

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования

«Уфимский государственный нефтяной технический университет»

На правах рукописи



ЮСУПОВ АЛЕКСАНДР ДАМИРОВИЧ

**ОБЕСПЕЧЕНИЕ УСТОЙЧИВЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕЖИМОВ
ЭКСПЛУАТАЦИИ ВЫСОКОТЕМПЕРАТУРНЫХ
ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ СКВАЖИН В УСЛОВИЯХ
УГЛЕКИСЛОТНОЙ КОРРОЗИИ**

Специальность:

2.8.4. Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

ДИССЕРТАЦИЯ

на соискание ученой степени

кандидата технических наук

Научный руководитель

доктор технических наук, профессор

Пономарев Александр Иосифович

Уфа – 2022

ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение.....	5
1 Анализ условий протекания углекислотной коррозии на объектах добычи углеводородов.....	14
1.1 Анализ осложнений коррозионного характера, возникающих на объектах добычи углеводородов	14
1.2 Механизм протекания углекислотной коррозии	22
1.3 Факторы, оказывающие влияние на скорость углекислотной коррозии	29
1.4 Методы прогнозирования скорости углекислотной коррозии.....	38
1.5 Методы диагностики технического состояния объектов добычи углеводородов, содержащих диоксид углерода.....	42
1.6 Методы защиты от углекислотной коррозии объектов добычи углеводородов.....	46
1.7 Анализ опыта эксплуатации объектов разработки ачимовских отложений УНГКМ.....	53
1.8 Выводы по главе 1.....	62
2 Разработка методов и средств исследования коррозии внутренней поверхности трубопроводов обвязки газоконденсатных скважин и газосборных коллекторов.....	65
2.1 Разработка и внедрение методов и технических устройств измерения скорости коррозии на исследуемых участках	65
2.2 Сравнительный анализ результатов определения скорости коррозии посредством ОСК с альтернативными методами коррозионного мониторинга	69
2.2.1 Комплексированный метод радиографического контроля и ультразвуковой толщинометрии.....	71

2.2.2	Оценка технического состояния с помощью видеоэндоскопа.....	73
2.2.3	Оценка технического состояния посредством ВТД.....	77
2.3	Ранжирование скважин по интенсивности коррозионных процессов внутренней поверхности трубопроводов обвязки скважин.....	78
2.4	Выводы по главе 2.....	79
3	Влияние параметров технологических режимов работы скважин на интенсивность углекислотной коррозии	82
3.1	Математическое моделирование фазового поведения скважиной продукции в условиях забоя скважин.....	82
3.2	Влияние изменения гидродинамических характеристик потока на интенсивность коррозионных процессов выкидных линий скважин.....	93
3.2.1	Оценка влияния степени закрытия углового дросселя на интенсивность коррозионных процессов в отсутствие ингибиторной защиты	95
3.2.2	Оценка влияния степени закрытия углового дросселя на интенсивность коррозионных процессов при ингибиторной защите	104
3.3	Адаптация математической модели процесса углекислотной коррозии на трубопроводах обвязки скважин применительно к условиям ачимовских отложений УНГКМ.....	113
3.4	Выводы по главе 3.....	123
4	Разработка противокоррозионных мероприятий и методов диагностики устьевого оборудования, трубопроводов обвязки скважин и системы сбора продукции ачимовских отложений Уренгойского НГКМ.....	126
4.1	Противокоррозионная защита внутренней поверхности элементов фонтанной арматуры и выкидных линий скважин.....	126
4.2	Разработка мероприятий по ингибиторной защите газосборных коллекторов и трубопроводов обвязки скважин.....	129

4.2.1 Постоянная подача ингибитора коррозии	129
4.2.2 Периодические ингибиторные обработки трубопроводов обвязки скважин.....	133
4.3 Разработка комплекса диагностических мероприятий с указанием периодичности проведения видов работ	139
4.4 Выводы по главе 4.....	145
Заключение	148
Список сокращений и условных обозначений.....	152
Список литературы	154
Приложение А	173

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы исследования

На 2020 год доказанные запасы природного газа в мире составляют 196,8 трлн м³ [136]. При этом природный газ и его компоненты являются одним из основных энергоносителей и источников сырья для нефтехимии. В целях роста ВВП газодобывающих стран, требуется увеличение добычи природного газа. Таким образом для обеспечения возможности постоянного роста добычи газа актуально изучение методов предупреждения осложнений, возникающих при его добыче, которые оказывают непосредственное влияние на суммарную добычу газа.

Одним из типов осложнений, все чаще проявляющихся на газовых и газоконденсатных месторождениях, является протекание коррозионных процессов на внутренней поверхности трубопроводов и оборудования систем сбора газа, эксплуатируемых в коррозионно-агрессивных условиях.

Одним из основных коррозионно-агрессивных факторов является содержание углекислого газа в составе добываемого флюида. Высокая температура добываемого продукта, присутствие воды, низкие значения pH и ряд других факторов дополнительно интенсифицируют процессы протекания углекислотной коррозии.

Доля новых газовых и газоконденсатных месторождений, характеризующихся высокой коррозионной агрессивностью, связанной с протеканием углекислотной коррозией, растет. Так, за последние годы начата разработка Бованенковского НГКМ, Южно-Кириного ГКМ, Чаяндинского НГКМ, ачимовских отложений Уренгойского НГКМ. На вышеуказанных месторождениях либо уже возникли осложнения, либо ожидаются проблемы коррозионного характера. Для обеспечения безопасной и надежной эксплуатации данных месторождений требуется своевременное и комплексное решение проблемы углекислотной коррозии на базе научно-исследовательских разработок.

Степень разработанности темы

Вопросами протекания углекислотной коррозией на газовых и газоконденсатных месторождениях и методами ее предотвращения занимались следующие авторы: Гафаров Н.А., Филиппов А.Г., Киченко А.Б., Легезин Н.Е., Абрамян А.А., Красилов Н.А, Кузнецов В.П., Ханларов ага М. Г., Моисеева Л.С., Маркин А.Н., Углова Е.С., Де Ваард К., Миллиамс Д.Е., Несич С., Фанг Х., Ванг С. и другие.

Несмотря на большой вклад многих исследователей в теорию и практику эксплуатации газовых и газоконденсатных месторождений, осложненной протеканием углекислотной коррозии, вопросы углекислотной коррозии на объектах разработки глубокозалегающих высокотемпературных газоконденсатных месторождений в условиях Крайнего Севера требуют дополнительных аналитических, лабораторных и промышленных исследований.

Цель работы

Обеспечение устойчивых технологических режимов эксплуатации скважин в условиях углекислотной коррозии скважинного оборудования и промышленных трубопроводов 2-го эксплуатационного участка ачимовских отложений Уренгойского НГКМ.

Основные задачи исследования

1. Анализ осложнений, возникающих при эксплуатации газовых и газоконденсатных месторождений, обусловленных присутствием диоксида углерода в добываемой продукции.

2. Определение причин повреждений внутренней поверхности трубопроводов и скважинного оборудования, эксплуатируемых на 2-м эксплуатационном участке ачимовских отложений УНГКМ.

3. Разработка средств и методов диагностики трубопроводов обвязки газоконденсатных скважин и их ранжирование по интенсивности коррозионных процессов.

4. Оценка возможности протекания углекислотной коррозии забойного оборудования (хвостовиков) ачимовских газоконденсатных скважин на 20-летний

период путем термодинамических расчетов фазового поведения пластовой газоконденсатной смеси и гидродинамических расчетов параметров восходящего потока газожидкостной смеси.

5. Оценка влияния изменения гидродинамических характеристик потока на интенсивность коррозионных процессов выкидных линий скважин.

6. Адаптация математической модели Де Ваарда-Мильямса, описывающей процесс углекислотной коррозии, к условиям трубопроводов обвязки скважин 2-го участка ачимовских отложений УНГКМ.

7. Разработка и промысловая апробация противокоррозионных мероприятий и методов диагностики устьевого оборудования, трубопроводов обвязки скважин и системы сбора продукции ачимовских отложений Уренгойского НГКМ.

Научная новизна работы

1. Установлено отсутствие углекислотной коррозии хвостовиков, выполненных из низколегированной стали на 3-х экспериментальных скважинах 2-го эксплуатационного участка ачимовских отложений УНГКМ на протяжении 20 лет при проектных технологических режимах их эксплуатации.

2. Установлено, что превалирующее влияние на интенсивность локальной углекислотной коррозии на участке трубопровода после углового дросселя оказывает касательное напряжение на стенке трубопровода (КНнС).

3. Уточнены параметры математической модели протекания углекислотной коррозии трубопроводов обвязки высокотемпературных скважин применительно к условиям 2-го эксплуатационного участка ачимовских отложений УНГКМ.

4. Установлена и экспериментально подтверждена способность композиции ингибитора коррозии ИК-3 (10%_{об}) с использованием в качестве растворителя метанола (90%_{об}) предотвращать протекание углекислотной коррозии и не создавать негативного воздействия на процессы транспорта и подготовки газа 2-го участка ачимовских отложений УНГКМ при ее постоянном дозировании.

5. Научно обоснована и экспериментально подтверждена технология периодических ингибиторных прокачек для защиты от углекислотной коррозии трубопроводов обвязки скважин 2-го эксплуатационного участка ачимовских

отложений УНГKM, заключающаяся в использовании композиции ингибитора коррозии ИК-3 (20 %_{об}) с использованием в качестве растворителя метанола (80 %_{об}), его выдержкой в трубопроводе в течение 1 часа, с последующей выдержкой обрабатываемого участка без ингибитора не менее 30 мин для окончательного формирования и стабилизации ингибиторной пленки.

Теоретическая и практическая значимость работы

Теоретическая значимость работы заключается в том, что разработаны методические основы безаварийной эксплуатации и диагностики оборудования и промышленных сооружений, обеспечивающих добычу газа и газового конденсата с содержанием диоксида углерода, а именно:

– определена причина износа внутренней поверхности трубопроводов и оборудования, транспортирующих скважинную продукцию 2-го эксплуатационного участка ачимовских отложений УНГKM – углекислотная коррозия;

– предложены методики проведения измерений скоростей коррозии с использованием разработанных гравиметрических устройств для выкидных линий скважин 2-го эксплуатационного участка ачимовских отложений УНГKM;

– адаптирована классическая модель углекислотной коррозии Де Ваарда-Мильямса применительно к условиям выкидных линий 2-го эксплуатационного участка ачимовских отложений УНГKM;

– предложен комплексный методический подход, включающий моделирование фазового поведения влажной газоконденсатной смеси на забое и гидродинамический расчет многофазного потока в скважине, для оценки возможности протекания углекислотной коррозии на забое газоконденсатных скважин;

– установлено влияние КНнС на локальную скорость углекислотной коррозии при изменении степени закрытия углового регулятора давления;

– получены значения КНнС, при которых происходит срыв ингибиторной пленки для ряда ингибиторов коррозии;

– предложена технология защиты от углекислотной коррозии выкидных линий газоконденсатных скважин периодическими ингибиторными обработками 20%-м раствором ингибитора коррозии;

– предложен комплекс диагностических мероприятий с указанием периодичности проведения каждого вида работ с учетом интенсивности коррозионных процессов.

Практическая значимость работы заключается в следующем:

1. Разработанные устройства измерения скорости коррозии, подтвержденные патентами РФ № 167617, 2659862, 2723262, 201563, внедрены и используются в системе коррозионного мониторинга объектов ООО «Газпром добыча Уренгой».

2. Установка для дозированной подачи раствора ингибитора коррозии, подтвержденная патентом РФ № 2726714, внедрена и используется в системе защиты от коррозии ООО «Газпром добыча Уренгой».

3. Технология защиты от углекислотной коррозии выкидных линий газоконденсатных скважин периодическими ингибиторными обработками 20%-м раствором ингибитора коррозии, подтвержденная патентом РФ № 2747601, внедрена и эффективно используется в системе защиты от коррозии объектов ООО «Газпром добыча Уренгой».

4. Результаты выполненных в диссертационной работе исследований используются в учебном процессе ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет» на кафедре «Разработка и эксплуатация газовых и нефтегазоконденсатных месторождений» по дисциплинам «Технология и эксплуатация газовых и газоконденсатных скважин» и «Сбор и подготовка газа и конденсата».

5. Практические рекомендации проведенных исследований учтены в рабочих нормативных документах ООО «Газпром добыча Уренгой»: СТО Газпром добыча Уренгой 05751745-184-2017, СТО Газпром добыча Уренгой 05751745-132-2019, в проекте реконструкции системы сбора газа 2-го эксплуатационного участка ачимовских отложений и при проектировании разработки и обустройства эксплуатационных участков 4А и 5А ачимовских отложений УНГКМ.

Методология и методы исследований

Решение поставленных задач производилось в соответствии с общепринятой методикой выполнения научных исследований, включающей обобщение и анализ предшествующих исследований, разработку рабочих гипотез и концепций, аналитические и лабораторные исследования, опытно-промышленные исследования и их методическое обеспечение. Теоретические исследования включают научный анализ и обобщение современной теории и практики в области углекислотной коррозии объектов добычи газа и газового конденсата, методов защиты и диагностирования технического состояния. Экспериментальные исследования включают проведение лабораторных и промышленных испытаний в соответствии с разработанными и утвержденными планами, обработку полученных результатов методами математической статистики в современных программных комплексах.

Положения, выносимые на защиту

1. Комплексный методический подход, включающий моделирование фазового поведения влажной газоконденсатной смеси на забое скважины совместно с гидродинамическим расчетом многофазного потока в скважине для оценки возможности протекания углекислотной коррозии незащищенного забойного оборудования.

2. Результаты экспериментальных исследований по оценке влияния гидродинамических характеристик потока газоконденсатного флюида на интенсивность коррозионных процессов выкидных линий скважин.

3. Разработанные устройства диагностики для оценки интенсивности процессов углекислотной коррозии выкидных линий скважин.

4. Технология постоянного ингибирования газосборных коллекторов с использованием композиции ингибитора коррозии с применением в качестве растворителя метанола, обеспечивающая защитный эффект 85 % и снижение скорости коррозии до значений ниже 0,1 мм/год.

5. Технология периодических ингибиторных обработок трубопроводов обвязки скважин с использованием композиции ингибитора коррозии

с применением в качестве растворителя метанола, обеспечивающая защитный эффект 85 % и снижение скорости коррозии до значений ниже 0,1 мм/год.

Степень достоверности и апробация результатов

Достоверность численных исследований и результатов моделирования фазовых состояний, гидродинамических режимов обеспечена использованием сертифицированных программных комплексов ANSYS CFX (версии 17.0), Aspen Hysys (версия 11), R-Studio (версия 8.13), Solid Works Flow Simulation, ГазКондНефть (версия 4.4).

Достоверность результатов лабораторных и автоклавных исследований обеспечена использованием поверенных средств измерений, аттестованного оборудования и утвержденных методик.

Основные положения и результаты диссертационной работы докладывались на открытых научно-технических конференциях молодых учёных и специалистов ООО «Газпром добыча Уренгой» (г. Новый Уренгой, 2015, 2016, 2017, 2020 гг.), 70-й международной научно-технической конференции «Нефть и газ 2016» (г. Москва, 2016), XI международной научно-технической конференции «Диагностика оборудования и трубопроводов, подверженных воздействию сероводородсодержащих сред» (г. Оренбург, 2016), VII открытой научно-технической конференции молодых специалистов и молодых работников «Знания. Опыт. Инновации» (г. Астрахань, 2017), всероссийской научно-практической конференции «Обеспечение эффективного функционирования газовой отрасли» (г. Новый Уренгой, 2017), международных научно-технических конференциях «Коррозия в нефтяной и газовой промышленности» (г. Самара, 2017, 2018, 2021 гг.), арктических научно-практических конференциях молодых ученых и специалистов (г. Новый Уренгой, 2017, 2019 гг.), международной научно-практической конференции «Актуальные вопросы противокоррозионной защиты» (г. Санкт-Петербург, 2017), International Conference «Corrosion in the Oil and Gas Industry» (г. Санкт-Петербург, 2019, 2021 гг.), XIII всероссийской конференции молодых ученых, специалистов и студентов «Новые технологии в газовой промышленности» (г. Москва, 2019), научно-технической конференции «Цифровые технологии

в добыче и переработке углеводородов: от моделей к практике» (г. Уфа, 2020), национальной научно-практической конференции «Нефть и газ: технологии и инновации» (г. Тюмень, 2020), 75-й Международной молодежной научной конференции «Нефть и газ – 2021» (г. Москва, 2021), IX Молодежной международной научно-практической конференции «Новые технологии в газовой отрасли: опыт и преемственность» (г. Москва, 2021), а также реализованы при проектировании разработки и обустройства эксплуатационных участков 4А и 5А ачимовских отложений УНГКМ и в проекте реконструкции системы сбора газа 2-го эксплуатационного участка ачимовских отложений.

Публикации

По теме диссертации опубликовано 23 научные работы, в том числе 3 статьи в научных журналах, цитируемых в международных базах данных Scopus и/или Web of Science, 4 статьи в научных журналах, цитируемых в международной базе данных Chemical Abstracts и журналах, рекомендованных ВАК Министерства науки и высшего образования РФ, 2 статьи в рецензируемых научных изданиях, рекомендованных ВАК Министерства науки и высшего образования РФ, получены 6 патентов на результаты интеллектуальной деятельности.

Структура и объем работы

Диссертационная работа состоит из введения, четырех глав, заключения, списка сокращений и условных обозначений, библиографического списка использованной литературы, включающего 168 наименований. Работа изложена на 174 страницах машинописного текста, содержит 54 рисунка, 39 таблиц, 1 приложение.

Работа частично выполнена при финансовой поддержке ООО «Газпром добыча Уренгой» (Грант генерального директора ООО «Газпром добыча Уренгой» на обучение в аспирантурах и докторантурах российских образовательных учреждений высшего образования, 2016 г.).

Автор выражает глубокую благодарность своему научному руководителю д.т.н., профессору Пономареву А.И. за постоянный интерес, участие в обсуждении полученных результатов и помощь при оформлении диссертации. Автор также благодарит руководство и технических специалистов ООО «Газпром добыча Уренгой» и ООО «Газпром ВНИИГАЗ» за неоценимую помощь в организации и проведении исследований и постановке экспериментов по теме диссертации.

1 АНАЛИЗ УСЛОВИЙ ПРОТЕКАНИЯ УГЛЕКИСЛОТНОЙ КОРРОЗИИ НА ОБЪЕКТАХ ДОБЫЧИ УГЛЕВОДОРОДОВ

1.1 Анализ осложнений коррозионного характера, возникающих на объектах добычи углеводородов

Процесс добычи углеводородов очень часто сопровождается протеканием коррозии, как на внутренней поверхности оборудования и трубопроводов, контактирующей с агрессивной скважинной продукцией, так и протеканием коррозии на наружной поверхности оборудования, контактирующей с грунтом или атмосферой. Коррозия представляет собой разрушение металла под воздействием внешних факторов. Процессам коррозии подвергаются практически все металлические конструкции, используемые в различных производственных отраслях, и в частности, в топливно-энергетическом комплексе. Нефтегазодобывающее оборудование и трубопроводы, транспортирующие неподготовленные углеводороды подвержены влиянию коррозии внутренней поверхности в присутствии разнообразных коррозионно-опасных агентов. Интенсивную коррозию может вызывать наличие в добываемом флюиде воды, кислорода, сероводорода, органических кислот, углекислого газа и других веществ.

