

*На правах рукописи*

**Наконечная Ксения Васильевна**

**ГИДРОАБРАЗИВНОЕ ИЗНАШИВАНИЕ ПРОМЫСЛОВЫХ  
ТРУБОПРОВОДОВ КОРРОЗИОННО-АКТИВНОЙ  
ПРОМЫСЛОВОЙ СРЕДОЙ**

Специальность 2.5.3 – Трение и износ в машинах

**АВТОРЕФЕРАТ**

диссертации на соискание ученой степени  
кандидата технических наук

Москва  
2022

Работа выполнена в федеральном государственном автономном образовательном учреждении высшего образования «Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина» (ФГАОУ ВО «РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина»)

**Научный руководитель** *Елагина Оксана Юрьевна*,  
доктор технических наук, профессор,  
заведующая кафедрой «Трибологии и технологии  
ремонта нефтегазового оборудования» ФГАОУ ВО  
«РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина»

**Официальные оппоненты:** *Албагачиев Али Юсупович*,  
доктор технических наук, профессор,  
заведующий отделом «Трение, износ, смазка.  
Трибология» ФБГУН «Институт машиноведения им.  
А.А. Благонравова» Российской академии наук

*Алексеева Мария Сергеевна*,  
кандидат технических наук,  
заместитель начальника лаборатории  
«Металлофизических исследований» ФГУП  
«Всероссийский научно-исследовательский институт  
авиационных материалов» Национальный  
исследовательский центр «Курчатовский институт»  
(НИЦ «Курчатовский институт» - ВИАМ)

**Ведущая организация:** ФГАОУ ВО «Сибирский федеральный университет»  
(г. Красноярск)

Защита состоится «26» сентября 2022 г. в 14:00 на заседании диссертационного совета 44.2.005.01 на базе федерального государственного бюджетного образовательного учреждения высшего образования «Ростовский государственный университет путей сообщения» (ФГБОУ ВО РГУПС) по адресу: 344038, г. Ростов-на-Дону, пл. Ростовского Стрелкового Полка Народного Ополчения, д. 2, читальный-зал.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке ФГБОУ ВО РГУПС по адресу: 344038, г. Ростов-на-Дону, пл. Ростовского Стрелкового Полка Народного Ополчения, д. 2 и на сайте [http:// www.rgups.ru](http://www.rgups.ru).

Автореферат разослан «    » \_\_\_\_\_ .2022 года.

Ученый секретарь  
диссертационного совета 44.2.005.01  
доктор технических наук, профессор

П.Н. Щербак

## ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

### **Актуальность темы исследования.**

В последние десятилетия в нефтегазодобывающей отрасли для интенсификации добычи нефти широко используются такие технологические приемы для повышения дебита скважин, как гидроразрыв пласта и увеличение депрессии на пласт. Как правило, эти операции сопровождаются повышенным выносом частиц породы и пропанта и ускоренным гидроабразивным износом, как погружного оборудования, так и промысловых трубопроводов. Эта проблема ещё больше усиливается на перспективу вследствие постепенного увеличения доли трудно извлекаемых запасов из-за непрерывного ухудшения структуры коллекторов на действующих и неблагоприятной ее характеристики на вновь открываемых месторождениях. По данным нефтегазовых компаний отказы насосно-компрессорных труб, погружного оборудования и промысловых трубопроводов по причине износа механическими примесями составляют от 20% до 40% от общего числа отказов. Для промысловых трубопроводов гидроабразивный износ осложнен коррозионной активностью перекачиваемой среды и необходимостью проведения очистных операций полости трубопровода от асфальто-смоло-парафинистых (АСПО) и солевых отложений (СО). Применение внутренних полимерных покрытий позволило защитить металл труб от коррозионного действия промысловой среды. Однако, низкая твердость и износостойкость полимерных покрытий ограничивает их ресурс при контакте с потоком промысловой среды, содержащим абразив.

Комплексное действие перечисленных выше разрушающих факторов приводит к разгерметизации промысловых трубопроводов, разливам и выбросам в окружающую среду продукции скважин и наносит значительный экономический и экологический ущерб. Для оценки риска разгерметизации трубопровода необходимо проводить определение ресурса, как внутреннего покрытия, так и металла трубы в зависимости от фактических условий его эксплуатации. На снижение ресурса промыслового трубопровода оказывают действие такие факторы как гидроабразивное и механическое изнашивание, деградация свойств защитного покрытия, коррозия металла труб. Интенсивность этих факторов существенно изменяется в зависимости от состава добываемой продукции скважин, структуры коллектора месторождения, перечня технологических мероприятий, заложенные в проект разработки отдельных пластов. Это затрудняет применение экспертного подхода к оценке ресурса промыслового трубопровода. Применение для этой цели методов внутритрубного неразрушающего контроля и толщинометрии ограничено диаметрами промысловых трубопроводов и наличием теплоизоляции на надземных участках. Поэтому, разработка расчетно-экспериментальной методики, позволяющей на основе данных лабораторных испытаний учесть вклад изнашивающих, гидродинамических и коррозионных факторов в разгерметизацию промысловых трубопроводов и оценить их ресурс, является актуальной задачей, требующей решения.

**Степень разработанности темы.** Проблемой надежности работы гидротранспортных систем в нефтегазовой отрасли занимались многие ученые и специалисты. Среди них следует отметить работы Ю.Д. Баранова, Б.А. Блюсти, А.П.

Ефремова, Л.С. Саакян, Е.В. Семененко, Г.М. Сорокина, В.Д. Шурыгина, А.Ю. Албагачиева, Р.Ф. Ганиева и др. Вопросы гидроабразивного изнашивания и диагностики насосного оборудования отражены в трудах А.В. Баркова, А.Я. Батаногова, А.И. Бохоровича, Л.Г. Гамбаряна, С.А. Тимухина. Однако вопросы гидроабразивного изнашивания внутренних полимерных покрытий труб и комплексного действия изнашивающих и коррозионных факторов при разгерметизации промысловых трубопроводов в научной литературе не рассматривались, но являются широко распространённой проблемой в нефтегазовой промышленности, требующей решения.

**Цель и задачи исследования.** Разработка методики оценки ресурса промысловых трубопроводов с внутренними покрытиями, работающих в условиях гидроабразивного изнашивания коррозионно-активной промышленной средой, эксплуатационных изнашивающих и деградиационных воздействий.

Для достижения поставленной цели в работе можно выделить следующие основные задачи:

1. Исследование износостойкости внутренних полимерных защитных покрытий промысловых трубопроводов под действием гидроабразивного потока и очистных устройств;

2. Исследование вклада изнашивающих и деградиационных параметров промышленных сред в снижение ресурса внутренних покрытий промысловых трубопроводов;

3. Исследование скорости гидроабразивного изнашивания стальных трубопроводов под действием коррозионно-активной промышленной среды.

**Научная новизна** результатов научного исследования заключается в следующем:

1. Предложена экспериментальная методика определения износостойкости внутренних покрытий и металла труб под действием гидроабразивного потока, позволяющая моделировать процесс изнашивания промысловых трубопроводов.

2. Установлены закономерности определения линейной скорости гидроабразивного изнашивания внутренних полимерных защитных покрытий и стальных поверхностей промысловых труб, позволяющие учесть влияние на ресурс промысловых трубопроводов таких факторов, как концентрация абразива в промышленной среде, скорость движения потока среды и давление в трубопроводе, а для стальных труб дополнительно вклад коррозионной активности среды.

3. Предложены расчетные зависимости для определения коэффициентов изнашивания и деградации свойств полимерных внутренних покрытий, эксплуатируемых при контакте с гидроабразивным потоком коррозионно-активной промышленной среды. Показано, что применение двухслойных полимерных покрытий обеспечивает более высокий уровень износостойкости и сохранения адгезионной прочности по сравнению с однослойными жидкими эпоксидными покрытиями.

**Теоретическая значимость работы:**

1. Изучено влияние гидроабразивного потока промышленной среды на процесс разрушения внутренних полимерных покрытий промысловых

трубопроводов. Установлено, что наибольшее влияние на процесс разрушения внутренних покрытий оказывает снижение толщины покрытия в результате износа несвязанным абразивом и декомпрессия промышленной среды, способствующая потере адгезионной прочности сцепления покрытия с поверхностью труб.

2. Установлено, что на процесс гидроабразивного изнашивания стальных промышленных трубопроводов помимо содержания абразива в перекачиваемой среде значительное влияние оказывает величина рН среды.

