

Министерство науки и высшего образования
Российской Федерации
федеральное государственное бюджетное
образовательное учреждение высшего образования
«Санкт-Петербургский горный университет»

На правах рукописи

Попов Григорий Геннадьевич



**РАЗРАБОТКА МЕТОДА ЗАЩИТЫ ПРОМЫСЛОВЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ
ОТ РУЧЕЙКОВОЙ КОРРОЗИИ ПОДБОРОМ КОРРОЗИОННОСТОЙКИХ
СТАЛЕЙ**

Специальность 25.00.19 – Строительство и эксплуатация нефтегазопроводов,
баз и хранилищ

Диссертация на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Научный руководитель:
доктор технических наук,
старший научный сотрудник
Болобов В.И.

Санкт-Петербург – 2020

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	4
ГЛАВА 1 РУЧЕЙКОВАЯ КОРРОЗИЯ КАК ОДНА ИЗ ОСНОВНЫХ ПРОБЛЕМ ЭКСПЛУАТАЦИИ ПРОМЫСЛОВЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ.....	11
1.1 Современные проблемы эксплуатации промысловых трубопроводов.....	11
1.2 Анализ аварийности трубопроводов на объектах нефтедобычи	14
1.3 Существующие методы защиты от ручейковой коррозии.....	16
1.4 Выводы по главе 1	18
ГЛАВА 2 РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЙ ПО ОБЪЯСНЕНИЮ МЕХАНИЗМА РУЧЕЙКОВОЙ КОРРОЗИИ	20
2.1 Существующие гипотезы возникновения ручейковой коррозии	20
2.2 Анализ факторов, влияющих на скорость коррозии трубопроводных сталей	32
2.2.1 Режим течения газожидкостной смеси	33
2.2.2 Температура реакционной среды и содержание кислорода.....	36
2.2.3 Агрессивность среды, кислотность и минерализация водной фазы, наличие агрессивных газов	40
2.2.4 Наличие механических примесей и следов их эрозионного воздействия	43
2.2.5 Наличие механических напряжений в стенке трубопровода.....	44
2.2.6 Влияние пластической деформации металла.....	51
2.3 Выводы по главе 2	53
ГЛАВА 3 ВЫВОД КИНЕТИЧЕСКОГО УРАВНЕНИЯ ПРОЦЕССА РУЧЕЙКОВОЙ КОРРОЗИИ	55
3.1 Установление зависимости скорости ручейковой коррозии от механохимического фактора.....	55
3.2 Проверка соответствия выведенного кинетического уравнения процесса ручейковой коррозии процессу коррозии реального трубопровода	60

3.3 Выводы по главе 3	62
ГЛАВА 4 РАЗРАБОТКА МЕТОДА КОРРОЗИОННЫХ ИСПЫТАНИЙ, МОДЕЛИРУЮЩЕГО КОРРОЗИОННОЕ РАЗРУШЕНИЕ СТЕНКИ ПРОМЫСЛОВОГО ТРУБОПРОВОДА, С ЕГО ПРОВЕРКОЙ НА ТРУБОПРОВОДНЫХ СТАЛЯХ	64
4.1 Уточненный механизм ручейковой коррозии и основные факторы, требующие учета при разработке метода.....	64
4.2 Анализ возможности применения существующих методов коррозионных испытаний	66
4.3 Разработка метода испытаний трубопроводных сталей на стойкость к ручейковой коррозии.....	71
4.3.1 Необходимые подготовительные операции.....	72
4.3.2 Основные операции при испытании сталей на стойкость к ручейковой коррозии.....	81
4.4 Проверка соответствия результатов, получаемых по предлагаемому методу, расчетным данным	85
4.5 Экспериментальная проверка метода на трубопроводных сталях	86
4.6 Выводы по главе 4	87
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	89
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	91

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы исследования

Мировой спрос на нефть показывает непрерывный его рост в долгосрочной перспективе [106]. Нефтегазодобывающая отрасль, являясь бюджетообразующей, занимает ведущее место в экономике Российской Федерации. На сегодняшний день нефть – это главный продукт, при переработке которого производятся современные синтетические материалы и топливо. Нефтепродукты играют важную роль в топливно-энергетическом балансе страны. По использованию нефти и нефтепродуктов можно судить об уровне жизни современного общества.

На любом этапе нефтепользования: при разведке, добыче, транспортировке, переработке нефти и нефтепродуктов существует большая вероятность загрязнения окружающей среды, последствия загрязнения которой неблагоприятно влияют на здоровье человека. Возможные загрязнения происходят за счет разливов нефти, а также выбросов вредных веществ в атмосферу, водную сферу и на сушу.

Промысловый трубопроводный транспорт является важной частью добычи и подготовки сырой нефти. В России общая протяженность промысловых нефтепроводов составляет около 400 тыс. км. В соответствии с Федеральным законом N116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» промысловые нефтепроводы можно отнести к категории опасных промышленных объектов, обеспечение безопасной работы которых является актуальной задачей, включающей в себя целый комплекс технических, технологических, конструктивных и экономических решений.

Аварийные ситуации на месторождениях нефти приводят к потерям углеводородного сырья, загрязнению окружающей среды, финансовым издержкам предприятия от нарушения технологического процесса и устранения последствий аварий, несут угрозу жизни и здоровью людей.

Как показывает практика эксплуатации промысловых нефтепроводов, наиболее распространенной причиной их отказов является внутренняя коррозия

труб, из которых подавляющее большинство происходит по причине коррозии донной части трубопровода, получившей, из-за характерного вида разрушения, название «ручейковой». Для предотвращения возникновения данного вида коррозии в настоящее время разработан ряд методов защиты, таких как, применение труб с внутренним покрытием, использование установок предварительного сброса воды (УПСВ) и др., которые используются, в основном, на новых объектах нефтепромысла. В то же время предотвращение аварий от последствий ручейковой коррозии на существующих, давно эксплуатируемых промысловых трубопроводах, осуществляется периодической заменой стальных труб наиболее подверженных коррозии участков трубопроводов на новые, которые через некоторое время опять требуют замены. Поэтому тема диссертации, посвященная разработке научно-обоснованного метода выбора трубопроводных сталей, стойких к ручейковой коррозии, является актуальной.

Степень разработанности темы исследования

В работах Абидуллина И.Г., Бекбаулиевой А.А., Гараева И.Г., Гурова С.А., Жарского И.М., Костицыной И.В., Медведева А.П., Подавалова И.Ю., Скромного В.И., Султанмагомедова С.М., Шарыгина А.М., *Chase D.P.*, и др. установлены основные причины возникновения и развития ручейковой коррозии. При этом факторы, от которых зависит стойкость материала трубы к ручейковой коррозии, исследованы недостаточно, что ограничивает возможности поиска новых более эффективных методов защиты.

Цель работы – установление факторов, определяющих интенсивность ручейковой коррозии промысловых нефтепроводов, для разработки научно-обоснованного метода по выбору коррозионностойких трубопроводных сталей.

Идея работы – защита промысловых нефтепроводов от разрушения в результате ручейковой коррозии достигается изготовлением их из сталей, показавших высокую коррозионную стойкость в лабораторных испытаниях, моделирующих комплексное воздействие на трубопровод факторов, определяющих интенсивность ручейковой коррозии.

Задачи исследования

1) Анализ и обобщение результатов теоретических и экспериментальных исследований по теме диссертации.

2) Выявление основных факторов, определяющих интенсивность ручейковой коррозии, с использованием разработанных лабораторной экспериментальной установки и результатов компьютерного моделирования напряженно-деформированного состояния трубопровода.

3) Разработка метода лабораторных испытаний трубопроводных сталей в условиях, моделирующих комплексное воздействие на трубопровод факторов, способствующих ручейковой коррозии.

4) Экспериментальная проверка разработанного метода на примере испытаний наиболее типичных трубопроводных сталей.

Научная новизна исследования

1. Предложено кинетическое уравнение процесса ручейковой коррозии, отличающееся от известных моделей коррозионного разрушения учетом изменяющегося во времени напряженно-деформированного состояния корродируемой стенки трубы, и указывающее, что скорость углубления дна ручейка, вследствие возрастания роли механохимического эффекта, возрастает по мере увеличения срока эксплуатации трубопровода.

2. Разработан метод коррозионных испытаний сталей в условиях комплексного воздействия на испытуемый материал факторов, определяющих интенсивность протекания ручейковой коррозии промышленных нефтепроводов, позволяющий в лабораторных условиях исследовать влияние химического состава материала на его стойкость к ручейковой коррозии с разработкой состава коррозионностойкой стали.

Теоретическая значимость работы

Разработана компьютерная модель напряженно-деформированного состояния промышленного нефтепровода, подверженного ручейковой коррозии, с использованием которой выведено уравнение скорости коррозии металла дна

ручейка и показано, что скорость ручейковой коррозии зависит от глубины повреждения и возрастает со временем эксплуатации трубопровода.

Практическая значимость работы

Разработан научно-обоснованный метод коррозионных испытаний трубопроводных сталей, позволяющий в лабораторных условиях исследовать влияние химического состава материала на его стойкость к ручейковой коррозии с разработкой состава коррозионностойкой стали.

Методология и методы исследования

При решении поставленных задач используется комплексный метод, включающий анализ и обобщение литературных источников, получение экспериментальных данных на разработанной установке, их обработку, разработку компьютерной модели и анализ процесса ручейковой коррозии промышленного нефтепровода, с использованием расчетных и экспериментальных данных.

Положения, выносимые на защиту

1. Глубина коррозионного дефекта h_i промышленного нефтепровода в результате ручейковой коррозии определяется скоростью электрохимической коррозии его материала, протекающей с анодным контролем, а также уровнем эквивалентных напряжений σ_0 в трубе и возрастает с увеличением времени эксплуатации трубопровода t в соответствии с зависимостью:

$$h_i = v_0 \cdot K_{mx(\varepsilon)} t_i + \frac{k_\sigma \cdot \sigma_0}{b} (e^{b \cdot v_0 \cdot K_{mx(\varepsilon)} \cdot t_i} - 1),$$

где v_0 – скорость коррозии ненапряженного материала трубы в водонефтяной эмульсии при интенсивном подводе кислорода к нижней образующей трубы и удалении образовавшихся продуктов коррозии, мм/год;

$K_{mx(\varepsilon)}$ - механохимический коэффициент степени деформации металла трубы;

k_σ – механохимический коэффициент, определяемый напряженным состоянием трубопровода, МПа⁻¹;

b - размерный коэффициент, зависящий от диаметра трубы, мм⁻¹.

2. Метод лабораторных испытаний трубопроводных сталей, моделирующий комплексное воздействие на трубопровод факторов, определяющих интенсивность ручейковой коррозии промысловых нефтепроводов.

Соответствие паспорту специальности

Тема исследования соответствует пункту 6 «Разработка и усовершенствование методов эксплуатации и технической диагностики оборудования насосных и компрессорных станций, линейной части трубопроводов и **методов защиты их от коррозии**» области исследований паспорта специальности 25.00.19 - Строительство и эксплуатация нефтегазоводов, баз и хранилищ.

Степень достоверности и апробация результатов работы

Достоверность результатов работы подтверждается сходимостью результатов экспериментов с результатами натурных испытаний и общепризнанных исследований в области коррозионного разрушения нефтепроводов. Основные положения работы, результаты теоретических и экспериментальных исследований докладывались на:

1. Международной научно-практической конференции «Актуальные вопросы в науке и практике» в г. Самара 11 декабря 2017 г. на тему «Определение основных закономерностей возникновения «ручейковой коррозии» трубопроводов». Авторы: Кривокрысенко Е.А., Попов Г.Г.

2. 72-ой Международной молодежной научной конференции «Нефть и газ – 2018» на базе РГУ нефти и газа (НИУ) им. И. М. Губкина 25 апреля 2018 г. на тему «Экспериментальный стенд для изучения механизма ручейковой коррозии». Авторы: Кривокрысенко Е. А., Попов Г.Г.

3. XII Международной научно-практической конференция «Актуальные вопросы современной науки» в г. Томск 23 мая 2018 г. на тему «Изучение влияния напряженно-деформированного состояния металла на механизм ручейковой коррозии». Авторы: Кривокрысенко Е. А., Попов Г.Г.

4. II Всероссийской научной конференции «Современные образовательные технологии в подготовке специалистов для минерально-

сырьевого комплекса» в Санкт-Петербургском горном университете 28 сентября 2018 г. на тему «Экспериментальный стенд для исследования влияния напряженно-деформированного состояния металла на механизм «ручейковой» коррозии». Диплом II степени. Авторы: Кривокрысенко Е. А., Болобов В.И., Попов Г.Г.

5. International conference corrosion in the oil and gas industry - corrosion oil & gas May 22-24, 2019. «Study of factors enabling initiation and behavior of grooving corrosion» G. Popov, A. Kasyanov, V. Bolobov, E. Krivokrysenko.

6. 2nd International youth applied research forum «Oil Capital», 21-22 February 2019, Khanty-Mansiysk. «Determination of factors affecting on grooving corrosion» A. Kasyanov, A. Belousov, G. Popov, V. Bolobov.

7. Международном симпозиуме «Нанозифика и Наноматериалы» в Санкт-Петербургском горном университете 28 ноября 2019 г. на тему «Использование метода магнитной анизотропии для оценки остаточных напряжений в металлоконструкциях». Авторы: Болобов В.И., Попов Г.Г., Кривокрысенко Е.А., Никулин В.Е.

8. VII Международной научно-практической конференции «Инновации и перспективы развития горного машиностроения и электромеханики: IPDME-2020 . «Круглый стол молодых ученых» доклад на тему «Определение зависимости напряженно-деформированного состояния конструкций от параметров концентратора напряжений» Кривокрысенко Е.А., Попов Г.Г., Болобов В.И.

Личный вклад соискателя заключается в постановке цели, формулировке задач и разработке методики исследования, проведении анализа основных теоретических представлений о процессе коррозионного разрушения промысловых трубопроводов, проектировании и изготовлении лабораторного стенда, проведении экспериментальных и теоретических исследований процесса внутренней коррозии нефтепроводов, разработке методики коррозионных испытаний в условиях, моделирующих коррозионное разрушение стенки промыслового трубопровода.

Публикации

Результаты диссертационной работы в достаточной степени освещены в 16 печатных работах, в том числе в 3 статьях - в изданиях из перечня рецензируемых научных изданий, в которых должны быть опубликованы основные научные результаты диссертаций на соискание ученой степени кандидата наук, на соискание ученой степени доктора наук (далее – Перечень ВАК), в 2 статьях - в изданиях, входящих в международную базу данных и систему цитирования Scopus; получено решение о выдаче патента «Способ оценки стойкости трубопроводных сталей к «канавочной» коррозии» авторов Попова Г.Г., Болобова В.И. и др. от 05.03.2020 (заявка на изобретение №2019134793 от 29.10.2019).

Структура и содержание

Диссертация состоит из оглавления, введения, четырех глав, заключения и списка литературы. Содержит 105 страниц печатного текста, 6 таблиц, 52 рисунка, список литературы из 114 наименований.

Благодарности

Автор выражает глубокую благодарность научному руководителю Болобову В.И., профессору Николаеву А.К., доценту Баталову А.П. и сотрудникам кафедры ТХНГ Горного университета за помощь в работе над диссертацией.

ГЛАВА 1 РУЧЕЙКОВАЯ КОРРОЗИЯ КАК ОДНА ИЗ ОСНОВНЫХ ПРОБЛЕМ ЭКСПЛУАТАЦИИ ПРОМЫСЛОВЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ

1.1 Современные проблемы эксплуатации промысловых трубопроводов

Согласно [92] объектом Федерального государственного надзора в области промышленной безопасности в 2018 году являлись 7864 опасных производства нефтегазодобычи. В 2017 году на объектах нефтегазодобывающей промышленности произошло 16 аварий, в 2018 – 9 аварий, из которых все пришлось на объекты нефтедобычи. Экономический ущерб от аварий, происшедших в 2017 году, составил 1 млрд 482 млн руб., в том числе экологический ущерб — 8 млн 202 тыс. руб.; ущерб в 2018 году составил 39 млн 581 тыс. руб.

Автором [51] произведен анализ аварийности на объектах нефтедобычи, по результатам которого можно заключить, что количество аварий может достигать 25 тысяч в год с разливами в окружающую среду порядка 1,5 миллионов тонн нефти. При этом, как следует из ежегодных отчетов Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору [92], более 85% аварийных ситуаций при добыче и транспортировке нефти происходит на промысловых трубопроводах. По мнению [11] наиболее частыми причинами отказов промысловых нефтепроводов могут являться несоблюдение технологий производимых работ, вибрации трубопроводов, пульсации давления, внутренняя и внешняя коррозия, деформация трубопроводов при проведении работ, пучинистость грунта и т.д. При этом наибольший процент аварий (до 83%) автор относит на различные виды коррозии трубопроводов [11]. При эксплуатации на нефтепромыслах 42% стальных труб эксплуатируются до начала отказов менее 5 лет, а 17 % – менее 2 лет. На замену промысловых трубопроводов ежегодно тратится порядка 8 тысяч километров стальных труб, что при перерасчете может оцениваться сотнями тысяч тонн стали [93].

Так, по данным [92] «27 июля 2017 года произошла крупная авария на опасном производственном объекте «Система промысловых трубопроводов Метелинского месторождения» IV класса опасности ООО «Башнефть-Добыча». Из-за отказа трубопровода ДНС «Метели» — ДНС «Кунгак» нефтесодержащая жидкость попала в реку Аяз». Экономический ущерб от аварии составил 55 млн 566 тыс. руб., из них экологический ущерб составил 4 млн 72 тыс. руб., а затраты на ликвидацию и локализацию последствий аварии составили 51 млн 494 тыс. руб. «Причиной возникновения аварии послужили сквозная коррозия на нефтепромысловом трубопроводе и отсутствие со стороны недропользователя контроля за безопасной эксплуатацией нефтепровода» [92].

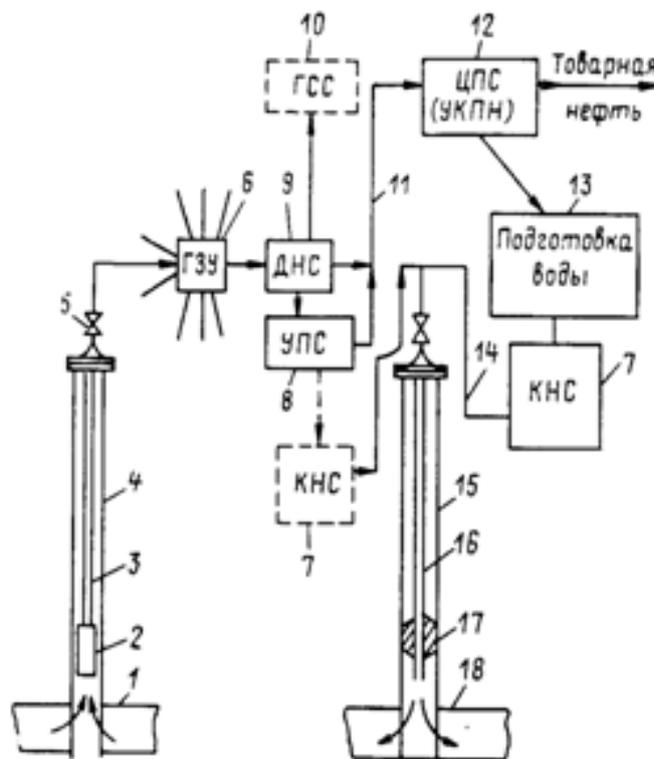
Согласно [50] «промысловый трубопровод – сооружение, состоящее из системы трубопроводов, прокладываемых между площадками отдельных промысловых сооружений, для транспортирования сырой и подготовленной нефти, конденсата, газа на нефтяных, нефтегазовых, газоконденсатных и газовых месторождениях под действием устьевого давления или насосов, от задвижки устьевого арматуры до места входа в магистральный трубопровод, транспортирующий товарную продукцию. В состав промысловых трубопроводов также входят водоводы высокого и низкого давления».

Схема сбора и подготовки нефти, газа и воды состоит из следующих основных участков (рисунок 1.1) [25]:

– «выкидных трубопроводов от устья добывающих скважин до групповых замерных установок (ГЗУ), где трехфазная смесь (нефть, газ, вода) по отдельным трубопроводам перекачивается до узла первичного замера и учета продукции» [25]. Выкидные трубопроводы прокладываются подземно на глубине 0,8 – 1,0 м и работают при давлении 1 – 6 МПа;

– «от ГЗУ до дожимных насосных станций (ДНС), где продукция скважин разделяется на жидкую и газовую фазы (первая ступень сепарации). На данном участке возможно образование достаточно высокодисперсной водогазонефтяной эмульсии, стойкость которой будет зависеть от физико-химических характеристик конкретной нефти и воды» [25];

- «от ДНС до газосборной сети (ГСС), где нефтяной газ из первой ступени сепарации отбирается в газосборную сеть под давлением узла сепарации» [25];
- «от ДНС до установки комплексной подготовки нефти (УКПН)» [25];
- от ДНС до установки предварительного сброса воды (УПСВ);
- участок от УПСВ до кустовой насосной станции (КНС), по которому отделившаяся вода из УПСВ насосами подается на КНС для нагнетания в пласт;
- от УКПН до установки подготовки воды;
- от установки подготовки воды до КНС;
- «от КНС до нагнетательной скважины, где очищенная от механических примесей и нефтепродуктов сточная вода силовыми насосами КНС закачивается в нагнетательную скважину и далее в пласт» [25].



- 1 – продуктивный пласт; 2 – насос; 3 – насосно-компрессорные трубы (НКТ); 4 – обсадная колонна; 5 – устье добывающей скважины; 6 – ГЗУ; 7 – КНС; 8 – УПСВ; 9 – ДНС; 10 – ГСС; 11 – нефтесборный коллектор; 12 – УКПН; 13 – узел подготовки воды; 14 – нагнетательный трубопровод; 15 – обсадная колонна нагнетательной скважины; 16 – НКТ; 17 – пакер; 18 – пласт

Рисунок 1.1 – Схема сбора и подготовки продукции на промысле [25]

В настоящей диссертационной работе рассматриваются участки нефтепромыслового трубопровода от устья скважины до ГЗУ, от ГЗУ до ДНС, от ДНС до УКПН.

Как показывает практика эксплуатации промысловых трубопроводов [20], максимальное коррозионное поражение в подавляющем числе случаев (около 90%) наблюдается на нижней образующей трубы, из которых около 70% поражений в виде продольных ручейков шириной 10 – 60 мм (в зависимости от диаметра трубопровода) и длиной до 20 м с переменной глубиной [84], из-за чего данный вид коррозии и получил название «ручейковой» или «канавочной» (рисунок 1.2).



Рисунок 1.2 – Ручейковая коррозия нефтепровода системы сбора месторождения Салымской группы [39]

1.2 Анализ аварийности трубопроводов на объектах нефтедобычи

Исходя из анализа причин разрушения промысловых нефтепроводов, автор [55] предлагает следующую их классификацию (рисунок 1.3).

После анализа аварийности промысловых систем нефтесбора автор [11] заключает, что наиболее частыми причинами отказов промысловых нефтепроводов могут являться несоблюдение технологий работ, вибрации трубопроводов, пульсации давления, внутренняя и внешняя коррозия, деформация трубопроводов при проведении работ, пучинистость грунта и т.д.

При этом наибольший процент аварий (до 83%) автор относит на различные виды коррозии трубопроводов [11].

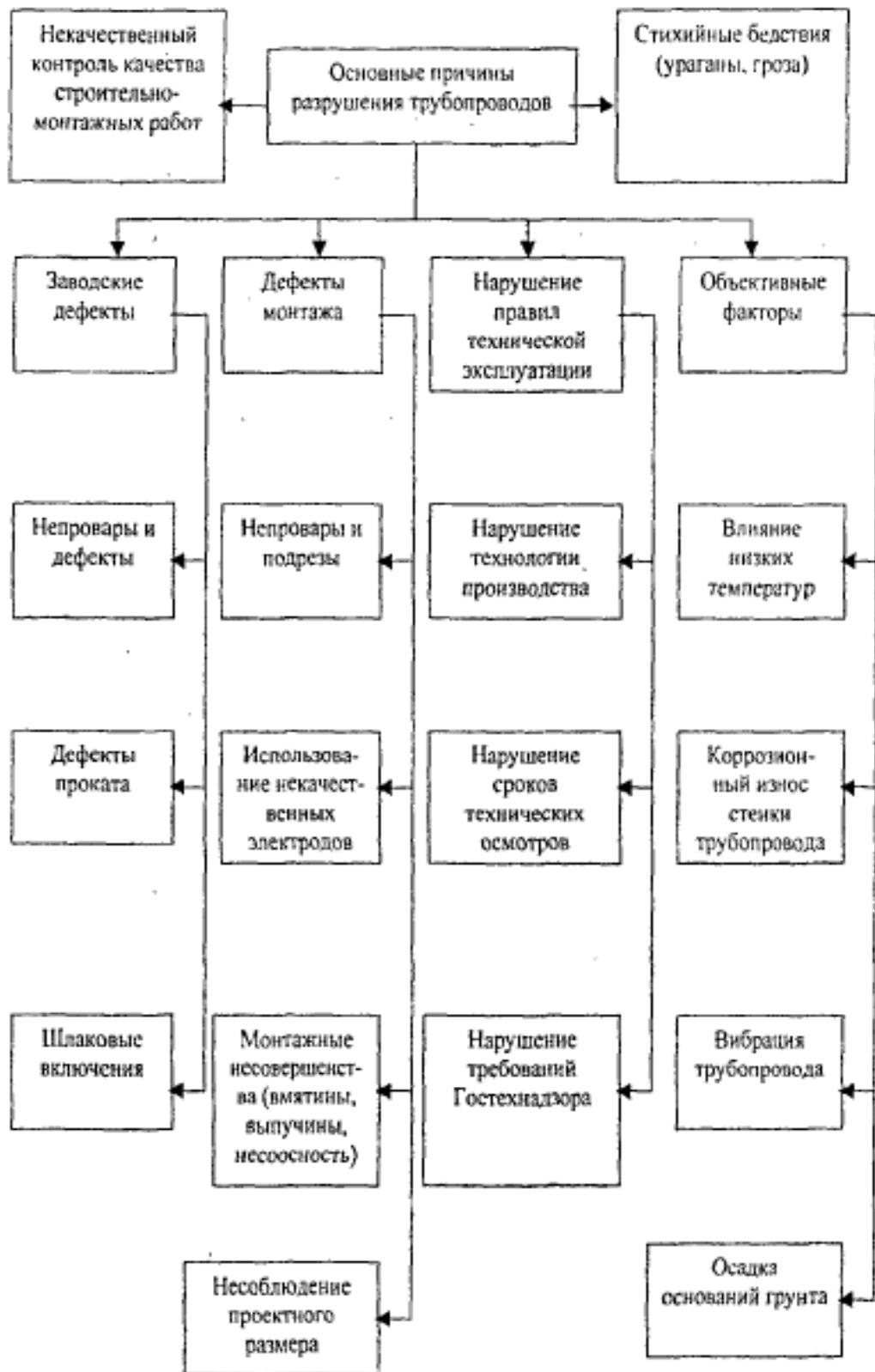


Рисунок 1.3 – Классификация причин разрушения промышленных трубопроводов [55]

Из исследований [45] следует, что более 68% из всего количества крупных аварий промысловых трубопроводов на Самотлорском месторождении произошли вследствие локальной коррозии внутренней донной части труб. Автор [55] отмечает, что при высокой обводненности нефтяных пластов месторождения основной причиной аварий (в среднем 91-95%) является локальная и ручейковая коррозия материала трубопроводов.

Работы С.М. Султанмагомедова [87], И.Г. Абдуллина [2], Л.Б. Клисенко [40], И.Ю. Подавалова [66] и др. свидетельствуют о том, что появление «ручейковой» коррозии наиболее характерно для нефтепромысловых трубопроводов месторождений Западной Сибири, которые характеризуются снижением объемов добычи нефти. Данное обстоятельство приводит к повышенной обводненности нефтеносных пластов (более 80%) и снижению скоростей потока продукции до 1 м/с, что, в свою очередь, ведет к расслоению водонефтяной эмульсии на три фазы: пластовую воду, нефть и нефтяной газ.

1.3 Существующие методы защиты от ручейковой коррозии

Основными методами борьбы с ручейковой коррозией в настоящее время являются:

- применение ингибиторов;
- применение внутренних полимерных покрытий;
- магнитная обработка перекачиваемой среды;
- применение неметаллических, многослойных и армированных труб;
- применение установок предварительного сброса воды (УПВС).

По мнению автора [68] использование ингибиторов коррозии является широко применяемым методом для защиты внутренней поверхности трубопроводов. Эффективность данного метода может достигать 85-90%, однако потребность использования ингибиторов в настоящее время превышает возможности производства отечественных изготовителей.

