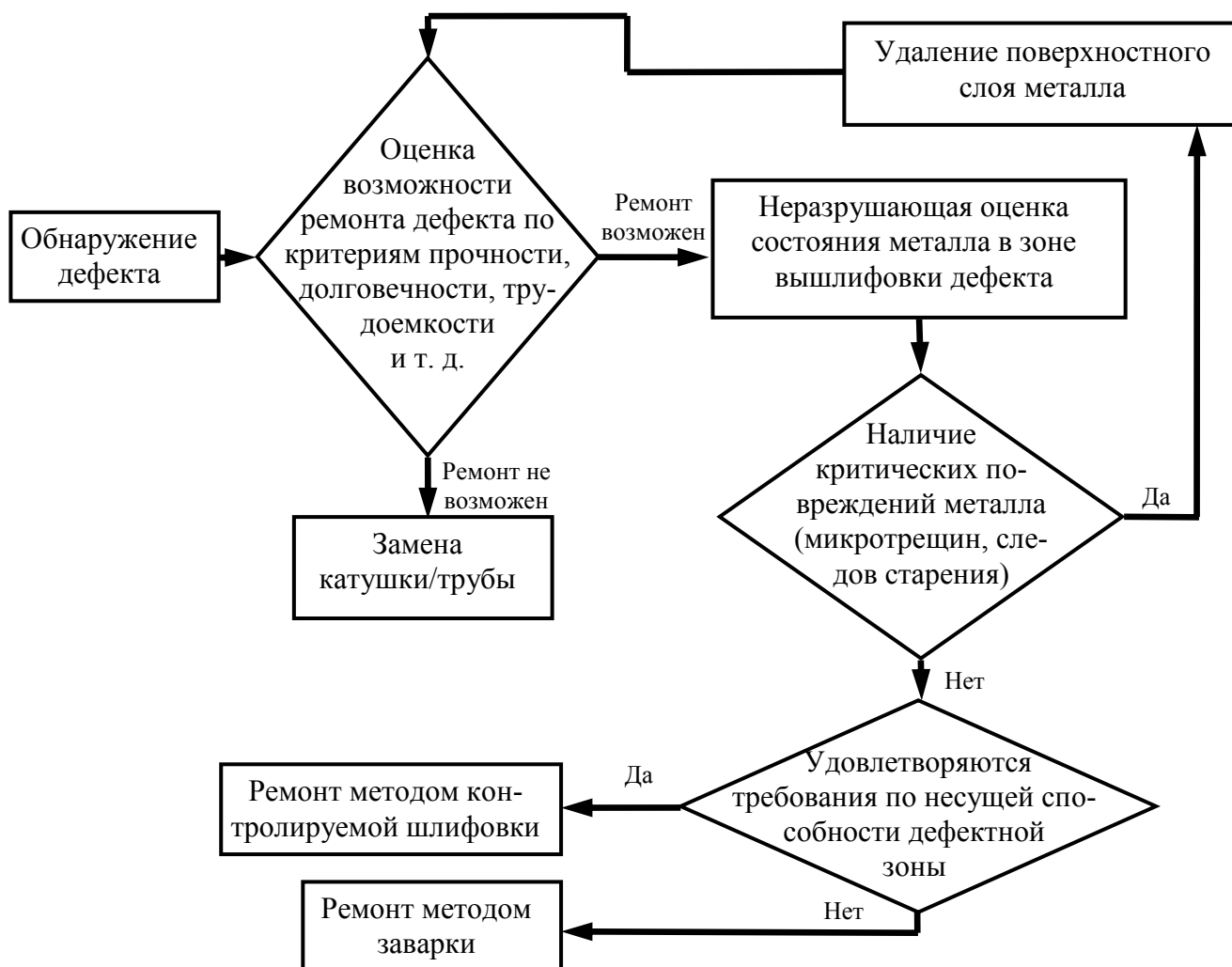


Рисунок 20 – Алгоритм выбора оптимальных методов ремонта труб

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

### Основные результаты работы и выводы.

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-Z<sup>1</sup>», 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 деградиционных 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».

#### **Рекомендации и перспективы дальнейшей разработки темы.**

Полученные в работе результаты дают возможность реализовать усовершенствованную систему поддержания работоспособности газопроводов, в основе которой лежат принципы, позволяющие адекватно реагировать на процессы, сопровождающие общее старение газотранспортной системы. Для этого разработаны и опробованы на практике представленные методические подходы и технические средства, с помощью которых получены актуальные экспериментальные данные.

В тоже время, эксплуатация газопроводов характеризуется наличием огромного количества постоянно или случайно действующих факторов, в полной мере учесть которые в рамках выполненной работы не представлялось возможным. Поэтому, продолжение подобных исследований, совершенствующих подходы к техническому обслуживанию и ремонту газопроводов, позволят в дальнейшем добиться еще более высокого уровня надежности и безопасности газовых магистралей России.

**Основные результаты диссертационной работы представлены в следующих публикациях:**

Статьи в изданиях, включенных в «Перечень...» ВАК Министерства образования и науки РФ:

1. Зорин, А.Е. Влияние уровня пластической деформации на сопротивляемость разрушению трубных сталей при нестационарном нагружении / А.Е. Зорин // Вестник Ивановского государственного энергетического университета.– 2006.– №4.– С. 89-90.

2. 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.