Присутствие диоксида углерода в добываемой продукции способно вызвать развитие и протекание специфической формы коррозии – углекислотной коррозии. Данный тип коррозии проявляется, как правило, в виде локальных повреждений: язв, питтингов, мейза-разрушений (Рисунок 1). Высокая точечная (локальная) скорость углекислотной коррозии в вышеуказанных местах представляет серьезную угрозу для безопасной и надежной добычи и транспортировки углеводородов.



Рисунок 1 – Примеры протекания углекислотной коррозии внутренней поверхности газопромыслового оборудования и трубопроводов

Углекислотную коррозию в мире изучают более 70 лет [1,45,50,52,55]. Впервые с указанной проблемой столкнулись в США в середине XX века. Проблема была выявлена в трубопроводах, транспортирующих попутный нефтяной газ, содержащий до 10 % CO_2 . Немного позже углекислотная коррозия была выявлена на газовых и газоконденсатных месторождениях Канады, Франции, Югославии [38,57,103,106,108,161].

Проблема углекислотной коррозии в СССР стала актуальной в начале 60-х годов с началом разработки глубокозалегающих газоконденсатных месторождений с высокими пластовыми температурами и давлениями, содержащими до 6 % CO_2 в добываемой продукции [1,5,41,44,45,48,49,52]. В те времена разработка таких залежей началась в Краснодарском крае (месторождения Майкопское, Березанское, Некрасовское, Усть-Лабинское, Сердюковское, Южно-Советское, Ленинградское и др.), Ставропольском крае (месторождения Северо-Ставропольско-Пелагиадинское, Русский Хутор, Мирненское и др.), Украине (месторождения Шебелинское, Гадячское, Солоховское и др.), Дагестане (месторождение Солончаковое, Ачису и др.), ряде месторождений Средней Азии (Шатлыкское и др.). В Таблице 1 указаны термобарические параметры для пластовых условий на начальный период эксплуатации и наибольшие зафиксированные значения содержания углекислого газа в добываемом продукте для приведенных месторождений.

Таблица 1 – Характеристика начальных условий эксплуатации газовых и газоконденсатных месторождений, содержащих в продукции CO_2

Регион	Месторождение	Начало разработки, год	Максимальное содержание CO_2 , %об	Начальное пластовое давление, МПа	Пластовая температура, °С
Краснодарский край	Майкопское	1960-1970	6,00	26,5	120
	Сердюковское		2,80	26,0	109
	Березанское		4,00	28,2	97
	Челбасское		1,40	22,7	95
	Крыловское		1,60	25,0	90
	Каневское		2,00	14,5	66
	Старо-Минское		0,50	22,3	70
	Ленинградское		0,70	22,5	70
	Куцевское		0,70	14,9	45
Ставропольский край	Северо-Ставропольско-Пелагиадинское	1956	1,30	7,3	78
Туркменистан	Шатлыкское	1973	1,40	36,8	137
Украина (район Днепровско-Донецкой впадины)	Гадячское	1970-1980	3,00	40,0	130
	Солоховское		1,50	23,5	90
	Тимофеевское		1,50	38,0	110
	Ново-Троицкое		0,50	27,0	80
	Распашновское		0,60	42,0	90
	Ново-Украинское		0,26	36,0	80
	Машевское		0,50	26,0	80

При данных условиях на всех вышеобозначенных месторождениях имела место углекислотная коррозия с различной интенсивностью. Максимальные измеренные значения скорости коррозии составили порядка 8 мм/год [50]. Кроме того, различались и участки, на которых фиксировались коррозионные разрушения. На одних месторождениях наибольшим повреждениям подвергалась нижняя часть подвески НКТ, на других месторождениях в большей степени коррозии подвергались трубопроводы системы сбора газа или технологическое оборудование установок подготовки газа. Это связано с отличающимися термобарическими параметрами эксплуатации и различными гидродинамическими режимами движения потока скважинной продукции. Подробная информация о влиянии факторов на скорость протекания углекислотной коррозии приведена в параграфе 1.3.

Позже углекислотная коррозия была выявлена на нефтяных месторождениях Западной Сибири. Так в 1978-1980 гг. были обнаружены первые коррозионные дефекты нефтегазопроводов Самотлорского нефтяного месторождения [51]. Одной из причин, по которой на объектах добычи нефти СССР ранее не фиксировался данный тип коррозии является то, что до 1978 года добычу нефти преимущественно вели с небольших глубин и соответственно парциальное давление CO_2 было низким для протекания углекислотной коррозии. Стоит отметить, что механизм CO_2 -коррозии на Самотлорском месторождении имеет свою особенность, связанную с высокой минерализацией пластовых вод. Еще одним отличием углекислотной коррозии, протекающей на газовых и нефтяных месторождениях, является возможность самоингибирования за счет свойств жидкой углеводородной фазы на некоторых нефтяных месторождениях [113]. Минусом данного свойства является возможность развития локальной коррозии за счет слабой адгезии защитной пленки и частичного ее уноса с последующей интенсивной коррозией в местах ее отслоения. Подробная информация о механизме протекания углекислотной коррозии приведена в параграфе 1.2.

В 70-80 годах в СССР началась разработка крупных газовых и газоконденсатных месторождений, в составе скважинной продукции которых содержались кислые компоненты в объеме до 40 %. Кроме углекислого газа в добываемой продукции содержалось значительное количество сероводорода. Данный тип месторождений стал новым для страны. До того времени были известны месторождения, в которых также присутствовали кислые компоненты, однако их содержание и рабочее давление в системе были незначительными для протекания интенсивных процессов коррозии. Новая группа месторождений была открыта в Оренбургской и Астраханской областях, Туркменистане и Узбекистане [17,50]. В Таблице 2 приведены основные термобарические параметры для условий пласта и содержание кислых компонентов в добываемом флюиде для крупных месторождений новой группы. Для указанных месторождений проблема, связанная с содержанием кислых компонентов, была выявлена еще на этапе геологической разведки. Причем повреждения бурового

оборудования были вызваны сульфидным коррозионным растрескиванием металла, которое в свою очередь является производной реакцией от присутствия сероводорода. Поэтому, несмотря на наличие в добываемом продукте углекислого газа, основные проблемы и дальнейшие пути их решения были связаны с содержанием сероводорода в скважинной продукции.

Таблица 2 – Характеристика начальных условий эксплуатации газовых и газоконденсатных месторождений, содержащих в продукции H_2S и CO_2

Месторождение	Пластовое давление, МПа	Пластовая температура, °С	Содержание, %об	
			H_2S	CO_2
Оренбургское	20,6	28	2,0	2,0
Астраханское	67,0	107	25,0	15,0
Урта-Булак	30,0	110	5,5	5,0
Кандым	60,0	120	3,5	4,0

Современный зарубежный опыт эксплуатации месторождений в условиях углекислотной коррозии географически привязан к северному шельфу Европы.

Так, например, месторождение Troll является крупным газоконденсатным месторождением. Его эксплуатация началась в 1996 году [158]. Причем на шельфе производится только предварительное отделение воды, а основная подготовка продукции осуществляется на суше. После предварительного отделения воды газовый конденсат и газ подаются в один коллектор до берега, протяженностью 65 км. Газ месторождения Troll содержит порядка 0,3 % CO_2 . Ключевые параметры эксплуатации трубопровода приведены в Таблице 3. Благодаря проектным противокоррозионным решениям проблем коррозионного характера не выявлено.

Таблица 3 – Характеристика условий эксплуатации трубопровода (шельф – берег) месторождения Troll

Параметр	Начало трубопровода	Конец трубопровода
Содержание CO_2 , %мол	0,3	
Парциальное давление CO_2 , МПа	0,04	0,03
Температура, °С	50	5

Месторождение Ormen Lange также является одним из крупнейших газовых месторождений на норвежском континентальном шельфе. Его эксплуатация началась в 2007 году. Добычный комплекс и трубопроводы расположены под водой. Газ транспортируется на сушу для дальнейшей подготовки. В публикациях [132,154] приводятся следующие данные по месторождению: рабочее давление 10 – 25 МПа, температура 0 – 80 °С, содержание CO_2 – 0,44 %_{мол}, минерализация воды 6-14 г/л. В работах акцентируется внимание на потенциальную коррозионную агрессивность транспортируемого влажного газа, однако применяемые методы противокоррозионной защиты позволили обеспечить безопасную эксплуатацию трубопроводов и оборудования.

Месторождение Vega также располагается у берегов Норвегии. Исполнение скважин и промысловых трубопроводов – подводное. Суммарная длина подводных газопроводов более 51 км. Рабочее давление составляет 13,3 МПа, максимальная температура 115 °С, содержание CO_2 2,0-3,7 %_{мол}, максимальное парциальное давление CO_2 0,42 МПа. В трубопроводах также присутствует вода. В большей степени это конденсационная вода, но в небольших количествах присутствует и пластовая вода (менее 10% от общего содержания воды). Данные параметры позволяют говорить о коррозионной агрессивности транспортируемого флюида, однако информации о наличии коррозионных дефектов нет, что скорее всего связано с комплексом мероприятий, применяемых для защиты от углекислотной коррозии.

Также на норвежском шельфе эксплуатируется газоконденсатное месторождение Snohvit [130], являющегося базовым месторождением для проекта СПГ. Бурение первых скважин в Баренцевом море началось в 2004 году. Добываемая продукция в многофазном режиме транспортируется по трубопроводу длиной более 163 км и доставляется на берег. Трубопровод характеризуется следующими параметрами эксплуатации: рабочее давление 12,5 МПа, температура 5-70 °С, содержание CO_2 5,2-7,9 %_{мол}, минерализация воды до 160 г/л. Для противокоррозионной защиты используется комплекс мер, позволяющий исключать аварии и инциденты по причине коррозионных разрушений.

В настоящее время проблема CO_2 -коррозии вновь стала актуальна для ряда газоконденсатных месторождений, расположенных в России. В частности, проблема коснулась новых проектов в Надым-Пур-Тазовском регионе, на полуострове Ямал, в Якутии и на шельфе о. Сахалин [11,30,32,35,37].

Так через 2 года после начала разработки Бованенковского месторождения, в 2014 году ввиду отсутствия проектных решений по противокоррозионной защите были выявлены дефекты внутренней поверхности трубопроводов обвязки скважин. После выявления первых следов коррозии был проведен полноценный коррозионный мониторинг, по результатам которого определены объекты, подверженные коррозии:

- подземное оборудование и НКТ;
- фонтанная арматура и технологические обвязки газовых скважин;
- трубопроводы и оборудование УКПГ от входных ниток и кольцевых коллекторов сырого газа до цеха входных сепараторов [54,89].

Помимо Бованенковского месторождения еще одним объектом разработки ООО «Газпром добыча Надым» является Юбилейное месторождение. Несмотря на то, что газ с месторождения поступает в единую систему газоснабжения с 1992 года проблема коррозии стала актуальной с началом разбуривания новых горизонтов [3,39,94]. В 2014 году начата разработка новых пластов ПК₁₈₋₂₁, АУ₁₀ и АУ₁₁. В составе добываемого продукта также содержится углекислый газ до 0,36 %_{мол.} Его парциальное давление на некоторых скважинах доходит до значений в 0,15 МПа, что в комплексе с присутствием минерализованной воды интенсифицирует процессы углекислотной коррозии.

Морские объекты добычи газа, имеющие в составе добываемой продукции кислые газы, имеют свою специфику эксплуатации. В первую очередь при проектировании таких объектов закладывается большой запас прочности и уделяется большое внимание обеспечению надежности и безопасности эксплуатации. Так при проектировании разработки Киринского месторождения, ввиду наличия в скважинной продукции диоксида углерода, проектной организацией была предусмотрена подача ингибитора коррозии иностранного

производства. Однако в рамках исполнения Программы по обеспечению импортозамещения промышленности Российской Федерации требовалось проведение полного цикла испытаний по подбору ингибитора коррозии российского производства с последующим сопровождением внедрения подобранного ингибитора коррозии на объектах добычи. Данную работу проводит ООО «Газпром ВНИИГАЗ» [29]. Благодаря наличию проектных решений в области противокоррозионной защиты, следов протекания углекислотной коррозии не выявлено. Кроме прочего в ближайшее время планируется приступить к разработке соседнего Южно-Кириного месторождения, где также прогнозируется высокая коррозионная агрессивность флюида [91].

В 2014 году после 5 лет эксплуатации была выявлена углекислотная коррозия на объектах добычи скважинной продукции 2-го участка ачимовских отложений Уренгойского НГКМ [2,92,97]. Более детально данный вопрос рассмотрен в параграфе 1.7.

На сегодняшний день существует риск, что на Чайндинском НГКМ также может возникнуть проблема углекислотной коррозии. Это связано с тем, что перед отправкой газа в магистральный трубопровод «Сила Сибири» его обедняют посредством использования специальных мембран, которые отфильтровывают, как ценный гелий, так и CO_2 . Далее полученный продукт (пермеат) закачивают обратно в пласт. В пермеате содержание CO_2 может достигать значений – 10,7 %_{об}. При этом парциальное давление диоксида углерода будет достигать значений в 1,8 МПа, что однозначно будет приводить к протеканию процессов коррозии на внутренней поверхности трубопроводов, транспортирующих пермеат, в случае конденсации воды. Кроме того, имеется высокая вероятность протекания процессов коррозии подземного оборудования добывающих скважин и трубопроводов обвязки скважин, несмотря на низкие значения пластовых температур и давлений [64]. Данное оборудование изготовлено из низколегированных сталей, не стойких к углекислотной коррозии. Совокупность всех указанных параметров позволяет говорить о риске возникновения проблем углекислотной коррозии. Однако на сегодняшний день

коррозионных дефектов не выявлено, что связано с непродолжительным сроком эксплуатации. Помимо прочего в настоящее время ведется работа по разработке противокоррозионных мероприятий и разработке систем коррозионного мониторинга, которые позволят обеспечить безопасную и надежную эксплуатацию Чаяндинского месторождения в случае подтверждения коррозионного воздействия флюида.

Начальные условия эксплуатации описанных выше современных газовых и газоконденсатных месторождений, содержащих в продукции CO_2 , отражены в Таблице 4.

Таблица 4 – Характеристика начальных условий эксплуатации современных газовых и газоконденсатных месторождений, содержащих в продукции CO_2

Месторождение	Год начала разработки	Макс. пластовое давление, МПа	Макс. пластовая температура, °С	Содержание, CO_2 , %об
УНГКМ (ачимовские отложения)	2009	59	105	0,8 – 1,0
Кириновское	2013	30	108	0,38 – 1,39
Бованенковское ТП ₁₋₆	2012	13	39	0,23 – 0,74
Бованенковское ТП ₇₋₁₁	2012	14	47	0,95 – 1,79
Юбилейное ПК ₁₈₋₂₁	2014	16	50	0,22 – 1,01
Чаяндинское	2019	13	17	0,31

1.2 Механизм протекания углекислотной коррозии

В соответствии с теорией микрогальванических элементов [27] на поверхности стали образуются микрогальванопары, которые представляют из себя анод, на котором происходит растворение железа и катод, на котором свободные электроны, образовавшиеся в результате анодной реакции, ассимилируются ионами или молекулами из электролита. Образование микрогальванопар происходит по причине возникновения разности потенциалов между отдельными участками поверхности металла. С течением времени ввиду

протекающих процессов коррозии возможна постоянная смена катодов и анодов, что в конечном итоге приводит к равномерной коррозии поверхности металла. Однако возможна и другая ситуация, в ходе которой анодные участки остаются в одной зоне и в этом месте протекает интенсивная коррозия. Локальный тип коррозии является более опасным ввиду сложностей в прогнозировании мест возникновения и скорости процесса. Углекислотная коррозия в большинстве случаев имеет локальный характер течения, однако равномерный характер распределения углекислотной коррозии также имеет место.

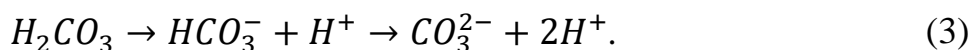
Механизм углекислотной коррозии по-прежнему остается предметом дискуссии, несмотря на многолетние исследования в данном направлении. Однако существует ряд утверждений, с которыми согласны все исследователи. Так, например, доказано, что скорость коррозии в присутствии CO_2 выше, чем скорость коррозии в присутствии сильных кислот при тех же значениях pH, несмотря на то, что угольная кислота является слабой кислотой и в водном растворе не полностью диссоциирует [114]. В данном параграфе приведены различные объяснения данной закономерности и представлены основные теории протекания углекислотной коррозии, сформировавшиеся на сегодняшний день.

CO_2 , находясь в составе пластового газа, пропорционально растворяется как в углеводородной, так и в водной фазе. Количество растворенного углекислого газа для каждой фазы определяется, исходя из коэффициента активности и растворимости диоксида углерода. Как известно углеводородная фаза не является коррозионно-опасной, а в некоторых случаях даже ингибирует процесс коррозии [78], поэтому далее будет рассмотрено взаимодействие CO_2 исключительно с водной фазой. Растворение углекислого газа и его последующая гидратация происходит в соответствии с реакциями (1,2).



Данный процесс не является термодинамически благоприятным [162]. С ростом температуры растворимость углекислого газа в воде уменьшается. Так, например, при парциальном давлении CO_2 0,1 МПа и температуре 25 °С растворимость составляет 1,5 г/кг. А при 100 °С снижается до 0,4 г/кг.

Далее H_2CO_3 ступенчато диссоциирует на ионы согласно обратимой реакции (3).



Применительно к коррозионным процессам растворение углекислого газа может быть связано с наличием 3-х потенциальных окислителей: H_2CO_3 , HCO_3^- , H^+ . И в зависимости от рН доля окислителей может меняться в растворе (Рисунок 2) [98].

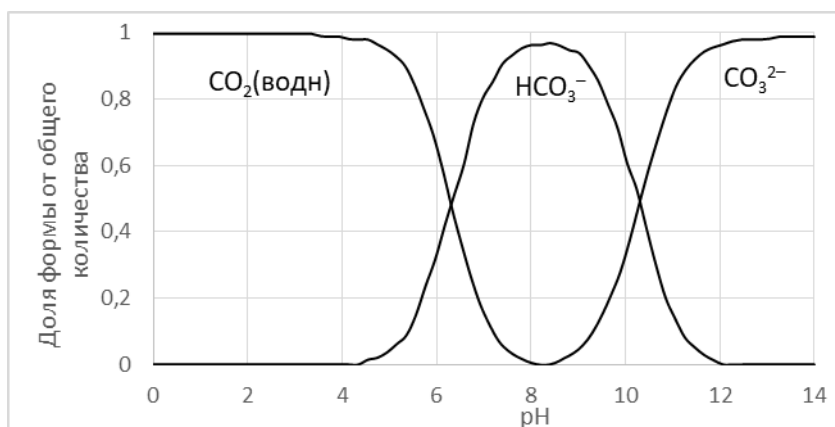
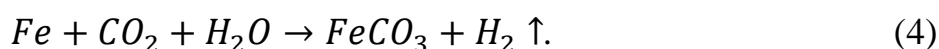


Рисунок 2 – Равновесные соотношения H_2CO_3 , HCO_3^- , CO_3^{2-} в зависимости от рН при 25 °С

Вопросу изучения электрохимических реакций процесса углекислотной коррозии было посвящено много работ, как иностранных, так и отечественных исследователей. Среди известных отечественных исследователей электрохимии углекислотной коррозии были Л.С. Моисеева, Ю.И. Кузнецов, А.Н. Маркин, Р.Э. Низамов [37,52,56]. Среди иностранных исследователей выделяются Де Ваард, Лотс, Мильямс, Шмидт, Ротман, Эрикруд, Несич, Дугстад и многие другие [114,119,121,127,128,143,149,152,165]. Стоит отметить, что изначально данный вопрос активно изучался норвежскими исследователями, позже к ним

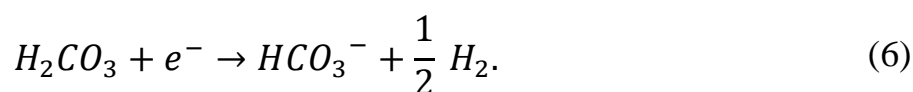
присоединились специалисты института коррозии и многофазных технологий (ICMT) Университета Огайо (США). Большинство предлагаемых реакций было изучено и впоследствии проанализировано Несичем [148,149], Гарсани [125], Р.В Кашковским и К.А. Ибатуллиным [37].