3. Получен комплекс расчетных зависимостей, позволяющих оценить ресурс промышленного трубопровода, имеющего внутреннее полимерное защитное покрытие на разных стадиях его эксплуатации в промышленных средах с широким диапазоном разрушающих факторов.

#### **Практическая значимость работы:**

1. Разработана расчетно-экспериментальная методика оценки ресурса промышленного трубопровода с внутренним полимерным покрытием, определяющая вклад изнашивающего действия гидроабразивного потока, истирающего действия очистных устройств, снижения адгезионной прочности сцепления внутреннего полимерного покрытия и коррозии металла труб при длительном контакте с промышленными средами.

2. Модернизирована и апробирована комбинированная методика лабораторных испытаний на гидроабразивное изнашивание внутренних полимерных покрытий труб, которая может быть использована для оценки их износостойкости при эксплуатации в условиях гидроабразивного потока.

3. Результаты, полученные в диссертационной работе, использованы для разработки «Классификатора внутренних покрытий, поиск технологии защиты сварного стыка» по договору НТЦ-19/08000/00626/Р от 01.04.2019 г с ООО «Газпром-нефть НТЦ», принятого к внедрению ПАО «Газпром нефть».

#### **Методология и методы исследований.**

В диссертации использовался системный подход, включающий экспериментальное определение параметров гидроабразивного изнашивания, получение на их основе расчетных зависимостей и последующую проверку их адекватности путем проведения повторных экспериментов в исследованном диапазоне значимых факторов. При проведении экспериментальных исследований использовались стандартизированные и модифицированные методики триботехнических испытаний. Для оценки величины износа образцов применялись профилографический метод и метод 3D – лазерного сканирования.

#### **Положения, выносимые автором на защиту**

1. Методика и результаты экспериментального определения скорости изнашивания внутренних полимерных защитных покрытий промышленных трубопроводов, эксплуатируемых в условиях контакта с гидроабразивным потоком и при действии очистных устройств.

2. Методика и результаты экспериментального определения скорости изнашивания стальных промышленных трубопроводов, позволяющие определить вклад

коррозионной среды в процесс гидроабразивного изнашивания с применением модифицированной методики ASTM G65.

3. Расчетно-экспериментальная методика оценки ресурса промышленных трубопроводов, эксплуатируемых в условиях контакта с гидроабразивным потоком коррозионно-агрессивной промышленной среды.

**Степень достоверности результатов** обеспечена корректной постановкой цели исследований.

Обоснованность выдвинутых автором выводов и расчетных зависимостей подтверждается сходимостью полученных расчетных результатов с большим объемом экспериментальных данных. Достоверность полученных в диссертации результатов исследований обеспечивается корректным проведением экспериментальных исследований, повторяемостью значений, полученных на 3-5 параллельно выполненных испытаниях, применением стандартизированных средств измерений (прошедших государственную проверку), и обработкой в соответствии с классическими положениями математической статистики.

#### **Соответствие научной специальности.**

Диссертация Наконечной К.В. соответствует научной специальности 2.5.3. (05.02.04) – Трение и износ в машинах.

**Личный вклад соискателя** в диссертационную работу заключается в самостоятельной разработке методики оценки ресурса промышленных трубопроводов, эксплуатируемых в условиях перекачки гидроабразивного потока промышленной среды, проведении экспериментальных исследований и получении расчетных зависимостей для определения скорости гидроабразивного изнашивания полимерных покрытий и металла промышленных труб. Также автор принимал прямое участие в написании и подготовке статей и докладов по результатам исследований.

**Апробация работы.** Результаты исследований обсуждались на 13 международных и всероссийских научно-технических конференциях: Международная молодёжная научная конференция «Нефть и газ -2019», «Нефть и газ -2020», «Нефть и газ -2021» (г. Москва); V Международная научно-практическая конференция молодых ученых «Энергия молодежи для нефтегазовой индустрии» (г. Альметьевск, 2020); «Энергосбережение и инновационные технологии в топливно-энергетическом комплексе» (г. Тюмень, 2020); 2-я Международная конференция «Коррозия в нефтегазовой отрасли» - CORROSION OIL&GAS 2021 (г. Санкт-Петербург); X Международная научно-техническая конференция «Техника и технологии машиностроения. Материалы» (г. Омск, 2021); II International Scientific Conference «APITECH-II - 2020: Conference on Applied Physics, Information Technologies and Engineering» (Krasnoyarsk, 2020); «МехТрибоТранс-2021» (г. Ростов-на-Дону); VII Всероссийская научно-техническая конференция «Роль фундаментальных исследований при реализации Стратегических направлений развития материалов и технологий их переработки на период до 2030 года» (г. Москва, 2021); II Региональная научно-техническая конференция «Губкинский университет в решении вопросов нефтегазовой отрасли России», посвященная 110-летию А.И. Скобло и 105-летию Г.К. Шрейбера (г. Москва, 2019); Региональная

научно-техническая конференция «Губкинский университет в решении вопросов нефтегазовой отрасли России, посвященная 90-летию губкинского университета и факультета экономики и управления» (г. Москва, 2020); Региональная научно-техническая конференция «Губкинский университет в экосистеме современного образования» (г. Москва, 2021).

**Публикации.** Основные результаты диссертации опубликованы в 17 печатных работах, из них в рецензируемых научных журналах и изданиях, рекомендованных ВАК Минобрнауки РФ - 4, в изданиях, включенных в международную базу данных Scopus и Web of Science -3.

**Структура и объем работы.** Диссертация состоит из введения, 4 глав, заключения, библиографического списка из 97 наименований и 2 приложений. Общий объем работы составляет 126 страниц, включая 25 иллюстраций и 33 таблицы.

### ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

**Во введении** обоснована актуальность темы, сформулирована ее цель.

**В первой главе** выполнен обзор работ отечественных ученых в данной области, на основе анализа обзора сформулированы цель и задачи исследований.

**Во второй главе** рассмотрены методики испытаний, использованные в работе. Структура исследований представлена на рисунке 1.

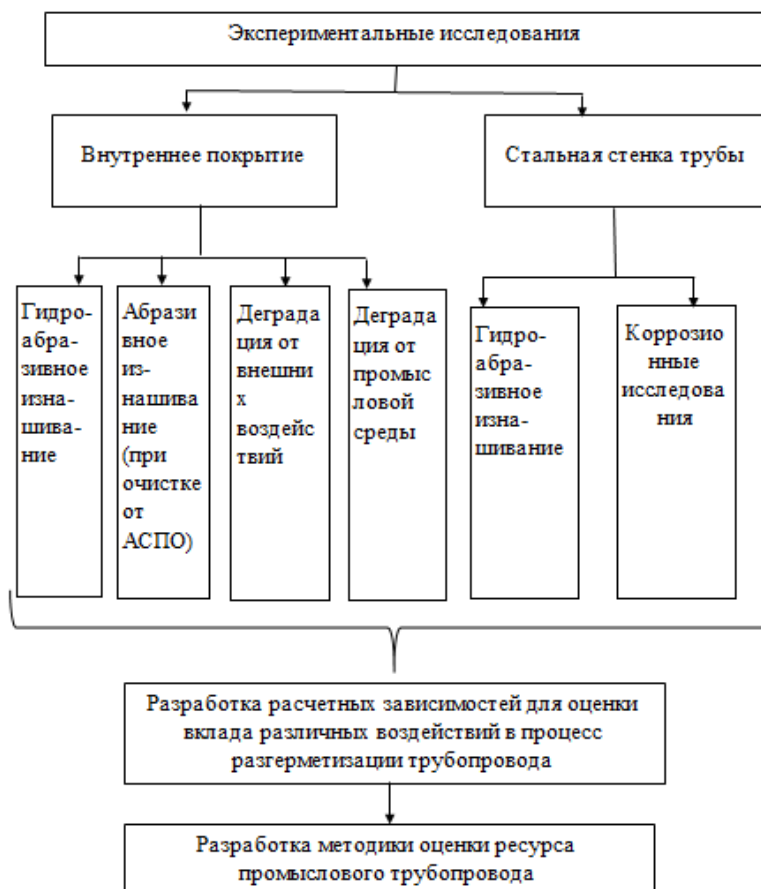


Рисунок 1 - Структура исследований

Для моделирования изнашивающего воздействия ламинарного гидроабразивного потока на внутреннее покрытие и металл труб в работе было

предложено использовать схему испытаний с применением установки по ASTM G65. Для адаптации данной схемы испытаний к условиям гидроабразивного изнашивания подачу абразива в зону трения резинового колеса по образцу предложено проводить в присутствии жидкостной среды заданного состава. В качестве контрообразца при испытаниях использовался стальной диск шириной 12,7 мм с ободом из хлорбутиловой резины, твердостью 58-62 единицы по Шору. Испытания на гидроабразивное изнашивание внутренних покрытий проводились при контактном давлении 0,176 МПа, концентрации абразива в потоке - 16,7 кг/м<sup>3</sup>, частоте оборотов колеса 200 об/мин. Испытания металла промышленных труб проводились при усилии прижатия образца 130 Н с концентрацией абразива в потоке 125 кг/м<sup>3</sup>. Для создания коррозионного воздействия промышленных сред с разной агрессивностью при испытаниях стальных образцов использовались растворы с величиной рН от 8,0, до 5,0 и минерализацией 10 г/л и 40 г/л. Оценку величины износа образцов с полимерным покрытием после гидроабразивного изнашивания в работе предложено проводить методом профилометрии. Износ стальных образцов определялся по величине потери массы. Также проводилось измерение топографии и площади зоны износа на оптически сканирующем приборе InfinitFocus G5 (Alicona).