3. 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.
4. 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.
5. 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.
6. Велиюлин, И.И. Влияние эксплуатационных дефектов типа «вмятина» на несущую способность стенки трубопровода / И. И. Велиюлин, А. Е. Зорин // Газовая промышленность.– 2010.– №2.– С. 50-52.
7. Велиюлин, И.И. Исследование развития стресс-коррозионных трещин / И.И. Велиюлин, А.Е. Зорин, П.А. Колотовский // Территория «НЕФТЕГАЗ».– 2010.– №5.– С.14-15.
8. 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.
9. Велиюлин, И.И. Результаты и пути совершенствования диагностических работ в процессе капитального ремонта ЛЧ МГ / И.И. Велиюлин, А.Н. Касьянов, А.Е. Зорин // Газовая промышленность.– 2011.– №9.– С. 47-48.
10. Егоров, Ф.А. Исследование напряженно-деформированного состояния труб магистрального газопровода с помощью волоконно-оптических датчиков деформации / Ф.А. Егоров, А.П. Неугодников, И.И. Велиюлин, А.Е. Зорин, П.Г. Васильев // Территория «НЕФТЕГАЗ».– 2011.– №10.– С. 26-29.
11. Зорин, А.Е. Причины возникновения трещиноподобных дефектов на газопроводах / А.Е. Зорин // Газовая промышленность.– 2012.– №5.– С. 54-57.
12. Зорин, А.Е. Об особенностях накопления поврежденности металлом газопроводов в процессе эксплуатации / А.Е. Зорин // Нефть, газ и бизнес.– 2012.– №7.– С. 69-71.
13. Казаков, Ю.В. Сопrotивляемость газопроводов стресс-коррозионному разрушению / Ю.В. Казаков, А.Е. Зорин, Н.Е. Зорин // Территория «НЕФТЕГАЗ».– 2013.– №11.– С. 46-50.
14. Зорин, А.Е. Разработка конструкции образца для проведения механических испытаний металла труб / А.Е. Зорин // Территория «НЕФТЕГАЗ».– 2015.– №3.– С. 124-128.
15. Зорин, А.Е. Развитие методов анализа приоритетности вывода участков газопроводов в капитальный ремонт / А.Е. Зорин, И.И. Велиюлин, М.Д. Ивашиш // Газовая промышленность.– 2015.– Спецвыпуск №1.– С. 112-115.
16. Зорин, А.Е. Разработка конструкции образца для проведения испытаний металла трубопроводов на ударную вязкость / А.Е. Зорин // Газовая промышленность.– 2015.– №6.– С.69-71.

17. 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.

18. 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.

19. Зорин, А.Е. Разработка способа качественной оценки технического состояния металла конструкций / А.Е. Зорин // Территория «НЕФТЕГАЗ».– 2015.– №9.– С. 46-50.

20. 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.

#### Патенты на изобретения и полезные модели:

21. Пат. 115480 Российская Федерация МПК G01N3/00 Образец для испытания металла труб при двухосном напряженном состоянии / А.Е. Зорин, Н.Е. Зорин; заявитель и патентообладатель А.Е. Зорин; заявл. 02.11.2011г., опубл. 27.04.2012г.

22. Пат. 2498263 Российская Федерация МПК G01N3/32 Способ обнаружения в металле микротрещин / А.Е. Зорин; заявитель и патентообладатель А.Е. Зорин; заявл. 25.05.2012г., опубл. 10.11.2013г.

23. Пат. 2498272 Российская Федерация МПК G01N19/08 Способ испытания металлов на необратимую поврежденность / А.Е. Зорин; заявитель и патентообладатель А.Е. Зорин; заявл. 25.05.2012г., опубл. 10.11.2013г.

24. Пат. 2545321 Российская Федерация МПК G01N3/42 Способ неразрушающей оценки критических изменений технического состояния металла / А.Е. Зорин; заявитель и патентообладатель А.Е. Зорин; заявл. 01.10.2013г., опубл. 27.03.2015г.

25. Пат. 154290 Российская Федерация МПК G01N1/28, G01N3/30 Образец для испытания металла труб на ударный изгиб / А.Е. Зорин; заявитель и патентообладатель А.Е. Зорин; заявл. 13.11.2014г., опубл. 20.08.2015г.

#### Публикации в журналах и научно-технических сборниках:

26. Зорин, Е.Е. Определение физико- механических характеристик металла конструкции в процессе эксплуатации для прогнозирования остаточного ресурса / Е.Е. Зорин, М.Г. Лебедев, А.Е. Зорин // Сборник докладов конференции «Пути объединения потенциала науки в интересах решения актуальных фундаментальных и прикладных проблем субъектов РФ».– Якутск: ЯНЦ СО РАН, 2007.– С. 67-76.

27. Зорин, А.Е. Влияние длительности эксплуатации на сопротивляемость усталостному разрушению трубной стали контролируемой прокатки класса прочности Х70 / А.Е. Зорин // Научно-технический сборник РГУ нефти и газа «Магистральные и промысловые трубопроводы: проектирование, строительство, эксплуатация и ремонт».– 2008.– №2.– С. 3-5.

28. 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.: ООО «Газпром экспо», 2011.– 464 с.– С. 221-228.

29. 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.

30. Зорин, А.Е. Анализ причин трещинообразования на газопроводах и развитие системы обеспечения их надежности и целостности в условиях длительной эксплуатации / А.Е. Зорин // Обслуживание и ремонт газонефтепроводов – 2012: Материалы VI Международной конференции.– М.: МАКС Пресс, 2013.– 228 с.– С. 191-201.

31. Зорин, А.Е. Совершенствование подходов к выполнению анализа приоритетности вывода участков ЛЧ МГ в капитальный ремонт / А.Е. Зорин, И.И. Велиюлин, М.Д. Ивашин // Обслуживание и ремонт газонефтепроводов – 2014: Материалы 7-й международной конференции.– М.: МАКС Пресс, 2015.– 444 с.– С. 271-279.