Принцип работы ингибитора заключается в отделении водонефтяной эмульсии от стенок трубопровода с помощью образования специальных защитных пленок, препятствующих протеканию коррозионных процессов [68].

Так, в работе [20] для реальных промысловых сред определены ингибиторы, наиболее устойчивые в условиях габроабразивного коррозионно-механического износа. С учетом значительного отрицательного влияния микробиологического фактора рекомендованы специальные реагенты активного действия (ингибиторы коррозии – бактерициды), например СНПХ-1004Р, в дозировке 100 г/т для ввода в жидкости глушения, полностью подавляющий планктонные культуры СВБ [20]. Однако их эффективность не превышает 82%.

В работе [68] автором описан опыт использования ингибиторов на Самотлорском месторождении, где эффект применения данного метода может оцениваться в пределах 80-95%, где минимальное значение наблюдались при начальной закачке ингибитора (внутренняя поверхность трубы очищается от осадков и происходит начальное образование защитной пленки), наилучшие показатели достигались путем увеличения концентрации реагента.

В работе [68] автор отмечает, что в условиях образования на внутренней поверхности трубопровода слоя технологического осадка (в частности механических примесей), применение ингибиторов не показывает должного эффекта.

В случае использования ингибиторов для защиты от ручейковой коррозии автор [68] отмечает, что на восходящих или нисходящих участках, где особенно заметно действие абразивных частиц, ингибиторы показывают низкую эффективность в связи с разрушением целостности защитных пленок, поэтому на трубопроводах, подверженных ручейковой коррозии, данный способ защиты может оказаться экономически необоснованным.

Полимерные покрытия, как стойкие к ручейковой коррозии, на практике применяется достаточно редко в связи с трудоемкостью и экономической составляющей, а также сложностью монтажа и защиты сварочных соединений трубопроводов [87].

Магнитная обработка перекачиваемой среды должного эффекта не произвела, так как механические примеси представляют собой не только частички металла [87].

Недостаток применения неметаллических, многослойных и армированных труб заключается в ограниченной несущей способности и дороговизне труб, дефицитом заводов, выпускающих данные трубы, а также в возможности развития щелевой коррозии в местах контакта металла трубы и покрытия [87].

Установки предварительного сброса воды применяются в основном на новых объектах нефтепромысла, располагаются на площадках дожимных насосных станций и для защиты участков трубопроводов до ДНС не используются.

По этой причине предотвращение аварий от последствий ручейковой коррозии на давно эксплуатируемых промысловых трубопроводах, осуществляется, в подавляющем числе случаев, периодической заменой стальных труб участков трубопровода, наиболее подверженных коррозии, на новые трубы, которые через некоторое время опять требуют замены.

1.4 Выводы по главе 1

1. Проведенный анализ аварийности промысловых нефтепроводов показывает, что наиболее высокий процент аварий приходится на ручейковую коррозию.

2. После рассмотрения существующих методов защиты от ручейковой коррозии отмечено, что наиболее эффективными на настоящий момент являются применение труб с внутренним покрытием и использование установок предварительного сброса воды, которые используются, в основном, на новых объектах нефтепромысла. В то же время предотвращение аварий на давно эксплуатируемых промысловых трубопроводах осуществляется периодической заменой прокорродировавших стальных труб на новые, которые через некоторое время опять требуют замены. Поэтому тема диссертации, посвященная разработке

научно-обоснованного метода выбора трубопроводных сталей, стойких к
ручейковой коррозии, является актуальной.

ГЛАВА 2 РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЙ ПО ОБЪЯСНЕНИЮ МЕХАНИЗМА РУЧЕЙКОВОЙ КОРРОЗИИ

2.1 Существующие гипотезы возникновения ручейковой коррозии

Несмотря на значительный объем проведенных исследований, до настоящего времени нет однозначного объяснения причин возникновения протекания и механизма ручейковой (канавочной) коррозии [70], [78].

Так, по мнению А.П. Медведева [47], [48] ускоренное разрушение трубопроводов со скоростью более 1,0 - 1,5 мм/год из-за канавочной коррозии объясняется эрозионным разрушением защитных пленок продуктов коррозии скоростным потоком жидкости, содержащей механические примеси. В результате чистый металл постоянно контактирует с коррозионной средой. При этом на ускоренный рост канавки могут влиять:

- действие гальванопары "оголенный металл" - металл, покрытый сульфидом железа, или, при низкой скорости потока, способствующей отложению в трубопроводах механических примесей, коррозия вследствие работы концентрационных пар, в которых участки поверхности с отложениями являются анодами;

- повышенное напряженное состояние в области первоначального утонения металла, которое инициирует механизм хрупкого разрушения вследствие общей и локализованной механохимической коррозии.

Близкой к указанной точке зрения придерживается П.В. Бурков [10], причиной появления ручейкового износа в промышленном трубопроводе по мнению которого, является постоянное механическое удаление железо-карбонатной пленки с нижней части образующей трубы, в результате чего, металл поверхности становится подверженным электрохимической коррозии. Происходит образование гальванической пары между участком трубы, очищенным от железо-карбонатного слоя, являющимся в данном случае анодом, и остальной ее частью, которая является катодом [10]. А из-за разности в

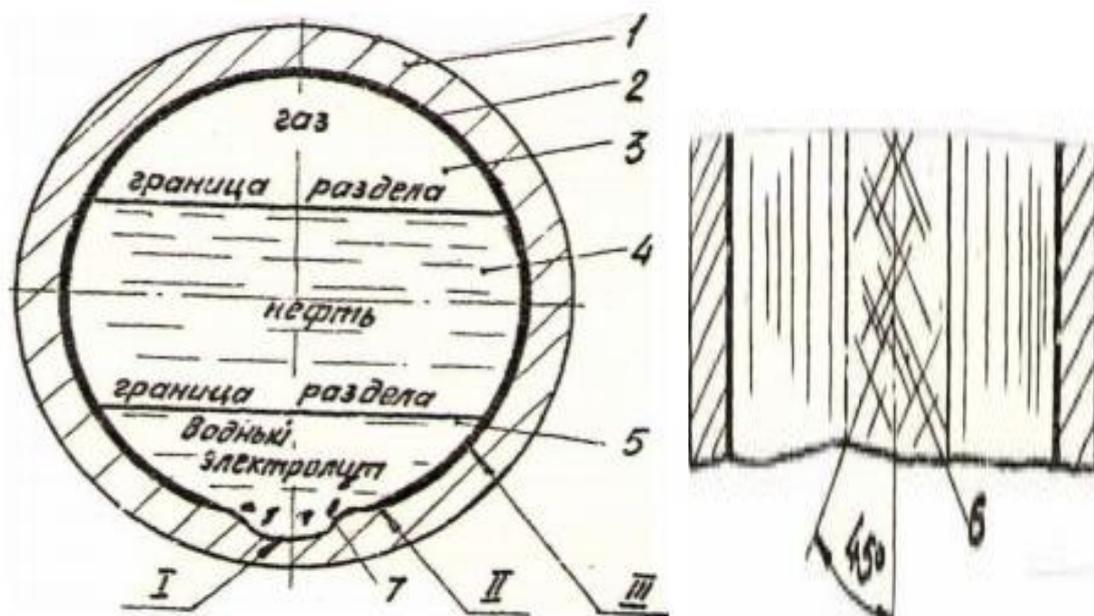
площадах анода и катода приводит к быстрому уносу металла с анодной части и, соответственно, появлению ручейковой коррозии.

В.Д. Макаренко [44] считает, что важным элементом протекания канавочной коррозии является факт изначально имеющих в трубе некомпенсированных поперечных напряжений, под действием которых у границы канавки или свища возникают микротрещины, устремленные вглубь металла, развивающиеся преимущественно в направлении горизонтальной образующей трубы.

В соответствии с М.М. Ажамовым и С.И. Литвиновым [3] наличие бороздки от ручейковой коррозии на стенке трубы, находящейся под давлением, приводит к существенному повышению в окружающем бороздку металле эквивалентных напряжений.

О протекании «ручейковой» коррозии по электрохимическому механизму с образованием макрогальванопары «окалина – металл трубы» доказывается в работах [2], [45]. Исследовалась катушка, которую вырезали из подверженного коррозии нефтепровода со следующими параметрами: толщина стенки 7 мм и диаметр 720 мм. На внутренней донной поверхности трубопровода обнаружены следы ручейковой коррозии с глубиной ручейка до 5,5 мм и шириной порядка 30 мм. Скорость потока при транспортировке по данному нефтепроводу составляла 1,5 м/с, среднее значение обводненности 22%, наличие абразивных частиц (в основном песок) с размером до 0,5 мм около 78 мг/л [2].

Результаты визуального осмотра представлены на рисунке 2.1, где на внутренней поверхности поврежденной трубы выделяют три основные зоны: ручеек (зона I), металл трубы без окалина и отложений (II), технологические осадки на внутренней поверхности трубы (III), данный участок занимает наибольшую площадь внутренней поверхности трубопровода [2].



I – ручеек; II – металл трубы без окалины и отложений; III – осадки на внутренней поверхности трубы;

1 – сечение стенки трубы; 2 – отложения на поверхности; 3 – газовая фаза; 4 – нефть; 5 – пластовая вода с взвешенными частицами абразива;

6 – риски на дне канавки

Рисунок 2.1 – Схема участка трубопровода с характерной ручеековой коррозией [2]

«Стационарный электродный потенциал металла канавки на участке I составляет – (0,35 - 0,37) В; оголенного металла вблизи канавки на участке II –(0,45-0,47) В; поверхности металла со слоем окалины и отложений на участке III –(0,26-0,27) В. Таким образом на внутренней поверхности трубы возникает микрогальванопара «окалина – металл трубы» с большой разностью потенциалов 0,20 В» [2].

В исследовании [2], [45] авторы считают, что гальванопара образуется вследствие гидроабразивного износа, который разрушает плотные технологические отложения и оголяет металл трубопровода на небольшой площади. Наибольшая вероятность разрушения осадков может наблюдаться на восходящих участках трубопровода, где в результате обратных ударов скапливающегося и периодически проходящего газа расслоенный водонефтяной поток, содержащий механические примеси, совершает возвратно-поступательное

движение. Данный процесс подтверждается отсутствием на дне канавки и прилегающей к ней узкой области металла трубы пленки сульфида железа, которая сохраняется на остальной части поверхности.

В работе [93] отмечается, что в наибольшей степени подвержены разрушению в результате ручейковой коррозии точки перегиба трубопровода. Это связано с содержащимися в потоке механическими примесями, которые оседают в процессе транспорта сырой нефти и при движении вызывают абразивный износ нижней образующей трубы. Снижения скорости потока на восходящих участках, изгибах и поворотах трубопровода способствует снижению скорости абразивных частиц, что может привести к их отложению на внутренней поверхности трубы (рисунок 2.2) [93].

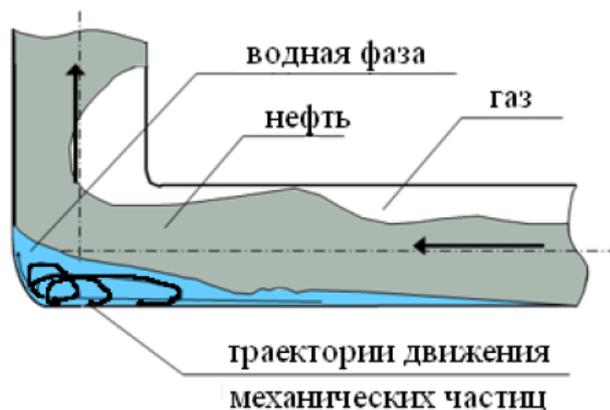
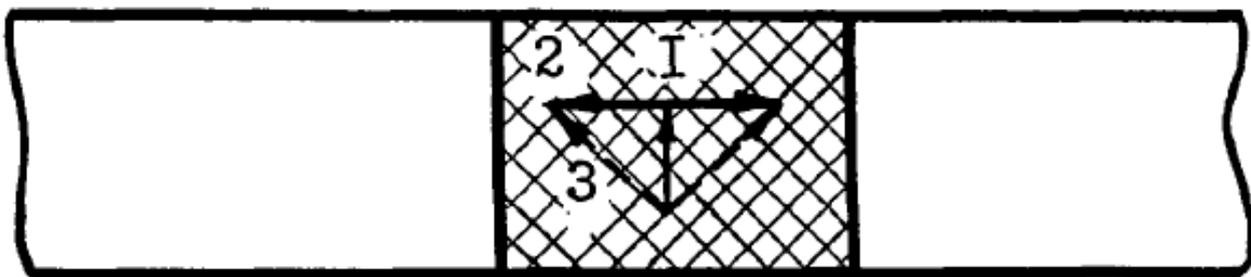


Рисунок 2.2 – Схема отложения механических частиц на изгибах трубопровода [93]

Наличие наклепа металла в результате микрорезания его частицами подтверждается результатами определения микроискажений кристаллической решетки, величина которых в районе канавки в 2-2,5 раза выше, чем в основном металле трубы [2], [45]. Наклеп наиболее интенсивно проявляется на стенках канавки. Это связано с тем, что кроме возвратно–поступательного движения частицы примесей совершают колебательные перемещения в направлении, перпендикулярном оси трубы, где их скорости могут быть того же порядка, что и скорость потока [45]. Исследование следов механического воздействия частиц на поверхность ручейка показано на рисунке 2.3 [45]. В данном случае в результате

действия центробежных сил на боковых стенках канавки развиваются более значительные силы резания, чем в канавке.



1 – продольное, 2 – поперечное,
3 – результирующее перемещение гидроабразива

Рисунок 2.3 – Схема образования рисок на поверхности металла в канавке [45]

Противоположные данные получены в работе [20]. При изучении внутренней поверхности аварийного трубопровода, вышедшего из строя менее чем через год после начала эксплуатации, где в области ручейка были зафиксированы более низкие значения микротвердости в сравнении со значениями по основному металлу. Автор [20] связывает данный эффект с тем, что на стенку трубопровода одновременно действовали и абразивный износ и процесс коррозии в водных скоплениях. В результате микрорезания поверхность трубы подвергалась наклепу, что ускоряло коррозионные процессы на данной поверхности, а, следовательно, снижались значения ее микротвердости из-за снижения уровня напряжений [20]. В составе нефти в исследовании [20] содержится значительное количество механических частиц (200 - 400 г/т), данные значения могут быть значительно больше после проведения гидроразрыва пласта (зафиксированы выбросы до 1000 г/т) [20].

В экспериментальном исследовании [84] обнаружены зоны, как повышенных (кривая 1 рисунка 2.4), так и пониженных (кривая 2 рисунка 2.4) значений микротвердости стали в области канавки, указывающих на ее локальное упрочнение или разупрочнение (пластифицирование). По представлению классической механохимии в металлах при коррозионных процессах происходит

разупрочнение металла. С другой стороны, в случае ручейковой коррозии имеет место гидроабразивный износ, сопровождающийся упрочнением металла в результате наклепа, а также возможного наводораживания металла с повышением прочностных характеристик [84].

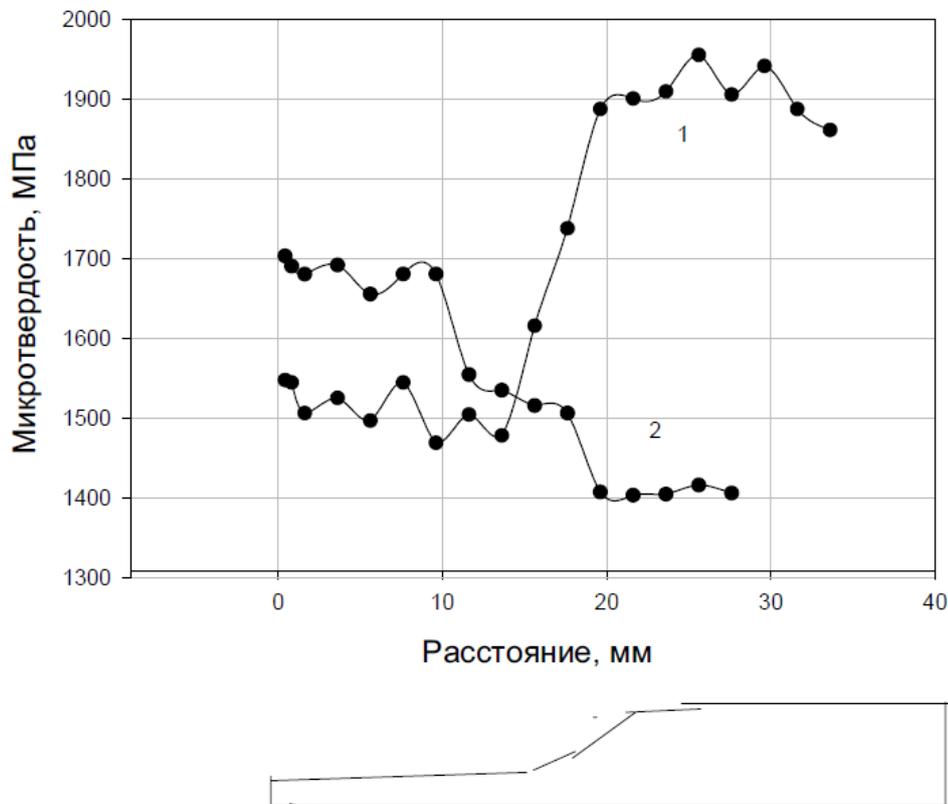
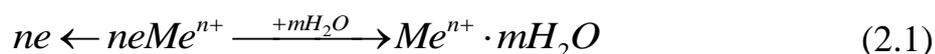


Рисунок 2.4 – Распределение микротвердости по сечению «ручейка» [84]

Считается [21], что наклеп металлической поверхности ускоряет протекание ее коррозионного процесса. В свою очередь, электрохимическая коррозия, вызывая пластификацию металла вследствие хемомеханического эффекта, способствует интенсификации процесса его микрорезания частицами [47].

Согласно общепринятым представлениям, процесс электрохимической коррозии металлов состоит из трех основных стадий (рисунок 2.5):

- 1) анодный процесс (уравнение реакции 2.1):



- 2) катодный процесс (уравнение реакции 2.2):



- 3) течение электронов от анодных участков к катодным в металле с перемещением катионов и анионов в раствор.

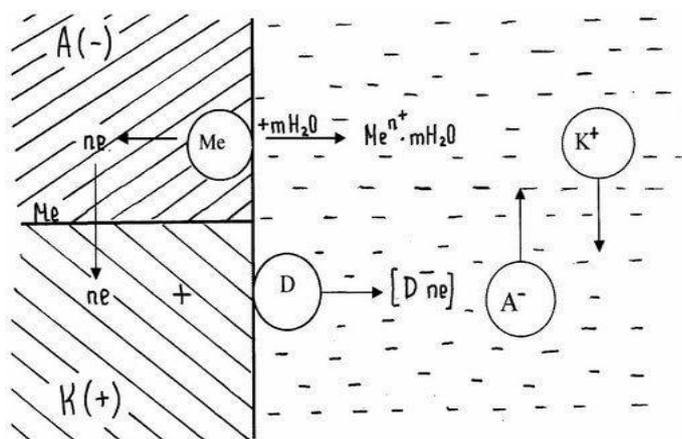


Рисунок 2.5 – Схема электрохимического коррозионного процесса [30]

В средах с пониженным содержанием ионов кальция (менее 300 мг/л) образуются плотные, хорошо сцепленные с металлом слои, которые могут защитить коррозионную поверхность от среды (рисунок 2.6) [47].

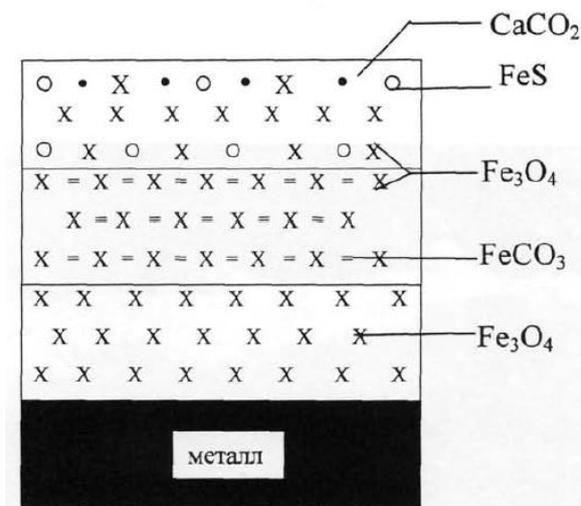


Рисунок 2.6 – Характерное строение продуктов коррозии для сред с пониженным содержанием кальция [47]

В этом случае потенциальные деполяризаторы (ионы водорода, нитраты, молекулы кислорода, хлора), находящиеся в растворе, не имеют доступа к катодной поверхности металла. В данном случае роль деполяризатора может играть нерастворимая пленка Fe_3O_4 .

В таком случае процесс катодной деполяризации идет по следующей реакции (2.3):



Окислительно-восстановительный потенциал данной катодной деполяризующей реакции относительно мал (-0,316 В) и перетекание восстановленного деполяризатора из-за хорошо сцепленных продуктов коррозии затруднено.

В то же время, в средах с повышенной концентрацией кальция (более 1000 мг/л) формируется слой продуктов коррозии, характеризующийся слабой адгезией с поверхностью металла, повышенной пористостью и рыхлостью (рисунок 2.7) [47].

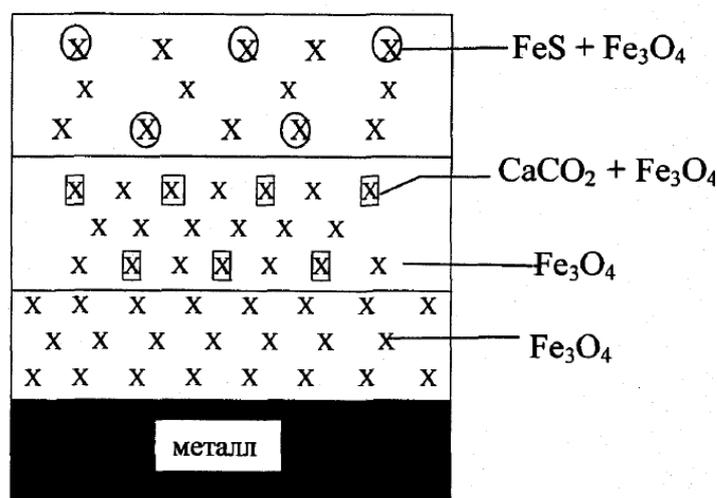


Рисунок 2.7 – Типичные продукты коррозии [47]

В этом случае рыхлые продукты коррозии легко отслаиваются от поверхности металла, образуя гальванопары «сталь – продукты коррозии», с возможностью доступа электролита.

Отмечается [2], что параллельно с основными указанными выше коррозионными процессами возникают процессы, стремящиеся уменьшить влияние указанных факторов: сглаживание микрорельефа металла во впадине канавки и снижение уровня микронапряжений за счет электрохимического растворения.

Авторы [44], [55] рассматривают образование «ручейка» как срастание нескольких питтингов и свищей. В непосредственной близости к «ручейку» обнаружены скопления зародышевых язв. На дне зародышей и на

неповрежденной поверхности зарегистрированы линии серы, тогда как на дне свища сера не обнаружена.

Согласно автору [93] вследствие низких скоростей потоков на горизонтальных участках происходит скопление и оседание механических частиц, которые могут образовывать плотные отложения по нижней образующей трубы (рисунок 2.8). Данные отложения могут формировать продолжительную полосу по дну трубопровода, а коррозия может проходить под слоем осадка, эти обстоятельства позволяют объяснить форму коррозионного разрушения при ручейковой коррозии. Автор [93] считает, что осадок является катодом, а металл трубы под осадком – анодом, что обеспечивает протекание электрохимической реакции.

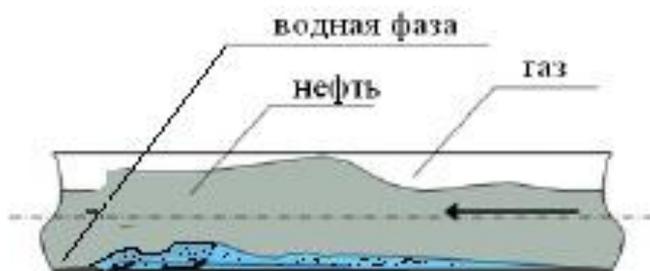


Рисунок 2.8 – Расслоение газожидкостного потока и оседание механических примесей на нижней образующей трубы [93]

В исследованиях [44], [55] обоснован биологический характер начальной стадии коррозионного разрушения. Высокий уровень зараженности перекачиваемой водонефтяной эмульсии гетеротрофными бактериями (ГТБ) и сульфатвосстанавливающими бактериями (СВБ) обуславливается попаданием и оседанием бактерий и минеральных частиц в сборные резервуары, а затем и в систему поддержания пластового давления (ППД) [25]. «Этому способствует слабая минерализация нефтепромысловых вод (8,9-18,6 г/л), близкий к нейтральному рН водных сред (6,2-8,0), наличие в сточной воде растворимого кислорода (0,2-3,1 мг/л), поддерживающего жизнедеятельность аэробных углеводородокисляющих и тионовых бактерий, растворённого углекислого газа (10-50 мг/л), способствующего развитию автотрофных бактерий, сульфат-анионов (8,6-12,5 мг/л), служащих питательной средой для СВБ, растворённых в воде

лёгких углеводородов нефти – источника ГТБ, а также оптимальная для развития СВБ постоянная температура 20-40 °С» [44].

По мнению данных авторов [44], [55] в связи с отсутствием следов серы в коррозионных повреждениях при ручейковой коррозии можно предполагать, что биологическая коррозия является лишь начальным этапом возникновения ручейка, дальнейший механизм обуславливается электрохимическим коррозионным процессом. Биокоррозия, вызывает изначальное утонение стенки трубопровода, способствует перераспределению изначальным существующих остаточных внутренних напряжений. Точка напряжения является концентратором, от которого распространяются микротрещины. Вследствие наводораживания приближенного к концентратору объема металла в трещине возникают значительные напряжения, которые способствуют появлению зародышей язв и питтингов [44].

На следующей стадии развития коррозионного процесса присутствующие в значительном количестве в попутно-добываемой воде ионы Cl^- ускоряют процесс ионизации железа и интенсифицируют развитие локальных повреждений в соответствии с реакциями (2.4-2.8):



Далее происходит образование различных химических соединений, способствующих накапливанию напряжений и расширению вершин трещин [44]. Содержание в среде попутного газа CO_2 на данном этапе увеличивает кислотность и оказывает идентифицирующее действие коррозионного процесса [44], [55].

Образование осадков из продуктов коррозии снижает скорость коррозионных процессов, демонстрируя эффект защитной пленки. Объединение

между собой множества соседних мелких коррозионных повреждений способствует образованию канавки [44].

Подтверждением механизма «хлоридно-углекислотного» процесса коррозии, по мнению авторов [44], [55], является факт резкого увеличении скорости коррозии в присутствии в среде хлора и попутного углекислого газа (рисунок 2.9).

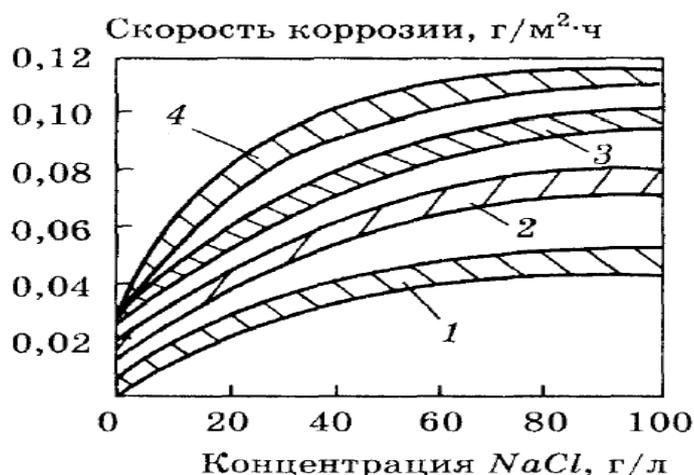


Рисунок 2.9 – Зависимость скорости коррозии трубы из стали 20 в модельной среде «бензин – раствор NaCl в очищенной воде» (область 1) и в присутствии в среде CO₂ и H₂S (область 2 - 1,5 МПа H₂S; область 3 - 1,4 МПа CO₂; область 4 – 1,4 МПа CO₂, 1,5 МПа H₂S) [44]

Установлено [44], что образование питтингов при «хлоридно-углекислотном» коррозионном механизме зависит от содержания в перекачиваемом продукте ионов хлора. Отказы трубопроводов с локальными сквозными коррозионными дефектами были зафиксированы при следующих концентрациях ионов хлора от 8000 до 16000 мг/л и углекислого газа от 50 до 250 мг/л. Отказы трубопроводов по причине локальной коррозии не наблюдались, если концентрация хлоридов не превышала 300-800 мг/л, концентрация углекислого газа не превышала 5-20 мг/л [44].