В соответствии с работами авторов, указанными выше, в широком смысле процесс углекислотной коррозии стали включает в себя растворение железа на аноде и выделение водорода на катодных участках в соответствии с суммарной реакцией (4):



Катодная реакция

В общем понимании, катодный процесс подразумевает ассимиляцию валентных электронов, образовавшихся в результате анодного растворения металла, посредством окислителей, в роли которых могут выступать различные частицы [27]. В исследованиях фигурируют 2 основных уравнения катодной реакции (5,6):



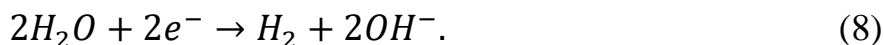
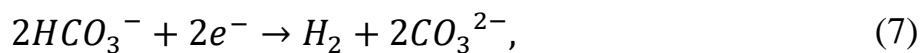
Причем доля реакций по каждому уравнению в общей ассимиляции электронов зависит от рН, температуры, концентрации различных компонентов и т.д.

Для сильных кислот, которые полностью диссоциируют в растворах, восстановление водорода происходит по реакции (5) и не может превышать скорость переноса молекул водорода от поверхности металла в раствор и скорость подвода к поверхности ионов водорода из раствора. Таким образом для сильных кислот скорость катодной реакции лимитируется скоростью массопереноса.

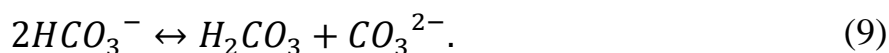
Угольная кислота с одной стороны сама принимает на себя электроны – происходит непосредственное восстановление H_2CO_3 по реакции (6). С другой стороны H_2CO_3 диссоциирует непосредственно в приэлектродном слое, что способствует пополнению его дополнительными ионами водорода, которые впоследствии восстанавливаются [160]. За счет этого скорость катодного процесса выше для раствора угольной кислоты, чем для раствора сильной кислоты при том же значении pH.

Первое упоминание о «прямом восстановлении H_2CO_3 » в соответствии с реакцией (6) было в работах Де Ваарда [117, 119]. Впоследствии многими исследователями была подтверждена возможность протекания данной реакции [52,56,125,127,148]. Другими исследователями было отмечено, что термин «прямое восстановление H_2CO_3 » недостаточно точно определен и что фактический механизм процесса неясен [135,143,157]. Ремита с соавторами [157] провели экспериментальные исследования, в соответствии с которыми превалирующее влияние на скорость катодного процесса оказывает скорость восстановления ионов водорода. По мнению Ремита восстановлением угольной кислоты при расчете скорости катодного процесса можно пренебречь. Трэн с соавторами [165] также провели комплекс экспериментов, включая автоклавные испытания. Исследователями была подтверждена теория, выдвинутая Ремита [157] о несущественном влиянии восстановления H_2CO_3 на скорость катодной реакции. Авторы считают, что основной фактор, влияющий на увеличение скорости катодной реакции и скорости коррозии в целом является роль угольной кислоты в качестве буфера, обеспечивающего приток ионов водорода в приэлектродном слое в результате процессов ее диссоциации.

Кроме того, Ремита с соавторами [157] был предложен механизм прямого восстановления ионов HCO_3^- [126,133,153] и молекул воды [115,148], которые по их мнению имели более важное значение, чем прямое восстановление угольной кислоты при низких парциальных давлениях и высоком pH:



Другими иностранными исследователями [166] был предложен механизм регенерации угольной кислоты в соответствии с уравнением (9) в случае высокой концентрации гидрокарбонатов в растворе. За счет этого также возможно увеличение скорости коррозии в определенном диапазоне pH, при котором содержание гидрокарбонатов максимальное.

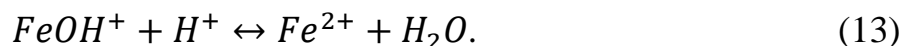
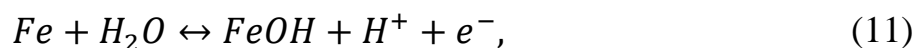


Анодная реакция

Общее уравнение анодного растворения железа (10):



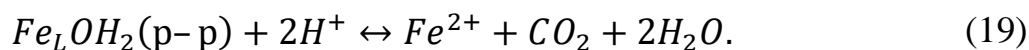
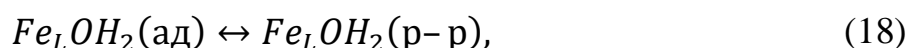
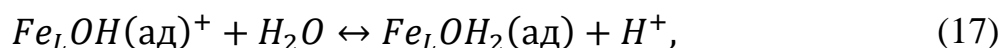
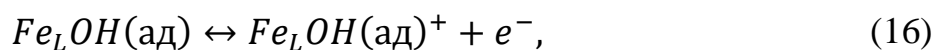
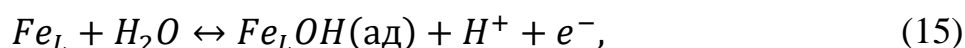
Согласно экспериментальным результатам Бокрис [104] предложил дополнительные уравнения анодной реакции (11,12,13):



Этим вопросом также подробно занимались Дразик, Лоренс и Гейслер [120], которые детально рассмотрели предложенный Бокрисом механизм и подтвердили его. Однако, по мнению исследователей данный механизм в большей степени

распространялся на растворы сильных кислот. Но несмотря на данный факт, этот механизм часто применяют для растворов, насыщенных CO_2 [119,126,127].

Несич нашел некоторые несоответствия, касающиеся характера изменения скорости коррозии при изменении pH и предложил свой механизм анодной реакции, объясняющий выявленные закономерности [123,147]:



Приведенный в уравнениях (14,15,16,17,18,19) механизм объясняет экспериментальные результаты для растворов с pH более 5. В приведенных уравнениях комплекс $Fe-CO_2$ был обозначен как Fe_L . Несич предположил, что комплекс образуется в виде адсорбированных частиц на поверхности металла и ускоряет процесс растворения железа. В случае, если $pH < 4$, утверждается, что скорость переноса заряда по уравнению (16) будет увеличиваться, и лимитирующим скорость анодной реакции будет этап десорбции по уравнению (18).

Процесс электрохимической коррозии чаще всего сопровождаются образованием продуктов коррозии на поверхности стали. Образовавшаяся пленка может быть плотной и непроницаемой и выполнять роль защитной, либо иметь плохую адгезию и высокую пористость в результате чего будет интенсифицироваться локальная коррозия. Возможность образования указанных

пленок обусловлена многими факторами, влияние которых на конечную скорость коррозии приведено в следующем параграфе.

1.3 Факторы, оказывающие влияние на скорость углекислотной коррозии

Процесс углекислотной коррозии является многофакторным, поэтому на коррозионное разрушение внутренней поверхности трубопроводов, транспортирующих влажный газ, содержащий углекислый газ, оказывают влияние: парциальное давление двуокиси углерода, температура, характер течения, фазовые состояния транспортируемого продукта, минерализация водной фазы, pH, влажность газа, давление среды, механические напряжения в металле труб и многое другое. Ниже будут рассмотрены основные факторы, оказывающие влияние на скорость коррозии.

Содержание углекислого газа в газовой фазе.

Различными исследователями [1,45,50] было изучено влияние содержания углекислого газа в газовой фазе добываемой продукции на скорость протекания процессов коррозии. Все авторы сходятся в том, что скорость коррозии возрастает с ростом концентрации углекислого газа. На Рисунке 3 представлены экспериментальные результаты, полученные Н.Е. Легезиным [50] в лабораторных условиях. Стоит отметить, что эксперименты проводились при атмосферном давлении, соответственно невозможно было создать условия высокой растворимости CO_2 в воде. Поэтому более корректно при оценке коррозионной агрессивности добываемой продукции использовать парциальное давление CO_2 .

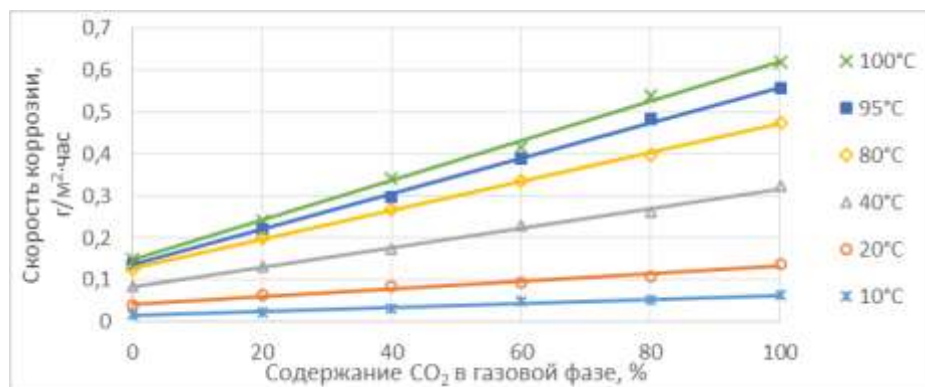


Рисунок 3 – Зависимость скорости коррозии низколегированной стали группы прочности Д от содержания углекислого газа в газовой фазе при различных температурах

Парциальное давление углекислого газа.

Широко известно, что с повышением парциального давления двуокиси углерода скорость общей коррозии возрастает [1,27,37,119,150]. Причем кривая данной зависимости носит логарифмический характер, а точнее до определенного перегиба кривая имеет линейную зависимость, после чего темп роста скорости коррозии начинает снижаться. На Рисунке 4 представлены результаты промышленных исследований этой зависимости, проведенные В.П. Кузнецовым [45].

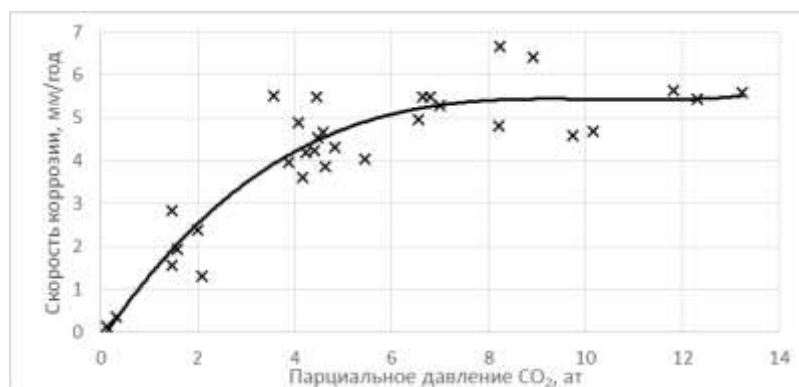


Рисунок 4 – Зависимость скорости коррозии низколегированной стали группы прочности Д от парциального давления (промышленные испытания)

Данные исследования, как и многие другие подтверждают резкий рост скорости коррозии с ростом парциального давления CO₂ до определенного значения. В исследованиях В.П. Кузнецова для температуры 80 °С перегиб кривой

начинается на значении парциального давления CO_2 0,4 МПа. Далее темп роста скорости коррозии замедляется. Это объясняется тем, что закон Генри, объясняющий линейный характер зависимости растворимости газа от его парциального давления, работает лишь при невысоких парциальных давлениях. И чем выше парциальное давление, тем больше становится отклонение, что явно прослеживается на Рисунке 4.

Температура.

Зависимость скорости углекислотной коррозии от температуры является довольно изученным вопросом. Этим вопросом занимались многие исследователи [10,150,167]. Все ученые отмечают большую роль температуры в протекании коррозии в присутствии углекислого газа. Основной причиной зависимости скорости коррозии от температуры, как и для всех химических реакций, является рост скорости диффузии и удельной электропроводности раствора с ростом температуры. На Рисунке 5 приведены результаты серии лабораторных экспериментов, проведенных Н.Е. Легезиным [50].

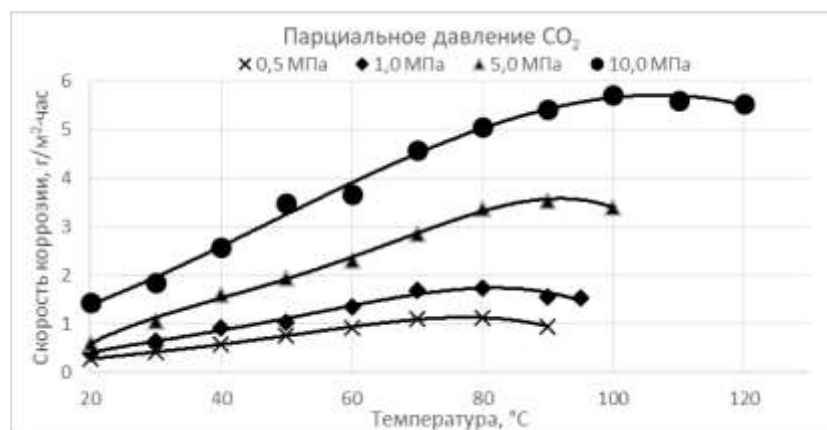


Рисунок 5 – Зависимость скорости коррозии низколегированной стали группы прочности Д от температуры при различных парциальных давлениях CO_2

Полученные зависимости являются классическими и подтверждаются всеми исследователями. Для зависимостей характерен следующий характер: с повышением температуры во всех случаях сначала наблюдается закономерный рост, затем его замедление, достижение максимума и последующее уменьшение скорости коррозии. Стоит отметить, что максимумы скорости коррозии

с повышением парциального давления CO_2 смещаются в область более высоких температур. Наличие максимумов объясняется снижением растворимости газов с ростом температуры и соответствующего снижения количества растворенного углекислого газа в коррозионно-агрессивной жидкости.

Скорость движения газожидкостного потока.

Еще в 70-е годы при разработке газоконденсатных месторождений в Краснодарском и Ставропольском крае было замечено, что ввиду высоких дебитов и соответственно высоких скоростей потока газожидкостной смеси (до 30 м/сек) отмечалось сильное разрушение верхних частей подвесок НКТ диаметром 2,5 дюйма. После замены на трубы диаметром 3 дюйма, скорости потока снизились до 15-20 м/сек. После чего количество коррозионных разрушений резко сократилось. Отмечалось [45], что причиной коррозии был коррозионно-эрозионный износ, связанный с постоянным уносом продуктов коррозии с поверхности труб и стабильно высокой скоростью коррозии на чистых от продуктов коррозии участках металла.

С изменением скорости движения газожидкостного потока изменяется и его структура, которая также имеет значительное влияние на характер и величину коррозионных разрушений [14,100,124]. Так, например, при невысоких скоростях движения газожидкостного потока в газосборных коллекторах формируется расслоенный режим течения, в результате которого водная фаза движется по нижней образующей трубы и разрушает ее в виде сплошной коррозионной канавки. В литературе данный тип коррозии известен как ручейковая коррозия.

В работе [28] описаны исследования влияния скорости потока на скорость коррозии с помощью стендовых установок, монтируемых в обвязке скважин. В соответствии с результатами экспериментов (Рисунок 6) было отмечено, что с ростом скорости потока увеличивается скорость коррозии, что является следствием увеличения скорости подвода агрессивных компонентов к корродирующей поверхности. Далее происходит снижение скорости коррозии, что связано с эффектом пассивации металла. После чего скорость коррозии снова

начинает возрастать по причине добавления эрозионного эффекта и эффекта кавитации.

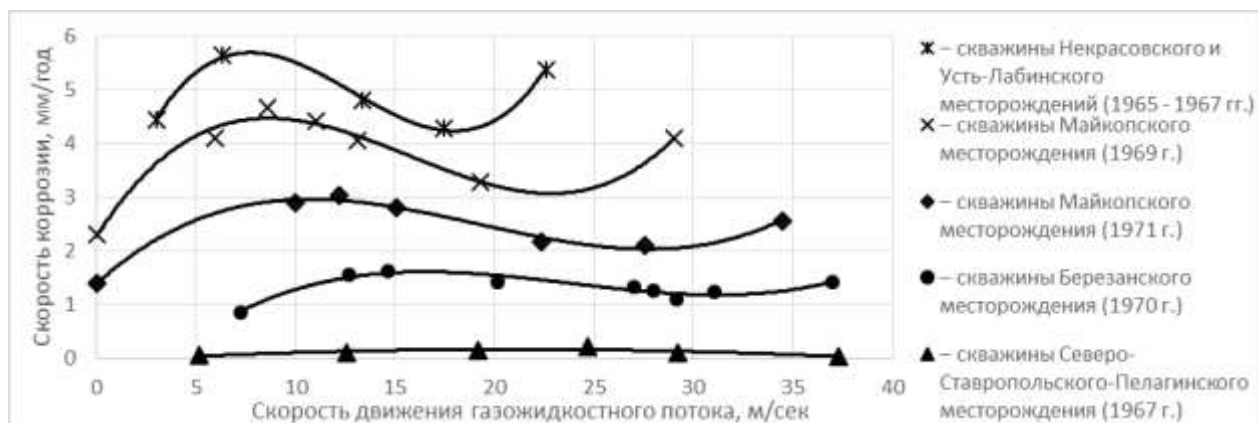


Рисунок 6 – Зависимость скорости коррозии низколегированной стали от скорости потока при различных парциальных давлениях CO_2 (промышленные исследования)

Стоит обратить внимание, что при изучении вопроса влияния характера и скорости течения потока на скорость коррозии в газопромысловых системах исследователи использовали такой термин, как «скорость движения газожидкостной смеси». Под данным термином понимается объемная скорость многофазной смеси, которая не учитывает возможное разделение на фазы скважинной продукции. Однако в случае разделения потока на фазы, скорость жидкости может отличаться от скорости газа на несколько порядков [1]. Кроме того, жидкость в свою очередь может разделяться на несколько фаз, например, на водную и углеводородную. Исследование зависимости скорости коррозии от скорости потока должно в обязательном порядке включать изучение влияния движения каждой фазы на скорость коррозии. В этом смысле проблема изучена недостаточно.

Касательное напряжение на стенке трубы.

Скорость потока, как правило, является усредненным значением по всему сечению трубы, или является показателем скорости движения одной из фаз в случае многофазного потока. Помимо этого, могут отличаться составы транспортируемых продуктов, они могут иметь различную вязкость и плотность. Кроме этого

транспорт может осуществляться при разных термобарических параметрах. Поэтому более показательным в плане оценки степени коррозии параметром, учитывающим вышеуказанные факторы является касательное напряжение на стенке трубы (КНнС) [142]. В литературе также используют такой термин, как напряжение сдвига [4]. Чем выше значение КНнС, тем более интенсивно протекает коррозионный процесс. Это связано с увеличением скорости массопереноса, сдвигом границы диффузионного ограничения катодной реакции. Дополнительно к этому добавляется эрозионный фактор, благодаря которому с одной стороны облегчается процесс выхода ионов железа, а с другой стороны уносятся продукты коррозии, а в некоторых случаях даже не осаждаются на поверхности металла. В обычных режимах продукты коррозии тормозят процесс коррозии, выполняя роль защитной пленки. В случае высоких значений КНнС, процесс коррозии не тормозится и постоянно протекает с одинаково высокой скоростью. Количественная оценка данного фактора на скорость углекислотной коррозии является недостаточно изученной темой и требует более пристального внимания со стороны научной общественности.