Методика на гидроабразивное изнашивание с применением модернизированной установки по ASTM G65 имитирует износ внутренней поверхности труб под действием ламинарного потока. Однако появление турбулентности на поворотных участках трубопровода может оказывать существенное влияние на износостойкость полимерных покрытий из-за их низкой твердости. Для оценки влияния угла атаки на износ внутреннего покрытия были выполнены сравнительные испытания образцов при угле атаки гидроабразивного потока 45° и 90° с применением модернизированной установки на гидроабразивное изнашивание, представленной в СТО ТЭКСЕРТ 4.2-2015. Испытания проводились при концентрации абразива в потоке 5 кг/м<sup>3</sup>, подаваемого со скоростью 4 м/с.

Для оценки изнашивающего воздействия очистных устройств в работе был использован стандартизированный метод испытаний по Таберу. Методика заключается в истирании образца вращением двух абразивных кругов марки CS 17, прижатых к образцу с усилием 10 Н и скользящих по нему со скоростью 60 об/мин. Для оценки величины износа покрытия в работе предложено определять линейный износ путем снятия профилограмм на дорожке трения. Полученные значения накопленного износа покрытия за регламентированное количество циклов контакта образца с абразивным диском позволяют рассчитать интенсивность изнашивания покрытия при его контакте с очистным устройством.

Основное негативное действие промышленных и технологических сред на деградацию свойств внутренних полимерных покрытий проявляется в изменении адгезионной прочности сцепления покрытия с металлом трубы. В работе предложено использовать данный показатель для оценки ресурса внутреннего покрытия. Определение адгезионной прочности сцепления внутреннего покрытия с металлом труб проводилось до и после выдержки в испытательной среде с применением метода нормального отрыва по ГОСТ 32299–2013 и ГОСТ Р 58346-



2019. В качестве испытательных сред использовались водные и нефтяные среды, а также термоциклирование на воздухе.

Значимым фактором, влияющим на ресурс полимерного покрытия, является гидродинамическое действие промысловой среды, возникающее при резком сбросе давления в трубопроводной системе и остановке перекачки продукции скважин. Это приводит к отслаиванию покрытия от поверхности металла. Определение стойкости внутренних покрытий к гидродинамическим воздействиям проводилось по ГОСТ Р 58346-2019 и оценивалось по величине снижения адгезионной прочности сцепления.

Оценка коррозионного воздействия промысловой среды на металл труб проводилась с использованием гравиметрического метода путем выдержки в средах с разной коррозионной активностью. Для исследования были выбраны следующие характеристики промысловых сред: водородный показатель (рН) в диапазоне от 5,0 до 8,0, степень минерализации в диапазоне от 10 г/л до 40 г/л, концентрация CO<sub>2</sub> от 300 до 1000 мг/л. По полученным данным и площади образцов определялась линейная скорость коррозии. Для проведения испытаний внутренних полимерных покрытий были выбраны 5 систем защитных покрытий разных производителей, различающиеся по своим исходным характеристикам (таблица 1).

Для исследования стойкости металла труб были выбраны наиболее распространенные марки сталей, применяемые для изготовления труб промысловых трубопроводов - 20А, 09Г2С.

Таблица 1 – Характеристики покрытий, выбранных для испытаний

Маркировка	№1	№2	№3	№4	№5
Система АКП	Грунтовка + краска порошковая эпоксидная	Грунтовка + краска порошковая эпоксидная	Грунтовка + краска порошковая эпоксидная	Однослойное двухкомпонент- ное покрытие на основные жидкой эпоксидной смолы	Однослойное, на основе эпоксидной эмали
Толщина, мкм	339-878	456-711	497 – 795	625-950	600-898
Диэлектричес- кая сплошность, кВ	2,1 - 3,2	2,7 - 4,5	2,6-3,7	2,6 – 3,4	2,0-2,2
Адгезия нормальным отрывом, МПа	11,0	16,6	37,0	18,0	26,0
Стойкость к изгибу (стрела прогиба), мм	3,7	3,6	3,6	4,1	4,0

В третьей главе представлены результаты экспериментальных исследований и получены расчетные зависимости по определению скорости разрушения полимерных покрытий и металла труб под действием изнашивающих и коррозионных факторов промысловой среды.

Результаты испытаний внутренних покрытий на стойкость к гидроабразивному изнашиванию с применением комбинированной методики представлены в таблице 2.

Таблица 2 - Сводные результаты испытаний по износостойкости полимерных покрытий к гидроабразивному изнашиванию

Значения	Двухслойное покрытие №1	Двухслойное покрытие №2	Двухслойное покрытие №3	Однослойное покрытие №4	Однослойное покрытие №5	
Линейный износ (среднее), мкм	517	519	592	827	789	
Среднеквадратическое отклонение	мкм	±19,2	±17,69	±26,58	±58	±42,4
	%	±4	±3	±5	±7	±5
Удельная линейная скорость изнашивания ( $v_{Г/АБР}$ ), [мм/(ч г/м <sup>3</sup> МПа)]	0,0021	0,0024	0,0021	0,0034	0,0032	

На разрушение образцов при гидроабразивном изнашивании влияет большое число факторов. Для учета влияния этих факторов в работе предложено проводить оценку процесса изнашивания по удельной скорости изнашивания ( $v_{Г/АБР}$ ), представляющей собой величину линейного износа, отнесенную на содержание абразива в испытательной среде, время испытаний и давление прижатия и определяемую по формуле:

$$v_{Г/АБР} = \frac{L}{q \cdot p \cdot t} \quad , \quad (1)$$

где: L – средний линейный износ образца за единичный цикл испытаний, мм, q – концентрация абразива в потоке испытательной среды, г/м<sup>3</sup>, p – давление прижатия образца, МПа, t – длительность единичного цикла испытания, ч.

Как видно из полученных данных двухслойные эпоксидные покрытия, полученные на основе разных эпоксидных составов, при ламинарном потоке показали близкие значения удельной линейной скорости изнашивания, которые на 31% ниже, чем у однослойного покрытия. При воздействии турбулентного потока износостойкость покрытий существенно изменяется, что подтверждает необходимость ввода лабораторной оценки этого воздействия при сертификации покрытий и учета при расчете ресурса внутренних покрытий на поворотных участках трубопроводов в процессе эксплуатации (таблица 3).