Данный процесс может происходить по механизму электрохимической коррозии вследствие неравномерного распределения на поверхности металла вторичных продуктов коррозии и осадка (рисунок 2.10) по классификации причин возникновения электрохимической гетерогенности поверхности металл – электролит (типы коррозионных гальванических элементов) по [28], а также

вследствие возникновения дифференциальной аэрации (рисунок 2.11). Вода способна проникать сквозь пористые отложения механических примесей, инициируя реакции (2.9-2.12) катодной деполяризации, а именно:

- водородной деполяризации в кислой среде (в присутствии H_2S) [28]:



- водородной деполяризации в нейтральной или щелочной среде [28]:



- кислородной деполяризации в нейтральной или щелочной среде [28]:



- кислородной деполяризации в кислой среде [28]:



Рисунок 2.10 – Образование коррозионного гальванического элемента вследствие неоднородности вторичных продуктов коррозии и осадка на поверхности металла [28]



Рисунок 2.11 – Элемент дифференциальной аэрации на корродированной поверхности железа [28]

Таким образом, как можно заключить из сказанного выше, к настоящему времени отсутствует единая точка зрения на причины возникновения и механизм протекания ручейковой коррозии нефтепромысловых трубопроводов.

2.2 Анализ факторов, влияющих на скорость коррозии трубопроводных сталей

Перечень основных факторов, способных оказывать влияние на стойкость труб к коррозионному разрушению, по мнению автора [42], представлен на рисунке 2.12. Наиболее значимые из представленных факторов рассматриваются ниже.

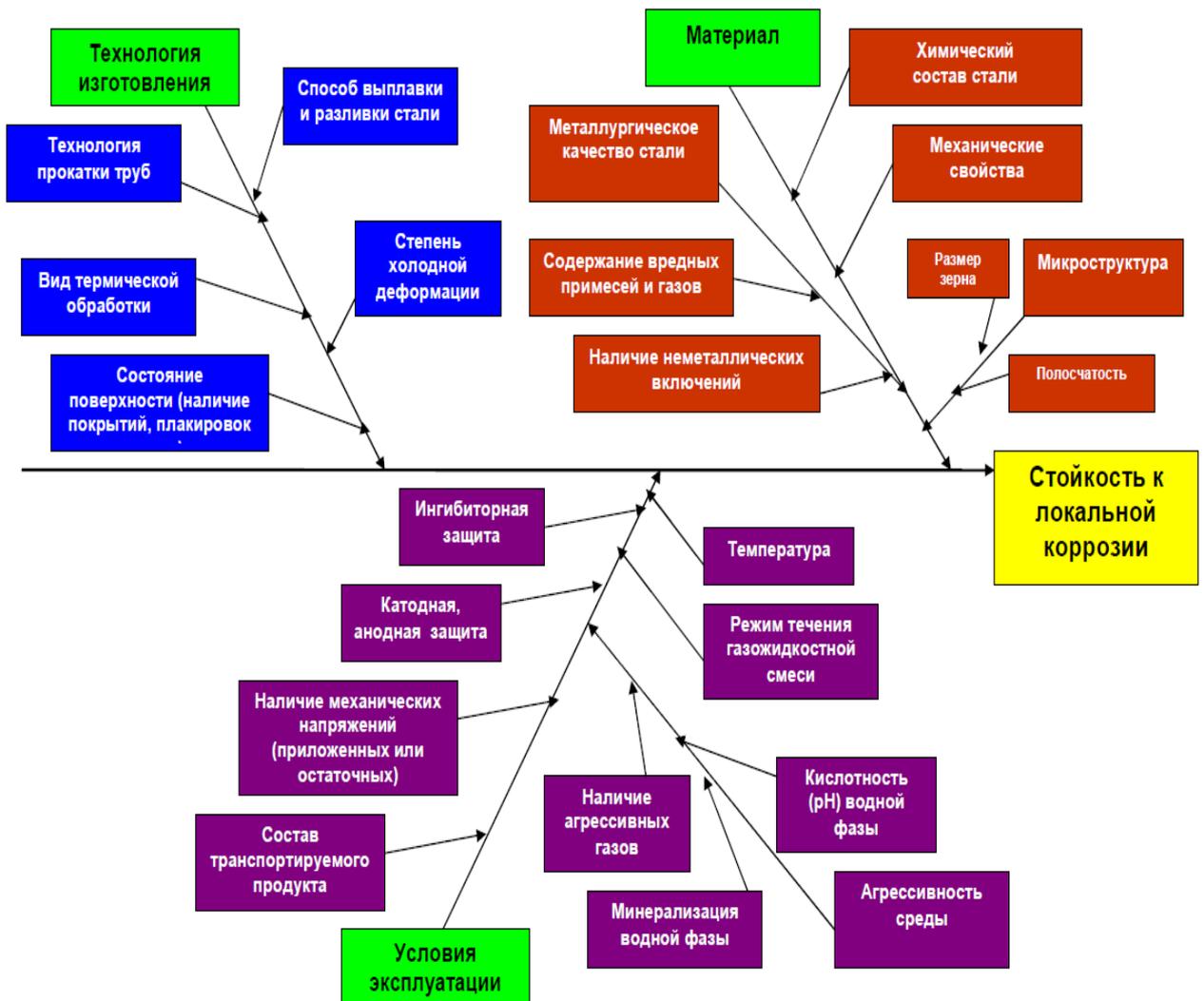


Рисунок 2.12 – Диаграмма Исикавы влияния различных факторов на коррозионную стойкость труб [42]

2.2.1 Режим течения газожидкостной смеси

Анализ литературных источников [2], [44], [47], [48], [66], [68], [87] показывает, что ручейковая коррозия нефтепромысловых трубопроводов наиболее характерна для длительно эксплуатируемых месторождений Западной Сибири, нефть которых из-за снижения объемов ее добычи характеризуется повышенной обводненностью (более 80%) и перекачивается с пониженными скоростями (до 1 м/с). Это приводит к инверсии продукции, т.е. переходу от обратной эмульсии (вода, как полярная жидкость, в нефти - неполярной) к прямой (нефть в воде), что обуславливает возможность ее расслоения на три фазы (пластовую воду, нефть и нефтяной газ) и сопровождается скачкообразным возрастанием коррозионной активности [44]. Последнее объясняется повышением электропроводности среды (в десять и более раз) при увеличении содержания воды в эмульсии (Нефть в чистом виде — диэлектрик с проводимостью 10^{-10} — 10^{-15} Ом·см⁻¹, а нефть, даже с малым содержанием воды, — 10^{-6} – 10^{-7} Ом·см⁻¹).

Анализ условий эксплуатации, рассматриваемых в работе [93], показал, что при дисперсионном режиме течения, когда газожидкостная смесь ГЖС с обводненностью 50% и более образует эмульсию «нефть в воде» (рисунок 2.13, а), образуются коррозионные повреждения в виде язв. При пробковом (рисунок 2.13, б) или расслоенном (рисунок 2.13, в) режимах течения, когда по дну трубы транспортируется коррозионноактивная жидкость с механическими примесями, затем нефть и в верхней части трубы газ, преимущественно происходила ручейковая коррозия.

В работе [47] исследовалась зависимость скорость коррозии стали от скорости газожидкостной смеси. Испытания проводились на стенде при температуре 60 °С и парциальном давлении углекислого газа порядка 0,1 МПа. Автором установлено, что пробковый режим движения газожидкостной смеси способствует срыву защитных плотных пленок, образующихся в процессе коррозии из продуктов реакции. Оголение металла под пленкой способствует

активации коррозионных процессов с достижением скорости коррозии до 12 мм/год [47].

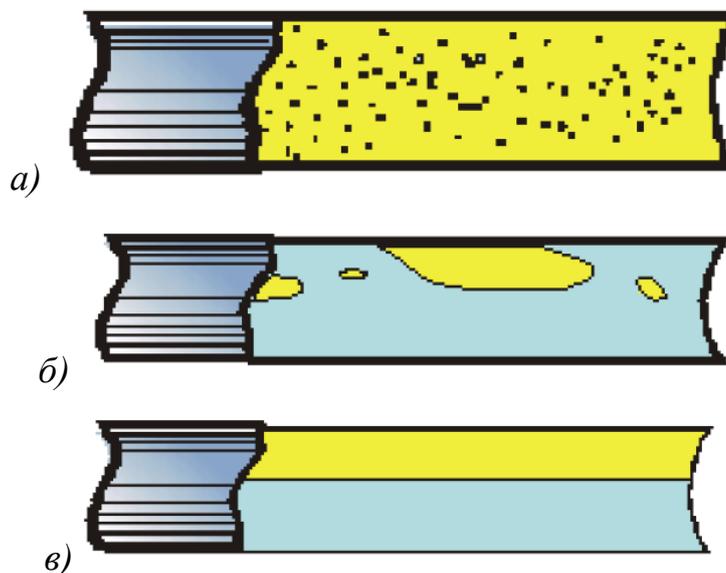


Рисунок 2.13 – Структуры газожидкостных потоков в горизонтальных трубах [93]

На рисунке 2.14 предоставлена степень частоты порывов на различных системах промысловых нефтепроводов компании ОАО «Юганскнефтегаз». На данном графике также показана доля нефтепроводов, перекачка по которым осуществляется с расслоенным режимом течения продукта по отношению к протяженности данных нефтепроводов [20].

На рисунке показано, что режим течения имеет значительное влияние на риск коррозионных разрушений промысловых нефтепроводов: большая доля участков трубопроводов с расслоенным режимом течения соответствует большей частоте порывов.

Автор [48] связывает появление язвенных повреждений диаметром до 50мм и ручейков с разными геометрическими параметрами с различным механизмом коррозионного процесса. Данное предположение основано на сравнении скоростей коррозии обоих повреждений. Язвенная коррозия протекает со скоростью до 1,5 м/год, а скорость ручейковой коррозии может достигать 11 мм/год. Также автор [48] исследовал влияние скорости потока на скорость коррозии стенки трубопровода (рисунок 2.15). На графике видно, что при повышенной скорости потока возрастает и скорость коррозии.

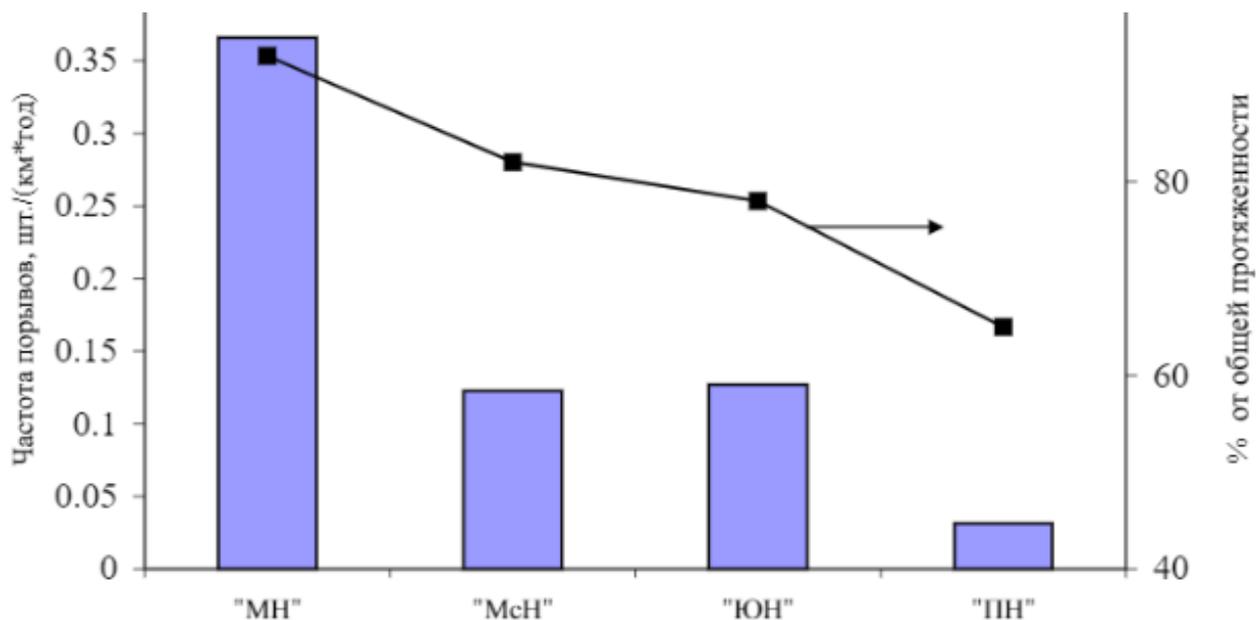


Рисунок 2.14 – Количество отказов на различных объектах
ОАО «Юганскнефтегаз» [20]

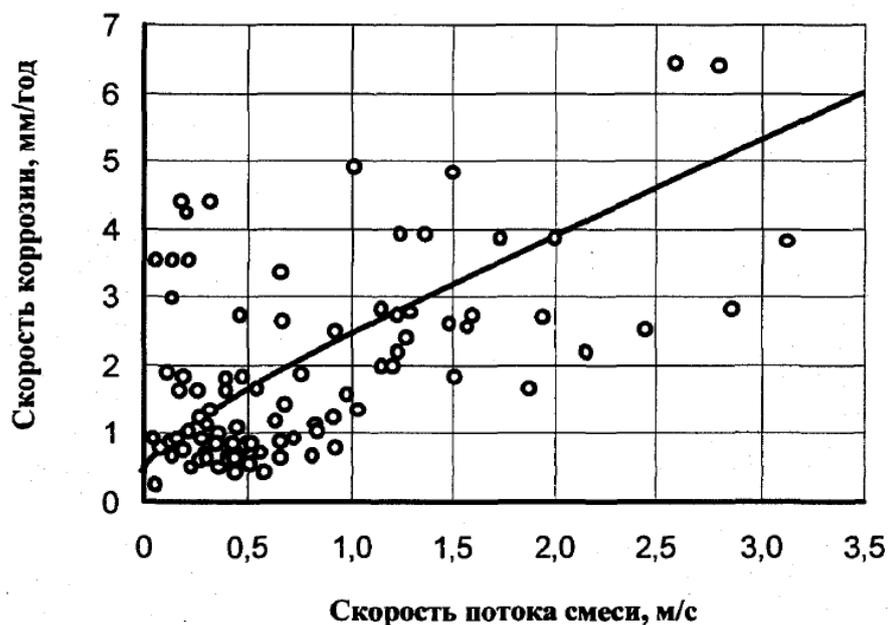


Рисунок 2.15 – Графики зависимости фактической скорости коррозии
нефтеборных трубопроводов от скорости потока смеси [48]

По мнению Медведева А.П. [48], в связи с наличием участка на графике, где отсутствует зависимость скорости коррозии от скорости потока, механизм разрушения нижней образующей трубопровода можно представить как коррозию под слоем осадка. При указанном механизме скорость коррозии в основном обуславливается химическим составом донных отложений.

В работе [48] установлена эмпирическая зависимость (2.13), по которой возможна оценка скорости потока, при достижении критического значения которой металл трубопровода может подвергаться эрозии:

$$v_{кр} = \frac{1,22C}{\sqrt{\rho}}, \quad (2.13)$$

где $v_{кр}$ – критическая скорость потока, м/с;

ρ – плотность среды, кг/м³;

C – эмпирическая константа, которая принимается в зависимости от состава среды (меньшее значение для минерализованной воды, большее – для пресной) [48].

Значения эмпирической константы для различных сред приведены в работе [48].

Таким образом, при критической обводненности (около 70%) происходит расслоение ГЖС на три фазы и скопление водной составляющей на дне трубы. Зависимость скорости и механизма коррозии от скорости течения газожидкостного потока имеет сложный характер. При скорости потока менее 0,6 м/с коррозия протекает под слоем донных отложений и практически не зависит от скорости движения смеси. При переходе режима течения из ламинарного в турбулентный обеспечивается эмульсионная структура ГЖС, и вода не скапливается по нижней образующей. Тогда основным фактором, влияющим на скорость коррозии, становится концентрация абразивных частиц, от которой зависит критическая скорость потока, превышение которой вызывает эрозионный износ трубопровода.

2.2.2 Температура реакционной среды и содержание кислорода

Известно, что при возрастании температуры возрастает и скорость коррозии вследствие увеличения подвижности ионов. В нейтральных средах (рН ~ 7) сложно установить зависимость скорости коррозии от температуры, так как снижение растворимости кислорода происходит как раз при увеличении

температуры. Кислород может поступать в пластовую воду через промливневые воды, но в большей степени при смешении вод для закачки пресной воды в пласт.

В исследовании [44], [55] установлено, что концентрация O_2 оказывает существенное влияние на скорость коррозии углеродистой стали в агрессивной смеси при температуре 40-80°C (рисунок 2.16, кривые 1, 2). При высоких температурах (100-200 °C) (рисунок 2.16, кривая 3) кислород не оказывает заметного влияния на свойства защитных пленок.

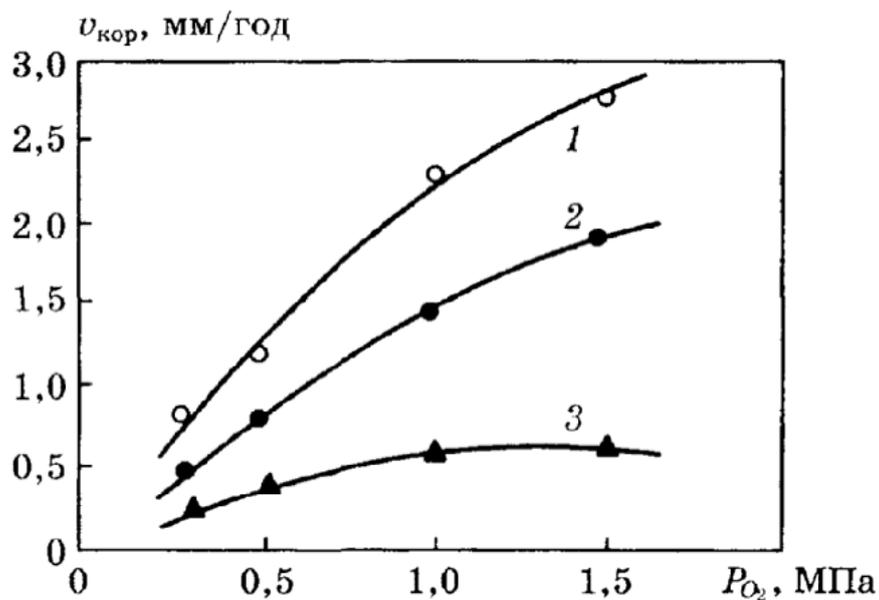


Рисунок 2.16 – Влияние содержания кислорода в агрессивной смеси на скорость коррозии углеродистой стали (5% NaCl, 1,5 МПа CO_2):

продолжительность испытания 96 ч., скорость потока 2,5 м/с, удельный объем 25 мл/см³. Температура, °C: 1 – 80; 2 – 40; 3 – 150 [44]

В работе [98] подтверждается, что при повышении уровня температуры от 5 до 60 °C происходит увеличение скорости коррозии железа в камере искусственного климата (рисунок 2.17). В закрытой системе, когда кислород не может выделиться из раствора, скорость коррозии непрерывной растет с увеличением температуры.

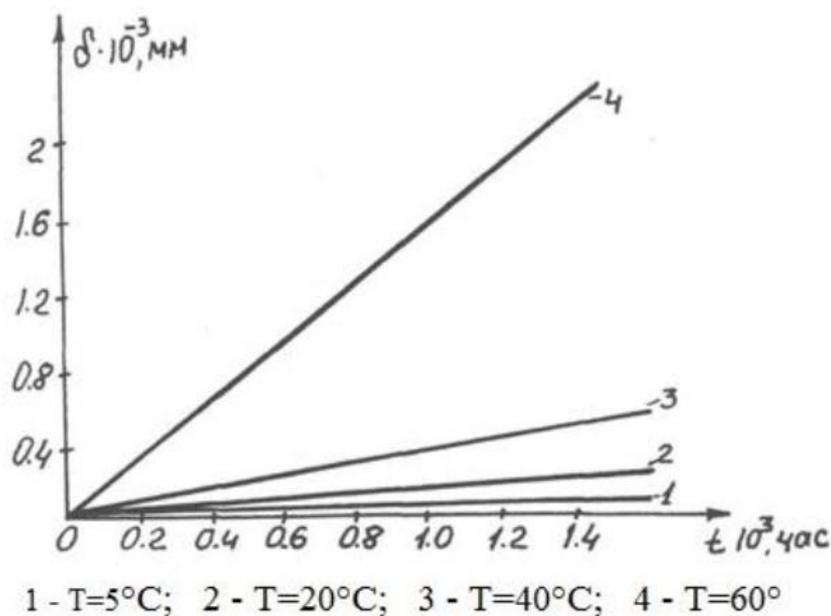


Рисунок 2.17 – Коррозия железа в камере искусственного климата [98]

Известно, что процесс коррозии металлов в водных растворах солей протекает по электрохимическому механизму [22], зачастую процесс протекает с кислородной деполяризацией. Так как в водных растворах с рН близким к нейтральному растворимость кислорода невелика, то процессы коррозии будут иметь значительную концентрационную поляризацию [22].

Степень растворимости кислорода в растворах зависит от различных факторов, таких как температура, концентрация солей, давление, наличие примесей, которые могут вступать в реакцию с кислородом и т.д. В работе [22] установлено, что в минерализованной воде растворимость кислорода равна 9,8 мг/л при условии атмосферного давления и нормальной температуре (20 °C), но при добавлении в раствор хлорида натрия при тех же условиях концентрация кислорода может снизиться до 1,6 мг/л. Автором [22] сделан вывод, что минерализация раствора снижает растворимость O₂, при этом при увеличении давления растворимость кислорода в данных растворах повышается (рисунок 2.18).

Опытами, проведенными в работе [22] в автоклавной установке при интенсивном перемешивании сточных вод, автор установил, что углеродистая сталь корродирует пропорционально увеличению концентрации O₂ в растворе

(рисунок 2.19). При этом без доступа кислорода, но при прочих неизменных факторах скорость коррозии не превышала минимального значения $0,082 \text{ г/м}^2$ [22].

В условиях без кислорода сталь корродирует с водородной деполяризацией по катодному механизму, причем скорость коррозии резко возрастает даже при минимальном добавлении кислорода в раствор [22].

Таким образом, можно утверждать, что скорость коррозии стали в нейтральных водных средах обуславливается наличием кислорода в растворе. При этом лимитирующим фактором скорости электродного процесса является скорость диффузии кислорода, вследствие чего электрохимическая реакция коррозии стали протекает с катодным контролем.

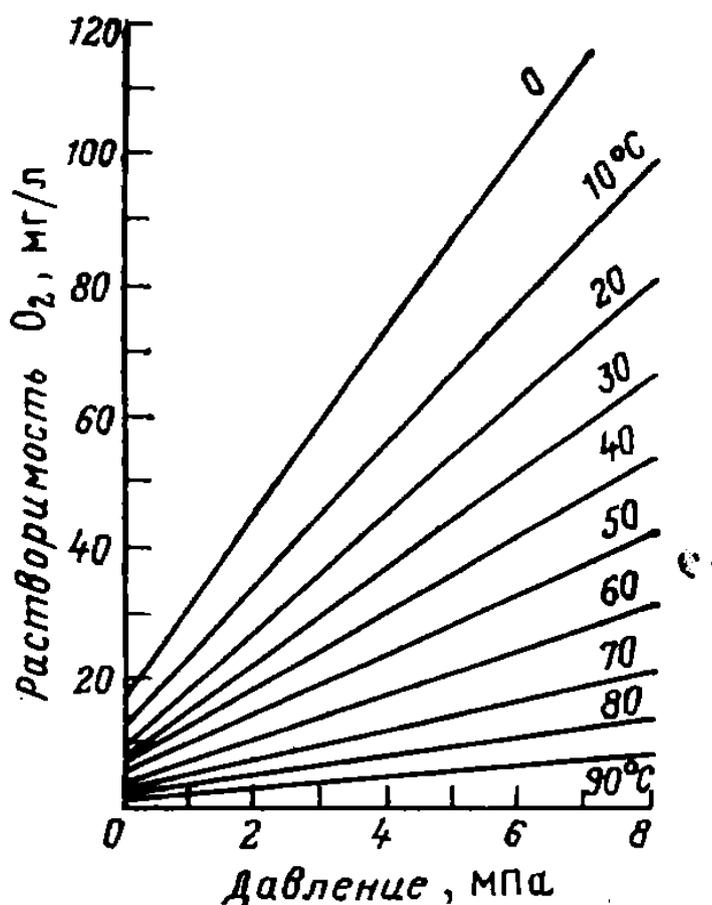


Рисунок 2.18 – Растворимость кислорода в деминерализованной воде [22]

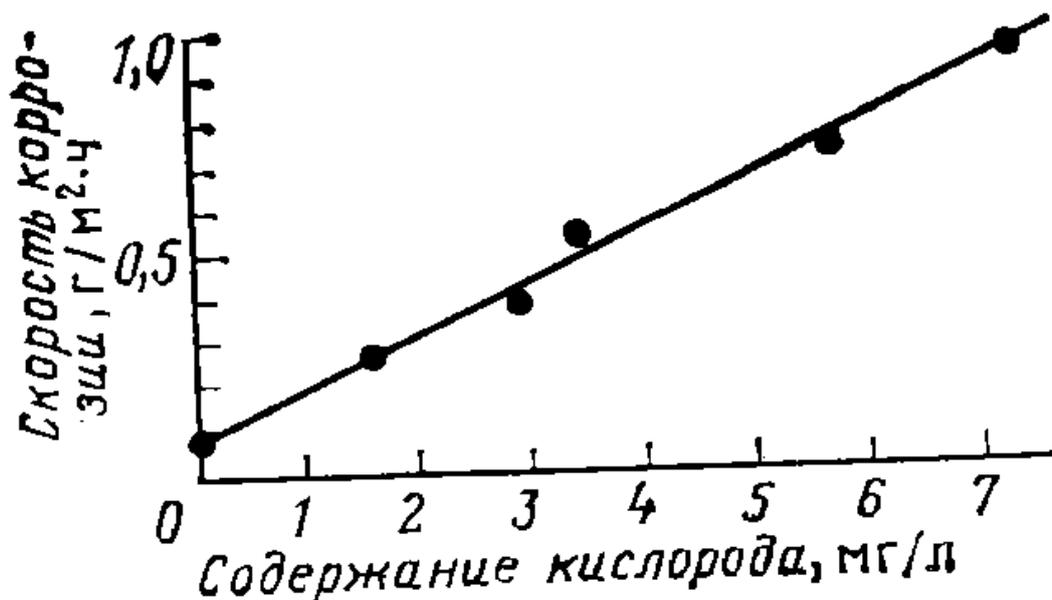


Рисунок 2.19 – Зависимость скорости коррозии образцов из стали Ст.3 от содержания растворенного кислорода в сточных водах девонского типа

($n = 150$ об/мин, $t = 20-25$ °С, $\tau = 6$ ч) [22]

2.2.3 Агрессивность среды, кислотность и минерализация водной фазы, наличие агрессивных газов

Согласно [44] воды поверхностных источников являются носителями сульфатовосстанавливающих бактерий (СВБ) до 10^6 клеток/см³, продуцирующих сероводород, а также углеводородокисляющих (УОБ), тионовых (ТБ) бактерий, которые, адсорбируясь на частицах механических примесей и попадая в зоны низких скоростей жидкости 0,5-2 м/с, оседают на нижней образующей трубопровода, интенсивно развиваются и вызывают биологическую коррозию. Увеличение скорости коррозии при наличии в среде микроорганизмов происходит вследствие непосредственного их участия в коррозионном процессе и появления продуктов их метаболизма. Наиболее агрессивны в коррозионном отношении сероводород и углекислый газ, которые способны понижать величину показателя рН с 7-8 до 5-6.