Фазовые состояния скважинной продукции.

Еще одним фактором, оказывающим влияние на интенсивность коррозионных процессов, является фазовое состояние транспортируемого продукта. Коррозия нефтегазового оборудования, как правило, протекает по электрохимическому механизму, поэтому для реакции необходим электролит, в роли которого выступает вода в жидком виде. В случае если вся вода будет находиться в паровой фазе, то возможность электрохимической коррозии исключается. В газовой промышленности встречаются ситуации, когда отсутствует коррозия на забое скважин и первые коррозионные дефекты проявляются либо в НКТ, либо далее по системе сбора. Это связано с тем, что на забое вода не присутствует в жидком виде и начинает конденсироваться при снижении температуры по ходу движения. Также существует коррозия по верхней образующей трубы, более известная как «Top of line corrosion» [139]. Данный тип коррозии проявляется на протяженных участках трубопроводов. Из газовой фазы

начинает конденсироваться вода по верхней образующей трубы, имеющей более низкую температуру. Углекислый газ, находящийся в газе растворяется в капельке воды и далее протекает СО₂-коррозия по классическому механизму. Данный случай опасен тем, что большинство применяемых ингибиторов коррозии сразу после точки ввода растворяются в жидкой фазе и не присутствуют в газовой фазе, тем самым не обеспечивают защиту в газовой среде далее по длине трубопровода.

Еще одним случаем влияния фазового состояния на интенсивность коррозионных процессов является конденсация жидких углеводородов, пленки которых в некоторых случаях могут оказывать защитный антикоррозионный эффект.

Минерализация водной фазы.

В пластовых водах могут присутствовать в различных количествах растворенные соли. При транспорте скважинной продукции до УКПГ из газовой фазы выделяется конденсационная вода, за счет чего пластовая вода разбавляется, и минерализация воды снижается. А.А. Гоник [18] установил, что скорость коррозии возрастает с ростом минерализации, после чего выходит на максимум и начинает снижаться. А.И. Оводов [60] также фиксировал, что при превышении минерализации свыше 1 г/л, скорость коррозии снижается. Рост скорости коррозии в первую очередь связан с увеличением электропроводности воды. Влияние минерализации на процессы углекислотной коррозии также изучал Н.Е. Легезин [50]. В соответствии с его исследованиями при незначительном поступлении минерализованной воды со скважин скорость углекислотной коррозии возрастает. При поступлении пластовой воды в большом объеме, возрастает минерализация, соответственно уменьшается растворимость углекислого газа, растет рН и скорость коррозии замедляется. В то же время при эксплуатации скважин с парциальным давлением углекислого газа ниже 0,1 МПа, рост минерализации наоборот интенсифицирует процессы коррозии.

Тип воды в зависимости от солевого состава по мнению Н.Е. Легезина также влияет на скорость углекислотной коррозии. Так, например, натриево-карбонатные воды подщелачивают среду, за счет этого замедляется скорость коррозии.

Наибольшей активностью в минерализованной воде обладают ионы Cl. Поэтому в хлоридно-кальциевых жестких водах среда будет подкисляться [34], тем самым усиливая углекислотную коррозию.

Известно, что жидкие углеводороды в некоторых случаях способны образовывать защитную пленку, препятствующую протеканию углекислотной коррозии. По мнению Л.С. Моисеевой [55] наличие в водной фазе анионов SO_4^{2-} , Cl^- , NO_3^- , HCO_3^- снижает защитное противокоррозионное действие углеводородной пленки, за счет чего также увеличивается скорость локальной коррозии.

Однако на сегодняшний день вопрос количественной, а не качественной оценки влияния солевого состава на скорость углекислотной коррозии остается открытым.

Водородный показатель.

Характерное значение водородного показателя для дистиллированной или конденсационной воды, насыщенной углекислым газом, составляет около 4 или немного меньше. В минерализованной или пластовой воде значение pH может находиться в диапазоне от 5 до 7 [150]. Многими исследователями экспериментально доказано, что водородный показатель оказывает сильное влияние на скорость коррозии [121,131,150]. Это объясняется тем, что чем ниже pH, тем больше в растворе находится ионов водорода, которые при углекислотной коррозии выступают в качестве основного деполяризатора в катодном процессе, за счет чего увеличивается скорость катодного процесса и скорости коррозии в целом. На Рисунке 7 сведены экспериментальные данные по измерению скоростей коррозии при различных значениях pH, приведенные в исследованиях [131,150], которые подтверждают теоретические обоснования.

Кроме прямого влияния водородный показатель оказывает косвенное влияние на скорость углекислотной коррозии. С ростом pH происходит снижение растворимости карбонатов (FeCO_3 , CaCO_3 и др.), образуемых в результате химических реакций углекислотной коррозии. За счет этого раствор пересыщается карбонатами, и они начинают активно выпадать в осадок на поверхности труб, в результате чего образуются в той или иной степени защитные пленки, тормозящие процесс

углекислотной коррозии. Чем выше рН, тем более плотные пленки с меньшей пористостью образуются и тем лучше они защищают от коррозии. Однако есть и обратная сторона. Так при снижении общей коррозии может вырасти локальная скорость коррозии.

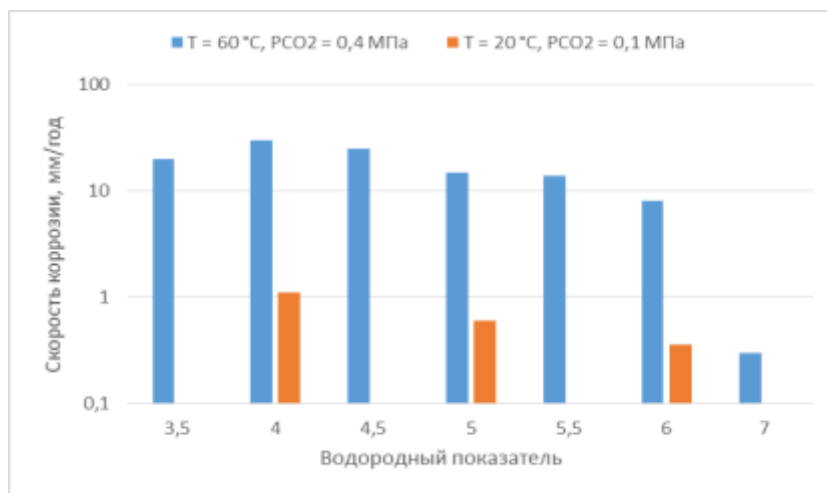


Рисунок 7 – Зависимость скорости коррозии низколегированной стали от водородного показателя согласно исследований [131,150]

Рабочее давление.

Давление среды в чистом виде не оказывает непосредственного влияния на скорость углекислотной коррозии, однако с ростом давления возрастает растворимость CO_2 и соответственно парциальное давление углекислого газа, увеличивается его концентрация в электролите, среда подкисляется по причине снижения рН, вследствие чего увеличивается скорость углекислотной коррозии. А.А. Кутовая и Н.Е. Легезин [49,50] провели серию опытов по оценке влияния чистого давления природного газа на скорость углекислотной коррозии при условии постоянства других факторов. По результатам опытов было получено, что при равных значениях температуры и парциального давления углекислого газа, в случае роста рабочего давления скорость углекислотной коррозии будет оставаться на прежнем уровне, а в некоторых случаях несущественно снижаться.

Влажность газа.

В.В. Скорчеллетти [84], утверждал, что для начала коррозионного процесса достаточно образования на поверхности корродирующего металла слоя воды

толщиной 20 – 30 молекул. Таким образом даже при незначительной конденсации воды из газа уже возможно протекание процессов коррозии. По данным Н.Е. Легезина [50] при относительной влажности газа ниже 60 % на поверхности труб не образуется пленка электролита, способная обеспечивать протекание существенных коррозионных процессов. При увеличении относительной влажности газа более 60 % скорость углекислотной коррозии резко растет и достигает максимума при 100 % относительной влажности газа. Таким образом осушка газа является действенным методом защиты трубопроводов и оборудования от углекислотной коррозии.

Помимо приведенного краткого анализа влияния основных факторов на CO_2 -коррозию газопромышленного оборудования, некоторыми исследователями отмечается влияние и других факторов, которые представляются второстепенными, но которые в определенных случаях могут быть доминирующими. Отмечается, например, возможное влияние напряженно-деформированного состояния, образование макрогальванопар по причине температурных градиентов, возникающих на протяженных конструкциях. Однако, отсутствие достаточной информации, отсутствие фактических данных из промышленной практики, трудности моделирования заставляют нас ограничить круг вопросов, обозначенных выше.

1.4 Методы прогнозирования скорости углекислотной коррозии

Электрохимическая коррозия, как правило, сопровождается образованием продуктов коррозии на поверхности металла. Особенностью углекислотной коррозии является то, что основу продуктов коррозии составляет сидерит и изоморфная его структуре фаза высокой симметрии [52]. От количественного соотношения этих составляющих зависят его защитные свойства и степень локализации коррозионных дефектов. Причем соотношение фаз носит случайное распределение [51], вследствие чего имеется большой разброс скоростей коррозии,

получаемых при одних и тех же внешних условиях. Таким образом моделирование CO_2 -коррозии является нетривиальной задачей [151]. Тем не менее существует большое количество моделей, прогнозирующих скорость протекания углекислотной коррозии.

Классической считается модель Де Ваарда-Мильямса (20). Причем первая редакция уравнения была опубликована в 1975 году [119]. Основная идея модели заключается в том, что скорость коррозии равняется максимальному значению скорости реакции катодной реакции. Калибровка модели производилась по результатам лабораторных исследований.

$$\lg V_{\text{кор}} = 5,8 - \frac{1710}{T} + 0,67 \cdot \lg P_{\text{CO}_2}, \quad (20)$$

где $V_{\text{кор}}$ – скорость коррозии, мм/год;

P_{CO_2} – парциальное давление углекислого газа, бар;

T – температура, К.

Модель несколько раз пересматривалась с тех пор, и в исходные уравнения добавлялись разные поправочные коэффициенты. Корректирующие коэффициенты, которые учитывают образование пленок из продуктов коррозии и их последующее влияние на скорость коррозии были включены в модель 1991 года [119]. В версии 1995 года учтено влияние массопереноса [117,122].

Модель Norsok [131] является чистой эмпирической моделью, основанной главным образом на лабораторных данных, полученных при температурах ниже 100 °С, и комбинации лабораторных и полевых данных при температурах выше 100 °С. Модель разработана Норвежскими нефтяными компаниями Statoil, Norsk Hydro и Saga Petroleum, и была выпущена как стандарт для нефтяной промышленности Норвегии. Модель «подстраивали» под большую часть тех же лабораторных данных IFE [122], что и модель Де Ваарда-Мильямса версии 1995 года, но она проходила дополнительную параметризацию по более поздним экспериментам при 100-150° С. В модели больше учитывается влияние защитных

коррозионных пленок и, поэтому она прогнозирует более низкие скорости коррозии при более высокой температуре и высоком рН, чем модель Де Ваарда-Мильямса. Общее уравнение (21) для расчета приведено ниже.

$$V_{cor} = K_t \cdot f_{CO_2}^{0.62} \left(\frac{S}{19} \right)^{0,146+0,0324 \cdot \lg f_{CO_2}} f(\text{pH})_t, \quad (21)$$

где $V_{кор}$ – скорость коррозии, мм/год;
 K_t – постоянная, зависящая от температуры;
 f_{CO_2} – фугитивность углекислого газа, МПа;
 S – касательное напряжение на стенке, Па;
 $f(\text{pH})_t$ – комплексный коэффициент, зависящий от рН и температуры.

Модель в виде электронной таблицы содержится в открытом доступе. Таблица, кроме прочего содержит модули для расчета рН и касательного напряжения на стенке. Доступны три варианта расчета рН. Для конденсационной воды без продуктов коррозии рН определяется температурой и парциальным давлением углекислого газа. Для конденсационной воды рН может определяться, по содержанию карбоната железа. Для пластовой воды расчет рН ведется на основе определенного содержания бикарбонатов и ионной силы раствора, полученных по результатам анализа воды. Напряжение сдвига рассчитывается по скорости потока и диаметру трубы.

Кроме иностранных ученых вопросами прогнозирования углекислотной коррозии занимались и отечественные исследователи. В.П. Кузнецов [46] вывел уравнение для интервала температур 0 – 80 °С:

$$\lg V_{кор} = 0,7493 \cdot \lg P_{CO_2} - 0,0092 \cdot t, \quad (22)$$

где $V_{кор}$ – скорость коррозии, мм/год;
 P_{CO_2} – парциальное давление углекислого газа, МПа;
 t – количество градусов, на которое отличается фактическая температура от температуры 80 °С.

А.Н. Маркин вывел уравнение скорости углекислотной коррозии для промысловых систем нефтяных месторождений Западно-Сибирского мегабассейна:

$$\lg V_{\text{кор}} = 3,996 + \frac{1730}{273,2 + t} + 0,32\text{pH} + 0,365\lg P_{\text{CO}_2}, \quad (23)$$

где $V_{\text{кор}}$ – скорость коррозии, мм/год;

P_{CO_2} – парциальное давление углекислого газа, МПа;

T – температура, °С.

Кроме перечисленных наиболее распространенных моделей также существует множество частных моделей, разрабатываемых отдельными производственными компаниями и научно-исследовательскими институтами для конкретных задач. Например, к таким моделям относятся Cassandra (внедрена компанией ВР на основе модели де Ваарда-Мильямса с учетом собственного опыта компании ВР в использовании этой модели) [144], Cormed (разработана для скважин компании Elf и основана на детальном анализе компанией Elf опыта работы в области CO₂-коррозии) [105,111,112], Lipicor (разработана компанией Total и основана как на лабораторных результатах, так и на большом количестве полевых данных) [129], Hydrocor (разработана компанией Shell с целью комбинирования моделей коррозии и жидкостного потока) [156] и многие другие.

Несмотря на большое количество методик, во-первых, они не являются универсальными, а во-вторых в большинстве случаев прогнозируют завышенные скорости коррозии, что не позволяет объективно оценивать скорость протекания углекислотной коррозии и не позволяет корректно спланировать мероприятия по диагностике исследуемых трубопроводов и оборудования.

1.5 Методы диагностики технического состояния объектов добычи углеводородов, содержащих диоксид углерода

Проведение диагностики технического состояния опасных производственных объектов добычи углеводородов является обязательным требованием нормативной документации Российской Федерации в области промышленной безопасности. На объектах, подверженных воздействию коррозии спектр работ гораздо шире и периодичность работ чаще. Ниже представлены основные методы диагностики технического состояния, используемые на объектах добычи коррозионно-агрессивной продукции.

Внутритрубная диагностика.

Для поиска и идентификации коррозионных дефектов внутренней поверхности газосборных коллекторов, транспортирующих коррозионно-агрессивный газ, часто используют внутритрубную диагностику, проводимую методом магнитной дефектоскопии. Данный метод заключается в намагничивании стенок трубопровода до состояния насыщения и измерении магнитной индукции вблизи намагниченного участка. Намагничивание осуществляется с помощью постоянных магнитов в продольном или поперечном направлении. Величина магнитной индукции, измеренная над бездефектным участком, несет информацию о толщине стенки трубопровода. Наличие дефектов, связанных с потерей металла, приводит к изменению величины и характера распределения магнитной индукции.

После окончания процесса поиска особенностей по данным навигационного модуля в базу данных заносятся локальные координаты и высоту каждой обнаруженной особенности (включая поперечные сварные швы), рассчитываются углы поворота трубопровода. Заключительной фазой процесса обработки данных диагностирования является выпуск технического отчета.

Ультразвуковая толщинометрия.

Принцип работы ультразвукового оборудования основан на ультразвуковом импульсном эхо-методе измерения, который использует свойства ультразвуковых

колебаний отражаться от границы раздела сред с разными акустическими сопротивлениями.

Ультразвуковую толщиномирию используют в первую очередь для оценки фактического утонения стенки трубы или оборудования. Также в качестве мероприятия по коррозионному мониторингу предусматривается периодическое проведение ультразвуковой толщинометрии (УЗТ) стенок трубопроводов. В местах возможного развития коррозионных процессов отмечают участки для проведения УЗТ и с определенной периодичностью проводится измерение толщины стенки, после чего показания сравниваются с предыдущими замерами и анализируется динамика изменения толщины стенки для последующего принятия решения по противокоррозионным мероприятиям.

Недостатком УЗТ при коррозионном мониторинге оборудования, подверженного углекислотной коррозии, является отслеживание коррозионной картины локально – лишь в области одной точки. Учитывая локальный характер проявления углекислотной коррозии нельзя исключать вероятности, что рядом с местом проведения УЗТ не окажется критического точечного участка коррозии, который при проведении УЗТ не будет идентифицирован.

Рентгенография.

Радиационная дефектоскопия основана на способности ионизирующего излучения проникать через металлы и фиксировать на пленке дефекты и примерные места их расположения, встречающиеся на его пути.

Чаще всего рентгеновский контроль применяют для контроля сварных швов. Он позволяет выявить шлаковые включения, газовые поры, микротрещины, подрезы и другие дефекты сварных швов. Однако рентгеновская дефектоскопия также применима в качестве неразрушающего контроля основного металла трубы. Используя данный метод можно получить целостную картину внутренней поверхности трубы, на которой можно зафиксировать наличие дефектов. Однако данный метод является дорогостоящим и кроме того рентгеновский контроль не позволяет определить остаточную толщину трубы, особенно это проявляется в случае наличия питтингов.

Измерение скорости коррозии.

Для определения потенциальной коррозионной агрессивности используются различные методы измерения скорости коррозии. Самый популярный метод – гравиметрический, основанный на экспозиции образцов-свидетелей коррозии (далее также – ОСК) в среде и вычислении скорости коррозии по потере массы ОСК. Образцы-свидетели могут быть различной формы и могут устанавливаться с помощью разнообразных устройств в различные участки трубопроводов или оборудования. Основным достоинством указанного метода является простота и доступность измерений. Однако данный метод имеет и недостатки. В первую очередь это связано с долгим откликом на результат. Так, средняя продолжительность экспозиции ОСК составляет порядка 30 дней, что является длительным периодом в случае высокой коррозионной агрессивности среды и необходимости принятия оперативных противокоррозионных решений.

Еще одним популярным методом измерения скорости коррозии является метод, основанный на измерении электрического сопротивления контрольного образца, установленного в рабочей среде (ER-метод). Данный метод работает по принципу изменения электрического сопротивления контрольного образца по причине изменения его геометрических размеров вследствие коррозии.

Чувствительные элементы датчиков электросопротивления могут быть проникающими и торцевыми. При этом проникающие элементы могут быть петлевыми, трубчатыми и кольцевыми. Корпус торцевых элементов, часто устанавливаемых заподлицо с нижней образующей трубопровода, может иметь разный диаметр, а сам элемент – различную конфигурацию.