Обработка результатов испытаний показала, что данный метод испытаний характеризуется большим разбросом значений. Поэтому использовать полученные значения в качестве абсолютных величин для оценки износостойкости внутренних покрытий нельзя. Учет влияния угла атаки на удельную скорость изнашивания при оценке ресурса внутренних покрытий на поворотных участках трубопроводов в работе было предложено проводить с использованием коэффициента влияния угла атаки ( $K_{УА}$ ), используя в качестве базовой характеристики значения удельной скорости изнашивания, полученные при испытаниях по ASTM G65 по формуле:

$$v_{Г/АБР}^{90} = K_{УА} \cdot v_{Г/АБР} \quad , \quad (2)$$

Таблица 3 - Результаты испытаний защитных покрытий на гидроабразивное изнашивание при разных углах атаки

Тип покрытия	Угол атаки, °	Величина линейного износа, мкм	Интенсивность изнашивания ( $I^{90}$ и $I^{45}$ ), мкм/кг	Коэффициент влияния угла атаки $K_{УА} = I^{90} / I^{45}$
Двухслойное покрытие №1	90	270,5±50%	45,08	1,139
	45	237,5±53%	39,58	
Двухслойное покрытие №2	90	15±100%	2,5	0,134
	45	224±52%	37,33	
Двухслойное покрытие №3	90	358±82%	59,67	12,345
	45	14,5±100%	2,42	
Однослойное покрытие №4	90	39,5±42%	7,1	0,28
	45	141±43%	24,02	

Для оценки величины ресурса внутренних покрытий трубопроводов, эксплуатируемых в различных условиях гидроабразивного изнашивания, в работе предложена зависимость, позволяющая с использованием полученных экспериментальных данных учесть влияние таких параметров как: концентрация абразива в потоке промысловой среды, скорость потока, длительность единичного выброса абразива и наличие турбулентности:

$$T_{Г/абр} = S_{исх} / (K_{УА} \cdot v_{Г/АБР} \cdot P \cdot Q), [ч] \quad , \quad (3)$$

где:  $S_{исх}$  - толщина покрытия, мм;  $v_{Г/АБР}$  - удельная линейная скорость гидроабразивного изнашивания внутреннего покрытия, мм/(г/м<sup>3</sup> МПа ч);  $Q$  - концентрация абразива в транспортируемой продукции, г/м<sup>3</sup>;  $P$  - давление в трубопроводе, МПа.

Оценка износа внутреннего покрытия при проведении операций по очистке полости трубопровода от отложений была выполнена с применением метода испытаний по Таберу, Результаты испытаний образцов исследуемых покрытий показали, что интенсивность изнашивания за один цикл очистки находится в диапазоне от 0,023 мкм/цикл до 0,056 мкм/цикл. С использованием полученных значений предложено рассчитывать ориентировочный ресурс покрытия по следующей зависимости:

$$I_{СОиАСПО} = I \cdot n, [мм] \quad , \quad (4)$$

где:  $I$  – интенсивность изнашивания, мкм/(цикл),  $n$  – количество операций по чистке полости участка трубопровода, циклы.

Срок службы полимерного покрытия трубопровода в значительной степени зависит от адгезионной прочности сцепления с поверхностью стенки трубы. Износ внутреннего покрытия снижает толщину полимерного покрытия, что может оказывать влияние на адгезионную прочность сцепления покрытия с металлом. Для оценки этой взаимосвязи в работе был выполнен цикл испытаний по определению изменения адгезионной прочности однослойных и двухслойных покрытий при разной остаточной толщине покрытия. Анализ полученных данных не выявил взаимосвязи между уменьшением толщины покрытий в результате износа и изменением их адгезионной прочности сцепления с металлом трубы. Это позволяет рассматривать действие изнашивающих факторов, приводящих к снижению толщины полимерного внутреннего покрытия, и деградиационных факторов, вызывающих его отслаивание, как группы самостоятельных независимых воздействий.

Согласно нормативным данным на снижение адгезионной прочности сцепления полимерных покрытий с металлом труб оказывает влияние длительный контакт с водно-нефтяной промышленной средой, декомпрессия при сбросе давления в трубопроводе и перепады температур, возникающие при остановке перекачки скважинной продукции. В таблице 4 представлены данные по изменению адгезионной прочности сцепления исследованных покрытий при воздействии перечисленных факторов.

Анализ результатов испытаний показывает, что для однослойных покрытий наихудшее влияние на снижение адгезии оказывает декомпрессия, приводящая к полной потере адгезионной прочности, в то время как двухслойные покрытия демонстрируют сохранение адгезионной прочности. Воздействие водной и нефтяной частей промышленных сред на двухслойные эпоксидные покрытия приводит к росту показателей адгезии. Однослойные жидкие эпоксидные покрытия при такой выдержке наоборот показывают тенденцию к снижению этого показателя. Влияния термоциклических воздействий на адгезию исследованных покрытий не выявлено.

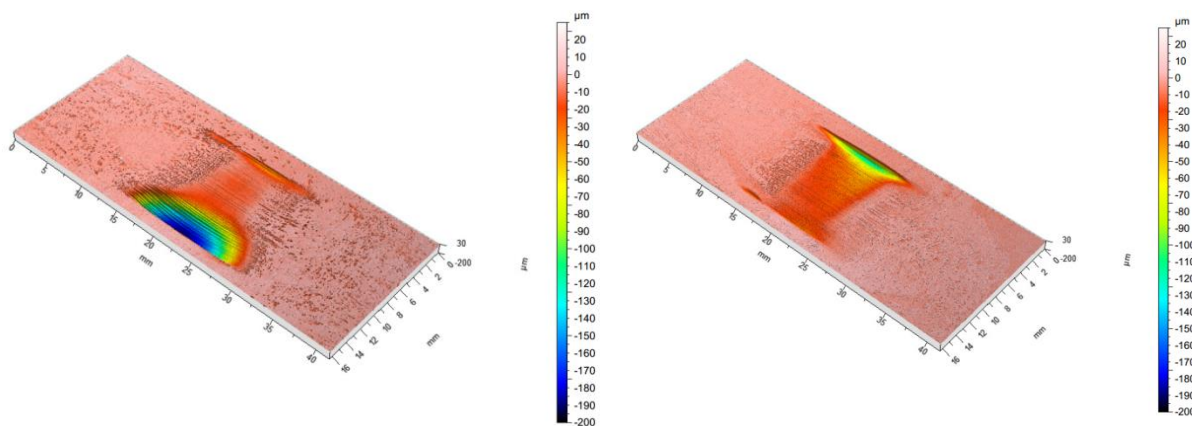
Разрушение внутренних полимерных покрытий приводит к возникновению прямого контакта металла труб с продукцией скважин. Испытания на гидроабразивное изнашивание стальных образцов проводились по модифицированной методике ASTM G 65 в средах с разной коррозионной активностью. Результаты измерений по потере массы образцов представлены в таблице 4.

Полученные данные показали, что снижение величины рН и увеличение степени минерализации испытательной среды в совокупности с изнашивающим действием абразива приводит к увеличению потери массы у образцов из стали 09Г2С. Образцы из стали 20А показали большую стойкость к комплексному гидроабразивному и коррозионному воздействию.

Таблица 4 – Значение адгезионной прочности и коэффициентов деградации свойств

Показатели	Исходная	Вода (плюс 80±3 °С), выдержка 1000 ч (В1)	Имитатор нефтепродуктов – смесь 50 % о-ксилола и 50 % толуола (плюс 20±3 0С), выдержка 1000 ч (В2)	Декомпрессия		Термоциклирование плюс 60±3 0С до минус 60±3 0С (15 циклов) по ГОСТ 27037 (В7)
				Выдержка 24 ч, сброс давления не более 5 с (В5)	Выдержка 240 ч, сброс давления не менее 10 мин (В6)	
<b>Двухслойное покрытие №1</b>						
Адгезионная прочность, МПа	11,0	14,5	28,9	15,9	7,7	28,6
Стандартное отклонение, %		± 6,35	± 1,15	± 0,78	± 1,75	± 7,37
<b>Двухслойное покрытие №2</b>						
Адгезионная прочность, МПа	16,6	18,9	32,4	16,3	19,7	31,6
Стандартное отклонение, %		± 4,75	± 2,1	± 3,63	± 3,16	± 8,0
<b>Двухслойное покрытие №3</b>						
Адгезионная прочность, МПа	37,0	35,9	38,2	26,8	27,5	39,6
Стандартное отклонение, %		± 1,22	± 2,4	± 1,68	± 1,77	± 5,6
<b>Однослойное покрытие №4</b>						
Адгезионная прочность, МПа	18,0	17,0	17,5	0	0	18,0
Стандартное отклонение, %		± 6,21	± 2,4	-	-	± 5,6
<b>Однослойное покрытие №5</b>						
Адгезионная прочность, МПа	26,0	15,9	13,1	0	0	25,0
Стандартное отклонение, %		± 13,8	± 8,4	-	-	± 8,2

При анализе результатов испытаний на гидроабразивное изнашивание стальных образцов наряду с показателями потери массы проводилась оценка изменения площади износа и ее топографии. Исследование характера разрушения поверхности стальных образцов показало наличие значительной неравномерности глубины износа по площадке контакта, что приводит к большой погрешности измерений при оценке линейного износа (рисунок 2).