Биологическая коррозия может протекать в присутствии (аэробный процесс) и отсутствии кислорода (анаэробный процесс) по реакциям (2.14-2.16):

а) аэробный процесс [44], [55]



б) анаэробный процесс [44], [55]



Согласно [44], [55] под слоем осадков и технологических отложений с минимальным количеством O_2 (менее 0,02 мг/л) может протекать биологическая коррозия с участием сульфатвосстанавливающих бактерий (рисунок 2.20), по следующей реакции (2.17):

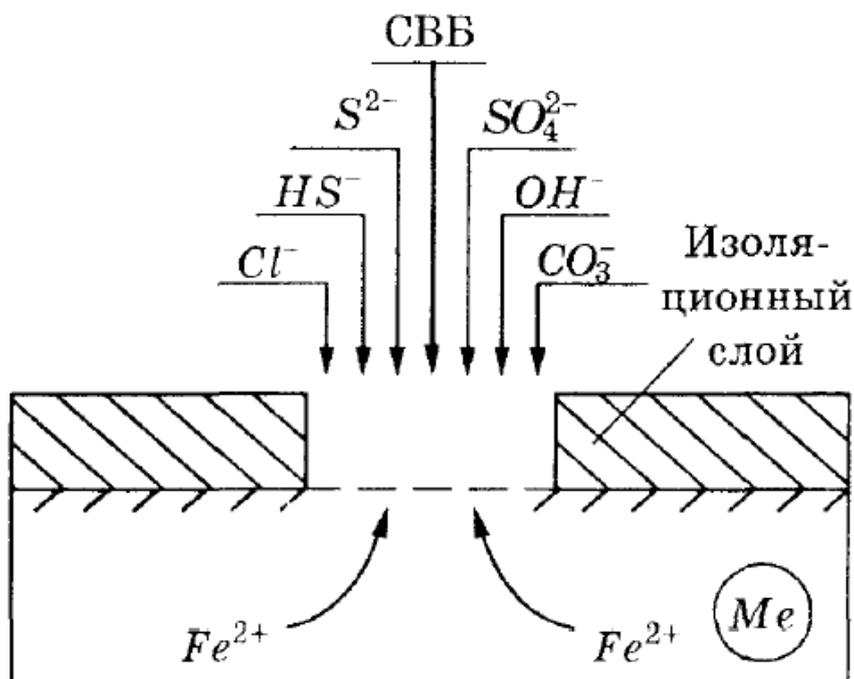
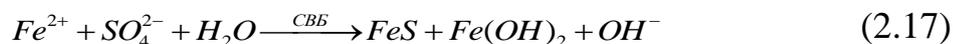
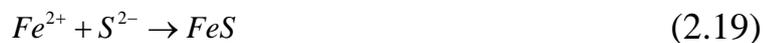


Рисунок 2.20 – Схема проникновения коррозионно-активных элементов к внутренней поверхности трубопроводов [44]

Реакция (2.18) может способствовать электрохимической коррозии, если частично используются электроны, освобождаемые анодным процессом [44], [55]:



или связываются образуемые ионы железа (реакция 2.19):



Под осадками и отложениями создаются благоприятные условия для протекания микробиологической коррозии в присутствии СВБ (реакция 2.20) и незначительного количества кислорода (до 0,02 мг/л) [44], [55]:



Для поддержания пластового давления скважин производится закачка подтоварной воды, пресной воды поверхностных источников (рек и озер), а также вод сеноманского пласта из водозаборных скважин в пласт через нагнетательные скважины.

Результаты исследований Смолдырева А.Е. [85] показали, что на нефтепромыслах значительному увеличению скорости коррозии способствует наличие в перекачиваемой среде хлоридов.

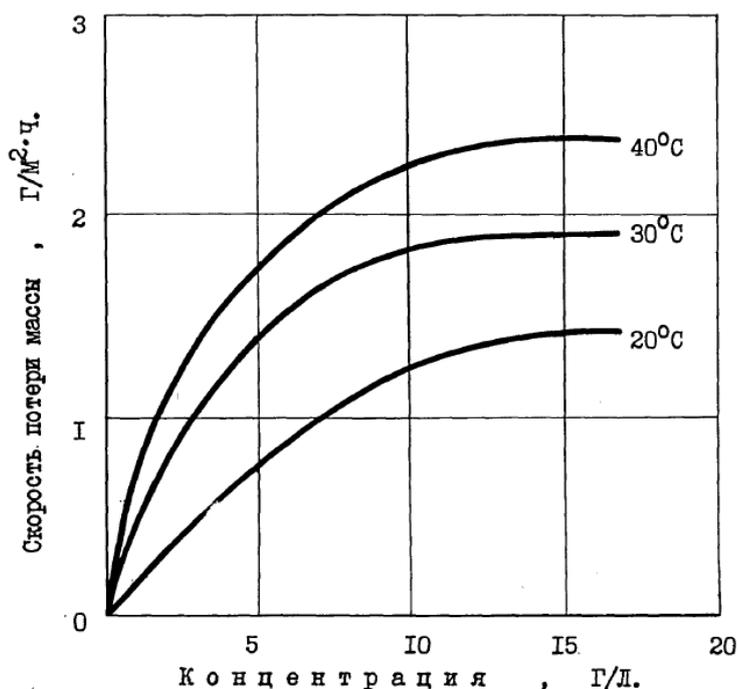


Рисунок 2.21 – Зависимость скорости разрушения стальных образцов от концентрации ионов хлора в воде при различной температуре [85]

С возрастанием концентрации соли скорость коррозии вначале увеличивается (до 3% NaCl), затем снижается и в насыщенном растворе (26% NaCl) становится меньше, чем в дистиллированной воде. В разбавленных растворах максимум скорости коррозии стали сдвигается в сторону более

высоких температур. Коррозионное действие раствора NaCl существенно возрастает при барботировании воздуха.

При подщелачивании раствора коррозия стали замедляется. Однако полная пассивация ее наступает лишь при введении в щелочной раствор 1 – 2 г/л хромата или нитрата калия. Углеродистая сталь в растворе хлорида натрия, независимо от pH среды и наличия окислителя, более интенсивно разрушается на границе раздела фаз. Коррозия металла в этой зоне носит ярко выраженный язвенный характер.

2.2.4 Наличие механических примесей и следов их эрозионного воздействия

Согласно Маричеву Ф.Н. [45] нижняя поверхность трубопровода подвергается абразивному износу из-за воздействия перекачиваемых в водонефтяных эмульсиях механических частиц, но при малых скоростях движения потока абразивный износ не может обуславливать наблюдаемые высокие скорости коррозионных повреждений. Таким образом, делается вывод, что механические частицы воздействуют в основном на слой продуктов коррозии, удаляя его при этом с поверхности стали.

Согласно Медведеву А.П. [48] наличие абразива в перекачиваемых продуктах может влиять на процесс коррозии по трем различным схемам:

- по первой схеме абразив разрушает диффузионный слой на границе «перекачиваемая среда – сталь»;
- по второй схеме происходит разрушение пассивирующих пленок, образующихся в результате коррозионных процессов;
- третья схема – пластифицирующее действие из-за механической деформации металла с последующей деполяризацией.

2.2.5 Наличие механических напряжений в стенке трубопровода

Согласно Овчинникову И.Г. [56] механика нитей используется в исследованиях следующих авторов: Светлицкого В.А. [83], Щербакова В.П. [99], Меркина Д.Р. [49] и др. Использование модели нити для расчетов напряженно-деформированного состояния трубопроводов применяется следующими авторами: Казакевича М.И. [37], Петрова И.П. [65], Тартаковского Г.А. [89] и др.

Овчинников И.Г. [56] считает, что на длительных участках трубопроводов напряженно-деформированное состояние можно оценить, используя модель нити, которая основывается на предположении, что величина прогиба оси трубопровода имеет большое значение (формула 2.21). Применимость ψ данной модели можно оценить отношением напряжений изгиба $\sigma_{изг}$ к напряжениям растяжения $\sigma_{н}$, (определяющиеся провисанием нити):

$$\psi = \frac{\sigma_{изг}}{\sigma_{н}}, \quad (2.21)$$

В случаях, когда напряжения изгиба много больше растягивающих напряжений необходимо использовать модель стержня (балки), подвергнутой изгибу (формула 2.22) [56]:

$$\frac{d^4y}{dx^4} - \frac{H \cdot d^2y}{E \cdot I \cdot dx^2} + \frac{q}{E \cdot I} = 0, \quad (2.22)$$

где y - прогиб балки, м;

x - продольная координата, м;

H – распор, м;

E - модуль упругости, МПа;

I - момент инерции сечения, кг·м²;

q - интенсивность внешней нагрузки, Н/м²[56].

Плоское деформированное состояние стержня можно описать следующей системой уравнений 2.23 [56]:

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{dT}{dx} - N \frac{d^2y}{dx^2} + q_\tau = 0; \\ T \frac{d^2y}{dx^2} + \frac{dN}{dx} + q_n = 0; \\ M = EJ \frac{d^2y}{dx^2}; \\ \frac{dM}{dx} + m + N = 0, \end{array} \right. \quad (2.23)$$

где: T, N - компоненты вектора внешних сил;

q_τ, q_n - компоненты вектора распределенной нагрузки;

M - момент инерции внешних сил;

E - модуль Юнга, МПа;

I - геометрический момент инерции сечения относительно оси изгиба;

m - интенсивность приложенного к стержню момента внешних сил.

Жилин А.П. [29], Елисеев В.В. [27], Шаммазов А.М. [95], Масалимов, Р.Б. и Зарипов Р.М. [46] и др. исследовали модель трубопровода как длинного стержневого элемента, работающего на изгиб.

В работе Булдакова Е.Л. [9] предлагается производить расчет трубопроводов с использованием модели нити и стержня, однако для оценки распределения напряжений в поперечном сечении предлагается моделировать трубопровод как тонкую цилиндрическую оболочку.

Влияние напряженно-деформированного состояния материала на интенсивность коррозионных процессов было оценено в исследованиях Э.М. Гутмана [94], [34], которые показывают рост скорости коррозии при увеличении напряжений.

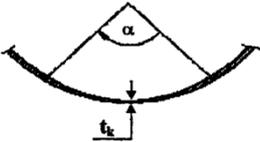
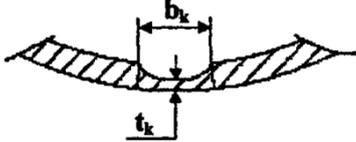
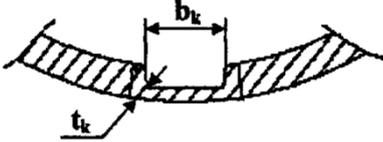
В работах [45], [2], [47], [21], [22], [58], [31], [32], [71] показано увеличение скорости коррозии с увеличением уровня напряжений. Например, в экспериментальных исследованиях [22] (рисунки 2.22 и 2.23) полученные Э.М. Гутманом и Р.С. Зайнуллиным зависимости показывают, что способы задания напряженно-деформированного состояния влияют на скорость коррозии.

По мнению авторов [2], [45] течение электрохимических коррозионных процессов увеличивается при действии растягивающих остаточных напряжений.

Вследствие действия суммарных напряжений в ручейке механохимический эффект возрастает и может быть оценен по экспоненциальной зависимости в соответствии с действующими напряжениями [21].

В диссертации Поподько Д.В. [68] с помощью ПК Ansys на примере углеродистой стали показано, что эквивалентные напряжения в углубляющемся ручейке разной формы возрастают под действием внутреннего давления. Расчет напряженного состояния трубопровода, рассмотренного как оболочка с дефектом в виде ручейковой коррозии, показал, что с увеличением глубины канавки максимальные эквивалентные напряжения в оболочке в области канавок возрастают в 5 и более раз в зависимости от формы дефекта [68] (Таблица 2.1). При увеличении внутреннего давления (моделирование проводилось для $P = 2; 4; 6$ МПа) максимальные эквивалентные напряжения увеличиваются для всех видов канавок.

Таблица 2.1 – Анализ эквивалентных напряжений (МПа) для различной геометрии ручейка под действием внутреннего давления (оболочка 325x10 мм, внутренне давление $P = 2,0$ МПа) [68]

Вид канавки/ геометрия	 серповидная			 овальная				 шпоночная			
	α , град			b_k , мм				b_k , мм			
t_k	30	45	60	15	20	25	30	15	20	25	30
3	270,0	233,0	203,0	-	-	-	-	-	-	-	-
4	200,0	172,0	152,0	273,0	276,0	278,0	260,0	278,0	277,0	276,0	275,0
5	148,0	131,0	116,0	218,0	199,0	189,0	180,0	279,0	302,0	294,0	314,0
6	109,0	98,5	89,3	143,0	135,0	130,0	125,9	233,0	233,0	237,0	247,0
7	-	-	-	95,5	91,7	89,6	87,6	203,0	193,0	178,0	212,0
8	-	-	-	64,6	63,2	62,1	61,3	123,0	127,0	132,0	141,0

α - центральный угол серповидной канавки, град;
 b_k - ширина канавки, мм;
 t_k - остаточная толщина стенки в области канавочного износа, мм

Анализ максимумов распределения эквивалентных напряжений в канавках различной геометрии показал возрастание уровня эквивалентных напряжений во всех видах надрезов (рисунок 2.24).

Механические испытания образцов, вырезанных из трубы, показали [44], [55], что у образцов, вырезанных в продольном направлении, диаграмма «напряжение – деформация» соответствует нормам углеродистой стали, тогда как у образцов, вырезанных в поперечном направлении, отсутствует площадка текучести (рисунок 2.25), что является свидетельством изначально нескомпенсированных поперечных напряжений в трубе. Поэтому микротрещины, зародившиеся на границе «ручейка», получают развитие вследствие напряжений.

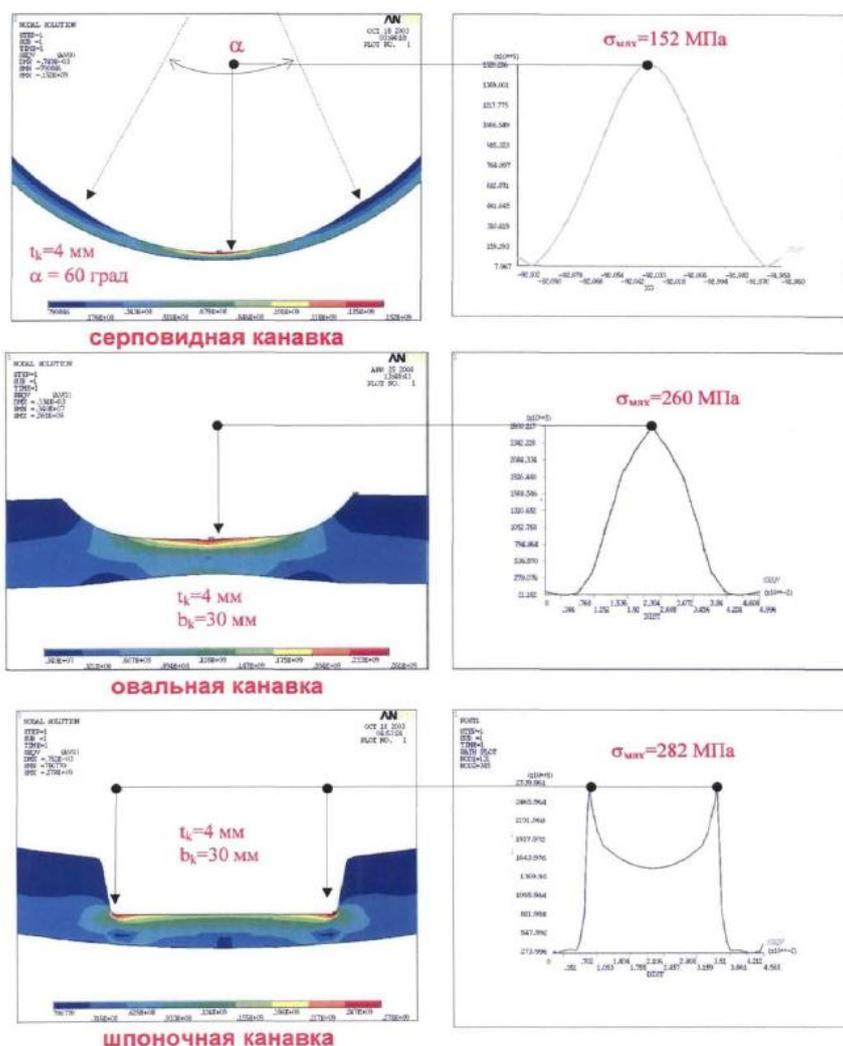


Рисунок 2.24 – Распределение эквивалентных напряжений по профилю канавочного дефекта [68]

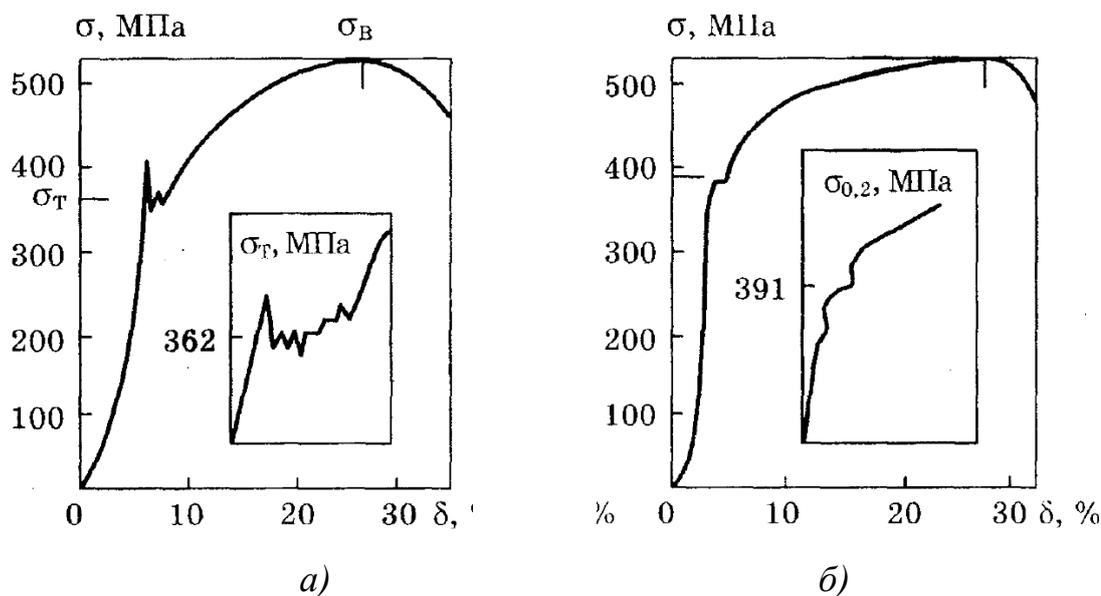


Рисунок 2.25 – Диаграммы растяжения образцов из поврежденных коррозией труб, вдоль (а) и поперек (б) направления в местах без видимых следов коррозии [55]

Согласно Овчинникову И.Г. [56] коррозионные модели можно разделить на детерминированные, стохастические и нечеткие. В данных моделях рассматривается кинетика коррозионного процесса. За переменный во времени параметр принята глубина коррозионного поражения (таблица 2.2).

Таблица 2.2 – Различные модели коррозионного износа [56]

Детерминированные (феноменологические)	Стохастические (вероятностные)	Нечеткие (лингвистические)
$\frac{d\delta}{dt} = v_0 + k\sigma$	$\tilde{\delta}(t) = \tilde{k} \cdot (t - \tilde{t}_{inc})^n$	$v_0 = \sum_l^{2 \cdot N_{\alpha} - 1} \frac{\mu(v_0^l)}{v_0^l}, v_0^l \in [v_0^-; v_0^+],$ $\mu(v_0^l) = \begin{cases} 0, v_0^l \notin [v_0^-; v_0^+]; \\ \cos\left(\pi \cdot \frac{v_{cp} - v_0^l}{v_0^+ - v_0^-}\right), v_0^l \in [v_0^-; v_0^+]; \end{cases}$
$\frac{d\delta}{dt} = v_0(1 + k\varepsilon)$		
$\frac{d\delta}{dt} = v_0 \cdot \psi(t) \cdot (1 + k\sigma)$		
$\frac{d\delta}{dt} = v_0 \exp \frac{V\sigma}{RT}$		

Автор [56] отмечает, что «детерминированные феноменологические модели, несмотря на более ограниченную прогнозную способность, дают возможность анализировать феномен явления во всем его многообразии, включая «запредельные» состояния и возможные аномальные явления в поведении

анализируемого процесса. Представляется, что класс феноменологических моделей может позволить вскрывать неявные, слабо изученные явления, которые декларируются как наблюдаемые, но не формализованные. Этот класс моделей может генерировать ситуации, которые, наравне с ранее известными, не наблюдались и не анализировались, как в практических, так и в теоретических исследованиях. Феноменологические модели должны быть просты в своей исходной постановке, понятны по сути принятых ограничений, давая описание существа проблемы, без описания побочных, второстепенных эффектов, изучение которых можно отнести на последующие шаги исследования» [56].

В таблице 2.3 Овчинников И.И. и Наумова Г.А. [57] приводят расширенный ряд моделей кинетики коррозионных процессов.

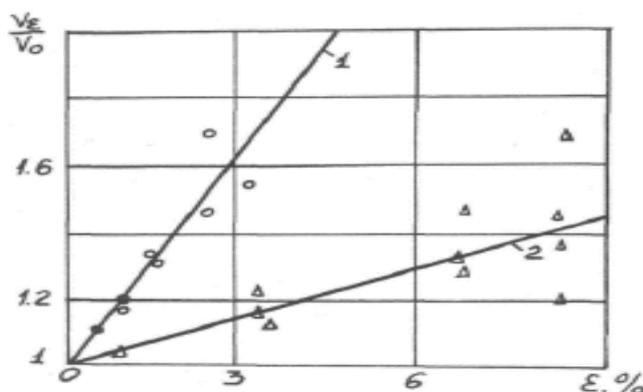
Таблица 2.3 – Виды детерминированных моделей коррозионного износа [57]

Функциональные		Дифференциальные	
$\delta = k[1 - \exp(\alpha t)]$	$\delta = kt^n$	$\frac{d\delta}{dt} = \frac{t}{at^2 + bt + c}$	$\frac{d\delta}{dt} = v_0 \exp \frac{V\sigma}{RT}$
$\delta = k \lg(a + t)$	$\delta = \sqrt{a^2 + bt} - a$	$\frac{d\delta}{dt} = v_0(1 + k\mathcal{E})$	$\frac{d\delta}{dt} = k\delta$
$\delta = \alpha t^{(b+k\mathcal{S})} \exp(\gamma\mathcal{S})$	$\delta = \frac{\delta_0 t}{t + T}$	$\frac{d\delta}{dt} = a\delta^n \varphi^k$	$\frac{d\delta}{dt} = \alpha \exp(-\beta\delta)$
$\delta = \alpha t^b \exp(\gamma\sigma)$	$\delta = \frac{\delta_0 t}{t + T}$	$\frac{d\delta}{dt} = \alpha \mathcal{E}(\sigma - \sigma_{ноп}) + V_0$	$\frac{d\delta}{dt} = k \cdot f(\sigma)(b - \delta)$
$t = \frac{\delta}{k} - \left(\frac{\alpha}{2k^2}\right) \left[1 - \exp\left(-\frac{2k\delta}{\alpha}\right)\right]$		$\Gamma_1 \Gamma_2 \frac{d^2\delta}{dt^2} + (\Gamma_1 + \Gamma_2) \frac{d\delta}{dt} + \delta = k\chi$	
$\delta = \frac{\delta_0}{1 + \eta \cdot \exp(-\vartheta\delta_0 t)}$		$\frac{d\delta}{dt} = \alpha \exp(-\beta t) \{b - (b-1) \exp(-\gamma\sigma)\}$	

Одним из важнейших факторов, определяющих высокую скорость протекания ручейковой коррозии, относят действие, так называемого, механохимического эффекта, в результате которого металл стенок и донной части «ручейка», находящийся в напряжённо-деформированном состоянии, корродирует с повышенной скоростью. При этом вопрос, насколько весом вклад механохимического фактора в скорость протекания «ручейковой» коррозии различных нефтепроводов, остается недостаточно изученным.

2.2.6 Влияние пластической деформации металла

Наличие в стенках трубопроводов концентраторов напряжений в виде механических, абразивных и коррозионных повреждений, а также наличие остаточных напряжений технологического происхождения приводит к появлению локальных очагов пластической деформации [48]. Пластическая деформация может приводить к увеличению протекания коррозионного износа материала трубы (рисунок 2.26).



Образцы: 1 –16ГС (закалка с отпуском); 2 –16ГС (нормализованная)

Рисунок 2.26 – Относительная скорость коррозии в зависимости от степени пластической деформации [48]

По данным [48] для исследованного диапазона значений деформаций отношение скорости коррозии с пластической деформацией V_ε к скорости коррозии без деформаций V_0 пропорционально зависит от ε (формула 2.25):

$$\frac{V_\varepsilon}{V_0} = k_\varepsilon \cdot \varepsilon + 1, \quad (2.25)$$

где ε - относительная деформация;

k_ε - постоянная, определяемая как тангенс угла наклона прямой $f(\varepsilon) = \frac{V_\varepsilon}{V_0}$.

Если вместо относительной деформации подставить в (2.25) интенсивность пластической деформации ε_i , то можно получить значение коэффициента механохимической повреждаемости $K_{\text{мх}(\varepsilon)}$ (формула 2.26):

$$K_{\text{мх}(\varepsilon)} = \frac{V_\varepsilon}{V_0} = k_\varepsilon \cdot \varepsilon_i + 1. \quad (2.26)$$

В исследованиях [23] отмечено интенсифицирующее действие пластической деформации на скорость коррозии, а также установлено, что значение коэффициента k_ε зависит от состава и структурного состояния стали и изменяется в пределах $k_\varepsilon = 5 \dots 24$. Также в работе [23] показано, что приложение дополнительных напряжений к предварительно деформированным образцам приводит к увеличению скорости коррозии металла (рисунок 2.27).



Рисунок 2.27 – График зависимости скорости коррозии трубной стали 10 от степени деформации [48]

В работах авторов [21], [22] предполагается экспоненциальная зависимость (2.27) механохимической повреждаемости пластически деформированного металла $K_{\text{мх}(\varepsilon)}$ от интенсивности деформаций:

$$K_{\text{мх}(\varepsilon)} = \exp \frac{\pi \cdot \sqrt{\delta_\sigma} \cdot \bar{\varepsilon}_i}{\exp \bar{\varepsilon}_i^2}, \quad (2.27)$$

где δ_σ – степень равномерной пластической деформации материала трубопровода; $\bar{\varepsilon}_i$ – отношение интенсивности деформации материала трубы ε_i к коэффициенту деформационного упрочнения стали n .

Для определения указанных значений необходимо использовать данные из соответствующей диаграммы растяжения рассматриваемой стали.

2.3 Выводы по главе 2

1. После рассмотрения основных существующих гипотез возникновения и протекания ручейковой коррозии можно сделать вывод, что основными факторами, оказывающими влияние на процесс ручейковой коррозии, являются:

- режим течения газожидкостной смеси;
- температура реакционной среды и содержание кислорода в водонефтяной эмульсии;
- агрессивность среды, кислотность водной фазы, минерализация водной фазы, наличие агрессивных газов;
- наличие механических примесей;
- наличие механических напряжений в стенке трубопровода;
- наличие зон с пластической деформацией металла в стенках труб.

2. Проведенный анализ основных моделей, описывающих кинетику коррозионного поражения в условиях напряженно-деформированного состояния стенки трубопровода, показал, что они не дают ответа на ряд вопросов, возникающих при рассмотрении закономерностей, характерных для протекания ручейковой коррозии, в частности:

- почему при данном виде коррозии следы коррозионного разрушения имеют такой характерный вид (ручейка), отличающийся заметным превышением глубины поражения над его шириной;
- как объяснить, что в условиях электрохимической реакции процесса коррозии металла трубы, когда суммарная скорость реакции лимитируется скоростью протекания наиболее медленной анодной или катодной ее стадии, напряженное состояние металла ускоряет скорость коррозионного разрушения. Это можно принять только при условии, что имеющая место реакция электрохимической коррозии дна ручейка протекает с анодным контролем, не рассматриваемым в существующих моделях;

- справедливо ли предположение, принимаемое в рассматриваемых теориях, что напряженно-деформированное состояние стенки трубопровода со следами ручейковой коррозии, углубляющимися со временем, сохраняется постоянным в течение всей продолжительности эксплуатации трубопровода.

Возможные ответы на поставленные вопросы представлены в п. 4.1 заключительной главы диссертации.

ГЛАВА 3 ВЫВОД КИНЕТИЧЕСКОГО УРАВНЕНИЯ ПРОЦЕССА РУЧЕЙКОВОЙ КОРРОЗИИ

3.1 Установление зависимости скорости ручейковой коррозии от механохимического фактора

Во всех представленных выше моделях коррозионного разрушения принимается, что напряженно-деформированное состояние трубопровода на протяжении всего коррозионного процесса остается неизменным, и они не дают ответа на вопрос, почему при ручейковой коррозии разрушению подвергается только определенное место трубопровода с образованием там все углубляющегося «ручейка». В тоже время, как показано в работах [10], [43], [68], [77], [88] при появлении в напряженной стенке трубопровода надреза, функции которого выполняет «ручеек», напряжения в металле, окружающего этот надрез, резко возрастают, что должно сказаться на скорости его коррозионного разрушения. Ниже, на основании установленных [4], [21], [22], [26], [31], [32], [69] зависимостей механохимической активации коррозионных процессов и результатов собственных расчетов по напряженно-деформированному состоянию трубопровода с надрезом, выводится кинетическое уравнение углубления дна «ручейка» в зависимости от величины эквивалентных напряжений в стенке трубопровода и степени пластической деформации, которую получил металл в процессе изготовления трубы.