ER-зонды используются с середины 1950-х годов и представляют собой ценный инструмент для ведения коррозионного мониторинга. Датчики электросопротивления (ER-датчики) позволяют проводить постоянный контроль в режиме реального времени и являются вторым по популярности способом текущего контроля коррозии промышленного оборудования. Работа стандартных датчиков электросопротивления основывается на том, что в результате процесса коррозии или эрозии датчика, уменьшается площадь поперечного сечения

чувствительного элемента, соответственно повышается электрическое сопротивление металла. Контроль изменений сопротивления позволяет фиксировать скорость коррозии внутри технологического оборудования.

Время отклика датчиков зависит от агрессивности среды и сечения металла датчика. Можно сделать более тонкие датчики, которые обеспечат быстрое время отклика, однако это нецелесообразно, поскольку их срок службы окажется слишком коротким. В современных датчиках время реакции бывает в диапазоне от 0,5 до 1 суток в очень агрессивных средах, до 5-10 дней в наименее агрессивных средах [83,102]. Кроме явных преимуществ ER-метод имеет ряд недостатков [102]:

- результаты указывают на общую коррозию или эрозию, достоверность обнаружения локальной коррозии ER-методом низкая;
- отложения сульфидов железа могут привести к неверным результатам;
- технологии компенсации влияния температуры не чувствительны к резким колебаниям температуры;
- высокая стоимость технологии в сравнении с гравиметрическим методом.

Кроме вышеуказанных существует большое количество других методов измерения скорости коррозии, однако часть из них неприменима в условиях добычи газа, например, из-за отсутствия электропроводимости газа, другая часть имеет недостатки и ограничения, не позволяющие широко внедрить указанные методы на объектах добычи газа и газового конденсата.

Конечно, методы диагностики газопромыслового оборудования, подверженного углекислотной коррозии не ограничены методами, указанными в данном параграфе. Существует множество других, например, акустико-эмиссионный контроль, осмотр труднодоступных участков при помощи видеоэндоскопического оборудования, химико-аналитический контроль свойств коррозионной среды (концентрация продуктов растворения труб, концентрации CO_2 , H_2S , содержание ингибитора коррозии) и другие [75]. Однако в рамках литературного обзора основной упор сделан на наиболее применяемые методы диагностики в газовой промышленности.

1.6 Методы защиты от углекислотной коррозии объектов добычи углеводородов

На сегодняшний день существует 4 основных метода обеспечения защиты от углекислотной коррозии: использование коррозионно-стойких материалов, ингибиторная защита, технологические методы и комплекс мероприятий, совмещающий несколько методов [31].

Использование коррозионно-стойких материалов.

Высоколегированные стали и никель-хромовые сплавы одни из самых популярных материалов, обеспечивающих полноценную защиту объектов добычи углеводородов от углекислотной коррозии. При применении данных материалов исключается необходимость в проведении ингибирования, за счет этого снижаются эксплуатационные затраты. Однако данные типы материалов имеют высокую стоимость, поэтому их применение должно сопровождаться детальным технико-экономическим расчетом.

Применяемые в настоящее время материалы для полноценной защиты от углекислотной коррозии можно условно разделить на 2 типа: высоколегированные стали (материалы на основе железа с добавлением коррозионно-стойких компонентов, например, сталь марки 13Cr – сталь мартенситного класса является сплавом железа с 13 % хрома и незначительным содержанием молибдена, никеля и кремния) и никель-хромовые сплавы (материалы на основе никеля и хрома, например, Inconel 718 и Incoloy 625). Никель-хромовые сплавы дороже ввиду дороговизны никеля, но данный тип материала обладает лучшей коррозионной стойкостью, в том числе и в присутствии хлоридов. Например, сталь марки 13Cr подвержена усиленной локальной коррозии в средах, содержащих хлориды. Поэтому при проектировании систем защиты от коррозии скважин, на которых планируется проводить соляно-кислотные обработки, необходимо с особой тщательностью подходить к выбору материального исполнения подземного оборудования. Кроме того, в источнике [93] приводится

информация о склонности стали марки 13Cr к атмосферной коррозии, несмотря на стойкость к углекислотной коррозии в бескислородных средах. Поэтому нужно осторожно подходить к вопросу проектирования наземных сооружений из данной марки стали. Подземное оборудование, напротив, довольно часто изготавливается из указанного материала. В ООО «Газпром добыча Уренгой» для скважин ачимовских отложений используются обсадные трубы и НКТ, контактирующие с агрессивным газом, импортного производства из стали 13Cr. Такой же материал используется для скважин Киринского и Южно-Киринского месторождения, которое разрабатывает ООО «Газпром добыча шельф Южно-Сахалинск». Ввиду политики импортозамещения российские трубные компании начали освоение производства насосно-компрессорных и обсадных труб из стали 13Cr отечественного производства. Компанией ПАО «Трубная металлургическая компания» за основу вышеуказанной стали была взята сталь марки 15X13H2, которая доработана с учетом всех необходимых требований. В настоящее время обсадные и насосно-компрессорные трубы из стали 13Cr отечественного производства поставляются на объекты Бованенковского НГКМ, Киринского ГКМ, Уренгойского НГКМ.

На Астраханском ГКМ часть подземного оборудования скважин выполнено из сплавов Inconel 718 и Incoloy 925. Такой выбор дорогостоящего материала обусловлен высокой коррозионной агрессивностью флюида и высоким содержанием сероводорода.

Одним из способов удешевления материала без снижения защитных характеристик является использование внутренних защитных покрытий. Стоит отметить, что в газовой промышленности внутренние покрытия широкого распространения не получили, в отличие от нефтяного сектора. В нефтяной промышленности используют, как правило, неметаллические покрытия различного типа заводского нанесения. В процессе монтажа данного типа труб для защиты сварных швов используют специальные защитные втулки или наплавку коррозионно-стойкого материала и применение специальной сварочной технологии. Данные процессы усложняют процесс монтажа, в результате чего

имеется некоторое количество брака в области сварных швов. А при наличии брака, интенсифицируются процессы коррозии в данных локальных местах со скоростями коррозии, превышающими скорости коррозии металла в отсутствие защитного покрытия. В газовой отрасли ввиду более высоких давлений и высоких требований к безопасности неметаллические покрытия практически не применяются.

Ингибиторная защита.

Для защиты от углекислотной коррозии часто используют ингибиторы коррозии (далее также – ИК) – специальные вещества, замедляющие скорость протекания процесса коррозии на поверхности металла. Существует большое количество типов ингибиторов с различным механизмом действия. В системах добычи и транспортировки газа, как правило, используют пленкообразующие жидкие ингибиторы коррозии. Их принцип действия основан на образовании защитной пленки на поверхности металла, вследствие чего агрессивная среда не воздействует с металлом. Молекула классического ингибитора углекислотной коррозии представляет из себя длинную цепь, с одной стороны которой расположена группа компонентов, обеспечивающая притяжение к электропроводящим поверхностям, типа металла трубы. С другой стороны молекулы расположен гидрофильный хвост, предотвращающий смачивание водой поверхности металла.

Ввиду небольшого содержания жидкости в добываемых углеводородах на газовых и газоконденсатных месторождениях вместо ИК используют раствор ингибитора коррозии (далее также – РИК) с целью увеличения площади обрабатываемой защищаемой поверхности за счет увеличения объема жидкости, содержащей и транспортирующей ингибитор коррозии. Другой причиной использования РИК вместо ИК, является техническая невозможность насосного оборудования в обеспечении низких расходов ИК в чистом виде. Поэтому для достижения необходимого расхода искусственно увеличивают объем прокачиваемого ИК за счет разбавления в различных концентрациях растворителей. В качестве растворителей применяют вещества совместимые с добываемой (обрабатываемой) продукцией либо продукты, специально

добавляемые в соответствии с технологическим процессом. Например, на Астраханском ГКМ используют в качестве растворителя дизельное топливо. На Оренбургском НГКМ используется метанол, выполняющий также функцию ингибитора гидратообразования. На Бованенковском месторождении также в качестве растворителя используется метанол, однако его функционал в части ингибитора гидратообразования на текущей стадии разработки месторождений не используется.

Таким образом перед эксплуатирующими организациями встает вопрос о методе ингибирования. Исходя из проектных решений и/или технических возможностей обработка ингибитором коррозии защищаемого оборудования проводится разными методами. На практике широко применяются непрерывные методы ингибирования. Постоянная подача РИК является приоритетной и в настоящее время используется на большинстве предприятий газовой отрасли, как отечественных, так и зарубежных. Чаще всего это представляет собой готовое проектное техническое решение, основу которого составляют емкости хранения РИК и дозировочные насосы. На Рисунке 8 представлены типовые места подачи РИК в скважину. Данное расположение узла ввода РИК позволяет обеспечить защиту части НКТ, устьевого оборудования и трубопроводов системы сбора газа. Кроме того, существуют варианты подачи РИК в элементы фонтанной елки, в трубопровод обвязки скважин и непосредственно в газосборный коллектор.

Реже применяют периодические методы ингибирования, однако данные методы более востребованы для защиты скважинного оборудования [42]. Условно периодические методы ингибирования скважин можно разделить на следующие:

- закачка РИК через устье остановленной скважины с последующей выдержкой для образования защитной пленки на внутренней поверхности НКТ;
- закачка РИК в призабойную зону пласта для последующего постепенного выноса РИК и распределения по омываемым потоком трубопроводам и оборудованию, обеспечивая определенный уровень противокоррозионной защиты.

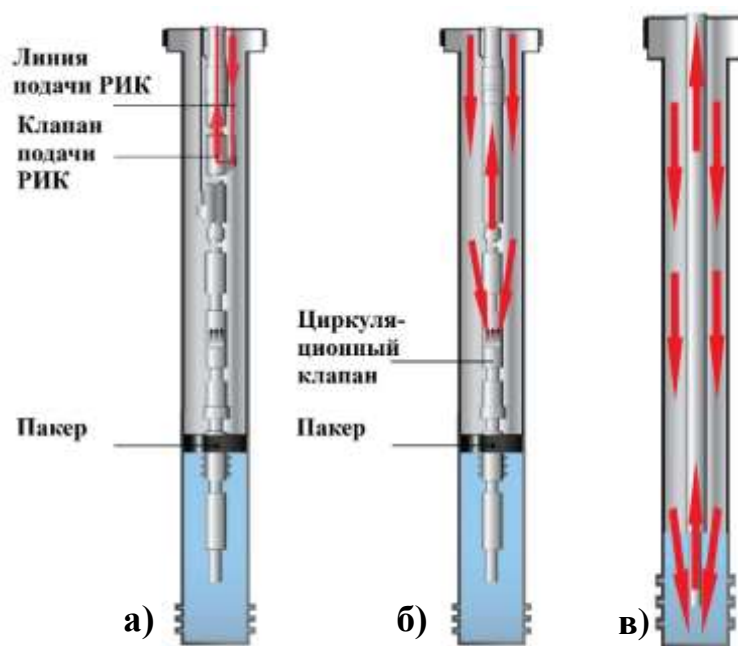


Рисунок 8 – Схемы подачи РИК через а) ингибиторный клапан; б) циркуляционный клапан; в) затрубное пространство

Технологические методы защиты от коррозии.

Одними из методов защиты от углекислотной коррозии являются технологические приемы. К ним относят мероприятия превентивного характера, направленные на сохранение первоначально низких коррозионных свойств среды или создание на эксплуатируемом объекте таких условий, которые при одной и той же коррозионной агрессивности среды обеспечивали ее минимальное воздействие на подверженный коррозии объект [31].

Основные приемы, нашедшие применение в газовой отрасли:

- осушка газа, перед его подачей в магистральный газопровод;
- монтаж пакеров в межтрубном пространстве и заполнение его объема неагрессивной надпакерной жидкостью;
- периодическая очистка трубопроводов от механических примесей, продуктов коррозии, водных и конденсатных скоплений;
- ликвидация застойных зон в газопроводах за счет создания оптимального гидродинамического режима и т.д.

Наиболее применимый метод, направленный на защиту от коррозии газосборных коллекторов и нефтепроводов, транспортирующих 3-х фазные

флюиды (газ, нефть, вода), является исключением расслоенного и барботажного режима течения и создание предпочтительного дисперсно-кольцевого режима.

Существование водных скоплений в газосборных коллекторах, являющихся активатором коррозионных процессов, зависит от многих факторов, основные из которых: профиль (рельеф) трубопровода, расход газа, конденсатный фактор, обводненность, физические свойства перекачиваемых продуктов (вязкость, плотность, межфазное натяжение).

Сегодня существуют методики определения участков трубопроводов, эксплуатируемых в коррозионно-опасном режиме, основанные на определении для каждого простого участка трубопроводной сети критериального параметра, характеризующего возможность осаждения капель воды из неустойчивой углеводородо-водной эмульсии [6,53,77]. Вычисленный параметр сравнивается со своим критическим значением. Если вычисленное для простого участка значение критериального параметра оказывается ниже своего критического значения, то считается, что осаждение капель воды из неустойчивой эмульсии имеет место и режим эксплуатации данного простого участка трубопровода имеет повышенную коррозионную опасность. К основным недостаткам таких методик относится их специализация на нефтепроводах, транспортирующих флюид с небольшим газовым фактором, соответственно применимость данных методик к газосборным коллекторам остается под вопросом. Кроме того, указанные методики применимы для простых участков трубопровода и не позволяют прогнозировать места антикоррозионного режима течения в местах наличия термокомпенсаторов, переходов через водную преграду и т.д., в которых довольно часто проявляются коррозионные дефекты.

Единственная известная работа по оценке влияния структур течения двухфазного потока на коррозию газосборных коллекторов является работа Н.А. Гафарова совместно с соавторами [15], приуроченная к Оренбургскому ГКМ. Определение структур потока было выполнено с помощью карты Тейтла-Даклера в координатах из безразмерных параметров. Стоит отметить, что в исследовании вода и газовый конденсат рассматривались, как единая фаза, что является

не верным в том плане, что только вода является условием наличия протекания коррозии. Однако значимых результатов получено не было в том числе и по причине невозможности остановки ингибиторной защиты шлейфов для определения фактических коррозионных повреждений и сопоставления с структурами потока.

Таким образом на сегодня отсутствует методика, позволяющая с высокой степенью достоверности моделировать антикоррозионные режимы течения скважинной продукции газоконденсатных месторождений. Однако, как метод защиты от протекания внутренней коррозии, управление структурой потока является перспективным направлением.

Комплекс мероприятий по защите от коррозии, включающий несколько методов.

Опыт эксплуатации особо опасных в коррозионном отношении газовых и газоконденсатных месторождений указывает на необходимость широкого внедрения на таких месторождениях комплекса методов, обеспечивающих максимальную защиту от углекислотной коррозии. Причем ввиду специфики каждого месторождения, решения по умолчанию не могут быть универсальными и для каждого месторождения требуется индивидуально подходить к разработке противокоррозионных мероприятий.

Какому методу защиты отдать предпочтение – этот вопрос требует инженерного решения. Не бывает универсального технического решения, подходящего для всех месторождений. При оценке методов защиты требуется учитывать такие, казалось бы, второстепенные факторы, как температура окружающей среды, удобство обслуживания, доступность материалов, экологическая вредность применяемых реагентов, простота оборудования, ремонтпригодность и т.д. [40].

1.7 Анализ опыта эксплуатации объектов разработки ачимовских отложений УНГКМ

В 1959 г. Ф.Г. Гурари впервые выделил ачимовские отложения в качестве пачки в стратиграфическом понимании [25,24,47]. Позже, получив новые данные по результатам разведочного бурения, Ю.В. Брадучан и И.И. Нестеров определили, что ачимовские отложения являются толщей [9,58]. В настоящее время ачимовские отложения выделяют в ачимовский нефтегазоносный комплекс [7,47], который географически расстилается на территории всей Западной Сибири (Рисунок 9).

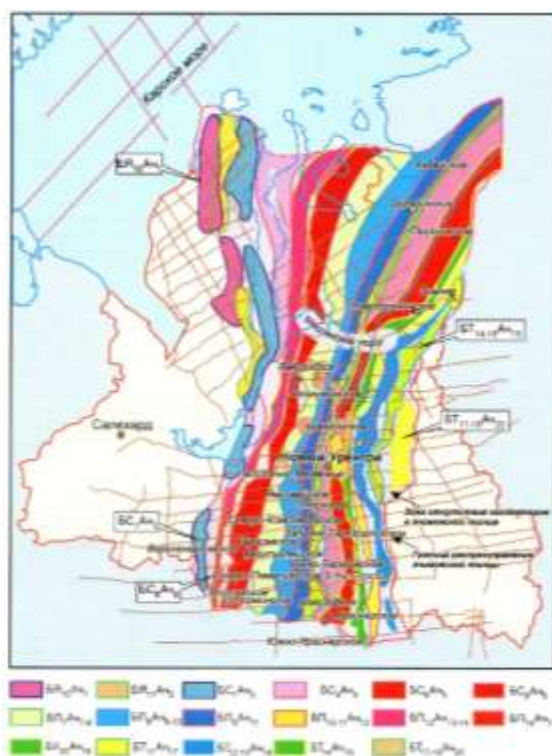


Рисунок 9 – Карта распространения клиноформенных образований ачимовского нефтегазоносного комплекса севера Западной Сибири [7]

В 1976 году были открыты залежи ачимовских отложений на Уренгойском нефтегазоконденсатном месторождении, причем в 16 пластах установлена нефтегазоносность [63]. Толщина ачимовской толщи в районе Уренгойского нефтегазоносного района находится в диапазоне от 80 до 418 м. ФЕС ачимовских коллекторов довольно низкие. Проницаемость ачимовского коллектора более чем

в 1000 раз ниже чем проницаемость сеноманского коллектора УНГКМ. При этом ачимовские отложения имеют аномально высокие пластовые давления и температуры (Таблица 5).

Таблица 5 – ФЕС и термобарические параметры 2 эксплуатационного участка ачимовских отложений Уренгойского НГКМ

ФЕС и термобарические параметры	Коэффициент проницаемости, мД	Коэффициент пористости, %	Коэффициент газонасыщенности, %	Начальное пластовое давление, МПа	Средняя пластовая температура, °С
Значение	1,45	16,70	57,10	59,00	105,00

Ачимовские отложения УНГКМ являются трансграничным объектом разработки. Под этим термином подразумевается, что продуктивные залежи распространены на территории нескольких недропользователей. В частности, исследуемый объект находится в пределах 11-ти лицензионных участков, права на пользование недрами которых, принадлежат 7-ит недропользователям. Самыми крупными по величине запасов являются ООО «Газпром добыча Уренгой» (56 % газа), АО «Роспан Интернешнл» (24 % газа), ОАО «Арктикгаз» (18 % газа).

В свою очередь Уренгойский лицензионный участок поделен на 6 эксплуатационных участков (Рисунок 10), на каждом из которых предусмотрены индивидуальные проектные решения [43].

В настоящее время добыча углеводородов активно ведется всеми крупными недропользователями. Однако публичная информация о разработке и о проблемах в эксплуатации в АО «Роспан Интернешнл» и ОАО «Арктикгаз» отсутствует по причине политики закрытости предприятий. Несмотря на это известно о проблемах углекислотной коррозии подземного оборудования, устьевого оборудования и системы газосбора ОАО «Арктикгаз», разрабатывающего ачимовские отложения Самбургского лицензионного участка. Это связано в первую очередь с отсутствием проектных решений, предусматривающих

противокоррозионные мероприятия, а также с некорректным выбором материального исполнения труб и оборудования. Так даже подземное оборудование выполнено в некоррозионно-стойком исполнении, в результате чего в настоящее время ведется капитальный ремонт скважин, связанный с полной заменой НКТ на трубы из коррозионно-стойкой стали по типу стали 13Cr. Кроме того сейчас ведется работа по подбору ингибитора коррозии и способа подачи ингибитора для защиты трубопроводов системы сбора газа.