№1 (pH 8, S=10 г/л)

№3 (pH 5; S 40 г/л)

Рисунок 2 - Топография поверхности образцов стали 20А при разных условиях испытаний

Анализ результатов измерения площади поверхности показал, что при всех испытаниях ее значения находятся в диапазоне от 214 мм<sup>2</sup> до 301 мм<sup>2</sup>, что определяет разброс полученных значений в пределах 30%. Снижение pH среды до 5,0 при S 10 г/л приводит к росту площади износа у стали 20А на 13%, а у стали 09Г2С на 40%. Увеличение минерализации до 40 г/л при pH 5 практически не влияет на изменение площади зон износа и для стали 09Г2С составляет 96% от результатов испытаний при pH8,0 – S 10 г/л, а для стали 20А – 100,01% соответственно. При этом площадь зоны износа стали 09Г2С составляет 83% от стали 20А (таблица 5).

Таблица 5 – Показатели гидроабразивного изнашивания стальных образцов в средах с разной коррозионной активностью

Состав среды испытания	Потеря массы (I), мг	Площадь зоны износа (F), мм <sup>2</sup>	Удельная скорость изнашивания (V <sub>г/абр</sub> ), мм/(ч $\frac{\text{г}}{\text{м}^3}$ МПа)
<b>Сталь 20А</b>			
вода, кварцевый песок, pH8, s=10 г/л	34,6	256,5	0,0000998 ±0,000015
вода, кварцевый песок, pH5, s=10 г/л	29,4	290,0	0,000075 ±0,000021
вода, кварцевый песок, pH5, s=40 г/л	53,1	290,25	0,000135 ±0,000041
<b>09Г2С</b>			
вода, кварцевый песок, pH8, s=10 г/л	29,6	213,75	0,000103 ±0,000028
вода, кварцевый песок, pH5, s=10 г/л	38,4	301,0	0,000094 ±0,000016
вода, кварцевый песок, pH5, s=40 г/л	68,8	288,75	0,000176 ±0,000052

С учетом полученных экспериментальных данных в работе предложено определять удельную линейную скорость гидроабразивного изнашивания,

отнесенную к содержанию абразива в промышленной среде и давлению прижатия по формуле:

$$V_{\Gamma/\text{абр}} = \frac{I}{0,0078 \cdot F \cdot q \cdot p \cdot t}, [\text{мм}/(\text{ч} \frac{\text{г}}{\text{м}^3} \text{МПа})] \quad , \quad (5)$$

где:  $I$  – весовой износ образца за единичный цикл испытаний, г,  $F$  – площадь зоны износа,  $\text{мм}^2$ ,  $q$  – концентрация абразива в потоке испытательной среды,  $\text{г}/\text{м}^3$ ,  $p$  – давление прижатия образца, МПа,  $t$  – длительность единичного цикла испытания.

На основе обработки экспериментальных данных, представленных в таблице 4, были рассчитаны коэффициенты регрессии и получены эмпирические зависимости для расчета удельной скорости гидроабразивного изнашивания сталей 20А и 09Г2С для промышленных сред с величиной рН в диапазоне от 8,0 до 5,0, минерализацией от 10 г/до 40 г/л и концентрации абразива не более  $125 \text{ кг}/\text{м}^3$ :

- для стали 20А

$$V_{\Gamma/\text{абр}} = 0,000075 - 0,000037 * \left(\frac{\text{pH}-6,5}{1,5}\right) - 0,000013 * \left(\frac{S-25}{15}\right) - 0,000053 * \left(\frac{\text{pH}-6,5}{1,5}\right) * \left(\frac{S-25}{15}\right), (6)$$

- для стали 09Г2С:

$$V_{\Gamma/\text{абр}} = 0,000094 - 0,000056 * \left(\frac{\text{pH}-6,5}{1,5}\right) - 0,000007 * \left(\frac{S-25}{15}\right), (7)$$

где:  $V_{\Gamma/\text{абр}}$  – линейная скорость гидроабразивного изнашивания,  $[\text{мм}/(\text{ч} \frac{\text{г}}{\text{м}^3} \text{МПа})]$ ; рН – водородный показатель;  $S$  – минерализация, г/л.

С использованием значений удельной линейной скорости гидроабразивного изнашивания в работе предложено выражение для расчета ресурса стальных труб без внутреннего покрытия, эксплуатируемых в гидроабразивной среде, в зависимости от содержания абразива в потоке и давления в трубопроводе:

$$T_{\Gamma/\text{АБР}}' = \Delta S / (V_{\Gamma/\text{АБР}} * 10^{-3} * P * Q), [\text{ч}] \quad , \quad (8)$$

где:  $\Delta S$  – предельно допустимое уменьшение толщины стенки труб, определяемое по результатам прочностного расчета по СП 284.1325800.2016 для трубопроводов III категории.  $Q$  – концентрация абразива в транспортируемой продукции,  $\text{г}/\text{м}^3$ ;  $P$  – давление в трубопроводе, МПа.

Коррозионная активность промышленных сред вносит существенный вклад в развитие процесса разгерметизации трубопроводов, как в период залповых выбросов абразива, так и при транспортировке скважинной продукции, не содержащей абразив. Для оценки вклада коррозионных процессов в снижение ресурса стальных трубопроводов в работе был выполнен цикл испытаний сталей 20А и 09Г2С, результаты которых представлены в таблице 6.

Обработка экспериментальных данных позволила получить выражения для расчета скорости коррозии сталей 20А и 09Г2С в зависимости от величины рН, минерализации, температуры и парциального давления углекислого газа:

- для стали 20А

$$v_{\text{к}} = 0,039 - 0,012 * \text{pH} + 0,006 * S + 0,0012 * T + 0,000155 * \text{CO}_2 + 0,0034, (9)$$

- для стали 09Г2С:

$$v_{\text{к}} = 0,041 - 0,016 * \text{pH} + 0,0053 * S + 0,0014 * T + 0,000137 * \text{CO}_2 + 0,0193, (10)$$

где  $pH_{cp}$  – водородный показатель в диапазоне от 8 до 5,  $S_{cp}$  – степень минерализации в диапазоне 10 до 40, г/л;  $T$  – температура в диапазоне 20-150, °C;  $CO_2$  – концентрация углекислого газа в диапазоне 0-1000 мг/л.

Таблица 6 - Результаты коррозионных испытаний сталей 20А и 09Г2С

Параметры раствора	Скорость коррозии, мм/год							
	pH	5,0	5,0	8,0	8,0	8,0	5,0	8,0
Минерализации	10 г/л	40 г/л	40 г/л	10 г/л	10г/л	40г/л	40 г/л	40 г/л
Температура, °C	+20	20 °C	+20 °C	+20 °C	+80	+20	+80	+80
Концентрация CO <sub>2</sub> , мг/л	-	-	-	-	-	1000	1000	1000
Сталь 20А								
Среднее значение	0,069	0,046	0,057	0,039	0,159	0,47	0,63	0,514
Стандартное отклонение	±0,004	±0,0065	±0,0025	±0,0098	±0,03	±0,04	±0,098	±0,033
Сталь 09Г2С								
Среднее значение	0,073	0,051	0,041	0,041	0,17	0,375	0,52	0,577
Стандартное отклонение	±0,0089	±0,0056	±0,0015	±0,0031	±0,04	±0,06	±0,073	±0,11

Сопоставление влияния гидроабразивного и коррозионного факторов на процесс разгерметизации стальных трубопроводов без внутреннего покрытия показало, что наибольшее значение имеет содержание абразива в транспортируемой продукции, а минимальное - минерализация среды. При оценке вклада коррозионных параметров промышленных сред выявлено, что наиболее агрессивным фактором является pH среды. Парциальное давление углекислого газа и температура среды вносят второй по значительности вклад в процесс разгерметизации.

Оценка ресурса трубопровода определяется его назначением и перечнем действующих агрессивных факторов. В работе предложено проводить определение ресурса внутренних покрытий путем расчета коэффициентов изнашивания и деградации, рассчитываемых на основе результатов лабораторных испытаний. Так, изнашивающее действие гидроабразивного потока и абразивное изнашивание покрытия от контакта со скребком при очистке полости трубопровода от солевых отложений и АСПО характеризуется фактическим уменьшением толщины покрытия.