В соответствии с [74] «влияние механохимического эффекта учитывается с помощью коэффициента механохимической повреждаемости $K_{\text{мх}(\Sigma)}$ (формула 3.1), представляющего собой отношение скоростей коррозии металла в напряженном (v) и ненапряженном (v_0) состояниях, с представлением $K_{\text{мх}(\Sigma)}$, зависящим от напряжения» [48], под которым находится корродируемый металл (силовая составляющая $K_{\text{мх}(\sigma)}$), и степени его деформации (деформационная составляющая $K_{\text{мх}(\epsilon)}$):

$$K_{\text{мх}(\Sigma)} = v / v_0 = K_{\text{мх}(\sigma)} K_{\text{мх}(\epsilon)} \quad (3.1)$$

Ниже для оценки влияния механохимического эффекта на скорость ручейковой коррозии промышленных трубопроводов из низкоуглеродистой стали производится расчет коэффициента механохимической повреждаемости металла трубы.

Согласно [33] зависимости обеих составляющих ($K_{\text{мх}(\sigma)}$), ($K_{\text{мх}(\varepsilon)}$) коэффициента механохимической повреждаемости $K_{\text{мх}(\Sigma)}$ от напряжения и степени деформации металла трубопровода, соответственно, представляют собой линейные функции (формула 3.2):

$$K_{\text{мх}(\Sigma)} = K_{\text{мх}(\sigma)} \cdot K_{\text{мх}(\varepsilon)} = (1 + k_{\sigma} \cdot \sigma_i) \cdot (1 + k_{\varepsilon} \cdot \varepsilon_i), \quad (3.2)$$

где σ_i – интенсивность напряжений, МПа;

ε_i – интенсивность деформации;

k_{σ} , k_{ε} – механохимические параметры силовой $K_{\text{мх}(\sigma)}$ и деформационной $K_{\text{мх}(\varepsilon)}$ составляющих коэффициента $K_{\text{мх}}$.

При этом [33] механохимический параметр напряжений может быть оценен по формуле (3.3):

$$k_{\sigma} = \frac{V \left(1 + \frac{\sigma_{\text{нр}}}{\sigma_{\text{кц}}} \right)}{3 \cdot R \cdot T \left(1 - \frac{\sigma_{\text{нр}}}{\sigma_{\text{кц}}} + \left(\frac{\sigma_{\text{нр}}}{\sigma_{\text{кц}}} \right)^2 \right)}, \quad (3.3)$$

где $V = M/\rho$ – мольный объем стали (для углеродистой стали $7,22 \cdot 10^{-6} \text{ м}^3$);

R – универсальная газовая постоянная (8,314 Дж/(К·моль));

T – стандартная температура (293 К);

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

$\sigma_{\text{нр}}$ – продольные напряжения, МПа.

Механохимический параметр деформаций k_{ε} , как для трубопроводов из низкоуглеродистой стали, может быть принят равным 5 [23], [33]. Интенсивность деформации ε_i можно определить по интенсивности напряжений в соответствии с диаграммой деформирования, рассчитываемой по нормированной диаграмме растяжения по формулам (3.4-3.5), приведенным в [86]:

$$\sigma = \sigma_i ; \quad (3.4)$$

$$\varepsilon_i = \varepsilon - \frac{1-2 \cdot \mu_0}{3 \cdot E_0} \cdot \sigma_i , \quad (3.5)$$

где μ_0 - коэффициент поперечной деформации в упругой области;

E_0 – модуль упругости, МПа.

При появлении в напряженной стенке трубопровода концентратора напряжений, функции которого выполняет коррозионный дефект в виде «ручейка», напряжения в металле, окружающего этот надрез, резко возрастают, что необходимо учитывать при расчете коэффициента механохимической повреждаемости. Для оценки распределения напряжений в металле, окружающем стенки и дно «ручейка» разработана компьютерная модель упругопластического состояния промышленного нефтепровода с продольным надрезом, имитирующим след от ручейковой коррозии.

Объектом расчетного анализа являлись фрагменты трубопроводов 4-х наиболее часто используемых типоразмеров (114x4, 219x6, 325x9 и 426x10 мм), изготовленных из трубопроводной низкоуглеродистой стали ($\sigma_T \sim 270$ МПа). Трубопроводы находятся под воздействием перекачиваемой среды с максимальным рабочим давлением ($P_p = 2,0; 2,5; 3,0; 4,0$ МПа), имеющим место в промышленных нефтепроводах данных типоразмеров [74]. На всем протяжении фрагмента (10 м) с его внутренней стороны проходит продольный надрез полусферической формы шириной 15 мм и глубиной h до 3 - 6 мм, как конфигурации и размера, наиболее типичных для следов от ручейковой коррозии.

Рассчитывались кольцевые $\sigma_{кц}$, продольные $\sigma_{пр}$ и эквивалентные напряжения σ_0 в трубопроводе и их распределение по телу трубы. Расчет производился методом конечных элементов на основании построенной математической модели в программном продукте ANSYS 2019 R1 с линейным размером элемента 0,005 м, обеспечивающим достаточную точность проводимых расчётов (± 1 МПа).

Результаты расчетного анализа на примере фрагмента трубы 114x4 мм ($P_p = 2,0$ МПа) иллюстрирует рисунок 3.1.

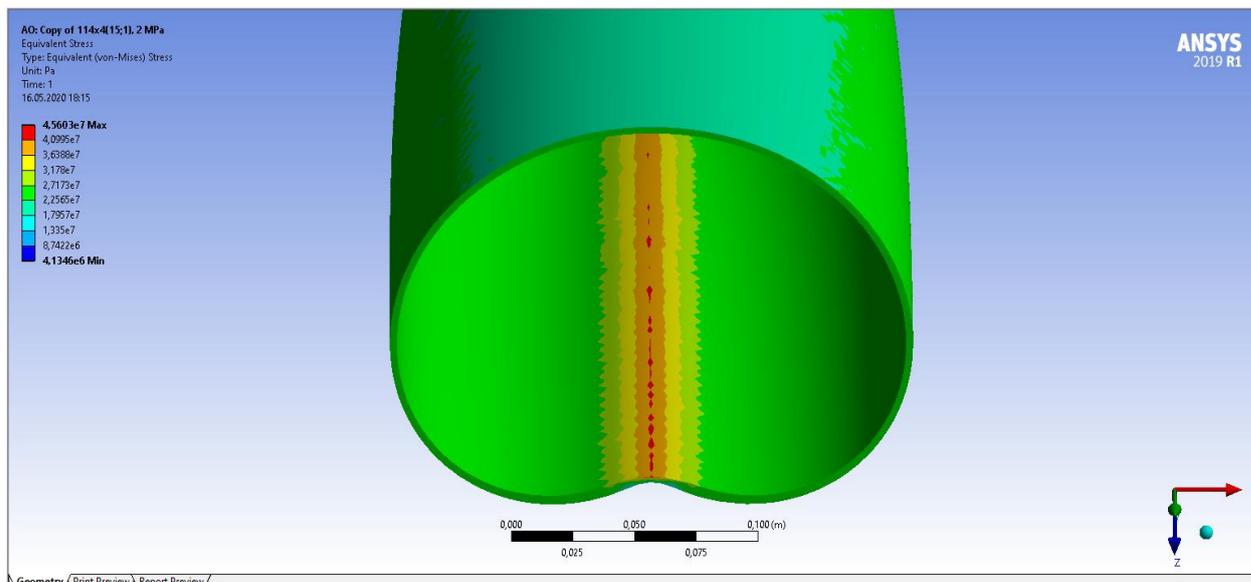


Рисунок 3.1 – Вид фрагмента трубы 114x4 мм с надрезом глубиной $h = 1$ мм и распределение эквивалентных напряжений по телу трубы

Как видно из изображения фрагмента (рисунок 3.1), наличие надреза приводит к эффекту «вдавливания» (рисунок 3.1) части фрагмента внутрь с возникновением в металле, окружающем надрез, значительных растягивающих напряжений. (Такой же результат расчета получен и в работах [68], [94]). При этом оказалось (рисунок 3.2), что, как и в [77], напряжения распределены неравномерно: их максимальные значения σ_{\max} достигаются вблизи нижней точки надреза, минимальные – в его верхних точках (рисунок 3.2).

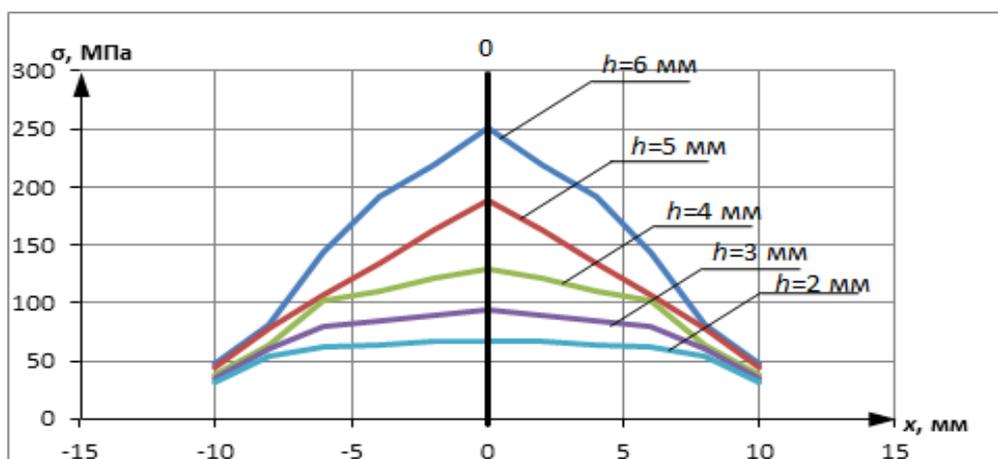


Рисунок 3.2 – Распределение эквивалентных напряжений в металле, окружающем стенки и дно надреза, для трубы 325x9 мм в зависимости от глубины надреза

Как показали результаты расчета (рисунок 3.2), с увеличением глубины надреза h величина максимального напряжения σ_{\max} возрастает в соответствии с зависимостью, имеющей для всех анализируемых размеров трубопровода вид близкий к экспоненциальной (3.6) (рисунок 3.3):

$$\sigma_{\max} = \sigma_0 \cdot \exp(b \cdot h), \quad (3.6)$$

где σ_0 – эквивалентное напряжение в стенках трубы при отсутствии надреза, МПа; b – размерный коэффициент, зависящий от диаметра трубопровода (для трубопроводов 114x4, 219x6, 325x9 и 426x10 мм $b = 0,60; 0,49; 0,39; 0,32$ мм⁻¹, соответственно).

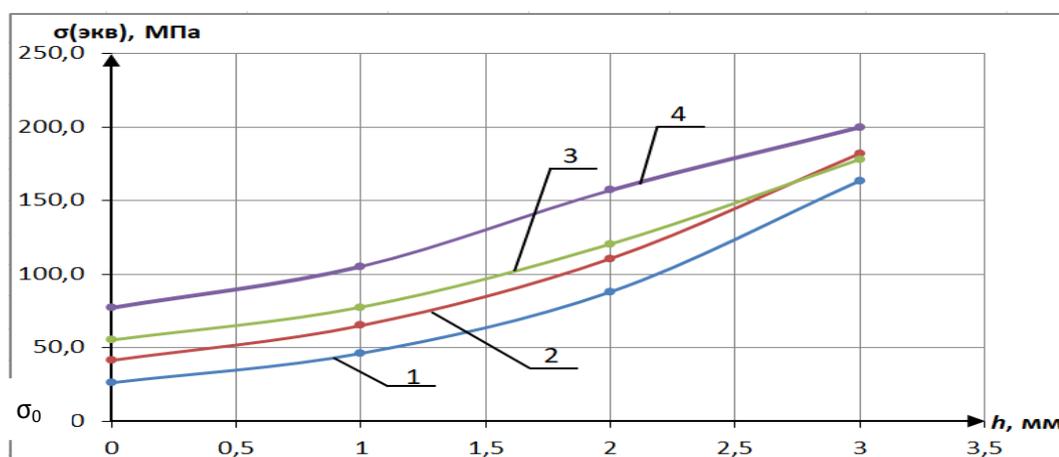


Рисунок 3.3 – Зависимость напряжения σ_{\max} в металле дна надреза от его глубины h для труб 114x4 мм (1), 219x6 мм (2), 325x9 мм (3) и 426x10 мм (4)

Как сообщается в предыдущей главе, пластическая деформация металла способствует увеличению скорости протекания коррозионного разрушения материала трубы. При изготовлении трубы ее металл испытывает пластические деформации, которые, ориентировочно, можно оценить по формуле (3.7) из [96] для сварных прямошовных труб при формовке листовой U-образной заготовки:

$$\varepsilon = \frac{\delta}{d + \delta}, \quad (3.7)$$

где δ – толщина трубы, мм;

d – диаметр оправки круглого сечения, мм.

Заменяя в формуле (3.2) интенсивность напряжений σ_i на установленное (3.6) выражение для максимального напряжения σ_{\max} , а также интенсивность

деформации ε_i на коэффициент пластической деформации металла ε (3.7) при производстве трубы получаем зависимость (3.8):

$$v = v_0 \cdot (1 + k_\sigma \cdot \sigma_0 \cdot e^{b \cdot h}) \cdot (1 + k_\varepsilon \cdot \varepsilon), \quad (3.8)$$

Представление параметра v в виде производной dh / dt , множителя $(1 + k_\varepsilon \cdot \varepsilon)$, как неизменного во времени, - в виде коэффициента деформационной составляющей $K_{\text{MX}(\varepsilon)}$, а выражения (3.8) в виде дифференциального уравнения и интегрирование последнего (формулы 3.9-3.12) позволили получить зависимость (3.13) глубины коррозионного поражения при ручейковой коррозии от времени воздействия агрессивной среды:

$$\frac{dh}{dt} = v_0 \cdot K_{\text{MX}(\varepsilon)} (1 + k_\sigma \cdot \sigma_0 \cdot e^{b \cdot h}), \quad (3.9)$$

$$dh = v_0 \cdot K_{\text{MX}(\varepsilon)} dt + v_0 \cdot K_{\text{MX}(\varepsilon)} \cdot k_\sigma \cdot \sigma_0 \cdot e^{b \cdot v_0 \cdot K_{\text{MX}(\varepsilon)} \cdot t} dt = h_0 + h_\sigma, \quad (3.10)$$

$$h_0 = \int dh_0 = \int_0^t v_0 \cdot K_{\text{MX}(\varepsilon)} dt = v_0 \cdot K_{\text{MX}(\varepsilon)} \cdot t, \quad (3.11)$$

$$h_\sigma = \int dh_\sigma = \int_0^t v_0 \cdot K_{\text{MX}(\varepsilon)} \cdot k_\sigma \cdot \sigma_0 \cdot e^{b \cdot v_0 \cdot K_{\text{MX}(\varepsilon)} \cdot t} dt = \frac{k_\sigma \cdot \sigma_0}{b} (e^{b \cdot v_0 \cdot K_{\text{MX}(\varepsilon)} \cdot t} - 1), \quad (3.12)$$

$$h_i = h_0 + h_\sigma = v_0 \cdot K_{\text{MX}(\varepsilon)} \cdot t_i + \frac{k_\sigma \cdot \sigma_0}{b} (e^{b \cdot v_0 \cdot K_{\text{MX}(\varepsilon)} \cdot t_i} - 1). \quad (3.13)$$

Слагаемое $v_0 \cdot K_{\text{MX}(\varepsilon)} \cdot t_i = h_0$ в выведенном выражении представляет собой глубину коррозионного поражения h_i пластически деформированного при изготовлении трубы ненапряженного материала трубопровода, а $\left(\frac{k_\sigma \cdot \sigma_0}{b}\right) (e^{b \cdot v_0 \cdot K_{\text{MX}(\varepsilon)} \cdot t_i} - 1) = h_\sigma$ - ее увеличение за счет механохимического эффекта.

3.2 Проверка соответствия выведенного кинетического уравнения процесса ручейковой коррозии процессу коррозии реального трубопровода

Возможность применения выведенного уравнения (3.13) для реальных условий эксплуатации проверялась на примере для восходящего участка подземного промыслового нефтепровода с характеристиками, указанными в таблице 3.1.

Нефтепровод изготовлен из трубной стали 20, как из материала, информация о скорости коррозии которого ($v_0 = 0,9$ мм/год) в условиях, приближенных к условиям протекания ручейковой коррозии (при непрерывном перемешивании смеси пластовой воды с песком), обнаружена в литературе [48].

Таблица 3.1 – Параметры рассматриваемого трубопровода

Технические характеристики	Значение параметра
Диаметр трубопровода	325 мм
Длина анализируемого участка	5,924 км
Толщина стенки	9 мм
Максимальное рабочее давление	3,0 МПа
Глубина залегания трубопровода	0,6 м

Как показали расчеты, проведенные в соответствии с [86] с учетом минимального радиуса упругого изгиба оси трубопровода, расчетного температурного перепада и остаточных напряжений технологического происхождения, в стенке данного трубопровода могут образовываться эквивалентные напряжения, величина которых приближается к 150 МПа (145 МПа). Значения других постоянных в формуле (3.13) для этого случая составляли: $b = 0,39 \text{ м}^{-1}$, $K_{mx(\varepsilon)} = 1,15$; $k_\sigma = 0,0021 \text{ МПа}^{-1}$. Полученное изменение глубины коррозионного поражения h_i и его составляющих h_0 , h_σ от времени эксплуатации трубопровода иллюстрирует рисунок 3.4.

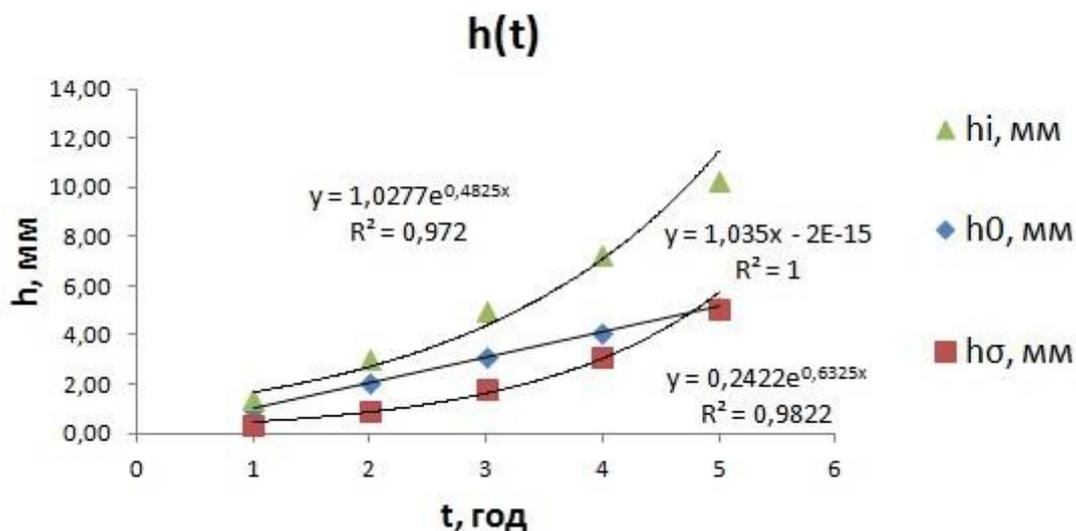


Рисунок 3.4 – Расчетная временная зависимость глубины коррозионного поражения промышленного нефтепровода в результате ручейковой коррозии: h_i , h_0 , h_σ - результаты расчета за каждый год, линии - экстраполяционные кривые

Как видно из графика рисунка, с увеличением времени эксплуатации скорость коррозионного поражения (углубления дна ручейка) возрастает во времени: если за первый год усредненное значение скорости коррозии v составляло ~ 1 мм/год ($h_i \sim 1$ мм), то за пять – уже 2 мм/год ($h_i \sim 10$ мм). Полученные в результате расчета глубины поражения (1 - 10 мм) оказались того же порядка, что и обнаруживаемые при осмотре реальных трубопроводов, пораженных ручейковой коррозией, что подтверждает достоверность расчетов по выведенному кинетическому уравнению.

3.3 Выводы по главе 3

1. Установлено, что с увеличением глубины надреза h , имитирующего след от ручейковой коррозии, величина напряжения σ_{\max} в металле дна надреза возрастает в соответствии с зависимостью, имеющей для наиболее типичных размеров промышленных нефтепроводов вид, близкий к экспоненциальной (3.14):

$$\sigma_{\max} = \sigma_0 \cdot \exp(b \cdot h), \quad (3.14)$$

где σ_0 – эквивалентные напряжения, МПа;

b – размерный коэффициент, зависящий от диаметра трубопровода, мм^{-1} .

2. Показано, что глубина коррозионного дефекта h_i промышленного нефтепровода в результате ручейковой коррозии определяется стойкостью материала трубы к механохимическому разрушению в перекачиваемых продуктах, а также уровнем эквивалентных напряжений σ_0 в трубе и возрастает с увеличением времени эксплуатации трубопровода t_i в соответствии с зависимостью (3.15):

$$h_i = v_0 \cdot K_{\text{мх}(\varepsilon)} t_i + \frac{k_\sigma \cdot \sigma_0}{b} (e^{b \cdot v_0 \cdot K_{\text{мх}(\varepsilon)} \cdot t_i} - 1), \quad (3.15)$$

где v_0 – скорость коррозии ненапряженного материала трубы в водонефтяной эмульсии при интенсивном подводе кислорода к нижней образующей трубы и удалении образовавшихся продуктов коррозии, мм/год;

$K_{\text{мх}(\varepsilon)}$ – механохимический коэффициент степени деформации металла трубы;

k_σ – механохимический коэффициент, определяемый напряженным состоянием трубопровода, МПа^{-1} .

3. На примере расчета для условий эксплуатации реального промышленного нефтепровода показано, что с увеличением срока службы трубопровода скорость его коррозионного поражения в результате ручейковой коррозии возрастает.

ГЛАВА 4 РАЗРАБОТКА МЕТОДА КОРРОЗИОННЫХ ИСПЫТАНИЙ, МОДЕЛИРУЮЩЕГО КОРРОЗИОННОЕ РАЗРУШЕНИЕ СТЕНКИ ПРОМЫСЛОВОГО ТРУБОПРОВОДА, С ЕГО ПРОВЕРКОЙ НА ТРУБОПРОВОДНЫХ СТАЛЯХ

4.1 Уточненный механизм ручейковой коррозии и основные факторы, требующие учета при разработке метода

На основе приведенного выше литературного обзора можно заключить, что причиной возникновения ручейковой коррозии является совокупное воздействие на трубопровод ряда факторов, основными из которых являются:

- высокая обводненность нефти, которая резко повышает коррозионную активность перекачиваемого продукта;
- значительная минерализация пластовых вод, транспортируемых совместно с нефтью;
- невысокая скорость течения газо-жидкостного потока;
- наличие в перекачиваемой среде твердых механических примесей;
- достаточное содержание кислорода в перекачиваемой среде;
- наличие значительных растягивающих напряжений в стенке трубы;
- нахождение металла трубы в пластически деформированном состоянии.

В этой связи, с учетом результатов компьютерного моделирования (глава 3) и результатов собственных экспериментальных исследований [70], [71], [72], [74], [75], [76], [77], [78], [79], [80], [81], [112], [113], возможный уточненный механизм возникновения и протекания ручейковой коррозии можно представить следующим образом:

- вследствие недостаточной скорости потока происходит расслоение водонефтяной эмульсии с омытием донной части трубопровода содержащейся в эмульсии пластовой водой, обогащенной высоко реакционноспособными

включениями, наиболее агрессивным из которых является хлор-ион (серосодержащие соединения не рассматриваются);

– при движении водонефтяного потока по трубе содержащиеся в нем твердые частицы, оседая, концентрируются у нижней образующей трубы и царапают ее поверхность, одновременно удаляя образовавшиеся продукты коррозии;

– образовавшиеся царапины выступают концентраторами напряжений, максимальные значения которых достигаются в металле донной части царапин;

– интенсивный подвод кислорода к свежесформированной металлической поверхности царапин и непрерывное удаление механическими частицами продуктов взаимодействия приводит к тому, что электрохимическая реакция коррозионного процесса в этих местах трубы протекает с анодным контролем и становится зависимой от степени активного состояния корродируемого металла, когда может проявиться механо-химический эффект;

– металл дна царапин, как находящийся под воздействием максимальных напряжений, начинает корродировать с опережающей повышенной скоростью, особо возрастающей на изогнутых участках трубопровода, характеризующихся максимальными значениями растягивающих напряжений в стенке трубы;

– чем глубже из-за коррозии становятся царапины, тем значительнее напряжения, возникающие в окружающем царапину металле, и интенсивней скорость коррозионного процесса. Царапины разрастаются, сливаются друг с другом и превращаются в ручеек, металл донной части которого корродирует со скоростью большей, чем металл стенок, что определяет форму ручейка;

– поскольку напряжения в металле донной части ручейка увеличиваются по мере возрастания его глубины, скорость углубления ручейка (скорость ручейковой коррозии) так же возрастает со временем;

– дополнительным фактором, ускоряющим скорость коррозионного разрушения, является нахождение металла трубы в пластически

деформированном состоянии, как повышающим его механохимическую активность.

Исходя из предложенного механизма процесса, возможными путями борьбы с ручейковой коррозией, кроме традиционно используемых и перечисленных в п. 1.3, могут быть:

- очистка транспортируемых водонефтяных эмульсий от абразивных частиц;
- удаление из эмульсий кислорода;
- резкое снижение уровня растягивающих напряжений в стенке трубопровода и степени пластической деформации материала трубы;
- использование трубопроводных сталей, стойких к электрохимической коррозии в водных минерализованных растворах, протекающей с анодным контролем.

Как показывает практика попыток разработки и применения указанных способов защиты, все они, кроме последнего, являются технически трудно осуществимыми. В этой связи, практически единственным путем предотвращения ручейковой коррозии является использование трубопроводных сталей, стойких к одновременному воздействию всех вышеперечисленных факторов. А методика лабораторных испытаний, позволяющая выявлять такие стали, должна моделировать их воздействие.

4.2 Анализ возможности применения существующих методов коррозионных испытаний

Результаты патентного поиска по указанному вопросу представлены ниже.

Известен метод испытания образцов на коррозионное растрескивание при одноосном растяжении [13], заключающийся в одновременном воздействии на образец нагрузки, деформации и коррозионной среды.

Недостатками данного метода является использование сложного устройства для нагружения образцов, а также необходимость помещения в коррозионную среду приспособления, которое корродирует и влияет на точность эксперимента.

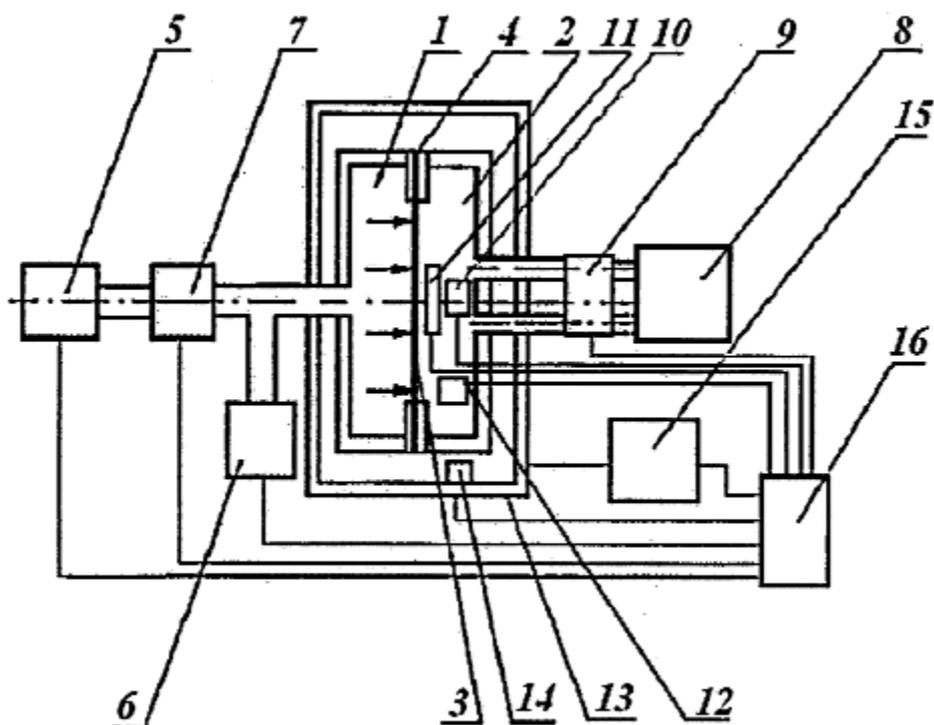
Известен способ испытания образцов металлических мембран под напряжением [60], в котором образец фиксируется во фланце нагрузочного резервуара и подвергается с одной стороны давлению рабочей среды. На другую сторону образца осуществляет воздействие коррозионно-активная среда. Через заданные интервалы времени измеряются параметры прогиба образца под действием давления нагружения и его толщина в центре. Вычисляется модуль упругости для образца, а затем по разности исходного и текущего модулей упругости рассчитывается степень коррозии мембраны.