Рисунок 10 – Эксплуатационные участки Уренгойского лицензионного участка ачимовских отложений [43]

В 2008 году на эксплуатационном участке 1А Уренгойского лицензионного участка в рамках опытно-промышленной разработки введена в эксплуатацию УКПГ-31. Освоение эксплуатационного участка 1А ведет совместное предприятие ООО «Газпром добыча Уренгой» и Wintershall Holding GmbH – АО «Ачимгаз».

За период эксплуатации УКПГ-31 были выявлены проблемы коррозионного характера внутренней поверхности фонтанной елки и трубопроводов обвязки скважины. Несмотря на серьезные коррозионные повреждения трубопроводов обвязки скважин, коррозия отсутствует на поверхности подземного оборудования, это связано с использованием коррозионно-стойкой стали 13Cr. Также по результатам ВТД не обнаружена коррозия на внутренней поверхности

газосборных коллекторов (далее – ГСК). Справедливости ради, стоит отметить, что ВТД-инспекции подверглись только 30 % от всего количества шлейфов. Кроме того, на стадии проектирования были исключены большие диаметры ГСК (273 мм, 325 мм) и заложены диаметры ГСК, равные 219 мм, что позволило увеличить скорости потока скважинной продукции и в теории могло позволить избежать накопления жидкости по нижней образующей трубопровода, провоцирующего ручейковую коррозию. В настоящее время в АО «Ачимгаз» ведется работа по оценке коррозионного воздействия и подбору противокоррозионных мероприятий.

В 2009 году ООО «Газпром добыча Уренгой» запустило в эксплуатацию ГКП-22, разрабатывающий эксплуатационный участок 2А. До 2014 года промысел находился на стадии опытно-промышленной разработки, после чего и ГКП-31 и ГКП-22 были запущены в промышленную эксплуатацию. Проблема коррозии на участке 2А впервые была выявлена в 2014 году, были обнаружены коррозионные повреждения выкидных трубопроводов скважин и внутренней поверхности элементов фонтанной арматуры [2,62].

Позже в 2016 году обнаружены коррозионные повреждения внутренней поверхности газосборных коллекторов [74,75]. Стоит отметить, что преимущественно процесс коррозии протекал по нижней образующей трубопровода. Это связано в первую очередь с тем, что происходит стратификация скважинной продукции, в результате чего по нижней образующей трубы протекает вода, насыщенная углекислым газом, представляющая из себя коррозионно-агрессивный компонент.

Выявленные повреждения внутренней поверхности трубопроводов и оборудования, как на УКПГ-31, так и на УКПГ-22, изначально воспринимались как эрозионные разрушения. Поэтому для идентификации природы повреждений был проведен комплекс мероприятий и исследований, описанный кратко ниже. По результатам проделанной работы было определено, что причиной выявленных дефектов стала углекислотная коррозия.

Для определения причин повреждений было отобрано большое количество образцов труб, элементов ФА и СДТ. На Рисунке 11 представлен вид типичного исследованного образца, представляющего из себя фрагмент трубы с участка трубопровода обвязки скважин высокого давления (до регулятора давления). Видно, что коррозия носит локализованный характер, характерный для углекислотной коррозии.

В первую очередь было проведено исследование химического состава и микроструктуры образца. Анализ показал, что труба изготовлена из низколегированной стали марки 09Г2С (Таблица 6).

Следующий этап – проведение растровой электронной микроскопии, в ходе которой определена микроструктура металла – ферритно-перлитная и вид термической обработки в процессе изготовления – нормализация. Данный этап подтверждает соответствие материала и термической обработки трубы проектным показателям и указывает на отсутствие загрязнений структуры металла, которые могут вызывать усиление коррозионных процессов. Далее проведено подробное исследование фазового состава, химического состава и микроструктуры продуктов коррозии на поверхности трубы. Фазовый рентгеноструктурный анализ показал, что продукты коррозии состоят преимущественно из карбоната железа $FeCO_3$, что является одним из показателей углекислотного механизма коррозии.



Рисунок 11 – Внешний вид фрагмента трубопровода обвязки скважины №2АЧ151, подверженной типовым повреждениям

Таблица 6 – Химический состав образца

Содержание элементов, %										Материал, соответствующий хим. составу
C	Si	Mn	Cr	Ni	Cu	Al	Mo	S	P	
0,10	0,70	1,46	0,08	0,03	0,16	0,02	–	0,012	0,005	Сталь 09Г2С

Для более подробного исследования состава и структуры слоев продуктов коррозии из образцов были изготовлены металлографические шлифы. Структура продуктов коррозии на металлографических шлифах приведена на Рисунке 12.

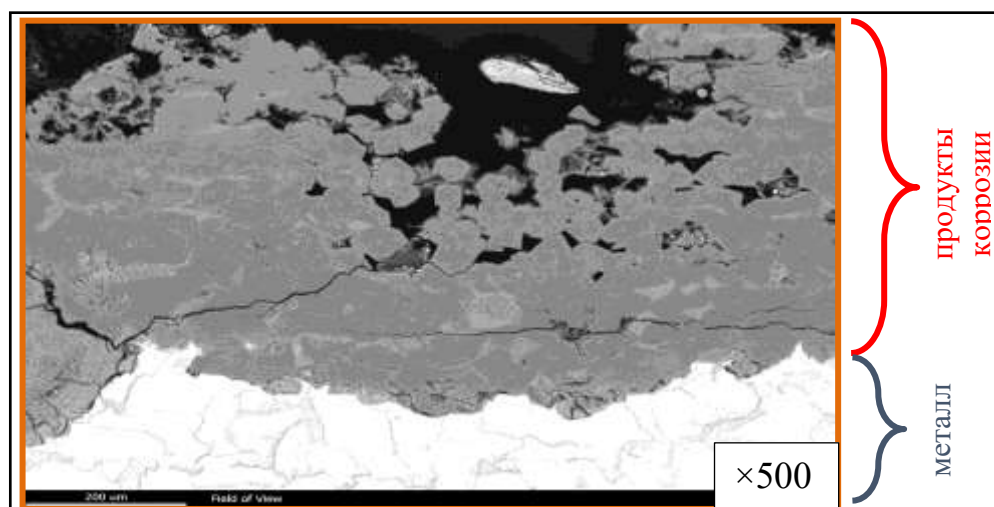


Рисунок 12 – Микроструктура основного металла и продуктов коррозии по результатам электронной микроскопии

Видно, что продукты коррозии состоят из отдельных кристаллов карбоната железа, имеющих четко очерченные грани. Кристаллы относительно крупные и имеют диаметр 20-40 мкм. Между кристаллами видны поры и трещины. Система пор и трещин проникает через всю толщину слоя вплоть до поверхности основного металла. Наличие в продуктах коррозии пор и трещин облегчает проникновение среды к поверхности металла и может способствовать локальному отслоению продуктов коррозии. В случае частичного повреждения слоя FeCO_3 (под воздействием внешнего механического воздействия или внутренних напряжений) возрастает вероятность развития язвенной коррозии за счет образования локальных гальванических пар: металл, покрытый продуктами коррозии, является катодом, а «открытый» участок металла – анодом, за счет чего происходит активное

растворение металла анода. На данном участке скорость углекислотной коррозии может возрастать на порядок. Данное предположение подтверждается характером повреждения фрагмента трубы.

Также характерной особенностью углекислотной коррозии является наличие в продуктах коррозии не растворившегося цементита, унаследованного из структуры основного металла. На Рисунке 13 видно, как в исследованном образце цементит переходит из стальной матрицы трубы в продукты коррозии.

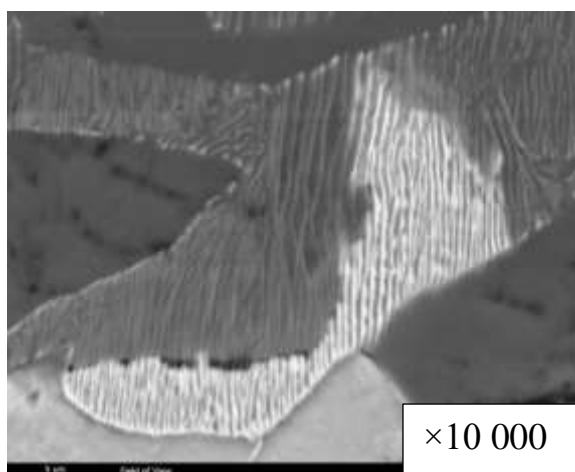


Рисунок 13 – Выявленный цементит в продуктах коррозии по результатам электронной микроскопии

Таким образом, по результатам проведенных исследований выявленные дефекты на трубопроводах и оборудовании, транспортирующих скважинную продукцию 2-го эксплуатационного участка ачимовских отложений Уренгойского НГКМ были идентифицированы как коррозионные дефекты по причине углекислотной коррозии по следующим факторам:

- по данным анализа результатов химического анализа состава скважинной продукции коррозионным компонентом, обладающим максимальной коррозионной агрессивностью в отсутствии кислорода, является углекислый газ, парциальное давление которого на некоторых участках системы сбора газа превышает 0,2 МПа;

- выявлено наличие в продуктах коррозии не растворившегося цементита, унаследованного из структуры основного металла;

– продукты коррозии состоят преимущественно из карбоната железа $FeCO_3$, являющегося характерным продуктом коррозии в процессе протекания углекислотной коррозии.

Стоит отметить, что процессы коррозии протекали с разной интенсивностью и с разным характером на различных участках системы сбора газа. На Рисунке 14 приведена схема типовых участков системы сбора газа УКПГ-22 с указанием мест интенсивного протекания коррозии.



Рисунок 14 – Схема участков с различным типом протекания коррозии

Проектными решениями подземное оборудование скважин предусмотрено в коррозионно-стойком исполнении. Материал труб и оборудования, контактирующего с агрессивной средой – сталь 13Cr. За время эксплуатации (более 10 лет) ожидаемо коррозионных дефектов подземного оборудования не выявлено. В 2020 году запущены в эксплуатацию три скважины с хвостовиками, выполненными из низколегированной стали, нестойкой к углекислотной коррозии. В параграфе 3.1 приведена оценка вероятности протекания коррозии на данных участках.

На УКПГ были проведены визуальные осмотры внутренней поверхности аппаратов, периодически проводится УЗТ стенок аппаратов и труб, были проведены гравиметрические измерения скорости коррозии на различных участках [2,62,95]. По результатам работ следов коррозии в трубопроводах и оборудовании УКПГ не выявлено. Фактически измеренные скорости коррозии не

превысили значение в 0,08 мм/год при проектной скорости коррозии 0,1 мм/год (Таблица 7). Это связано со снижением температуры среды, снижением парциального давления углекислого газа и осушкой газа от воды.

Таблица 7 – Результаты измерения скоростей коррозии технологических трубопроводов и аппаратов технологической нитки № 2 УКПГ-22 в 2017 году

Точка измерения	Скорость коррозии, мм/год
Блок десорбера метанола К1.2	0,011
Блок сепаратора входного С1.2	0,017
Блок промежуточного сепаратора С2.2	0,045
Блок разделителя жидкости Р1.2	0,036
Блок сепаратора С3.2 с разделителем Р2.2	0,024
Блок эжекторов Э1.2	0,015
Блок эжекторов Э1.2	0,033
Блок выветривателя В1.2	0,005
Площадка теплообменников и АВО газа	0,032
Площадка теплообменников и АВО газа	0,072
Площадка теплообменников и АВО газа	0,074
Площадка теплообменников и АВО газа	0,044
Площадка теплообменников и АВО газа	0,024
Линия до блока Э1.2	0,002
Линия после блока Э1.2	0,011

Единственный проблемный участок в плане протекания коррозии – трубопровод утилизации промышленных и хозяйственных стоков. Однако причиной коррозии было насыщение кислородом в процессе очистки воды, поэтому этот вопрос в рамках данной работы не рассмотрен.

Таким образом в рамках диссертационной работы будут рассмотрены и изучены 4 объекта исследования:

- хвостовики эксплуатационных скважин, выполненные в некоррозионно-стойком исполнении;
- фонтанная арматура;
- трубопроводы обвязки скважин высокого давления, расположенные до регулятора давления;

– трубопроводы обвязки скважин низкого давления, расположенные после регулятора давления.

1.8 Выводы по главе 1

Несмотря на более чем 70-летний опыт изучения проблемы углекислотной коррозии на объектах добычи углеводородов на сегодняшний день этот вопрос остается актуальным в российском научно-техническом обществе. Особо остро этот вопрос стоит на вводимых в эксплуатацию газоконденсатных месторождениях на полуострове Ямал, в Надым-Пур-Тазовском регионе, в Якутии и на шельфе о. Сахалин, в составе добываемой продукции которых содержится углекислый газ.

Механизм углекислотной коррозии, протекающей на объектах добычи углеводородов изучен достаточно хорошо, несмотря на некоторые незначительные разногласия исследователей. В широком смысле процесс углекислотной коррозии включает в себя растворение железа на аноде, в результате чего освобождаются электроны, которые, как правило, ассимилируются ионами водорода на катодных участках. Возможность ассимиляции свободных электронов другими деполяризаторами является предметом дискуссии. Исследователями предлагаются 3 дополнительных деполяризатора кроме ионов водорода: молекулы угольной кислоты, ионы HCO_3^- и молекулы воды. Но несмотря на это, преобладающее влияние на интенсивность реакции оказывает водородная деполяризация. В качестве буфера ионов водорода выступает раствор угольной кислоты, образующийся в результате растворения CO_2 в воде.

Углекислотная коррозия является многофакторным процессом, поэтому на коррозионное разрушение оказывают влияние температура, парциальное давление CO_2 , характер течения флюида, фазовые состояния транспортируемого продукта, минерализация водной фазы, pH, влажность газа, давление среды, механические напряжения в металле труб и многое другое. Большое количество факторов, оказывающих влияние на скорость углекислотной коррозии значительно

усложняют прогнозирование углекислотной коррозии. Дополнительным осложняющим фактором является преимущественно локальный характер протекания углекислотной коррозии. Тем не менее существует большое количество моделей, прогнозирующих скорость протекания углекислотной коррозии. Однако, несмотря на большое количество методик они не позволяют объективно оценивать скорость протекания углекислотной коррозии и корректно спланировать мероприятия по диагностике исследуемых трубопроводов и оборудования.

С целью оценки влияния углекислотной коррозии на газопромысловое оборудование требуется постоянное проведение диагностики технического состояния эксплуатируемых объектов. Для этих целей чаще всего проводят внутритрубную диагностику, ультразвуковой контроль, рентгенографический контроль, измерения скоростей коррозии, акустико-эмиссионный контроль, осмотр труднодоступных участков при помощи видеоэндоскопического оборудования, химико-аналитический контроль свойств коррозионной среды и другие реже используемые методы. Для максимальной эффективности необходимо совмещать несколько методов в зависимости от специфики конкретного производственного объекта.

На сегодняшний день существует 4 основных метода обеспечения защиты от углекислотной коррозии: использование коррозионно-стойких материалов, ингибиторная защита, технологические методы и комплекс мероприятий, совмещающий несколько методов. Последний является предпочтительным и наиболее чаще используемым. Ввиду специфики каждого месторождения, решения по умолчанию не могут быть универсальными и для каждого месторождения требуется индивидуально подходить к разработке противокоррозионных мероприятий.

Флюид ачимовских отложений УНГКМ содержит углекислый газ в результате чего характеризуется высокой степенью коррозионной агрессивности. Через пять лет эксплуатации были выявлены первые следы коррозионного воздействия на внутреннюю поверхность трубопроводов. Отсутствие проектных

решений в области защиты от коррозии и коррозионного мониторинга вызвало необходимость разработки научно-обоснованных технических решений в данных областях. В рамках диссертационной работы рассмотрены 4 объекта:

- хвостовики эксплуатационных скважин, выполненные в некоррозионно-стойком исполнении;
- фонтанная арматура;
- трубопроводы обвязки скважин высокого давления, расположенные до регулятора давления;
- трубопроводы обвязки скважин низкого давления, расположенные после регулятора давления.

2 РАЗРАБОТКА МЕТОДОВ И СРЕДСТВ ИССЛЕДОВАНИЯ КОРРОЗИИ ВНУТРЕННЕЙ ПОВЕРХНОСТИ ТРУБОПРОВОДОВ ОБВЯЗКИ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ СКВАЖИН И ГАЗОСБОРНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ

Ввиду возникшей проблемы углекислотной коррозии на объектах второго эксплуатационного участка ачимовских отложений УНГКМ требовалось в первую очередь изучить протекание углекислотной коррозии на указанных в разделе 1 объектах используя научно-технические подходы. Для этого были реализованы следующие мероприятия:

- диагностика технического состояния исследуемых объектов;
- разработка и внедрение технических устройств, позволяющих проводить измерения скорости коррозии исследуемых объектов;
- выявление участков с разным механизмом протекания коррозии;
- ранжирование скважин по интенсивности коррозионных процессов.

2.1 Разработка и внедрение методов и технических устройств измерения скорости коррозии на исследуемых участках

В первую очередь встала задача по разработке устройств и формированию методики измерений, позволяющих оценить степень коррозионной агрессивности промышленных сред. Ограничивающими факторами являлось высокое рабочее давление и отсутствие аналогов заводского исполнения, позволяющих без изменения проектной документации производить измерения скорости коррозии.

За основу методики измерения скорости коррозии был взят гравиметрический метод и были сформулированы следующие требования к техническим устройствам:

- монтаж не менее 3-х образцов-свидетелей коррозии (ОСК) в одно устройство для получения объективной коррозионной картины [21];

- монтаж устройств не должен сопровождаться капитальным изменением конструкции трубопроводов и оборудования;
- максимальное рабочее давление работы устройств – 40 МПа;
- возможность проведения гидравлических испытаний устройств до монтажа в трубопроводы.

Используя заявленные требования были разработаны [65,66,67,68], а впоследствии внедрены в производство [62,75,81,82] три типа узлов контроля коррозии (УКК): межфланцевое устройство с тремя дисковыми ОСК (Рисунок 15), гравиметрическая кассета с шестью цилиндрическими ОСК (Рисунок 16), межфланцевое устройство с четырьмя сегментными ОСК, устанавливаемыми заподлицо со стенкой трубы (Рисунок 17).