Коэффициенты деградации свойств от этих изнашивающих воздействий ( $K_{Г/АБР}$  и  $K_{СОиАСПО}$ ) можно определить по следующим выражениям:

$$K_{Г/АБР} = \frac{K_{\alpha} \cdot v_{Г} \cdot P \cdot Q \cdot t}{S_{исх}} \quad (11)$$

где:  $S_{исх}$  - толщина покрытия, мм;  $v_{Г/АБР}$  – удельная линейная скорость гидроабразивного изнашивания внутреннего покрытия, мм/(г/м<sup>3</sup> МПа ч);  $Q$  –



концентрация абразива в транспортируемой продукции, г/м<sup>3</sup>; Р – давление в трубопроводе, МПа, t – суммарная длительность этапов выброса абразива за срок эксплуатации, ч.

$$K_{COиАСПО} = \frac{I \cdot n}{S_{исх}}, \quad (12)$$

где: I – интенсивность изнашивания, мкм/(цикл), n – количество операций по очистке полости участка трубопровода, циклы.

Для расчета коэффициента деградации внутреннего покрытия под действием промышленных сред, термоциклирования и декомпрессии за минимально допустимый уровень адгезионной прочности сцепления покрытия было принято значение равное 7 МПа, удовлетворяющее требованиям ГОСТ Р 58346-2019. Исходя из экспериментально определенного уровня снижения адгезионной прочности сцепления, коэффициенты деградации свойств внутреннего покрытия от воздействия водно-нефтяных сред ( $K_{B1,B2}$ ) предложено определять по следующей формуле:

$$K_{B1,B2} = \frac{(A_{исх} - A_{B1,B2}) \cdot T_{эксп}}{(A_{исх} - 7,0) \cdot T_{проект}}, \quad (13)$$

где:  $A_{исх}$  – исходная адгезионная прочность, МПа;  $A_{B1,B2}$  – адгезионная прочность после воздействия сред B1 и B2, МПа;  $T_{эксп}$  – фактическая длительность эксплуатации трубопровода с внутренним покрытием, годы;  $T_{проект}$  – проектная длительность эксплуатации трубопровода с внутренним покрытием, годы.

Коэффициент деградации свойств покрытия от единичного воздействия декомпрессии ( $K_{B5(B6)}$ ) может быть определен по следующему выражению:

$$K_{B5(B6)} = \frac{(A_{исх} - A_{B5(B6)}) \cdot N}{A_{исх} - 7,0}, \quad (14)$$

где:  $A_{B5(B6)}$  – адгезионная прочность после декомпрессии в средах B5 или B6, МПа, N – количество циклов декомпрессии, циклы.

Коэффициент деградации свойств покрытия от термоциклирования ( $K_{B7}$ ), возникающего при отключении участка трубопровода в зимний период, будет зависеть от регламентированного в ГОСТ Р 58346–2019 количества циклов испытаний (15 циклов) и определяется по следующему выражению:

$$K_{B7} = \frac{(A_{исх} - A_{B7}) \cdot m}{15 \cdot A_{исх}}, \quad (15)$$

где:  $A_{B7}$  – адгезионная прочность после термоциклирования, МПа, m – количество циклов термоциклирования за время эксплуатации, циклы.

Оценка коэффициента снижения эксплуатационных свойств внутреннего покрытия отдельного трубопровода зависит от перечня негативных воздействий и длительности их действия. В таблице 7 представлены выражения для определения данного показателя применительно к разным участкам трубопроводной промышленной системы, предложенные в работе.

Таблица 7 – Выражения для расчета коэффициента снижения эксплуатационных свойств внутреннего покрытия

Назначение трубопровода	Выражение для расчета коэффициента снижения эксплуатационных свойств внутреннего покрытия
Трубопровод нефтесбора	$K_{ВП} = K_{B1} + K_{B2} + K_{B5(B6)} + K_{Г/АБР} + K_{B7} + K_{СОиАСПО}$
Трубопровод систем поддержания пластового давления	$K_{ВП} = K_{B1} + K_{B2} + K_{B5(B6)} + K_{Г/АБР} + K_{B7}$
Трубопровод для неочищенного попутного нефтяного газа	$K_{ВП} = K_{B1} + K_{B2} + K_{B5(B6)} + K_{B7}$
Трубопровод для товарной нефти	$K_{ВП} = K_{B2} + K_{B5(B6)} + K_{B7}$
Водопровод для пресной воды	$K_{ВП} = K_{B1} + K_{B5(B6)} + K_{B7}$

Четвертая глава посвящена разработке методики определения ресурса промысловых трубопроводов с внутренними покрытиями, работающих в условиях гидроабразивного изнашивания коррозионно-активной промышленной средой, эксплуатационных изнашивающих и деградиационных воздействий.

В работе предложены критерии ранжирования достижения трубопроводом опасного события и составлено дерево отказов, которое приводит к разгерметизации трубопровода (рисунок 3).

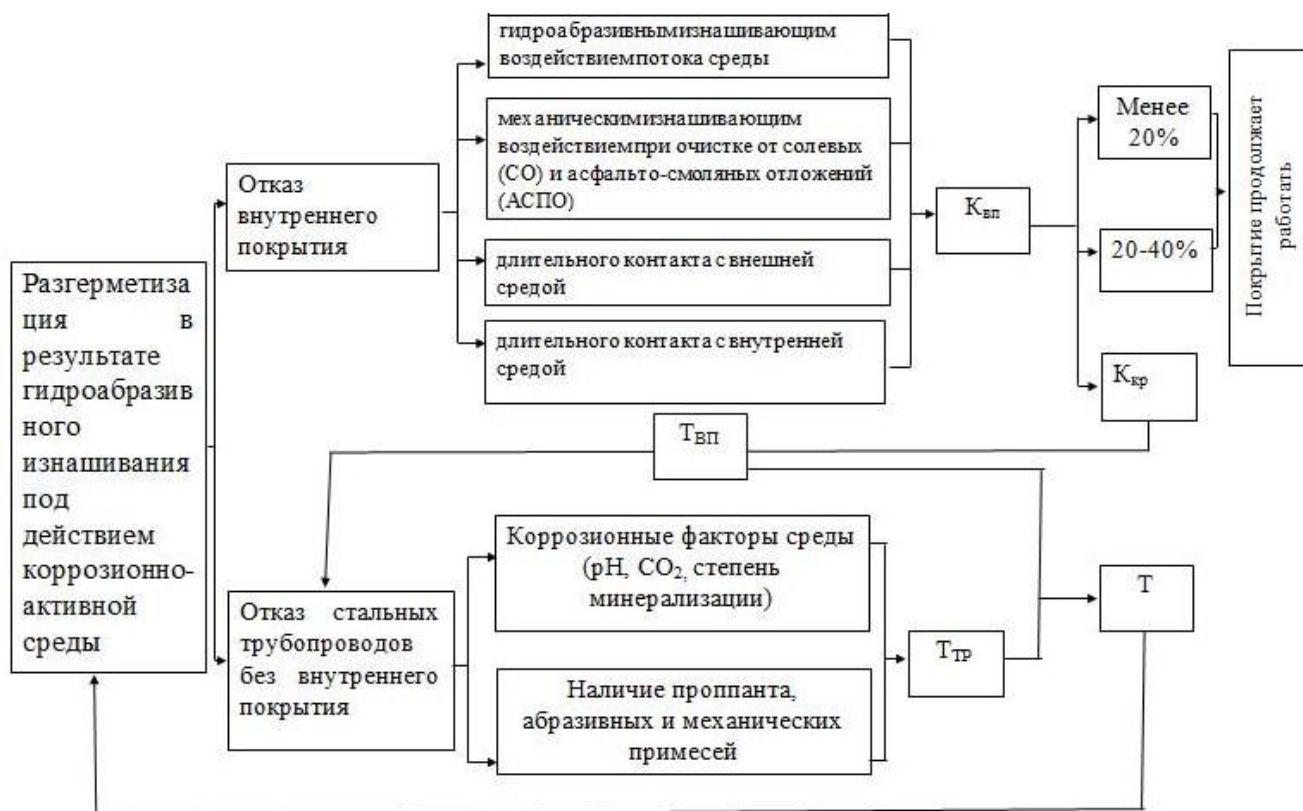


Рисунок 3 – «Дерево отказов»

На основании «дерева отказов» предложена регламентация факторов, действующих на разных этапах жизненного цикла промышленного трубопровода и критерии оценки, которые дают качественную характеристику процесса разгерметизации и позволяют с использованием экспериментальных данных провести численную оценку поставленной задачи. В работе предложен алгоритм, который определяет последовательность выполнения методики оценки ресурса, включающей следующие пункты:

1. В зависимости от назначения промышленного трубопровода необходимо определить агрессивные факторы, действующие на покрытие в процессе эксплуатации трубопровода в течение 1 года.