Недостатком данного способа является то, что воздействие агрессивной среды происходит с выпуклой стороны пластины, тогда как в трубопроводе агрессивная среда воздействует на вогнутую сторону трубы. На образце отсутствует надрез, моделирующий абразивный износ трубопровода.

Известен способ определения долговечности конструкционных материалов в условиях воздействия агрессивных факторов и устройство (рисунок 4.1) для его осуществления [64]. Способ заключается в том, что круглый плоский образец закрепляется по кольцевому контуру в соединительно-герметизирующем устройстве, состоящем из нагнетательной и рабочей камер. Со стороны нагнетательной камеры образец нагружается давлением жидкой или газообразной среды, инертной по отношению к материалу испытуемого образца; со стороны рабочей камеры образец подвергается воздействию любых агрессивных сред и/или агрессивных воздействий; устанавливается время до разрушения образца при задаваемых условиях (температура и механическое напряжение в образце, деформированном давлением среды в нагнетательной камере). На основе полученных данных рассчитывается долговечность материала для заданного набора агрессивных воздействий.

Недостатком данного способа является то, что на образце отсутствует надрез, моделирующий абразивный износ трубопровода, а также наличие влияния

дополнительных агрессивных воздействий, которым не подвергается промышленный трубопровод.



1 – нагнетательная камера, 2 – реакционная камера, 3 – образец,
 4 – герметизирующее устройство, 5 – источник давления, 6 – датчик давления,
 7 – датчик расхода среды, 8 – источник агрессивной среды, 9 – устройства ввода-вывода и анализа агрессивной среды, 10 – источник агрессивных воздействий на образец (источник проникающего излучения), 11 – устройство управления,
 12 – датчик интенсивности воздействия агрессивных факторов,
 13 – термостатируемая камера, 14 – датчик температуры, 15 – блок термостатирования, 16 – блок регистрации и управления процессом.

Рисунок 4.1 – Общая блок-схема устройства для испытаний конструкционных материалов [64]

Известен метод испытаний образцов металлических материалов под напряжением [59], по которому на образец испытываемого материала воздействуют растягивающей нагрузкой и коррозионной средой, при этом используют

крестообразный образец, по крайней мере, один луч которого выполнен из испытуемого материала, воздействие коррозионной средой осуществляют путем заполнения полостей между лучами различными жидкостями и/или газами, а растягивающую нагрузку прикладывают к лучу из испытываемого материала по крайней мере по двум осям.

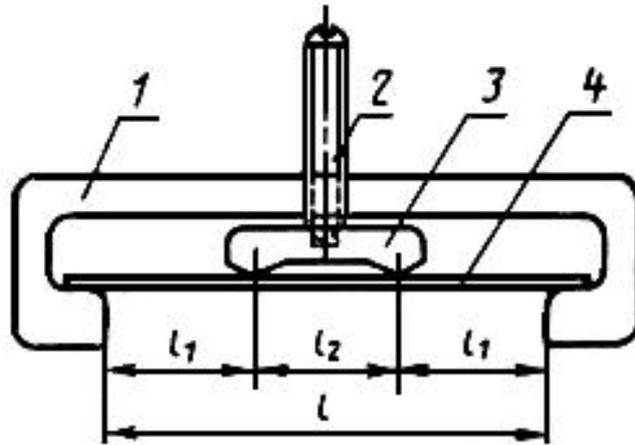
Недостатком данного метода является использование сложных в изготовлении крестообразного образца и устройства нагружения, а также трудность образования силового поля с равномерно распределенной нагрузкой.

Известен способ испытания тонкостенных образцов под напряжением [63], включающий операции воздействия нагрузкой, агрессивной средой и полем на образец испытуемого материала, а также последующую вырезку из образца фрагмента круглой формы, на одну сторону которого осуществляют давление газовой средой. Замеряя высоту подъема образуемого купола по мере наращивания давления, определяют механические характеристики рассматриваемого фрагмента с составлением заключения о степени изменения характеристик образца.

Недостатком данного способа является использование тонкостенных образцов, изготовление которых из тела трубы представляет собой весьма трудоемкий процесс [67].

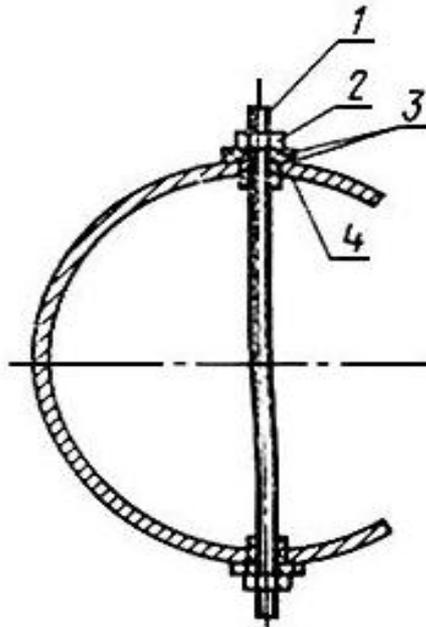
Известен метод испытания образцов на коррозию под напряжением в атмосфере [17], принятый за прототип при разработке заявки на метод испытания сталей на стойкость к канавочной коррозии [67], который заключается в экспонировании образцов в условиях, сочетающих воздействие климатических факторов и внешних растягивающих напряжений. Образцы в виде пластин площадью 150x100 мм, толщиной 0,5-3,0 мм закрепляются в скобах (рисунок 4.2) или стягиваются шпилькой (рисунок 4.3), с помощью которых подвергается изгибу до необходимой стрелы прогиба, соответствующей напряжению 0,9 предела текучести испытуемого металла. Образцы вместе со скобами размещаются на стендах и подвергаются воздействию атмосферной коррозии в условиях, соответствующих предполагаемым условиям эксплуатации изделий,

деталей или узлов, в которых будут использованы испытываемые материалы. При испытаниях образцы периодически осматривают и перегружают (образец полностью разгружают и вновь нагружают в соответствии с первоначальным расчетом величины деформации). Осмотр и перегрузку образцов проводят через 3, 6, 12 месяцев и в дальнейшем - 1 раз в год. Стойкость к коррозии под напряжением оценивают по среднему арифметическому значению времени до появления трещин или до разрушения образцов.



1 – скоба, 2 – шпилька, 3 – вкладыш, 4 - образец

Рисунок 4.2 – Скоба для плоских образцов [17]



1 – шпилька, 2 – гайка, 3 – прокладка, 4 - образец

Рисунок 4.3 – Шпилька для кольцевых образцов [17]

Недостаток данного метода заключается в том, что стойкость металла образца к коррозии под напряжением оценивается по значению времени выдержки образца в агрессивной среде до появления в нем трещин, образование которых при протекании "ручейковой" коррозии трубопроводов не является характерным.

Таким образом, ни один из обнаруженных в результате патентного поиска методов коррозионных испытаний не мог быть использован для решения поставленной задачи.

4.3 Разработка метода испытаний трубопроводных сталей на стойкость к ручейковой коррозии

Исходя из предложенного в п. 4.1 уточненного механизма ручейковой коррозии, для моделирования процесса ее протекания в разрабатываемом методе испытаний анализируемый фрагмент трубопроводной стали должен подвергаться коррозионному воздействию в следующих условиях [76], [112], [113]:

- среда – водный 3% раствор NaCl, как концентрации, обычно имеющей место в пластовых водах водонефтяных эмульсий;
- содержание кислорода в растворе у реакционной поверхности – предельная концентрация при данной температуре;
- температура 70 °С, как максимальная для перекачиваемых эмульсий;
- нахождение корродируемого металла под действием растягивающих напряжений, имеющих место в металле трубы на восходящих участках промысловых трубопроводов;
- наличие на напряженном металле надреза, как концентратора дополнительных напряжений, уровня, наблюдаемого в металле донной части «ручейка»;
- периодическая очистка реакционной поверхности от продуктов коррозии.

Указанные условия соблюдаются при разработанном методе испытаний, представленном ниже.

4.3.1 Необходимые подготовительные операции

Объектом испытаний по предлагаемому методу испытаний на стойкость к ручейковой коррозии [67] являются существующие и специально разрабатываемые трубопроводные стали. Перед испытаниями производится анализ их химического состава и физико-механических характеристик в соответствии с [73], а также проводятся подготовительные операции, осуществляемые по следующему алгоритму:

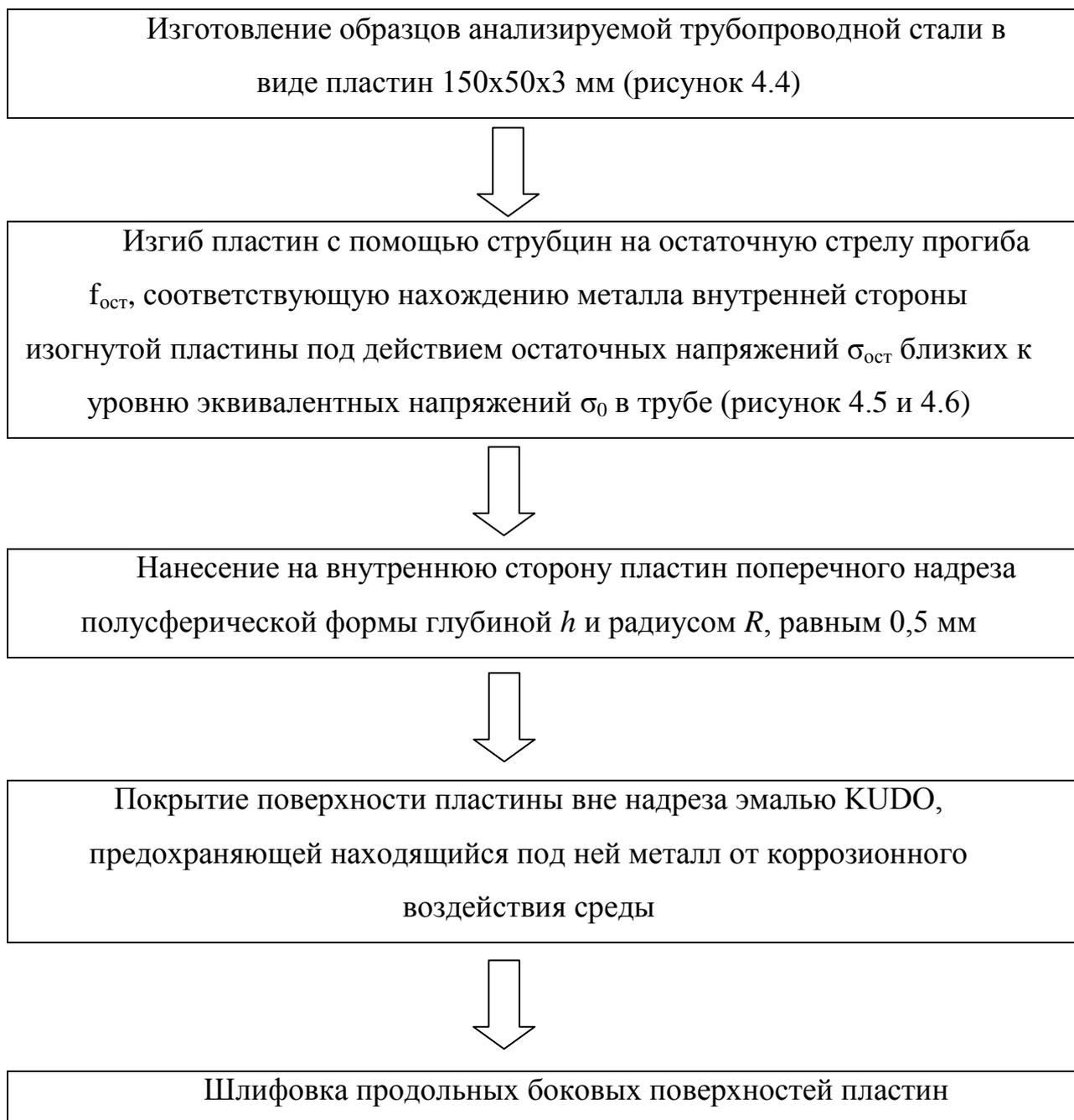




Рисунок 4.4 – Вид пластины из трубопроводной стали, подготовленной к испытаниям



Рисунок 4.5 – Изгиб пластины в струбцине

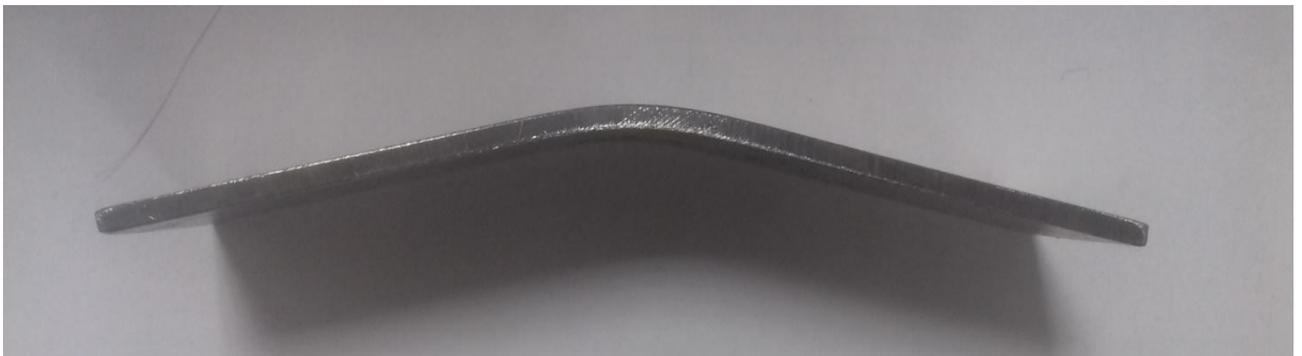


Рисунок 4.6 – Пластина трубопроводной стали с заданной степенью остаточной пластической деформации металла ее средней части

Остаточная стрела прогиба $f_{\text{ост}}$ пластины, необходимая для приобретения металлом ее средней части заданного остаточного напряжения $\sigma_{\text{ост}}$, устанавливается экспериментально-расчетным путем.

При этом предлагается руководствоваться теоремой Генки (формула 4.1) [6], в соответствии с которой остаточные напряжения в упруго-пластическом теле возрастают с увеличением его степени остаточной деформации $\varepsilon_{\text{ост}}$ и равны разности между истинными напряжениями $\sigma_{\text{ист}}$, устанавливаемыми из вида диаграммы деформации, и теми напряжениями $\sigma_{\text{упр}}$, которые создавались бы в теле при предположении об идеальной упругости его материала, определяемыми из той же диаграммы (рисунок 4.7) [78] :

$$\sigma_{\text{ост}} = \sigma_{\text{упр}} - \sigma_{\text{ист}} = E \cdot \varepsilon_{\text{ост}}, \quad (4.1)$$

где E – модуль нормальной упругости стали, МПа.

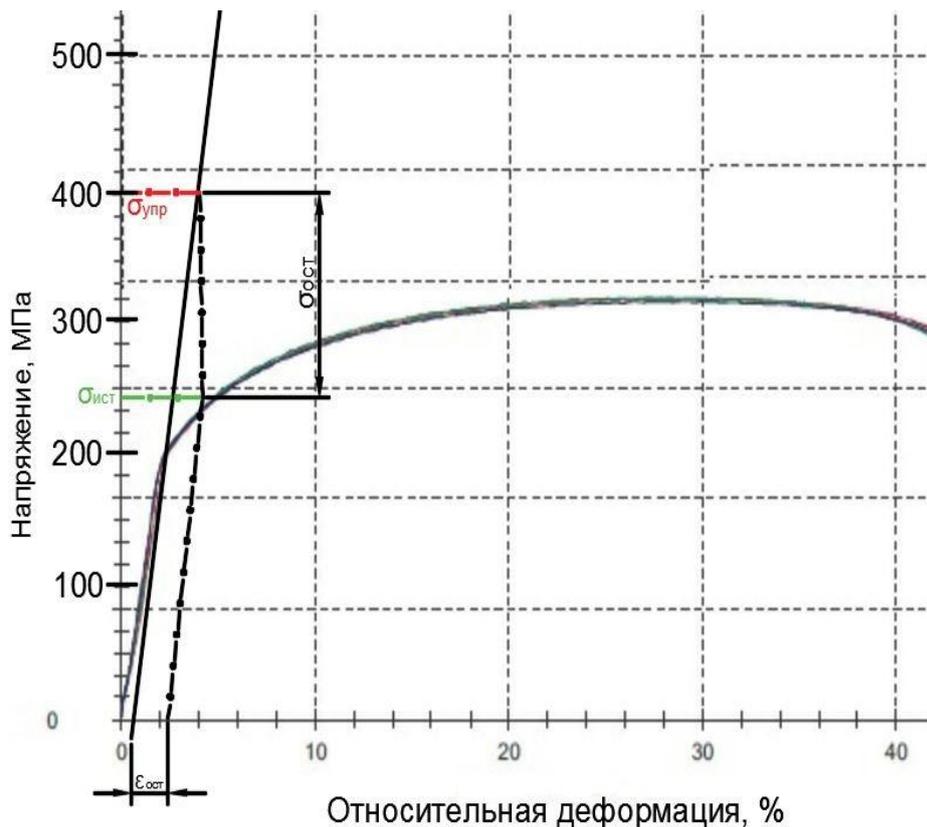


Рисунок 4.7 – К иллюстрации определения необходимой величины $\sigma_{\text{ост}}$ графическим способом на примере диаграммы растяжения низкоуглеродистой трубопроводной стали

Степень остаточной деформации $\varepsilon_{\text{ост}}$, необходимая для расчета (4.1) остаточных напряжений $\sigma_{\text{ост}}$, может устанавливаться двумя способами. По первому – определением радиуса R окружности, которую можно вписать в деформированную часть пластины (рисунок 4.8), исходя из равенства (4.2) [96]:

$$R = \frac{r}{\varepsilon_{\text{ост}}}, \quad (4.2)$$

где r – половина толщины пластины, мм.

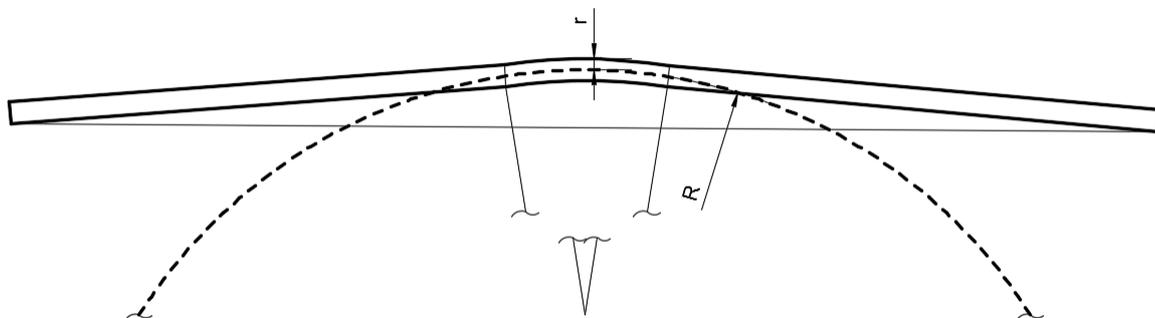


Рисунок 4.8 – Вид изогнутой пластины с вписанной в ее среднюю, пластически деформированную, часть окружностью

По второму (формула 4.3) – при нанесении рисок и измерении длины средней деформируемой части пластины до (l_0) – и после (l_k) изгиба на различную стрелу прогиба $f_{\text{ост}}$ с определением $\varepsilon_{\text{ост}}$ для внутренней стороны пластины как:

$$\varepsilon_{\text{ост}} = (l_0 - l_k) / l_0 \quad (4.3)$$

Результаты тарировочных испытаний анализируемых пластин из трубопроводной стали при их деформации в струбцине до различной остаточной стрелы изгиба $f_{\text{ост}}$, с установлением по формулам (4.2 - 4.3) для каждой из них величины $\varepsilon_{\text{ост}}$, а по ней (4.1) значения $\sigma_{\text{ост}}$, представлены на рисунке 4.9.

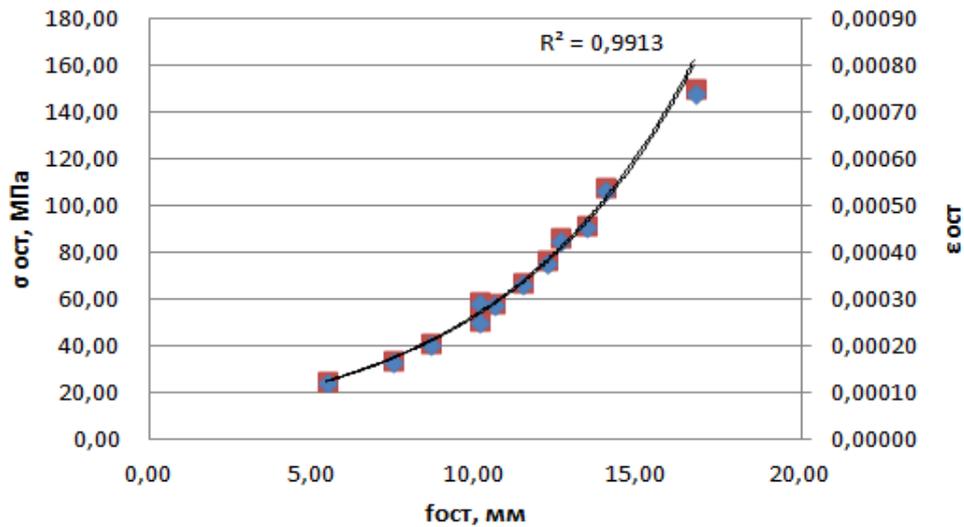


Рисунок 4.9 – Установленные экспериментально-расчетным путем зависимости остаточных деформаций металла и остаточных напряжений с внутренней стороны пластины из низкоуглеродистой стали от стрелы прогиба $f_{ост}$

Поскольку значения модуля нормальной упругости E для всех трубопроводных сталей существенно не различаются (~ 200 ГПа), принималось, что установленная зависимость рисунка 4.9 справедлива для пластин из всего спектра анализируемых трубопроводных сталей.

Деформируя пластины до необходимой остаточной стрелы прогиба $f_{ост}$, считали [72], [75], [114] что металл поверхностного слоя средней части пластины с внутренней ее стороны находится под действием остаточных растягивающих напряжений $\sigma_{ост}$ того же значения, что и заданная величина σ_0 в стенке трубопровода. То, что указанные напряжения $\sigma_{ост}$, именно, растягивающие подтверждалось [114] методом магнитной анизотропии Жукова [61], [62] с использованием прибора StressVision (рисунок 4.10).

Поскольку при использовании указанного метода фиксируется только разность главных (продольных и поперечных) механических напряжений (РГМН), выражаемая в условных единицах, представлялось необходимым посредством тарировочных испытаний выразить РГМН в единицах напряжения и, с использованием полученной зависимости, оценить уровень остаточных напряжений, имеющих место в металле изогнутой пластины, в сравнении с расчетным.



Рисунок 4.10 – Сканер механических напряжений Stress Vision

Тарировочные испытания проводились на тех же пластинах (150x50x3 мм) низкоуглеродистой трубопроводной стали при их растяжении на испытательной машине ZwickRoell (рисунок 4.11).

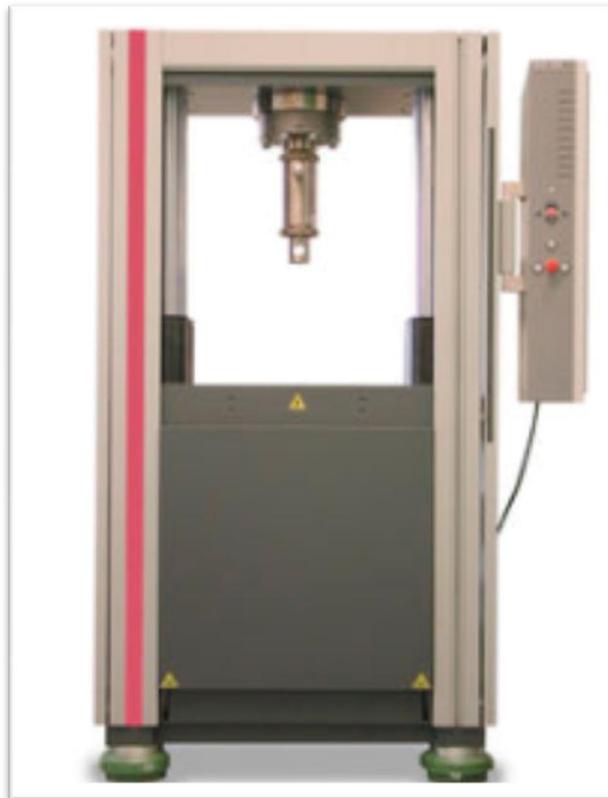


Рисунок 4.11 – Универсальная испытательная машина ZwickRoell 1000 для растяжения и сжатия образцов

В процессе растяжения нагрузка на пластину подавалась ступенчато через 5кН до достижения максимума на кривой «усилие» – «относительная деформация». После выдержки на каждой ступени не менее 1 минуты с использованием сканера механических напряжений (рисунок 4.10) проводилось 10 замеров РГМН в средней точке пластины. Нагрузка на каждой ступени с учетом площади поперечного сечения пластины пересчитывалась на соответствующее ей растягивающее напряжение, величина которого сопоставлялась с соответствующим значением РГМН. Результаты сопоставления представлены на рисунке 4.12.

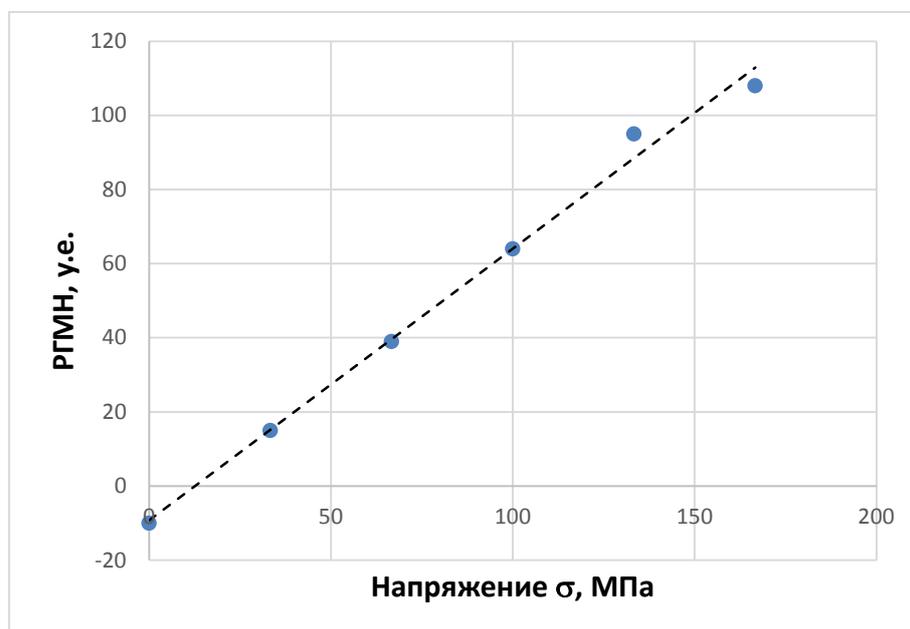


Рисунок 4.12 — Зависимость между РГМН и растягивающим напряжением в пластине трубопроводной стали (пунктир – линия аппроксимации)

Как следует из результатов испытаний (рисунок 4.12), при увеличении растягивающего напряжения значение сигнала РГМН увеличивается в соответствии с линейной зависимостью (4.4):

$$\text{РГМН} = A + K \cdot \sigma, \quad (4.4)$$

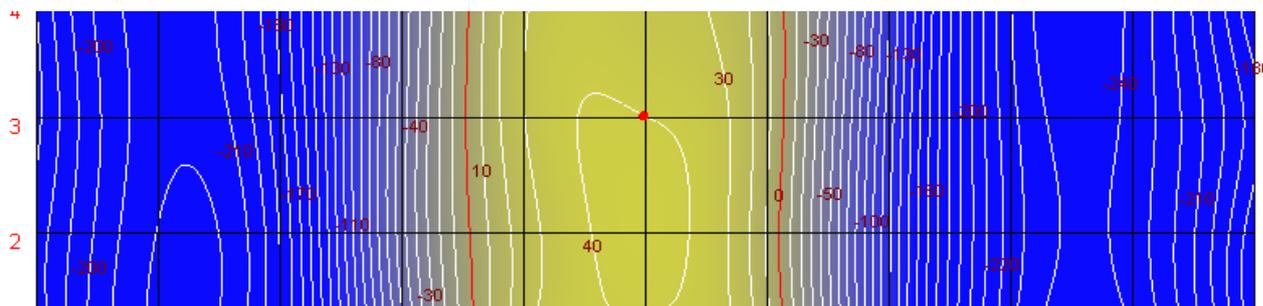
где $A = -10$ (уровень остаточных напряжений в исходной пластине);

$K = 0,73$;

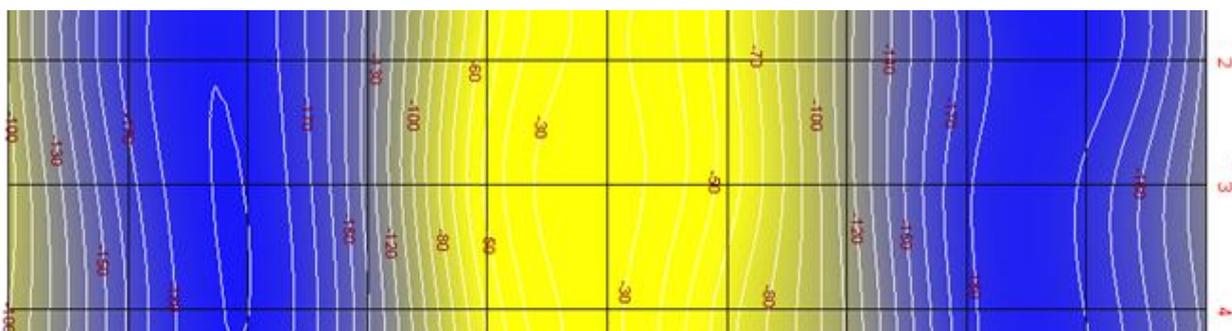
σ – напряжения, МПа.