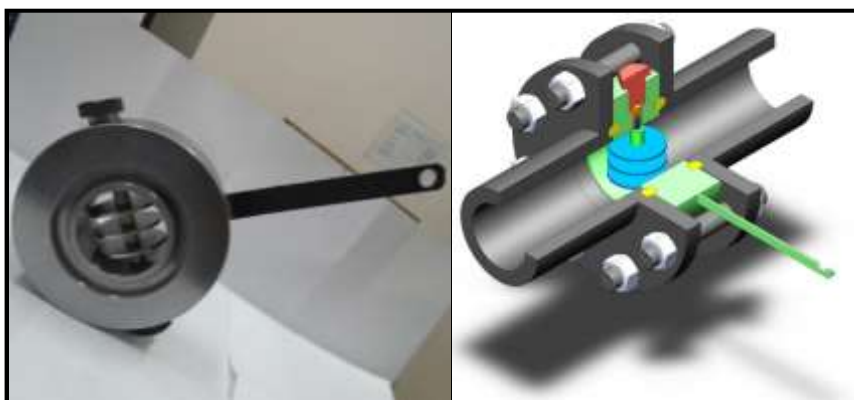


Рисунок 15 – Межфланцевое устройство с тремя дисковыми ОСК

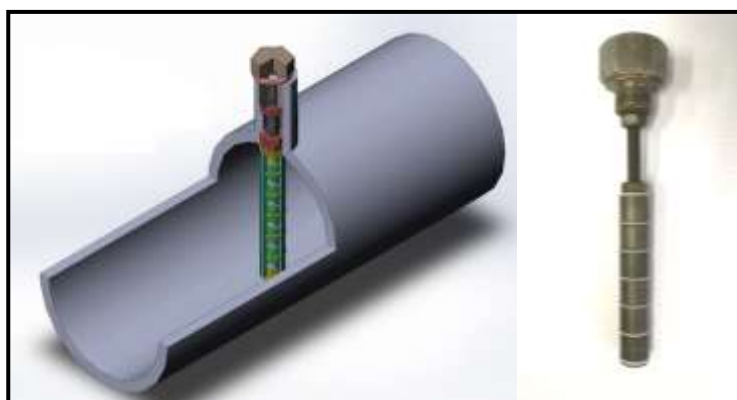


Рисунок 16 – Гравиметрическая кассета кассетного типа



Рисунок 17 – Межфланцевое устройство с четырьмя сегментными ОСК, устанавливаемых заподлицо со стенкой трубы

Независимо от формы ОСК и типа УКК при проведении измерения скорости коррозии использовался следующий алгоритм работ.

1. Подготовка ОСК к экспозиции.

В испытаниях применяются ОСК из того же материала, что и трубопровод – преимущественно сталь марки 09Г2С. Чаще всего в качестве заготовки ОСК используют реальную трубу, эксплуатируемую на исследуемом объекте. Каждому ОСК присваивается порядковый номер в устройстве. Далее производится маркировка с помощью кернера в виде точек в зонах, не подверженных влиянию агрессивной среды в процессе экспозиции и в которых механические напряжения не влияют на итоговый результат измерения скорости коррозии.

Далее производят снятие линейных размеров ОСК с помощью штангенциркуля, после чего по усредненным размерам для каждого ОСК рассчитывается площадь. Далее ОСК подготавливают к экспозиции в соответствии с ГОСТ 9.506-87 [20]. Поверхность ОСК зачищают мелкозернистой наждачной бумагой с шероховатостью R_a не более 1,6 мкм. Далее ОСК промывают дистиллированной водой, обезжиривают спиртом или ацетоном, упаковывают в фильтровальную бумагу и выдерживают в эксикаторе с прокаленным хлористым кальцием в течение 1 часа и взвешивают на аналитических весах с точностью до 0,0001 г. Подготовленные и взвешенные ОСК хранятся в эксикаторе, упакованные в фильтровальную бумагу.

2. Установка ОСК в УКК.

Установка ОСК в УКК осуществляется в лабораторных условиях непосредственно перед монтажом УКК в трубопровод. При их монтаже ОСК держат руками только за торцевую поверхность в чистых хлопчатобумажных перчатках чтобы избежать любых загрязнений ОСК.

3. Монтаж УКК в трубопровод.

4. Экспозиция УКК в течение одного месяца с фиксацией параметров работы скважины или трубопровода.

5. Демонтаж УКК.

6. Разборка УКК, демонтаж ОСК.

7. Обработка ОСК после экспозиции (удаление продуктов коррозии).

ОСК промывают в проточной воде и проводят их визуальный осмотр, отмечая вид и форму коррозии, наличие и распределение коррозионных поражений, наличие, цвет и вид продуктов коррозии. После осмотра поверхность ОСК очищают от продуктов коррозии по ГОСТ Р 9.907-2007 [22]. После удаления продуктов коррозии ОСК обезжиривают этиловым спиртом, выдерживают в эксикаторе с влагопоглотителем в течение 1 ч и взвешивают на аналитических весах с точностью до 0,0001 г.

8. Расчет скорости коррозии.

В первую очередь определяется массовый показатель скорости коррозии:

$$V_{\text{кор.м}} = \frac{m_0 - m_1}{S \cdot \tau}, \quad (24)$$

где $V_{\text{кор.м}}$ – массовый показатель скорости коррозии, г/м²·год;

m_0 – масса ОСК до испытания, г;

m_1 – масса ОСК после испытания, г;

S – площадь рабочей поверхности ОСК, м²;

τ – время экспозиции, лет.

Вычисленное по формуле (24) значение пересчитывается в более понятный показатель – глубинный показатель скорости коррозии, который далее в работе будет называться скоростью коррозии:

$$V_{\text{кор}} = \frac{V_{\text{кор.м}}}{\rho} \cdot 10^{-3}, \quad (25)$$

где $V_{\text{кор}}$ – скорость коррозии, мм/ГОД;

$V_{\text{кор.м}}$ – массовый показатель скорости коррозии, г/м²·год;

ρ – плотность металла, г/м³.

2.2 Сравнительный анализ результатов определения скорости коррозии посредством ОСК с альтернативными методами коррозионного мониторинга

Описанный выше метод измерения скорости коррозии позволяет проводить измерения на различных участках системы сбора газа. В рамках работы были проведены замеры на выкидных линиях скважин – трубопроводах обвязки скважин (Рисунок 18), в газосборных коллекторах: в начале – после точки коллектирования выкидных линий скважин, в конце – в здании переключающей арматуры. Также были проведены измерения скорости коррозии технологических трубопроводов и аппаратов технологических ниток УКПГ. Более детально вопрос коррозии трубопроводов и оборудования УКПГ рассмотрен в параграфе 1.7.

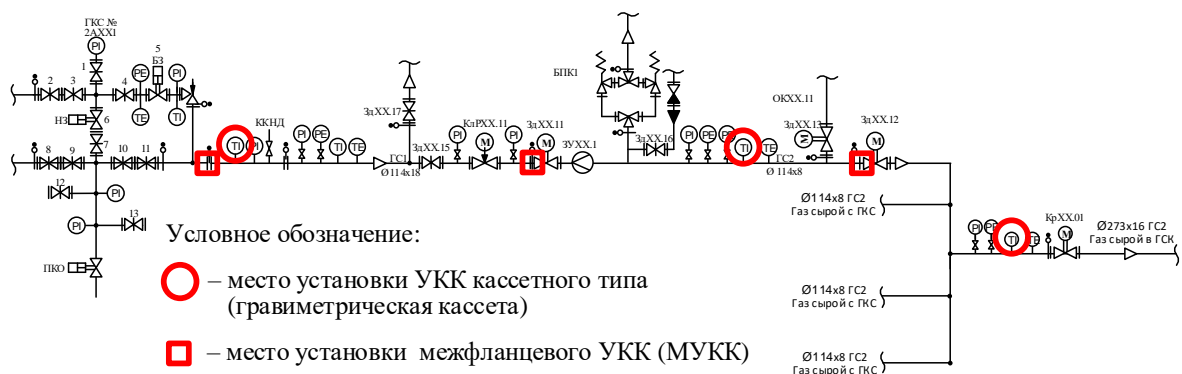


Рисунок 18 – Места установки УКК на выкидных линиях скважин

В ходе работ было выявлено, что верхние ОСК, несмотря на тип УКК, корродируют с меньшей скоростью. На Рисунке 19 представлен пример типовой зависимости скорости коррозии от положения ОСК в гравиметрической кассете. В качестве скорости коррозии было рассчитано среднее арифметическое значение скоростей коррозии ОСК за весь период измерений, полученных на одном исследуемом участке трубопровода после фонтанной елки.

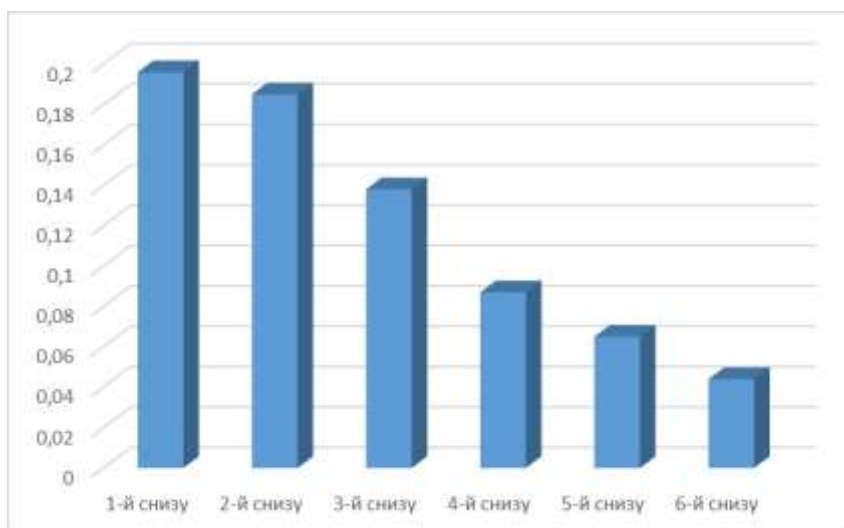


Рисунок 19 – Распределение скорости коррозии цилиндрического ОСК в кассете в зависимости от расположения ОСК в трубе

Аналогичная картина наблюдается для всех типов УКК: скорость коррозии нижних ОСК выше верхних. Интенсивность коррозии нижних образцов объясняется осаждением, находящейся в дисперсионном состоянии воды под действием сил гравитации в нижней части потока, т.к. вода имеет наибольшую плотность из всех компонентов смеси флюида. Кроме того, для некоторых участков трубопровода, в которых устанавливаются гравиметрические УКК, характерен расслоенный режим течения, в результате которого нижние ОСК подвергаются наиболее интенсивной коррозии.

С 2015 по 2020 год был накоплен большой массив данных по измерению скоростей коррозии. Полученные скорости отличались как от скважины к скважине, так и в пределах одного места измерения скорости коррозии. Это связано с особенностями протекания углекислотной коррозии и разными

режимами эксплуатации скважин. Для оценки корректности, фиксируемых с помощью УКК общих скоростей коррозии, был проведен их сравнительный анализ с фактическим техническим состоянием трубопроводов.

2.2.1 Комплексированный метод радиографического контроля и ультразвуковой толщинометрии

С целью своевременного обнаружения критических дефектов возможно использование ультразвуковой толщинометрии, однако данный метод не применим для получения цельной картины внутренних дефектов ввиду маленькой площади исследуемой поверхности одним ультразвуковым датчиком. Для получения полной коррозионной картины внутренней поверхности трубопровода предложен комплексированный метод радиографического контроля и ультразвуковой толщинометрии. Для этого делаются снимки в двух проекциях трубы. Далее следует проявка плёнки. После чего на негатоскопе изучаются снимки на предмет возможного наличия коррозионных дефектов. На Рисунке 20 приведена типовая картина коррозионных дефектов в области сварного шва по причине углекислотной коррозии.

В местах потенциального наличия коррозионных дефектов проводится дополнительный дефектоскопический контроль (далее – ДДК) методом ультразвуковой толщинометрии, после чего принимается решение о ремонте обследуемого участка в случае выявления значений толщины трубы менее отбраковочной величины. Отбраковочная толщина трубы рассчитывается в соответствии с ГОСТ 32388-2013 [19]. Данный метод позволяет проводить неразрушающий контроль без стравливания давления в трубопроводе (в случае отсутствия жидких скоплений в полости трубы).



Рисунок 20 – Фотоматериал просмотра на негатоскопе снимка трубы с коррозионными дефектам в области сварного шва

На шести скважинах, входящих в список скважин с высокими скоростями коррозии по результатам гравиметрии (подробная информация по ранжированию скважин описана в параграфе 2.3), была проведена диагностика с использованием предложенного комплексированного метода радиографического контроля и ультразвуковой толщинометрии. На всех трубопроводах обвязки диагностируемых скважин были выявлены коррозионные повреждения с утонениями стенки до значений менее отбраковочных значений. Обратная картина наблюдалась в трубопроводах с низкими зафиксированными скоростями коррозии (менее 0,2 мм/год), полученных с использованием УКК. На этих скважинах не было выявлено коррозионных дефектов с использованием комплексированного метода радиографического контроля и ультразвуковой толщинометрии.

Проведенные измерения позволяют однозначно сделать вывод о том, что предложенный гравиметрический метод позволяет качественно идентифицировать высокую коррозионную агрессивность на трубопроводах обвязки скважин.

Комплексный метод радиографического контроля и ультразвуковой толщинометрии имеет ряд недостатков: высокая стоимость оборудования и расходных материалов, высокие трудозатраты на проведение операций по контролю, длительность проведения операции, высокие требования

к квалификации специалистов. С целью устранения указанных недостатков, предложено проведение видеозендоскопии исследуемых участков, подробно описанное в пункте 2.2.2.

2.2.2 Оценка технического состояния с помощью видеозендоскопа

Ввиду маленьких диаметров трубопроводов обвязки скважин (114×8 и 114×18) визуальный осмотр внутренней поверхности трубопроводов предложено проводить с помощью сконструированного видеозендоскопа.



Рисунок 21 – Сконструированный видеозендоскоп: 1 – цифровой видеорегистратор; 2 – светодиодная подсветка; 3 – ЖК-монитор; 4 – гибкий кабель; 5 – камера с установленным устройством пропуска камеры через отводы

Видеозендоскоп состоит из интрузивной и наружной частей. Интрузивная часть состоит из видеокамеры и гибкого кабеля длиной 50 м. Наружная часть состоит из цифрового видеорегистратора с технологией передачи

видеоизображения высокого разрешения, монитора, устройства для регулировки его угла наклона и системы электрического питания.

В качестве камеры была использована цифровая матрица с разрешением 8 Мр и с углом обзора 120°. Для подсветки использовались светодиоды, излучающие свет, по цвету близкому к белому. Для вывода изображения используется жидкокристаллический монитор для ПК диагональю 15".

С использованием разработанного видеоэндоскопа были проинспектированы часть выкидных трубопроводов скважин. Стоит отметить, что эндоскоп позволяет качественно выявлять локальную коррозию. Однако данный метод не позволяет выявлять общую коррозию, распределенную равномерно по всей поверхности трубы. Данный недостаток не является критичным при проведении диагностики труб, подверженных углекислотной коррозии, т.к. она носит преимущественно локальный характер [83]. На Рисунке 22 представлены типичные коррозионные повреждения, выявляемые при эндоскопии. Такие дефекты носят преимущественно локальный характер, в результате чего возникают определенные трудности при их диагностировании стандартными методами.



Рисунок 22 – Типичные коррозионные повреждения, выявляемые при видеоэндоскопии

По результатам эндоскопии составляется акт, в котором указываются потенциальные места локальной коррозии, в которых с помощью ультразвукового толщиномера измеряется остаточная толщина трубы и принимается решение о ремонте трубопровода.

Используя остаточную толщину трубопровода в местах локальных дефектов и срок его эксплуатации, была рассчитана средняя скорость коррозии за весь срок эксплуатации для каждого дефекта. Сравнение рассчитанной скорости со скоростью коррозии, фиксируемой УКК приведено в Таблице 8.

Таблица 8 – Сравнение скорости коррозии, определенной по ОСК и с помощью видеоэндоскопа

№ скважины	Скорость коррозии, мм/год			Отклонение скорости коррозии, зафиксированной с помощью видеоэндоскопа, %	
	максимальная на участке, проинспектированном видеоэндоскопом	максимальная на участке, измеренная с помощью УКК	средняя на участке, измеренная с помощью УКК	от максимальной скорости, измеренной с помощью УКК	от средней скорости, измеренной с помощью УКК
1	—*	0,12	0,07	—	—
2	1,87	0,45	0,24	75,94	87,17
3	—*	0,09	0,07	—	—
4	—*	0,11	0,09	—	—
5	0,65	0,32	0,19	50,77	70,77
6	—*	0,16	0,06	—	—
7	4,21	2,10	1,26	50,12	70,07
8	—*	0,08	0,06	—	—
9	—*	0,10	0,09	—	—
10	0,89	0,46	0,36	48,31	59,55
11	2,93	1,89	0,98	35,49	66,55
12	—*	0,07	0,07	—	—
13	—*	0,11	0,09	—	—
14	—*	0,09	0,09	—	—
15	0,21	0,10	0,08	52,38	61,90
16	3,41	2,25	1,35	34,02	60,41
17	1,87	0,80	0,74	57,22	60,43
18	0,65	0,22	0,18	66,15	72,31
19	1,95	0,95	0,87	51,28	55,38
20	2,12	1,05	0,96	50,47	54,72

* – не зафиксированы локальные дефекты по результатам видеоэндоскопии

Таким образом, среднее отклонение скорости коррозии, зафиксированной с помощью видеоэндоскопа от максимальной скорости, измеренной УКК составляет 52 %, а от средней скорости, измеренной УКК – 65 %. Причем скорости коррозии, измеренные УКК показывают меньшие значения, чем скорости коррозии, полученные по методике с использованием видеоэндоскопа и последующего проведения УЗТ. Данный факт объясняется следующими

причинами. Во-первых, скорость коррозии, полученная по УКК, является усредненным значением, по всем ОСК, расположенным в разных сечениях трубы. В данной диссертации приводятся данные о том, что максимальная коррозионная активность проявляется ближе к нижней образующей трубы. Во-вторых, максимальная коррозионная агрессивность характерна для начального этапа эксплуатации, далее снижаются термобарические параметры, в результате чего снижаются скорости коррозии. Поэтому измеренная «мгновенная» скорость коррозии является значением заведомо ниже скорости, полученной по методике с использованием видеоэндоскопа и последующего проведения УЗТ.

С другой стороны, визуальный осмотр с помощью видеоэндоскопа является качественной оценкой наличия локальных дефектов, а не количественной. Проанализировав полученные данные, определено:

– при максимальной скорости коррозии за весь период наблюдений, измеренной УКК, равной 0,16 мм/год, коррозионных дефектов посредством видеоэндоскопа не выявляется;

– при средней скорости коррозии за весь период наблюдений, измеренной УКК, равной 0,09 мм/год, коррозионных дефектов посредством видеоэндоскопа не выявляется.

В то же время проведение выборочного УЗТ на наблюдаемых участках, где по результатам видеоэндоскопии не выявлено дефектов, говорит, что остаточная толщина трубопровода равна или незначительно ниже проектного значения. Таким образом можно сделать вывод о чувствительности гравиметрического метода к реальным коррозионным повреждениям на обследуемом участке. То есть использование ОСК позволяет отслеживать коррозионный фон среды вне зависимости от технологического режима эксплуатации и обеспечивать надежную и безопасную эксплуатацию трубопроводов и оборудования.

2.2.3 Оценка технического состояния посредством ВТД

Ввиду отсутствия возможности измерения скорости коррозии гравиметрическим методом по всей длине газосборного коллектора, в рамках коррозионного мониторинга проводилось измерение скорости коррозии в начале и в конце газосборного коллектора с использованием гравиметрических кассет. В Таблице 9 представлены максимальные и средние скорости коррозии, полученные за весь период измерений в указанных точках.