2. Для оценки текущего состояния трубопровода необходимо собрать информацию для формирования перечня исходных данных для расчета. В зависимости от назначения промышленного трубопровода в состав исходных данных могут входить все или некоторые из следующих параметров:  $T_{\text{проект}}$  – проектная длительность эксплуатации трубопровода с внутренним покрытием;  $A_{\text{исх}}$  – исходная адгезионная прочность;  $Q$  – концентрация абразива в транспортируемой продукции, г/м<sup>3</sup>;  $P$  – давление в трубопроводе, МПа;  $t$  – длительности транспортировки среды при залповых выбросах абразива;  $n$  – число операций очистки полости трубопровода от СО и АСПО;  $m$  – количества циклов отключений трубопровода в зимний период;  $N$  – фактического количества циклов декомпрессии.

3. Для выявленных агрессивных факторов по формулам (11)-(15) необходимо рассчитать коэффициенты изнашивания и деградации свойств.

4. С использованием коэффициентов изнашивания и деградации свойств внутреннего покрытия должен быть рассчитан коэффициент снижения эксплуатационных свойств в течение 1 года в зависимости от типа применяемого покрытия и вида промышленного трубопровода по формулам, представленным в таблице 7.

5. Расчет ресурса внутреннего покрытия ( $T_{\text{ВП}}$ ) производится исходя из полученного значения коэффициента снижения эксплуатационных свойств в течение 1 года ( $K_{\text{ВП}}^{1 \text{ год}}$ ) по выражению:

$$T_{\text{ВП}} = \frac{K_{\text{кр}}}{K_{\text{ВП}}} = \frac{0,5}{K_{\text{ВП}}^{1 \text{ год}}} \quad (16)$$

Полученное значение коэффициента снижения эксплуатационных свойств должно быть сопоставлено с критическим значением, при котором покрытие полностью теряет свои защитные функции.

Затем необходимо провести расчет ресурса стального трубопровода без внутреннего покрытия.

6. Для проведения расчета необходимо дополнить информацию по п.1 методики следующими данными: рН – водородный потенциал среды; S – степень минерализации среды; T – температура среды;  $\text{CO}_2$  – концентрация углекислого газа.

7. Для труб, изготовленных из сталей 20А и 09Г2С, скорость гидроабразивного изнашивания должна быть определена по зависимостям (6)-(7), полученным в данной работе.

8. Для учета действия коррозионной агрессивности транспортируемой среды на металл трубопровода должна быть рассчитана скорость коррозии. Для труб, изготовленных из сталей 20А и 09Г2С, скорость коррозии может быть определена по зависимостям (9)-(10), полученным в данной работе или по данным эксплуатации.

9. Расчет ресурса нефтепромыслового стального трубопровода без внутреннего покрытия должен выполняться исходя из величины припуска на изнашивание и коррозию толщины стенки трубы, заложенного при проектировании. На основе полученных результатов в работе предложено выражение для определения ресурса стального трубопровода ( $T_{TR}$ ) под действием гидроабразивного потока и контакта с коррозионно-активной промышленной средой:

$$T_{TR} = \frac{\Delta S}{\left(\frac{V_{\Gamma}}{ABP} * 10^{-3} * P * Q\right) + v_k}, \quad (17)$$

где:  $\Delta S$  - предельно допустимое уменьшение толщины стенки труб, определяемое по результатам прочностного расчета по СП 284.1325800.2016 для трубопроводов III категории.

При наличии залповых выбросов абразива ресурс стального трубопровода рассчитывается в зависимости от суммарной продолжительности залпового выброса абразива за время эксплуатации по формуле:

$$T_{TR} = \frac{\Delta S - (V_{\Gamma} * 10^{-3} * P * Q * t)}{\frac{ABP}{v_k}}. \quad (18)$$

10. Суммарный ресурс промышленного трубопровода до разгерметизации ( $T$ ) рассчитывается на основе полученных значений ресурса внутреннего покрытия и ресурса стального трубопровода без внутреннего покрытия по следующей зависимости:

$$T = T_{вп} + T_{тр}. \quad (19)$$

С использованием разработанной методики был выполнен сравнительный анализ коэффициентов снижения эксплуатационных свойств внутреннего покрытия трубопровода, а впоследствии и разгерметизации трубы для Урманского нефтяного и Приразломного нефтяного месторождений для стальных трубопроводов III категории I класса с толщиной стенки 8,0 мм с внутренним покрытием №1. Результаты расчета позволили определить ожидаемый ресурс покрытия, который составил в условиях Урманского месторождения 1,4 - 1,6 года, а в средах Приразломного месторождения 4,8 - 5,0 лет. Ресурс стальных труб из стали 20А в условиях эксплуатации, характерных для рассматриваемых месторождений может составить 7,2 - 8,0 лет и 11,5 - 12,3 года соответственно. Использование труб из стали 09Г2С на Урманском месторождении позволит увеличить ресурс трубопровода от 0,5 года до 1,0 года, а на Приразломном месторождении приведет к сокращению ресурса на 1,0-1,5 года.

Таким образом, разработанная методика позволяет оценить на этапе проектирования ожидаемый ресурс трубопровода в зависимости от действующих промышленных и эксплуатационных факторов и обеспечивает научно-методическую основу для применения СП 366.1325800.2017 «Промысловые трубопроводы. Оценка технических решений на основе анализа риска». Результаты, полученные в диссертационной работе, использованы для разработки «Классификатора внутренних

покрытии, поиск технологии защиты сварного стыка» по договору НТЦ-19/08000/00626/P от 01.04.2019 г с ООО «Газпром-нефть НТЦ», принятый к внедрению ПАО «Газпром нефть».

## **ЗАКЛЮЧЕНИЕ, ОБЩИЕ ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ**

Итоги выполненных исследований позволяют сформулировать следующие выводы:

1. Для определения стойкости металла промышленных труб и внутренних защитных покрытий на линейных участках промышленных трубопроводов к действию гидроабразивного потока предложено использовать модифицированную схему испытаний по ASTM G65, заключающуюся в подаче гидроабразивного потока заданного состава и коррозионной активности в зону контакта образца с резиновым диском.

2. Предложено, проводить оценку изнашивающего действия гидроабразивного потока на внутреннее полимерное покрытие на поворотных участках труб с применением комбинированной методики, включающей определение скорости изнашивания по модифицированной методике ASTM G65, а затем с использованием методики гидроабразивного изнашивания по СТО Тексерт 4.2-2015 для углов атаки  $45^{\circ}$  и  $90^{\circ}$ , в результате чего определяется величина корректирующего коэффициента.

3. Предложены выражения для расчета коэффициентов деградации свойств внутреннего покрытия от изнашивания под действием гидроабразивного потока ( $K_{Г/АБР}$ ) и контакта со скребком при очистке полости трубопровода от СО и АСПО ( $K_{СОиАСПО}$ ). Расчет  $K_{Г/АБР}$  проводится исходя из экспериментальных значений удельной линейной скорости гидроабразивного изнашивания, концентрации абразива в транспортируемой продукции, давления в трубопроводе и суммарной длительности выброса абразива за срок эксплуатации. Коэффициент изнашивания внутренних покрытий  $K_{СОиАСПО}$  определяется по величине линейного износа, определенного методом профилографии после испытаний с применением методики Табера, и количеству циклов очистки.

4. Предложено учитывать деградацию свойств внутреннего покрытия от гидродинамических и химических факторов путем определения величины снижения адгезионной прочности сцепления внутреннего покрытия, определяемой методом нормального отрыва до и после выдержки в соответствующих условиях, и расчета на основе полученных данных коэффициентов деградации свойств по предложенным выражениям.

5. В зависимости от назначения промышленного трубопровода разработаны выражения для расчета коэффициента снижения эксплуатационных свойств внутреннего покрытия за накопленный срок службы, учитывающие действие изнашивающих, гидродинамических и химических факторов промышленной среды путем использования коэффициентов изнашивания и деградации эксплуатационных свойств.

6. Показано, что физико-химический состав промышленных сред оказывает влияние на скорость гидроабразивного изнашивания стальных трубопроводов. С

использованием модифицированной методики ASTM G65 на примере сталей 20А и 09Г2С показана возможность экспериментального определения удельной скорости гидроабразивного изнашивания стальных труб в зависимости от содержания абразива в промышленной среде и давления в трубопроводе и получения расчетных зависимостей для оценки вклада коррозионных показателей промышленной среды в удельную скорость гидроабразивного изнашивания.