Полученная зависимость (4.4) использовалась для оценки распределения остаточных напряжений по длине анализируемых пластин, предварительно

изогнутых в средней их части до достижения стрелы прогиба $f_{\text{ост}} \sim 10$ мм. Типичный вид полученных карт РГМН представлен на рисунке 4.13.



(a)



(б)

Рисунок 4.13 — Карта распределения РГМН по длине пластины из низкоуглеродистой трубопроводной стали при замере сигнала с внутренней (a) и внешней (б) ее стороны [114]

Как видно из графиков рисунка, замер сигнала РГМН с внутренней стороны пластины (рисунок 4.13, a) фиксирует его положительные значения в центре пластины и отрицательные на удалении от него, что, с учетом результатов тарировочных испытаний (рисунок 4.12), свидетельствует о наличии в средних частях пластины растягивающих, а на удалении от середины - сжимающих напряжений. В случае замера РГМН с внешней стороны пластины (рисунок 4.13, б) имеет место обратная картина - в центре отрицательные значения РГМН ($\sigma_{\text{ост}}$ сжимающие), на удалении – положительные ($\sigma_{\text{ост}}$ растягивающие).

Как показали расчеты, значения остаточных растягивающих напряжений $\sigma_{\text{ост}}$ (~ 60 МПа), соответствующие зависимости (4.4) значениям РГМН, зафиксированным в экспериментах для средней части пластины (~ 35 РГМН, рисунок 4.13, a), достаточно близки к напряжениям (50 МПа), соответствующим

данной стреле прогиба пластины (для $f_{ост} \sim 10$ мм рисунка 4.9), что подтверждает методику и результаты определения $\sigma_{ост}$.

Нанося надрез на область пластины, находящейся под действием остаточных напряжений $\sigma_{ост}$, как и в [96], считали, что он выступает инициатором возникновения более интенсивных напряжений $\sigma_{ост}^*$ в металле его донной части, аналогичных напряжению σ_{max} , возникающему в металле дна «ручейка» трубопровода с напряжением σ_0 в стенке. Для моделирования влияния «ручейка» на распределение напряжений в стенке трубы при выборе глубины надреза пластины ($h = 0,5$ мм) исходили из требования выполнения равенства $\sigma_{ост}^*/\sigma_{ост} \approx (\sigma_{max}/\sigma_0)_{cp} \sim 3$ (в соответствии с рисунком 3.3 для глубины $h = 3$ мм). При этом напряжение $\sigma_{ост}^*$ рассчитывалось по известной формуле (4.5) [96]:

$$\sigma_{ост}^* = \sigma_{ост} \cdot 1,3 \sqrt{\frac{h_n}{\rho}}, \quad (4.5)$$

где h_n – остаточная толщина пластины в месте надреза (2,5 мм);
 ρ – радиус закругления надреза (0,5 мм).

Подтверждением влияние надреза на величину эквивалентных напряжений в окружающем надрез металле напряженной пластины служили результаты анализа, проведенного в системе проектирования Autodesk Inventor на примере пластины с надрезом глубиной 1мм, нагруженной равномерной силой 10 кН. Было обнаружено (рисунок 4.14), что в этих условиях в металле пластины вокруг надреза возникают значительные дополнительные напряжения, максимальная величина которых приходится на дно надреза.

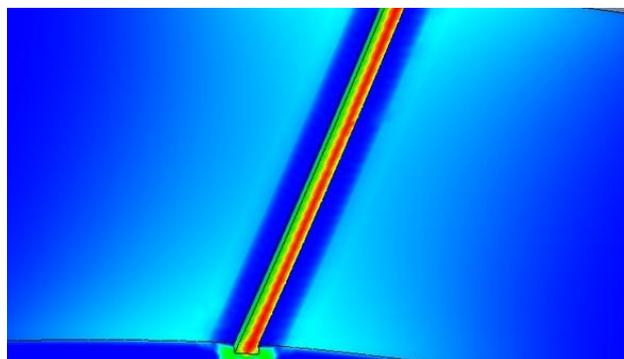
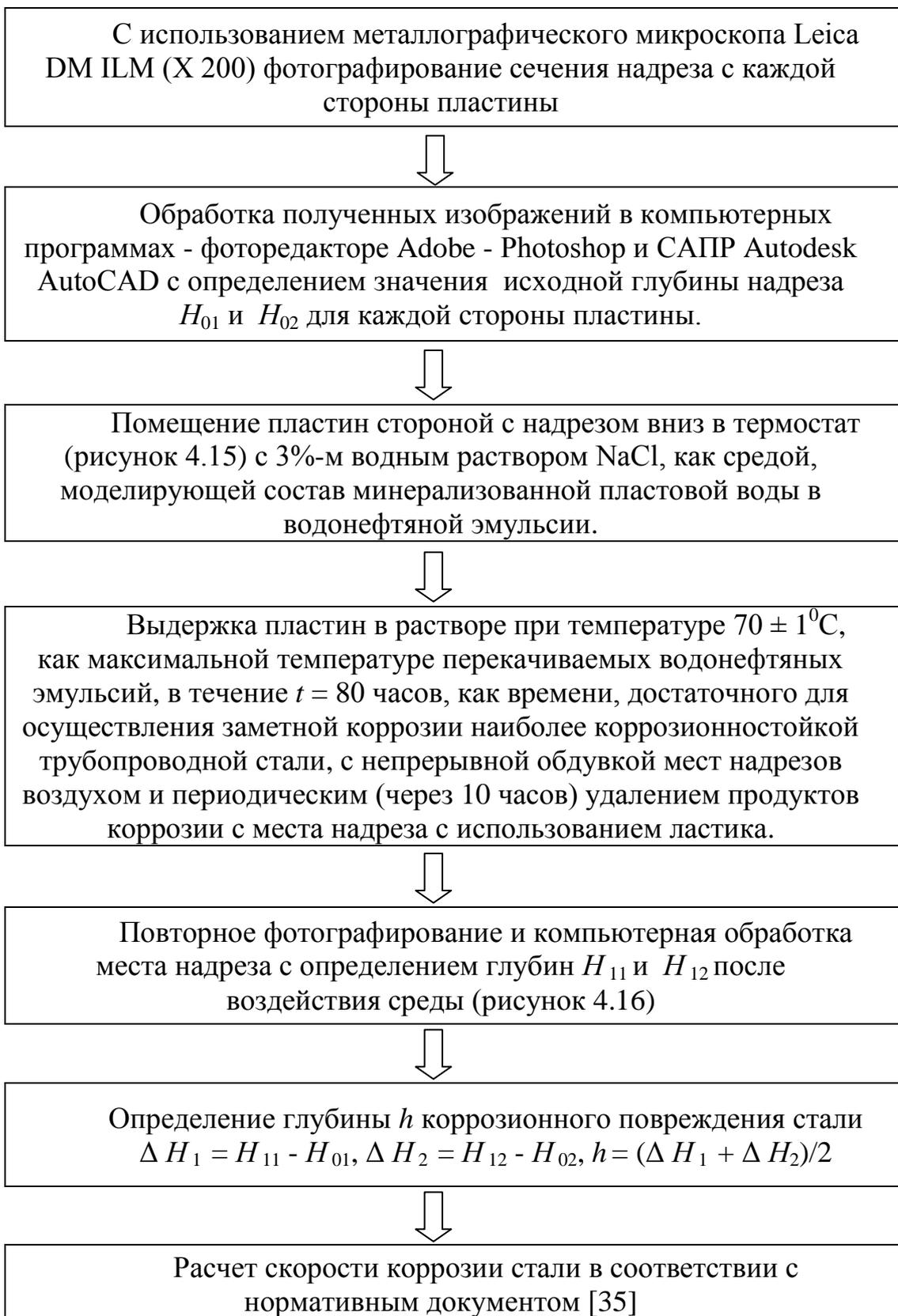


Рисунок 4.14 – Распределение эквивалентных напряжений вокруг надреза на нагруженной пластине

4.3.2 Основные операции при испытании сталей на стойкость к ручейковой коррозии

Алгоритм проведения испытаний представлен ниже.



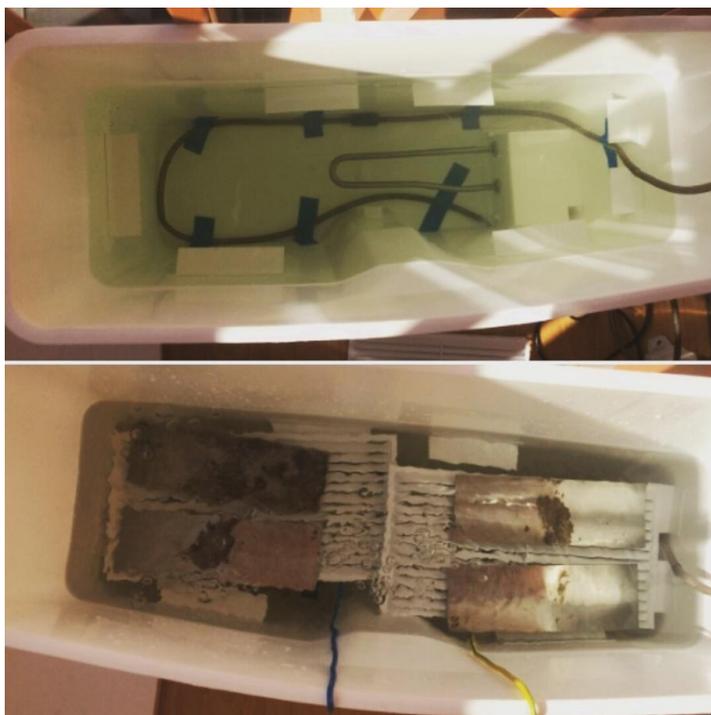


Рисунок 4.15 – Термостат с нагревательным элементом и воздухоподводящей трубкой в исходном состоянии (вид сверху) и с установленными пластинами [79], [80], [81]

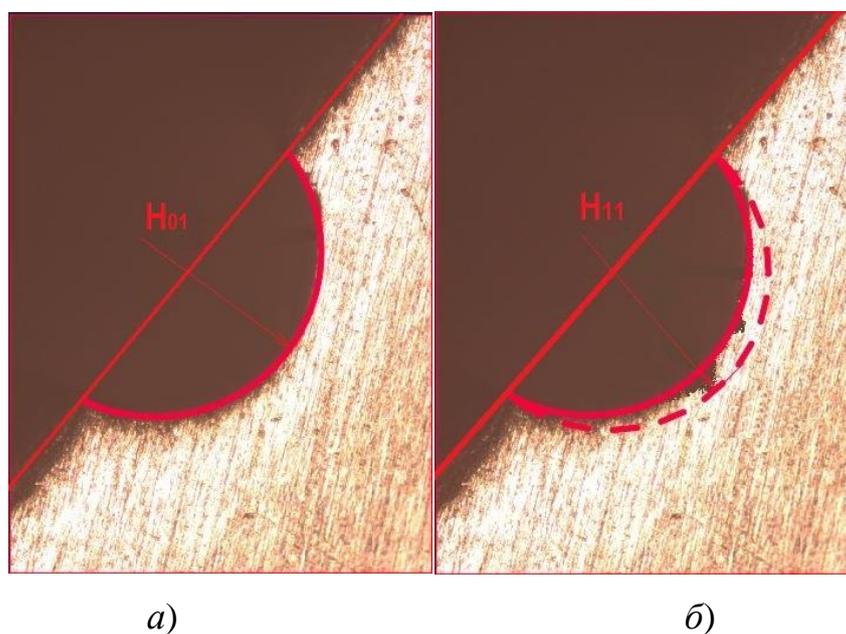


Рисунок 4.16 – Изображение сечения надреза на пластине до (а) и после (б) воздействия агрессивной среды

Расчет скорости коррозии по изменению линейных размеров проводится в соответствии с [35] по формуле (4.6):

$$P_3 = \frac{365 \sum_1^n (\Delta S_1 + \Delta S_2 + \dots + \Delta S_n)}{n \cdot T_3}, \quad (4.6)$$

где ΔS - разность линейных размеров в точках за период контрольных измерений, мм;
 T_3 – время эксплуатации между контрольными измерениями, сутки;
 n - количество контрольных точек замера (не менее трех) по каждой части сосуда или по элементам трубопровода (контрольные точки выбираются в частях сосудов или элементах трубопроводов, наиболее подверженных коррозионному износу) [35].

В условиях проводимого эксперимента (формула 4.7):

$$P_3 = v = (h / t) \cdot 8760 \text{ [мм/год]}, \quad (4.7)$$

где h – средняя глубина коррозионного поражения в трех точках донной части надреза, мм;

t – время коррозионного испытания, час;

8760 – число часов в году, час.

Примеры шлифов образцов до и после коррозионных испытаний приведены на рисунках 4.17, 4.18.

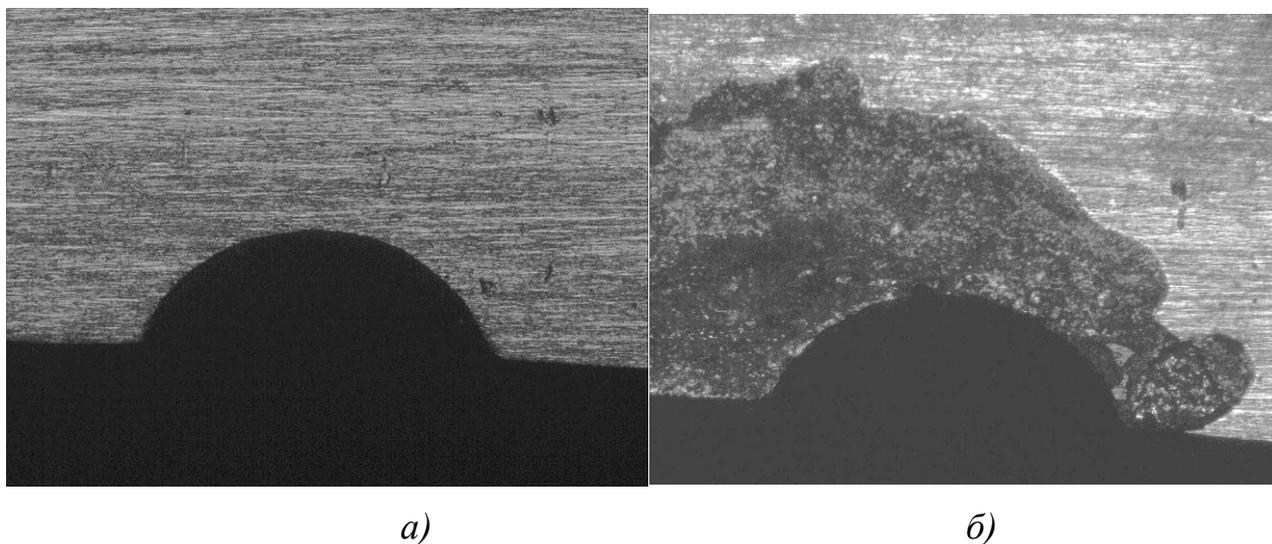
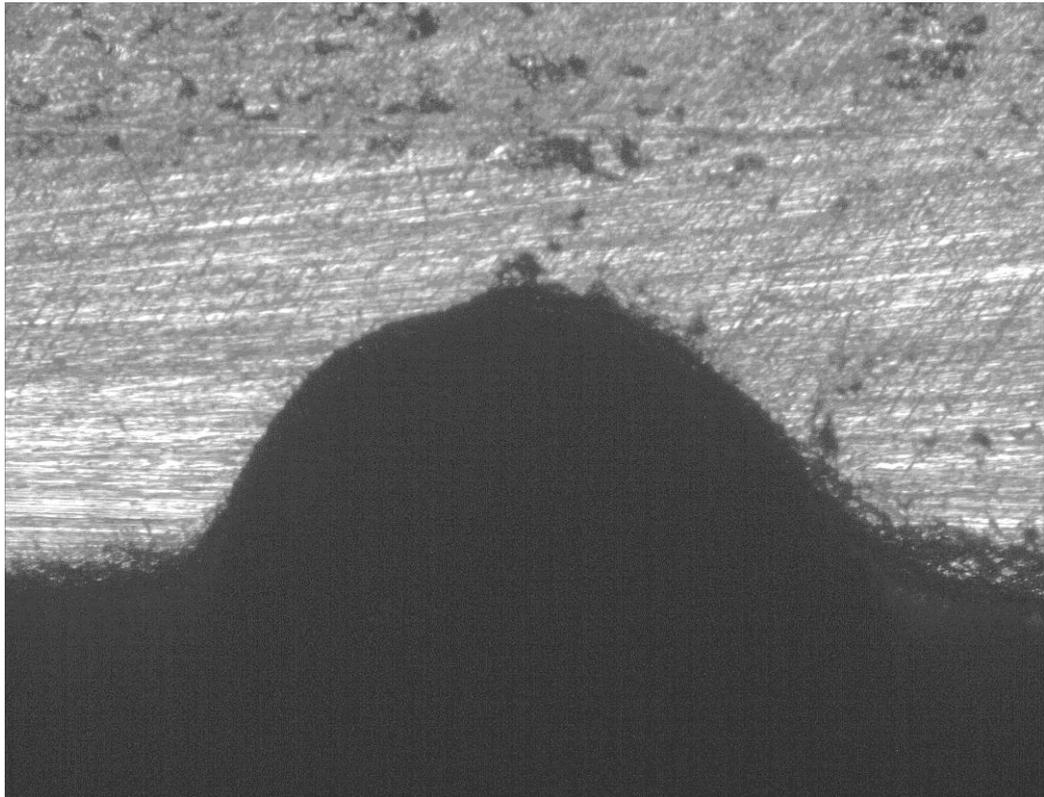


Рисунок 4.17 – Изображение сечения надреза на пластине до (а) и после (б) воздействия агрессивной среды



a)



б)

Рисунок 4.18 – Изображение сечения надреза на пластине до (*a*) и после (*б*)
воздействия агрессивной среды

Исходя из результатов испытаний потенциально возможных трубопроводных сталей по разработанному методу, все испытанные материалы ранжируются по величине показателя ν , с выбором стали с наименьшим его значением, которая принимается за наиболее стойкую к «ручейковой» коррозии.

4.4 Проверка соответствия результатов, получаемых по предлагаемому методу, расчетным данным

Проверка соответствия получаемых экспериментальных результатов расчетным данным проводилась при испытании по разработанному методу изогнутых до различной стрелы прогиба $f_{\text{ост}}$ пластин из низкоуглеродистой трубопроводной стали, что обеспечивало заданный уровень степени остаточной деформации $\varepsilon_{\text{ост}}$ и остаточного напряжения $\sigma_{\text{ост}}$ в деформированной части пластин, а после нанесения надреза ($h = 0,5$ мм, $R = 0,5$ мм) – остаточных напряжений $\sigma_{\text{ост}}^*$ в металле донной его части. Установленные для пластин с различной стрелой прогиба скорости коррозии ν сопоставлялись с их значениями ν , рассчитанными по выведенному уравнению (3.8), при замене в нем величины σ_i на $\sigma_{\text{ост}}^*$ и принимая $m_\sigma = 1$, $k_{\text{ма}} = 0,002$. Необходимое для решения уравнения (3.8) значение ν_0 определяли экспериментальным путем. Для его установления на анализируемую пластину с надрезом перед коррозионными испытаниями наносился еще один дополнительный аналогичный надрез, но только на неизогнутую ее часть, на которой, как считалось, отсутствовали остаточные напряжения. Микроскопическим анализом устанавливалось изменение глубины надреза в результате коррозии, по которому, с учетом продолжительности испытаний, рассчитывалась величина ν_0 ненапряженного материала пластины. Результаты испытаний пластин, проведенных по разработанному алгоритму, совместно с расчетными данными представлены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Скорость коррозии v дна надреза пластин из трубопроводной стали в зависимости от величины остаточного напряжения в металле (3% р-р NaCl, $t = 80$ часов, $T = 343$ К) в сопоставлении с расчетными данными

$f_{\text{ост}}$, мм	$\varepsilon_{\text{ост}}$	$\sigma_{\text{ост}}$, МПа	$\sigma_{\text{ост}}^*$, МПа	v_0 , мм/год	v , мм/год по результатам:	
					эксперимента	расчета (3.8)
5,37	0,000121	24,6	71,2	1,42	1,53	1,62
10,02	0,000251	50,9	147,8		1,93	1,84
13,31	0,000452	91,8	267,6		2,29	2,18

Как видно из данных таблицы, с увеличением стрелы прогиба пластин с надрезом, способствующему возрастанию остаточных напряжений $\sigma_{\text{ост}}^*$ в окружающем надрез металле, скорость коррозии v металла дна надреза повышается: для возрастания $\sigma_{\text{ост}}^*$ с 71,2 до 267,6 МПа в 1,5 раза. При этом экспериментально установленные и расчетные значения v показывают удовлетворительную сходимость, что подтверждает правомочность предлагаемого метода испытаний и справедливость выведенного кинетического уравнения.

4.5 Экспериментальная проверка метода на трубопроводных сталях

В качестве примера в таблице 4.2 представлены установленные значения параметров v_0 , h , v двух широко используемых трубопроводных сталей – 20 и 17ГС, испытанных по предлагаемому методу.

Как видно из данных таблицы, более стойкой из испытанных сталей является легированная сталь 17ГС, скорость коррозии которой в полтора раза меньше, чем углеродистой стали 20. Это можно объяснить, как несколько меньшим содержанием углерода в составе стали 17ГС (~0,16% по сравнению с ~ 0,2%), так и большим содержанием кремния и марганца, наличие которых благоприятным образом влияет на коррозионную стойкость стали. При этом установленные значения скоростей коррозии обоих материалов имеют тот же

порядок, что и демонстрируемый трубопроводными сталями в промышленных нефтепроводах при ручейковой коррозии. Исходя из имеющихся литературных данных [100], можно ожидать, что трубопроводная сталь, стойкая к ручейковой коррозии, должна отличаться повышенным содержанием в своем составе меди и никеля.

Таблица 4.2 – Глубина коррозионного разрушения и скорость коррозии дна надреза анализируемых сталей

Марка стали	v_0 , мм/год	h , мм за 80 часов	v , мм/год
17ГС	1,13	0,011	1,24
20	1,42	0,018	1,93

Предлагаемый метод коррозионных испытаний заинтересовал представителей ПАО «Северсталь», как производителя трубопроводных сталей, с которыми при использовании разработанного метода начаты совместные работы по оценке стойкости к ручейковой коррозии существующих и разрабатываемых на предприятии композиций сталей.

Дальнейшее развитие темы диссертационного исследования может быть связано с изучением влияния различных легирующих элементов на стойкость трубопроводных сталей к ручейковой коррозии с целью разработки коррозионностойких композиций.

4.6 Выводы по главе 4

1. Предложен уточненный механизм возникновения и протекания ручейковой коррозии, объясняющий характерные особенности процесса.

2. По результатам патентного обзора проанализированы наиболее близкие существующие методы коррозионных испытаний с выводом, что ни один из рассмотренных методов коррозионных испытаний не может быть использован для решения поставленной задачи.

3. Разработан научно-обоснованный метод лабораторных испытаний трубопроводных сталей на стойкость к ручейковой коррозии. Представлены алгоритмы подготовительных и основных операций.

4. На примере двух широко используемых трубопроводных сталей проведена экспериментальная проверка разработанного метода, результатами испытаний по которому установлено, что более стойкой из испытанных сталей является легированная сталь 17ГС, скорость коррозии которой в полтора раза меньше, чем углеродистой стали 20.

5. Высказано предположение, что сталь, обладающая высокой стойкостью к ручейковой коррозии, должна отличаться повышенным содержанием в своем составе меди и никеля.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Диссертация является законченной научно-квалификационной работой, в которой содержится решение актуальной задачи защиты промышленных нефтепроводов от ручейковой коррозии подбором коррозионностойких сталей. Выполненные исследования позволяют сделать следующие выводы:

1. Анализ и обобщение результатов теоретических и экспериментальных исследований механизма ручейковой коррозии межпромысловых нефтепроводов показали, что факторы, от которых зависит стойкость материала трубы к ручейковой коррозии, исследованы недостаточно, что ограничивает возможности поиска новых более эффективных методов защиты.

2. С использованием разработанной компьютерной модели напряженно-деформированного состояния трубопровода со следами ручейковой коррозии подтверждено, что появление коррозионного дефекта в виде ручейка на нижней образующей трубы приводит к перераспределению эквивалентных растягивающих напряжений в стенке трубы с достижением ими максимальных значений в металле вблизи нижней точки ручейка, возрастающих с увеличением глубины коррозионного дефекта в соответствии с экспоненциальной зависимостью.

3. Предложено кинетическое уравнение процесса ручейковой коррозии, отличающееся от известных моделей коррозионного разрушения учетом изменяющегося во времени напряженно-деформированного состояния корродируемой стенки трубы, и указывающее, что скорость углубления дна ручейка, вследствие возрастания роли механохимического эффекта, возрастает по мере увеличения срока эксплуатации трубопровода.

4. Разработан научно-обоснованный метод коррозионных испытаний трубопроводных сталей в условиях комплексного воздействия на испытуемый материал факторов, определяющих интенсивность ручейковой коррозии

промысловых нефтепроводов, позволяющий в лабораторных условиях выявлять стали, наиболее стойкие к данному виду коррозии, с разработкой соответствующих рекомендаций организациям, занимающимся вопросами проектирования и эксплуатации промысловых нефтепроводов.

Дальнейшее развитие темы диссертационного исследования может быть связано с изучением влияния различных легирующих элементов на стойкость трубопроводных сталей к ручейковой коррозии с целью разработки коррозионностойких сталей.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Абдуллин, И.Г. Коррозионное растрескивание магистральных газопроводов / И.Г. Абдуллин, А.Г. Гареев, М.А. Худяков [и др.] // Инновационные проблемы развития машиностроения в Башкортостане. – Уфа: Гилем, 2003. – С. 150- 161.
2. Абдуллин, И.Г. Механизм канавочного разрушения нижней образующей труб нефтесборных коллекторов / И.Г. Абдуллин, С.Н. Давыдов, М.А. Худяков [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 1984. – Вып. 3. – С. 51-53.
3. Ажамов, М.М. Анализ ручейковой коррозии полости трубопровода / М.М. Ажамов, С.И. Литвинов // Проблемы геологии и освоения недр. – 2018. – С. 583-585.
4. Ажогин, Ф. Ф. Коррозионное растрескивание и защита высокопрочных сталей / Ф.Ф. Ажогин. – М.: Металлургия, 1974. – 256 с.
5. Александров, Ю.В. Ресурсные испытания металла длительно эксплуатируемых трубопроводов / Ю.В. Александров, А.С. Кузьбожев, Р.В. Агиней. – СПб.: Недра, 2011. – 304 с.
6. Биргер, И.А. Остаточные напряжения / И.А. Биргер. – М.: МАШГИЗ, 1963. – 233 с.
7. Болобов, В.И. Материаловедение: Учеб. пособие / В.И. Болобов. Национальный минерально-сырьевой университет «Горный». - СПб, 2012. – 88 с.
8. Болобов, В.И. Технология металлов и строительно-трубопроводных материалов: Учеб.пособие / В.И. Болобов. Национальный минерально-сырьевой университет «Горный». - СПб, 2012. – 129 с.
9. Булдаков, Е.Л. Методика расчета несущей способности магистрального нефтепровода, проложенного в скальных грунтах, под воздействием сейсмозрывных волн: специальность 25.00.20 «Геомеханика, разрушение горных пород, рудничная аэрогазодинамика и горная теплофизика»: диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / Булдаков

Евгений Леонидович ; Национальный минерально-сырьевой университет «Горный».– Санкт-Петербург, 2015. – 105 с.

10. Бурков, П.В. Исследование напряженно-деформированного состояния промышленных трубопроводов подвергшихся воздействию ручейковой коррозии / П.В. Бурков, В.П. Бурков, Д.С. Фатьянов [и др.] // Вестник Кузбасского государственного технического университета. – 2018. – № 3(127). – С. 5-13.

11. Владимиров, В.А. Разливы нефти: причины, масштабы, последствия// Стратегия гражданской защиты: проблемы и исследования.– 2014. – Т. 4, №1 (6) – С. 217–219.

12. Горштейн, В.И. Стальные трубы, футерованные полиэтиленом, для нефтегазодобывающей промышленности / В.И. Горштейн, В.М. Айдуганов, О.В. Рабинзон // 1-ый Трубный конгресс – Екатеринбург, 2004. – С. 90-92.

13. ГОСТ 9.901.4-89. Единая система защиты от коррозии и старения. Металлы и сплавы. Испытания на коррозионное растрескивание образцов при одноосном растяжении. – Введен 1991-01-01. – М.: Издательство стандартов, 1990. – 8 с.

14. ГОСТ 9.905-2007. Единая система защиты от коррозии и старения. Методы коррозионных испытаний. Общие требования. – Введен 2009-01-01. – М.: Стандартиформ, 2007. – 20 с.

15. ГОСТ 9.907-2007. Единая система защиты от коррозии и старения. Металлы, сплавы, покрытия металлические. Методы удаления продуктов коррозии после коррозионных испытаний. – Введен 2009-01-01. – М.: Стандартиформ, 2007. – 19 с.

16. ГОСТ 9.908-85. Единая система защиты от коррозии и старения. Металлы и сплавы. Методы определения показателей коррозии и коррозионной стойкости. – Введен 1987-01-01. – М.: ИПК Издательство стандартов, 1999. – 21 с.

17. ГОСТ 9.909-86. Единая система защиты от коррозии и старения. Металлы, сплавы, покрытия металлические и неметаллические неорганические. Методы испытаний на климатических испытательных станциях. – Введен 1987-07-01. – М.: Издательство стандартов, 1993. – 22 с.

18. ГОСТ Р 53678-2009. Материалы для применения в средах, содержащих сероводород, при добыче нефти и газа. Часть 2. - Введен 2011-01-01. – М.: Стандартинформ, 2019. – 30 с.

19. ГОСТ Р 53679 – 2009. Материалы для применения в средах, содержащих сероводород, при добыче нефти и газа. Часть 1. - Введен 2011-01-01. – М.: Стандартинформ, 2019. – 11 с.

20. Гуров, С.А. Повышение ресурса безопасной эксплуатации промысловых трубопроводов на основе применения ингибиторной защиты (на примере месторождений Западной Сибири): Автореф. дисс. канд. техн. наук. - Уфа, 2003.

21. Гутман, Э. М. Механохимия металлов и защита от коррозии / Э. М. Гутман. – Москва: Металлургия, 1981. – 270 с.

22. Гутман, Э. М. Прочность газопромысловых труб в условиях коррозионного износа / Э.М. Гутман, Р.С. Зайнуллин, А.Т. Шаталов [и др.]. – М.: Недра, 1984. – 75 с.

23. Гутман, Э.М. Кинетика механохимического разрушения и долговечность растянутых конструктивных элементов при упруго-пластических деформациях / Э.М. Гутман, Р.С. Зайнуллин, Р.А. Зарипов // Физико-химическая механика материалов. – 1984. - №2. – С. 14-17.

24. Дизенко, Е.И. Противокоррозионная защита трубопроводов и резервуаров: Учебник / Е.И. Дизенко, В.Ф. Новоселов, П.И. Тугунов [и др.].- М.: Недра, 1978. - 199 с.

25. Добыча нефти и газа. Сбор и внутрипромысловый транспорт скважинной продукции: [сайт], 2011- .-URL: <http://oilloot.ru> (дата обращения: 15.05.2020). – Режим доступа: свободный. — Текст: электронный.

26. Долинский, В.М. Расчет нагруженных труб, подверженных коррозии / В.М. Долинский // Химическое и нефтяное машиностроение. - 1967.- №2. - С.9-10.

27. Елисеев, В.В. Механика упругих стержней / В.В. Елисеев. – СПб.: Изд-во СПбГТУ, 1994. – 84 с.

28. Жарский, М.И. Коррозия и защита металлических конструкций и оборудования: учеб. пособие / М.И. Жарский [и др.]. – Минск: Высш. Шк., 2012. – 303 с. : ISBN 978-985-06-2029-3.
29. Жилин, П.А. Прикладная механика. Теория тонких упругих стержней: Учеб. пособие / П.А. Жилин. – СПб.: Изд-во Политехн. ун-та, 2007. – 100 с.
30. Жук, Н. П. Курс теории коррозии и защиты металлов: учебное пособие для вузов / Н. П. Жук. – М.: Металлургия, 1976. – 472 с.
31. Зайнуллин, Р. С. К методике коррозионных испытаний металла при двухосном напряженном состоянии / Р.С. Зайнуллин // Ред. журн. "Физико-химическая механика материалов" АН УССР. – Львов, 1983. – 9с.
32. Зайнуллин, Р. С. К методике коррозионных испытаний образцов при изгибе / Р.С. Зайнуллин // Коррозия и защита в нефтегазовой промышленности. – М., 1983. – №4. – С. 3-4.
33. Зайнуллин, Р.С. Кинетика механохимического разрушения и ресурс трубопроводных систем / Р.С. Зайнуллин // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов, 2005. – № 65. – С. 44-63.
34. Иванов, Д.В. Введение в AnsysWorkbench: Учебно-методическое пособие для студентов естественнонаучных дисциплин / Д.В. Иванов, А.В. Доль. – Саратов: Амирит, 2016. – 56 с.
35. Инструкция по определению скорости коррозии металла стенок корпусов сосудов и трубопроводов на предприятиях Нефтехимпрома СССР / ВНИиКТИ оборудования нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности. – Волгоград, 1983 г.
36. Кадырбеков, Б. А. Феноменологические модели коррозионно-механических повреждений / Б.А. Кадырбеков // Защита от коррозии металлоконструкций, коммуникаций и технологического оборудования: Тезисы докладов респ. конф. – Алма-Ата, 1984. – С. 88.
37. Казакевич, М.И. Аэродинамическая устойчивость надземных и висячих трубопроводов / М.И. Казакевич. – Москва: Недра, 1977. – 200 с.

38. Карпенко, Г. В. Коррозионное растрескивание сталей / Г.В. Карпенко, И.И. Василенко. – К.: Техника, 1971. – 192 с.

39. Кириченко, А.Б. Проблема коррозии в трубопроводах системы сбора нефти и пути ее решения / Кириченко А.Б., Уорф Р. - Текст: электронный // Международный промышленный портал: официальный сайт. - 2007. - URL: <https://promvest.info/ru/innovatsii/problema-korrozii-v-truboprovodah-sistemyi-sbora-nefti-i-puti-ee-resheniya> (дата обращения: 18.05.2020).

40. Клисенко, Л. Б. Вероятные причины образования ручейковой коррозии в промысловых нефтепроводах, выявленной при техническом диагностировании / Л.Б. Клисенко, А.П. Лапшин, Д.В. Кудрин // Современная наука: актуальные проблемы и пути их решения. – 2015. – № 9 (22). – С. 58-61.

41. Коршак, А.А. Основы нефтегазового дела: Учебник для вузов / А.А. Коршак, А.М. Шаммазов. – Уфа: ООО «ДизайнПолиграфСервис», 2001. - 544 с.

42. Костицына, И.В. Коррозионная стойкость трубных сталей в агрессивных средах нефтяных и газовых месторождений: специальность 02.00.04 «Физическая химия»: диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / Костицына Ирина Валерьевна ; Челябинский Государственный Университет. – Челябинск, 2014. – 148 с.

43. Кундянова, У. П. Моделирование ручейковой коррозии полости трубопровода / У. П. Кундянова ; науч. рук. П. В. Бурков // Современные техника и технологии: сборник трудов XX международной научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых, Томск, 14-18 апреля 2014 г. : в 3 т. — Томск : Изд-во ТПУ, 2014. — Т. 2. — С.49-50.

44. Макаренко, В.Д. Основы коррозионного разрушения трубопроводов [Текст]: учебное пособие / под ред. В. Д. Макаренко. –Тюмень : ТюмГНГУ, 2009. – 404 с. : ISBN 978-5-9961-0140-5.

45. Маричев, Ф.Н. Совершенствование промысловых систем сбора в связи с ростом обводненности продукции скважин (на примере Самотлорского месторождения): специальность 05.15.06 «Разработка и эксплуатация нефтяных,

газовых и газоконденсатных месторождений» : диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / Маричев Федор Николаевич; Министерство нефтяной промышленности Главтюменнефтегаз .– Тюмень, 1983. – 150 с.

46. Масалимов, Р.Б. Использование уравнений изгиба стержня для исследования напряженно - деформированного состояния и устойчивости трубопровода с кривыми вставками / Р.Б. Масалимов, Р.М. Зарипов. – Текст: электронный // Интернет-журнал «Нефтегазовое дело». – 2011. – №1. – URL: http://ogbus.ru/files/ogbus/authors/Masalimov/Masalimov_1.pdf (дата обращения: 15.05.2020).

47. Медведев, А.П. Об усиленной коррозии трубопроводов систем сбора нефти НГДУ «Белозернефть» / А.П. Медведев, А.Н. Маркин // Нефтяное хозяйство. – 1995. – №11. – С. 23-24.

48. Медведев, А.П. Комплексная система обеспечения безопасности промысловых трубопроводов Западной Сибири: специальность 25.00.19 «Строительство и эксплуатация нефтегазопроводов, баз и хранилищ», 05.26.03 «Пожарная безопасность»: диссертация на соискание ученой степени доктора технических наук / Медведев Александр Павлович ; Институт проблем транспорта энергоресурсов. –Уфа, 2004, – 291с.

49. Меркин, Д.Р. Введение в механику гибкой нити / Д.Р. Меркин. – М.: Наука, 1980. – 240 с.

50. Методические указания Компании «Единые технические требования. Трубная продукция для промысловых и технологических трубопроводов, трубная продукция общего назначения» № П4-06 М-0111 версия 1.00, утвержденные приказом ПАО «НК «Роснефть» от 16.01.2019 № 16, 141 с.

51. Минаев, Н.Д. Оценка состояния загрязненных нефтью и нефтепродуктами поверхностных вод и донных отложений водных объектов на территории Самотлорского месторождения: специальность 25.00.27 «Гидрология суши, водные ресурсы, гидрохимия»: автореферат диссертации на соискание

ученой степени кандидата технических наук / Минаев Николай Дмитриевич ; Югорский государственный университет. – Ханты-Мансийск, 2019.

52. Мингалев, Э.П. Проблемы коррозии и защиты трубопроводов на нефтяных месторождениях Тюменской области. / Э.П. Мингалев, О.Н. Кузьмичева, Г.Д. Маланичев // Обзорная информация. Сер. Коррозия и защита в нефтегазовой промышленности. – М.: ВНИИОЭНГ. – 1983. – 40 с.

53. Молявко, М.А. Коррозия металлов: учебное пособие / М. А. Молявко, О. Б. Чалова; УГНТУ, каф. ОАХ. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2008. – 100 с.

54. Муромцева, Л.А. Промысловые трубопроводные системы и их влияние на экологию нефтедобывающих районов отрасли и нефтепромышленность / Л.А. Муромцева // Нефтепромышленность. Сер. Защита от коррозии и охрана окружающей среды. ВНИИОЭНГ, 1990. - №12. - С. 15-20.

55. Мухин М.Ю. Технологические основы обеспечения надежности нефтепромысловых трубопроводов Самотлорского месторождения: специальность 05.04.09 «Машины и агрегаты нефтеперерабатывающих и химических производств», 05.26.04 «Промышленная безопасность»: диссертация в виде научного доклада на соискание ученой степени кандидата технических наук / Мухин Михаил Юрьевич ; ОАО «Мегионнефтегаз-Славнефть», РУО МАИ и Нижневартовский филиал Тюменского государственного университета. – Челябинск, 2001. – 52с.

56. Овчинников, И.Г. Прогнозирование поведения трубопроводных конструкций в сложных грунтово-геологических условиях. Часть 1. Обобщенная модель деформирования трубопровода / И.Г. Овчинников, И.И. Овчинников, С.Р. Баширзаде. – Текст: электронный // Интернет-журнал «НАУКОВЕДЕНИЕ». –2016. – Том 8, №4. – URL: <http://naukovedenie.ru/PDF/60TVN416.pdf> (дата обращения: 11.05.2020).

57. Овчинников, И.И. Накопление повреждений в стержневых и пластинчатых армированных конструкциях, взаимодействующих с агрессивными средами / И.И. Овчинников, Г.А. Наумова. – Волгоград: ВолгГАСУ, 2007. – 272 с.

58. Павлов, П. А. Расчетные модели для оценки прочности сталей при равномерном коррозионно-механическом износе и коррозионном растрескивании / П.А. Павлов, Б.А. Кадырбеков, В.В. Борисович // Расчет элементов конструкций, подвергающихся воздействию агрессивных сред: Сб. статей. – Саратов, 1985. – С. 23-26.

59. Патент № 1777648А3 СССР, МПК G01N 17/00. Способ испытаний образцов металлических материалов на коррозию под напряжением : № 4868085/28 : заявл. 21.09.1991 : опубл. 23.11.1992 / Г.Т. Урумов ; заявитель Северо-Кавказский горно-металлургический институт. – 4 с.

60. Патент № 2004116460А Российская Федерация, МПК G01N 17/00 (2006.01). Способ испытаний образцов металлических мембран под напряжением и устройство для его осуществления : № 2004116460/28 : заявл. 31.05.2004 : опубл. 10.11.2005 / Якупов Н.М., Нуруллин Р.Г., Нургалиев А.Р., Якулов С.Н. ; заявитель Институт механики и машиностроения Казанского научного центра РАН. – 2 с.

61. Патент № 2079825С1 Российская Федерация, МПК G01L 1/12 (2006.01). Устройство для измерения механических напряжений в металлических изделиях: № 94037732/28 : заявл. 30.09.1994 : опубл. 20.05.1997 / Жуков С.В., Жуков В.С. ; заявитель Индивидуальное частное предприятие фирма "Дименстест". – 9 с.

62. Патент № 2195636 Российская Федерация, МПК G01L 1/12 (2006.01). Способ определения механических напряжений и устройство для его осуществления: № 2001106509/28, : заявл. 05.03.2001 : опубл. 27.12.2002 / Жуков С.В., Жуков В.С., Копица Н.Н. ; заявитель ООО Институт "ДИМЕНСтест". – 7 с.

63. Патент № 2439537С1 Российская Федерация, МПК G01N 17/00 (2006.01). Способ испытаний тонкостенных образцов под напряжением : № 2010133404/28 : заявл. 09.08.2010 : опубл. 10.01.2012 / Якупов Н.М., Нуруллин Р.Г., Гиниятуллин Р.Р., Якулов С.Н.; заявитель Институт механики и машиностроения Казанского научного центра РАН. – 14 с.

64. Патент № WO 2009/157808 A2 Российская Федерация, МПК G01N 3/18 (2006.01). Способ и устройство для определения долговечности конструкционных материалов : № РСТ/RU2009/000294 : заявл. 10.06.2009 : опубл. 30.12.2009 / Тужиков О.О., Ольшанский О.В., Медников С.В. ; заявитель Тужиков О.О., Ольшанский О.В., Медников С.В. – 3 с.

65. Петров, И.П. Надземная прокладка трубопроводов / И.П. Петров, В.В. Спиридонов. – Москва: Недра, 1965. – 447 с.

66. Подавалов, А.К. Снижение интенсивности ручейковой коррозии нефтепроводов за счет применения рассекающих муфт: специальность 25.00.19 «Строительство и эксплуатация нефтегазопроводов, баз и хранилищ»: диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / Подавалов Илья Юрьевич; Санкт-Петербургский государственный горный институт (ТУ) им. Г.В. Плеханова. – Санкт-Петербург, 2009. – 132 с.

67. Получено решение о выдаче патента «Способ оценки стойкости трубопроводных сталей к «канавочной» коррозии» авторов Г.Г. Попова, В.И. Болобова и др. от 05.03.2020 (заявка на изобретение №2019134793 от 29.10.2019).

68. Поподько, Д.В. Оценка безопасной эксплуатации оболочек с «канавочным износом» методом конечных элементов: специальность 05.26.03 «Пожарная и промышленная безопасность»: автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук / Поподько Дмитрий Валентинович; Уфимский государственный нефтяной технический университет. – Уфа, 2004, – 24 с.

69. Попов, Г.Г. Влияние напряженного-деформированного состояния металла трубопровода на скорость развития «ручейковой» коррозии / И.В. Жуйков, Д.В. Гареев, Г.Г. Попов научный руководитель: В.И. Болобов // Сборник научных трудов III Всероссийской конференции «Современные образовательные технологии в подготовке специалистов для минерально-сырьевого комплекса». – 2020. - С.1364-1370.

70. Попов, Г.Г. Возможные причины «ручейковой» коррозии промысловых нефтепроводов / Г.Г. Попов, В.И. Болобов // Сборник материалов

XII Международной учебно-научно-практической конференции «Трубопроводный транспорт – 2017». - Уфа: издательство УНГНТУ. - 2017. - С. 160-162.

71. Попов, Г.Г. Изучение влияния напряженно-деформированного состояния металла на механизм ручейковой коррозии / Г.Г. Попов, Е.А. Кривокрысенко // Актуальные вопросы современной науки: сборник статей по материалам XII международной научно-практической конференции. В 3-х частях.- 2018. - С. 170-175.

72. Попов, Г.Г. Использование метода магнитной анизотропии для оценки остаточных напряжений в металлоконструкциях / Е.А. Кривокрысенко, Г.Г. Попов, В.И. Болобов, В.Е. Никулин // Сборник научных трудов Международного симпозиума «Нанозифика и наноматериалы 2019». - С. 133-140.

73. Попов, Г.Г. Методика подбора отечественных хромомолибденовых сталей взамен импортных для арматуростроения / В.И. Болобов, Г.Х. Самигуллин, Г.Г. Попов // Отдельная статья: Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). – 2016. - №2 (специальный выпуск 6). – 20 с.

74. Попов, Г.Г. О вкладе механохимического фактора в скорость протекания «ручейковой» коррозии промысловых нефтепроводов / В.И. Болобов, Г.Г. Попов, Е.А. Кривокрысенко [и др.] // Технологии нефти и газа. – 2020. - №4.

75. Попов, Г.Г. Определение величины остаточных напряжений в металлоконструкциях методом магнитной анизотропии / Е.А. Кривокрысенко, Г.Г. Попов, В.И. Болобов, В.Е. Никулин // Сборник научных трудов III Всероссийской конференции «Современные образовательные технологии в подготовке специалистов для минерально-сырьевого комплекса». – 2020. - С. 1004 – 1009.

76. Попов, Г.Г. Определение основных закономерностей возникновения "ручейковой" коррозии трубопроводов / Г.Г. Попов, Е.А. Кривокрысенко // Актуальные вопросы в науке и практике: сборник статей по материалам IV

международной научно-практической конференции. В 5-ти частях. - 2017. - С. 182-187.

77. Попов, Г.Г. Расчётный анализ распределения напряжений в стенке трубопровода при наличии на её поверхности надреза различной глубины / В.А. Злотин, Г.Г. Попов, Научный руководитель: В.И. Болобов // Сборник научных трудов III Всероссийской конференции «Современные образовательные технологии в подготовке специалистов для минерально-сырьевого комплекса». – 2020. - С.1324-1329.

78. Попов, Г.Г. Сравнительная стойкость сталей промышленных нефтепроводов к ручейковой коррозии / В.И. Болобов, Г.Г. Попов, Е.А. Кривокрысенко [и др.] // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. - 2020. - №1. - С. 128 – 140.

79. Попов, Г.Г. Стенд для изучения условий возникновения «ручейковой» коррозии нефтепроводов / В.И. Болобов, Г.Г. Попов, Е.А. Кривокрысенко // Проблемы и перспективы студенческой науки. -2017. - №2(2). - С. 14-16.

80. Попов, Г.Г. Экспериментальный стенд для изучения механизма ручейковой коррозии / Г.Г. Попов, Е.А. Кривокрысенко // Сборник «Материалы 72-й Международной молодежной научной конференции «Нефть и газ - 2018». - том №2. - С. 63.

81. Попов, Г.Г. Экспериментальный стенд для исследования влияния напряженно-деформированного состояния металла на механизм "ручейковой" коррозии / В.И. Болобов, Г.Г. Попов, Е.А. Кривокрысенко // Современные образовательные технологии в подготовке специалистов для минерально-сырьевого комплекса: сб. науч. тр. II Всеросс. науч. конф. СПб.: СПГУ. - 2018. - С. 1156-1161.

82. Российская Федерация. Законы. О промышленной безопасности опасных производственных объектов : Федеральный закон № 116-ФЗ: текст с изменениями на 29 июля 2018 года : [принят Государственной думой 20 июня 1997 года : одобрен Советом Федерации 21 июля 1997 года]. – Москва : Кремль, 2018. – 12 с. – Текст: непосредственный.

83. Светлицкий, В.А. Механика гибких стержней и нитей / В.А. Светлицкий. – М.: Машиностроение, 1978. – 222 с.

84. Скоромный, В.И. Разработка методов и средств повышения безопасности эксплуатации нефтесборных трубопроводов: специальность 05.26.03 «Пожарная и промышленная безопасность»: автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук / Скоромный Вячеслав Иванович ; Уфимский государственный нефтяной технический университет. – Уфа, 2004. – 24 с.

85. Смолдырев, А. Е. Трубопроводный транспорт. Изд. 3, перераб. и доп. (2 изд. – 1970). – М.: Недра, 1980. – 293 с.

86. СП 284.1325800.2016. Трубопроводы промышленные для нефти и газа. Правила проектирования и производства работ. – Введен 2017-06-07. – М.: Стандартиформ, 2017. – 109 с.

87. Султанмагомедов, С.М. Обеспечение безопасной эксплуатации и долговечности промышленный трубопроводов, подверженный канавочному износу: специальности 05.26.03 «Пожарная и промышленная безопасность», 05.02.13 «Машины, агрегаты и процессы» : диссертация на соискание ученой степени доктора технических наук / Султанмагомедов Султанмагомед Магомедтагирович; Уфимский государственный нефтяной технический университет.– Уфа, 2003. – 286 с.

88. Тарасов, Ю.Л. Распределение напряжений в стенках трубопроводов при коррозионных повреждениях / Ю.Л. Тарасов, О.В. Хвесюк // Известия Самарского научного центра Российской академии наук, 2011. - Т. 13. - № 1 (3). - С. 702-706.

89. Тартаковский, Г.А. Строительная механика трубопроводов / Г.А. Тартаковский. – Москва: Недра, 1967. – 312 с.

90. Томленов, А.Д. Теория пластического деформирования металлов. Изд-во «Металлургия», 1972. – 408 с.

91. Улиг, Г. Г. Коррозия и борьба с ней. Введение в коррозионную науку и технику / Г. Г. Улиг, Р.У. Ревин - Пер. с англ./Под ред. А. М. Сухотина.—Л.: Химия, 1989.— Пер. изд., США, 1985. — 456 с.
92. Федеральная служба по экологическому, технологическому и атомному надзору: [сайт]. - Москва, 2003- . -URL: http://www.gosnadzor.ru/public/annual_reports (дата обращения: 11.05.2020).-Режим доступа: свободный. – Текст: электронный.
93. Чухарева, Н.В. Транспорт скважинной продукции: учебное пособие / Н.В. Чухарева, А.В. Рудаченко, А.Ф. Бархатов, Д.В. Федин; Национальный исследовательский Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2011. – 354 с.
94. Шаймухаметов М.Р. Напряжения в области канавочного разрушения трубопроводов // Нефтегазовое дело. - 2009. - №2. - С. 115 – 120.
95. Шаммазов, А.М. Расчет и обеспечение прочности трубопроводов в сложных инженерно-геологических условиях. Том 1. Численное моделирование напряженно-деформированного состояния и устойчивости трубопроводов / А.М. Шаммазов, Р.М. Зарипов, В.А. Чичелов [и др.]. – М.: Интер, 2005. – 706 с.
96. Шапошников, Н.А. Механические испытания металлов/ Н.А. Шапошников. – М.: МАШГИЗ, 1951. – 383 с.
97. Шинкин, В.Н. Моделирование процесса формовки заготовки для труб большого диаметра / В.Н. Шинкин, А.П. Коликов // Сталь, 2011. - № 1. - С. 54–58.
98. Шувахин, А. А. Моделирование в камерах искусственного климата атмосферной коррозии металла и ее ускорение посредством увеличения температуры / А.А. Шувахин, Ю.И. Михайловский, Н.Ф. Шаронова [и др.] // Защита металла. – 1977. – Т. 13, № 2. – С. 159-163.
99. Щербаков, В.П. Прикладная механика нити / В.П. Щербаков. – М.: Изд-во РИО МГТУ им. А.Н. Косыгина, 2001. – 301 с.
100. Эндель Н.И. Структурные факторы коррозионной стойкости сталей для нефтепромысловых трубопроводов: специальность 05.16.01 «Металловедение и термическая обработка металлов и сплавов»: автореферат диссертации на

соискание ученой степени кандидата технических наук / Эндель Наталья Иосифовна ; ФГУП «ЦНИИчермет им. И.П. Бардина». – Москва, 2011, – 28 с.

101. ASME B16.10-2009. Face-to-Face and End-to-End Dimensions of Valves. New York, The American Society of Mechanical Engineers, 2009. 50 p.

102. ASME B31.4-2002 Pipeline Transportation Systems for Liquid Hydrocarbons and Other Liquids. New York, The American Society of Mechanical Engineers, 2002. 126 p.

103. ASME B36.10M-2004. Welded and Seamless Wrought Steel Pipe. New York, The American Society of Mechanical Engineers, 2004. 26 p.

104. ASTM A 106A/ A 106M. Standard Specification for Seamless Carbon Steel Pipe for High-Temperature Service¹. New York, The American Society of Mechanical Engineers, 2018. 94 p.

105. ASME B31.1-2001. Power Piping. New York, The American Society of Mechanical Engineers, 2001. 367 p.

106. BP Statistical Review of World Energy, June 2018, 67th edition: [сайт]. - URL: <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2018-full-report.pdf> (дата обращения: 06.05.2020). - Режим доступа: свободный. – Текст: электронный.

107. Directive 97/23/EC of the European Parliament and of the Council of 29 May 1997 on the approximation of the laws of the Member States concerning pressure equipment, 1997. 55 p.

108. EN 10204-2005. Metallic products - Types of inspection documents. Berlin, German Institute for Standardisation, 2005. 9 p.

109. ISO 15156-1. Petroleum and natural gas industries - Materials for use in H₂S-containing environments in oil and gas production. Part 1: General principles for selection of cracking-resistant materials, 2015. 22 p.

110. NACE Standard MR0103. Material Requirements. Materials Resistant to Sulfide Stress Cracking in Corrosive Petroleum Refining Environments, 2005. 20 p.

111. NACE Standard MR0175. Petroleum and Natural Gas Industries. Materials for Use in H₂S-Containing Environments in Oil and Gas Production, 2009. 50 p.

112. Popov, G.G. Determination of factors affecting on grooving corrosion/ A.V. Kasyanov, A.E. Belousov, G.G. Popov, V.I. Bolobov // Topical Issues of Rational Use of Natural Resources 2019. - Vol. 1. - 2019. DOI: 10.1201/978100301452.

113. Popov, G.G. Study of factors enabling initiation and behavior of grooving corrosion. / G.G. Popov, A.V. Kasyanov, V.I. Bolobov, E.A. Krivokrysenko // E3S Web of Conferences. - 2019. – Vol. 121. - P. 3004. DOI: 10.1051/e3sconf/201912103004.

114. Popov, G.G. Use of Magnetic Anisotropy Method for Assessing Residual Stresses in Metal Structures / E.A. Krivokrysenko, G.G. Popov, V.I. Bolobov and V.E. Nikulin // Key Engineering Materials. – 2020. - Vol. 854. - pp 10-15. ISSN: 1662-9795.