7. Показано, что скорость гидроабразивного изнашивания труб из стали 09Г2С возрастает по сравнению со сталью 20А при снижении величины рН промышленной среды и увеличении ее минерализации. Сравнение результатов испытаний на изнашивание и коррозию стальных труб показало, что возможность разгерметизации значительно возрастает при увеличении количества механических примесей, а также парциального давления углекислого газа, в то время как воздействие рН и температуры существенно ниже, а влияние минерализации пренебрежимо мало.

8. На основе выполненных исследований разработана расчетно-экспериментальная методика оценки ресурса промышленного трубопровода, заключающаяся в расчете ресурса внутреннего покрытия трубопровода до потери его сплошности под действием гидроабразивного потока, истирающего действия очистных устройств, снижения адгезионной прочности сцепления покрытия от действия промышленных сред, а затем в оценке ресурса стального трубопровода, в зависимости от скорости его изнашивания и коррозии.

#### **Перспективы дальнейших исследований по теме.**

1. Исследование возможности применения разработанной методики испытаний на гидроабразивное изнашивание для оценки ресурса технологических трубопроводов в горнодобывающей и горно-обогатительной отраслях промышленности.

2. Совершенствование математического инструментария оценки ресурса промышленных трубопроводов и разработка специализированного программного продукта для автоматизации расчетов и создания базы данных по износостойкости полимерных покрытий разных производителей в различных условиях эксплуатации.

3. Разработка композиционных полимерных составов для внутренних защитных покрытий промышленных трубопроводов, работающих в условиях контакта с промышленной средой, содержащей высокую концентрацию абразива.

#### **ОСНОВНЫЕ ПУБЛИКАЦИИ ПО ТЕМЕ ДИССЕРТАЦИИ**

*Публикации в научных журналах, включенных в перечень ВАК РФ*

1. Елагина О.Ю., Наконечная К.В. Причины интенсификации углекислотной коррозии стального оборудования и трубопроводов нефтегазовых промыслов // Труды Российского государственного университета (национального исследовательского университета) нефти и газа имени И. М. Губкина. - 2019. - №2 /295. - С. 88-95.

2. Елагина О.Ю., Наконечная К.В. Прогнозирование вероятности возникновения разгерметизации промышленных трубопроводов в зависимости от разных факторов агрессивности сточных вод // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. - 2020. - №2 (116). - С. 92-97.

3.Елагина О.Ю., Прыгаев А.К., Дубинов Ю.С., Вязниковцев С.Ф., Наконечная К.В. Классификация скважинных сред по степени коррозионной активности в отношении металла обсадных и насосно-компрессорных труб// Территория «Нефтегаз». - 2021. - № 3-4. - С. 42-49.

4.Елагина О.Ю., Прыгаев А.К., Наконечная К.В. Исследование скорости коррозионно-механического изнашивания сталей для нефтепромысловых труб с применением модифицированной методики ASTM G65// Нефтяное хозяйство. - 2021. - № 9. - С. 112-115.

*Публикации в научных изданиях, включенных в международную базу данных Scopus и Web of Science*

5. Elagina O.Yu., Nakonechaya K.V., Prygaev A.K. The influence of aggressive environmental factors on the corrosion-mechanical wear and the risk of depressurization of oil field pipelines // Journal of Physics: Conference Series. - Krasnoyarsk, 2020. - P. 52-53.

6.Elagina O.Yu., Volkov I.V., Buklakov A.G., Nakonechnaya K.V. Welding of ring joints of field pipelines with internal corrosion-resistant surfaced layer// Journal of Physics: Conference Series. International Scientific Conference Energy Management of Municipal Facilities and Sustainable Energy Technologies. - 2020. - P. 012059

7.Elagina O.Yu., Prygaev A.K., Nakonechaya K.V. Investigating the rate of corrosion-mechanical wear of steel for oilfield using modified ASTM G65 method// Oil Industry. - 2021. - № 9. P. 112-115.

*Публикации в других изданиях*

8.Наконечная К.В., Елагина О.Ю. Оценка долговечности внутренних покрытий промысловых трубопроводов// Техника и технологии машиностроения. Материалы X Международной научно-технической конференции. - Омск: ОмГТУ, 2021. - С. 90-93.

9.Наконечная К.В. Влияние pH и солёности среды на скорость коррозии промысловых трубопроводов // Тезисы докладов 74-й Международной молодежной научной конференции «Нефть и газ -2020». Секция «Инженерная и прикладная механика нефтегазового комплекса». – М.: РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2020. - С. 70-72.

10.Наконечная К.В. Вероятность разгерметизации промыслового трубопровода, работающего в условиях коррозионно-механического изнашивания, на основе анализа риска // Материалы V Международной научно-практической конференции молодых ученых «Энергия молодежи для нефтегазовой индустрии». Секция 4 Транспорт и хранение нефти и газа – Альметьевск: АГНИ, 2020. – С. 559-563

11.Наконечная К.В. Влияние углекислотной коррозии на трубопроводы нефтегазовых промыслов // Сборник докладов III Региональной научно-технической конференции «Губкинский университет в решении вопросов нефтегазовой отрасли России», посвященной 110-летию А.И. Скобло и 105-летию Г.К. Шрейбера. Секция 4 «Инженерная механика» – М.: РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2019. – С. 106.

12.Наконечная К.В., Елагина О.Ю. Влияние углекислого газа на скорость коррозии нефтепромысловых трубопроводов// Сборник докладов Региональной

научно-технической конференции «Губкинский университет в решении вопросов нефтегазовой отрасли России», посвященная 90-летию Губкинского университета и факультета экономики и управления. Секция 4 «Инженерная механика» – М.: РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2020. – С. 149.

13.Наконечная К.В. Состав пластовых вод, как один из критериев, влияющих на работоспособность промысловых трубопроводов // Тезисы докладов 73-й Международной молодежной научной конференции «Нефть и газ - 2019». Секция «Инженерная и прикладная механика нефтегазового комплекса». – М.: РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2019. - С. 363-364

14.Наконечная К.В., Елагина О.Ю. Исследование влияния углекислотной коррозии на коррозионную стойкость нефтепромысловых трубопроводов // Материалы национальной с международным участием научно-практической конференции студентов, аспирантов, учёных и специалистов «Энергосбережение и инновационные технологии в топливно-энергетическом комплексе» Том-1. - Тюмень: ТИУ, 2020. - С. 233-235.

15.Наконечная К.В. Рассмотрение способов защиты сварного соединения при строительстве трубопровода с внутренним покрытием // Тезисы докладов 75-й Международной молодежной научной конференции «Нефть и газ - 2021». Секция «Инженерная и прикладная механика нефтегазового комплекса». – М.: РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2021 – С. 54-55

16.Наконечная К.В., Елагина О.Ю. Влияние агрессивных факторов среды на коррозионно-механическое изнашивание внутренних защитных покрытий нефтьпромысловых трубопроводов // Сборник тезисов 2-ой международной конференции «Коррозия в нефтегазовой отрасли». – Санкт-Петербург: Санкт-Петербургский Политехнический университет Петра Великого, 2021 – С. 88.

17.Наконечная К.В., Елагина О.Ю. Оценка долговечности внутренних покрытий промысловых трубопроводов под воздействием абразива // Mechanics and tribology of transport systems: сборник статей международной научной конференции. – Ростов-на-Дону, 2021 - С.336-341

Личный вклад автора в работах, выполненных в соавторстве. Доля авторского участия соискателя в работах 9-11, 13, 15 составляет 95%, в работах 8, 12, 14, 16-17 – 75%, в работах 1-2,4-5, 7 – 50%, в работе 3, 6 – 25%.

**Наконечная Ксения Васильевна**  
**ГИДРОАБРАЗИВНОЕ ИЗНАШИВАНИЕ ПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ**  
**КОРРОЗИОННО-АКТИВНОЙ ПРОМЫСЛОВОЙ СРЕДОЙ**

Автореферат диссертации на соискание ученой степени  
кандидата технических наук

Формат 60×84/16.

Усл. печ. л. 1,74. Тираж 100 экз. Заказ .

ФГАОУ ВО «Российский государственный университет нефти и газа (национальный  
исследовательский университет) имени И.М. Губкина»

(ФГАОУ ВО «РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина»)

Адрес университета: 119991, г. Москва, проспект Ленинский, дом 65, корпус 1, [www.gubkin.ru](http://www.gubkin.ru)