Таблица 9 – Скорости коррозии газосборных коллекторов, полученных по результатам гравиметрических измерений и ВТД

№ ГСК	Измеренная скорость коррозии, мм/год		Максимальная скорость коррозии, рассчитанная по результатам ВТД, мм/год
	в начале ГСК	в конце ГСК	
206	0,018	0,009	1,50
208	0,024	0,016	1,17
209	0,054	0,004	1,76
212	0,054	0,011	1,39
213	0,057	–	1,28
214	0,041	0,008	0,60
215	0,04	0,011	0,89
218	0,035	0,009	1,60
232	0,034	0,010	0,40
235	0,043	0,007	0,60
239	0,052	0,013	0,28

Полученные по гравиметрическим кассетам скорости коррозии находятся в допустимом диапазоне согласно проектной документации на трубопроводы (не более 0,1 мм/год). Однако, несмотря на данный факт, в результате проведения ВТД на многих коллекторах были выявлены серьезные коррозионные повреждения внутренней поверхности и на некоторых ГСК расчётные скорости коррозии по максимальным дефектам значительно превышают, как измеренные с помощью УКК, так и проектное значение скорости коррозии.

Таким образом для газосборных коллекторов скорости коррозии, полученные по результатам гравиметрических измерений в конкретных точках

являются абсолютно не показательными для оценки реального технического состояния внутренней поверхности газосборного коллектора. Это связано с рядом факторов, в первую очередь с особенностями гидродинамических режимов в шлейфах.

2.3 Ранжирование скважин по интенсивности коррозионных процессов внутренней поверхности трубопроводов обвязки скважин

Получив фоновые скорости коррозии (в отсутствии ингибиторной защиты) в трубопроводах обвязки скважин было определено, что скорости коррозии находятся в широком диапазоне, причем измеренные высокие скорости подтверждаются фактическим состоянием внутренней поверхности трубопроводов, и наоборот, при измеренных низких скоростях коррозии коррозионные повреждения на внутренней поверхности трубопроводов обвязки скважин отсутствуют. Заложенная в проект прибавка на коррозию к толщине труб, рассчитанная с учетом скорости износа, равной 0,1 мм/год не отображает реальной картины коррозионного износа. Лишь на 4-х скважинах из 55-и измеренная скорость коррозии находится в регламентном диапазоне (Рисунок 23).

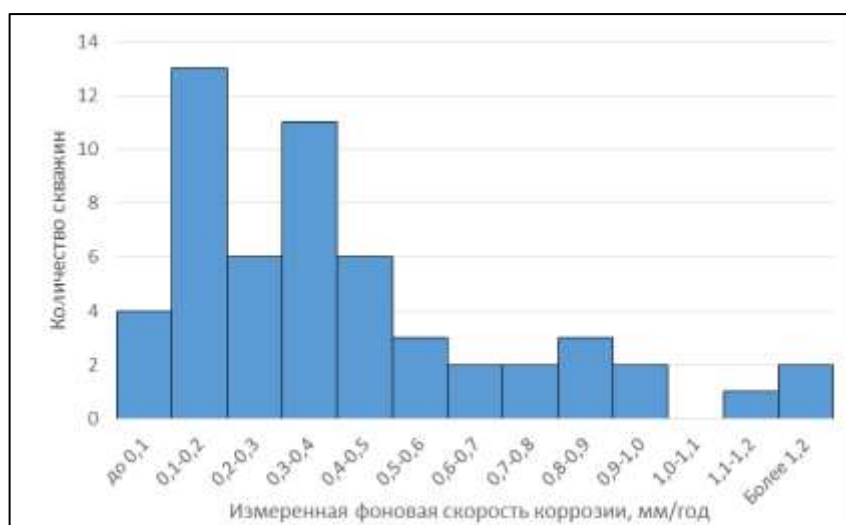


Рисунок 23 – Распределение скважин по фоновым скоростям коррозии

На оставшихся 51-й скважинах реальный срок эксплуатации трубопроводов обвязки и системы сбора газа будет ниже проектного в случае отсутствия противокоррозионных мероприятий.

С целью разработки точечных противокоррозионных мероприятий были проранжированы скважины по интенсивности коррозионных процессов внутренней поверхности трубопроводов обвязки скважин на 3 группы скважин:

- скважины высокой коррозионной агрессивности (скорость коррозии более 0,5 мм/год) – 15 скважин;
- скважины средней коррозионной агрессивности (скорость коррозии от 0,1 мм/год до 0,5 мм/год) – 36 скважин;
- скважины низкой коррозионной агрессивности (скорость коррозии менее 0,1 мм/год) – 4 скважины.

2.4 Выводы по главе 2

Для оценки проблемы углекислотной коррозии на объектах второго эксплуатационного участка ачимовских отложений УНГКМ были разработаны и внедрены гравиметрические устройства и сформированы методики проведения измерений скоростей коррозии с их использованием.

Для оценки достоверности получаемых значений скоростей коррозии был разработан и внедрен комплексный метод диагностики, совмещающий радиографический и ультразвуковой контроль. Сопоставление скоростей коррозии по УКК и фактического технического состояния, определенного с использованием комплексного метода, подтвердило, что методика проведения измерений скоростей коррозии позволяет качественно идентифицировать высокую коррозионную агрессивность среды применительно к трубопроводам обвязки скважин.

Также в качестве оценки достоверности получаемых значений скоростей коррозии был реализован визуальный осмотр внутренней поверхности трубопроводов с помощью видеоэндоскопа. Для решения поставленной задачи был

сконструирован и собран видеоэндоскоп, имеющий возможность обработки видеоизображения высокого разрешения. Сопоставление скоростей коррозии по УКК и фактического технического состояния, определенного с использованием видеоэндоскопии, также подтвердило, что методика проведения измерений скоростей коррозии с использованием УКК позволяет качественно отслеживать коррозионный фон среды трубопроводов обвязки скважин, благодаря чему имеется возможность своевременно реализовывать компенсирующие мероприятия, позволяющие обеспечивать надежную и безопасную эксплуатацию трубопроводов и оборудования.

Однако проанализировав результаты ВТД газосборных коллекторов и сопоставив их с результатами гравиметрических измерений в начале и конце шлейфов, определено, что скорости коррозии, полученные по результатам гравиметрических измерений, являются абсолютно не показательными для оценки интенсивности коррозионных процессов в ГСК. Это связано с несколькими факторами, но в первую очередь с тем, что ГСК преимущественно характеризуется расслоенным режимом течения, а в случае незначительного присутствия воды гравиметрическая кассета технически не в состоянии производить измерения скорости коррозии по нижней образующей трубы, по которой протекает «ручеек» воды. А установка УКК с ОСК, устанавливаемыми заподлицо со стенкой трубы потребует внесения изменения в конструкцию трубопровода, что в свою очередь требует согласования с проектным институтом и проведения экспертизы проектной документации. Таким образом периодическое проведение ВТД является единственным решением по анализу коррозионной агрессивности среды в ГСК в краткосрочной перспективе.

Используя разработанную методику проведения измерений скоростей коррозии за период с 2015 по 2020 года был накоплен большой массив данных, в том числе и по измерению скоростей коррозии в выкидных трубопроводах скважин. Статистически обработав полученные данные все скважины были ранжированы в 3 группы по интенсивности коррозионных процессов:

1. Скважины высокой коррозионной агрессивности со скоростью коррозии более 0,5 мм/год;
2. Скважины средней коррозионной агрессивности со скоростью коррозии от 0,1 мм/год до 0,5 мм/год;
3. Скважины низкой коррозионной агрессивности со скоростью коррозии менее проектного значения 0,1 мм/год.

Проведенное ранжирование позволило адресно подходить к вопросу противокоррозионных мероприятий и коррозионного мониторинга для конкретных скважин исключив избыточность мероприятий на скважинах с низкой коррозионной активностью и, наоборот, уделить пристальное внимание скважинам с высокой коррозионной активностью.

3 ВЛИЯНИЕ ПАРАМЕТРОВ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕЖИМОВ РАБОТЫ СКВАЖИН НА ИНТЕНСИВНОСТЬ УГЛЕКИСЛОТНОЙ КОРРОЗИИ

Как уже было отмечено в параграфе 1.3 одним из важных факторов, оказывающих влияние на интенсивность углекислотной коррозии является технологический режим эксплуатации скважин. Однако в зависимости от конкретного участка технологический режим по-разному оказывает влияние на скорость и характер коррозионных повреждений. Ниже описано 3 характерных участка, в которых оценивалось влияние технологических режимов работы скважин: забой скважин, участок трубопровода непосредственно после углового дросселя, трубопровод обвязки скважин до точки входа в газовый коллектор.

3.1 Математическое моделирование фазового поведения скважиной продукции в условиях забоя скважин

Типовая конструкция ачимовских скважин приведена на Рисунке 24 и включает [80]: кондуктор, промежуточную колонну, эксплуатационную колонну, хвостовик, лифтовую колонну, комплекс подземного оборудования (пакер, клапан-отсекатель, датчики давления и температуры и др.). Подземное оборудование скважин имеет коррозионно-стойкое исполнение – сталь марки 13Cr. Данное проектное решение связано с потенциально высокой коррозионной агрессивностью скважинной продукции на данном участке. Ведь забой скважин характеризуется более высокими температурами и парциальными давлениями CO_2 , чем устье скважин, где наблюдаются реальные интенсивные коррозионные повреждения. Кроме того, в соответствии с различными нормативными документами [23,76,86] степень агрессивности скважинной продукции в условиях забоя является высокой (Таблица 10), что требует применения противокоррозионных мероприятий.

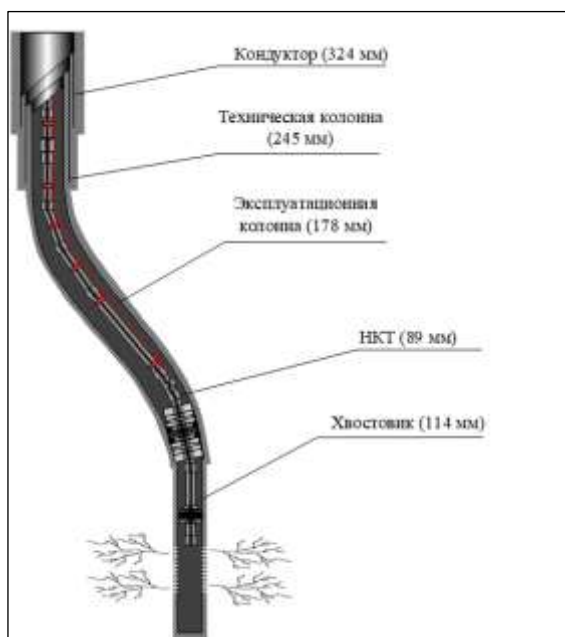


Рисунок 24 – Стандартная конструкция скважин на ачимовские отложения

Таблица 10 – Степень агрессивности скважинной продукции

Участок	Парциальное давление CO ₂ , МПа	Степень агрессивности* в соответствии с:		
		СТО Газпром 9.3-011-2011	ГОСТ Р 51365-2009	РД 39-0147103-362-86
Забой	0,40 – 0,60	Высокая	Высококоррозионная	Сильноагрессивная
Устье	0,16 – 0,35	От средней до высокой	От умеренной до высококоррозионной	Сильноагрессивная

*- без учета дополнительных коррозионно-опасных факторов

Поэтому, при использовании теоретического подхода, на забое должны протекать интенсивные процессы углекислотной коррозии в случае использования низколегированной стали в качестве материала подземного оборудования скважин. Однако несмотря на гипотетически более высокую коррозионную агрессивность в условиях забоя, чем в условиях устья скважин (выше парциальное давление CO₂ и температура), в рамках диссертации была оценена возможность протекания углекислотной коррозии для условий подземного оборудования скважин. Это связано с особенностями электрохимии углекислотной коррозии, в соответствии с которой для протекания процесса коррозии необходимо наличие на поверхности металла водной жидкой фазы. Поэтому присутствие воды на забое скважины

только в паровой фазе исключает коррозию подземного оборудования скважин, расположенного на забое.

В рамках диссертационного исследования для 3-х экспериментальных скважин было определено фазовое состояние воды на забое и на устье при составах скважинной продукции, изменяющихся в течение разработки участка залежи по мере снижения пластового и забойного давлений на 20-летний период [33,59,96].

Технологические расчеты проводились с использованием уравнения состояния Пенга-Робинсона, как наиболее адекватного применительно к рассматриваемым условиям [36,73,155]. В качестве основного инструмента использовался программный комплекс ГазКондНефть, проверка расчетов осуществлялась в ПО Aspen Hysys.

При расчете фазового состояния скважинной продукции в технологической модели «забой – устье скважины» были использованы данные по трем экспериментальным скважинам на 20-ти летний период прогнозирования. Исходные данные получены от проектной организации по результатам моделирования процесса дифференциальной конденсации пластовой газоконденсатной смеси: компонентно-фракционные составы скважинной продукции, проектные значения технологических режимов эксплуатации скважин.

Методика прогнозирования подверженности углекислотной коррозии оборудования высокотемпературных газоконденсатных скважин заключается в последовательном решении следующих задач:

- определение фазовых состояний и возможности существования воды и жидких углеводородов в виде жидкой фазы в процессе истощения залежи (для забойных и устьевых условий);

- гидравлическая оценка полного и непрерывного выноса жидкости с забоя скважины на поверхность.

Проектные параметры (для 2020 г.) технологического режима скважины №1, используемые для расчета фазового состояния, приведены в Таблице 11. Проектный компонентно-фракционный состав газоконденсатной смеси

добываемого пластового флюида скважины №1 (для 2020 г.) приведен в Таблице 12.

Таблица 11 – Параметры проектного технологического режима скважины №1 в 2020 году

Параметр	Значение
Расход углеводородной смеси, тыс.м ³ /сутки	230,16
Расход пластовой воды, м ³ /сут	1,05
Забойное давление, МПа	38,72
Температура на забое, °С	108,00
Устьевое давление, МПа	28,35
Температура на устье, °С	45,76

Таблица 12 – Компонентно-фракционный состав углеводородной смеси по скважине №1 на 2020 г.

Компоненты и фракции	Содержание, % масс.	Фракции	Содержание, % масс.	Фракции	Содержание, % масс.
Азот	0,1590	Ф ₉ (130 – 140°С)	1,7182	Ф ₂₆ (300 – 310°С)	2,39·10 ⁻³
Диоксид углерода	1,3544	Ф ₁₀ (140 – 150°С)	0,6482	Ф ₂₇ (310 – 320°С)	1,57·10 ⁻³
Метан	42,4308	Ф ₁₁ (150 – 160°С)	1,0133	Ф ₂₈ (320 – 330°С)	1,03·10 ⁻³
Этан	8,9696	Ф ₁₂ (160 – 170°С)	0,3451	Ф ₂₉ (330 – 340°С)	6,01·10 ⁻⁴
Пропан	8,6921	Ф ₁₃ (170 – 180°С)	0,3794	Ф ₃₀ (340 – 350°С)	3,22·10 ⁻⁴
Изобутан	3,3817	Ф ₁₄ (180 – 190°С)	0,2779	Ф ₃₁ (350 – 360°С)	1,63·10 ⁻⁴
Норм.бутан	5,1723	Ф ₁₅ (190 – 200°С)	0,1469	Ф ₃₂ (360 – 370°С)	8,68·10 ⁻⁵
Изопентан	2,6813	Ф ₁₆ (200 – 210°С)	0,1100	Ф ₃₃ (370 – 380°С)	3,81·10 ⁻⁵
Норм.пента	3,1376	Ф ₁₇ (210 – 220°С)	0,0899	Ф ₃₄ (380 – 390°С)	1,91·10 ⁻⁵
Ф ₁ (45 – 60°С)	1,6847	Ф ₁₈ (220 – 230°С)	0,0443	Ф ₃₅ (390 – 400°С)	9,62·10 ⁻⁶
Ф ₂ (60 – 70°С)	2,7769	Ф ₁₉ (230 – 240°С)	0,0334	Ф ₃₆ (400 – 410°С)	5,15·10 ⁻⁶
Ф ₃ (70 – 80°С)	1,3186	Ф ₂₀ (240 – 250°С)	0,0277	Ф ₃₇ (410 – 420°С)	2,62·10 ⁻⁶
Ф ₄ (80 – 90°С)	2,2671	Ф ₂₁ (250 – 260°С)	0,0173	Ф ₃₈ (420 – 430°С)	1,46·10 ⁻⁶
Ф ₅ (90 – 100°С)	3,0199	Ф ₂₂ (260 – 270°С)	0,0132	Ф ₃₉ (430 – 440°С)	6,52·10 ⁻⁷
Ф ₆ (100 – 110°С)	4,2434	Ф ₂₃ (270 – 280°С)	0,0095	Ф ₄₀ (440 – 450°С)	2,28·10 ⁻⁷
Ф ₇ (110 – 120°С)	2,6816	Ф ₂₄ (280 – 290°С)	0,0063	Ф ₄₁ (450 – 460°С)	1,14·10 ⁻⁷
Ф ₈ (120 – 130°С)	1,1382	Ф ₂₅ (290 – 300°С)	0,0041	Ф ₄₂ (460 – 470°С)	4,65·10 ⁻⁸

Данные Таблиц 11, 12 были экспортированы в ПО ГазКондНефть для решения задач моделирования фазовых превращений добываемой продукции из скважины №1. Изменение состава добываемой газоконденсатной смеси с укрупненными фракциями для каждой экспериментальной скважины по годам разработки приведено в Таблице 13.

Таблица 13 – Параметры проектного технологического режима скважины №1 в 2020 году

Компонент	Содержание компонента/фракции, % масс. (кроме воды)								
	Скважина № 1			Скважина № 2			Скважина № 3		
	2020	2030	2040	2020	2030	2040	2020	2030	2040
Метан	42,43	51,29	54,87	47,13	54,77	58,13	45,90	52,18	57,93
Этан	8,97	10,28	10,67	8,57	9,75	10,32	8,38	9,35	10,28
Пропан	8,69	9,11	9,03	6,80	7,55	7,90	6,67	7,31	7,87
Изобутан	3,38	3,26	3,10	2,27	2,48	2,56	2,23	2,42	2,55
Норм. Бутан	5,17	4,73	4,39	3,18	3,42	3,49	3,13	3,35	3,49
Изопентан	2,68	2,18	1,92	1,42	1,48	1,48	1,40	1,47	1,48
Норм. Пентан	3,14	2,46	2,13	1,59	1,65	1,63	1,57	1,65	1,63
Ф ₁ (фракция 45-100 °С)	11,07	7,21	5,86	5,62	5,27	4,74	5,61	5,49	4,78
Ф ₂ (фракция 100-200 °С)	12,59	7,45	5,93	12,25	9,41	6,94	12,41	10,79	7,11
Ф ₃ (фракция 200-300 °С)	0,36	0,22	0,19	5,38	1,96	0,79	5,77	3,15	0,85
Ф ₄ (фракция 300-470 °С)	0,01	0,00	0,00	4,19	0,42	0,09	5,38	1,08	0,10
Азот	0,16	0,20	0,21	0,19	0,22	0,23	0,18	0,21	0,23
Углекислый газ	1,35	1,60	1,69	1,40	1,61	1,71	1,37	1,54	1,71
Вода, г/м ³ флюида	4,58	6,50	8,45	4,62	6,44	8,55	4,80	6,24	8,07

По результатам расчетов определены области двухфазного состояния воды и углеводородов в газоконденсатной смеси, ограниченные соответствующими нулевыми изоплерами, для изменяющихся в процессе разработки компонентно-фракционных составов добываемого пластового флюида. Стоит отметить, что в расчетах были использованы полные составы углеводородной смеси, аналогичные приведенному в Таблице 12. Границы двухфазной области для воды и УВ и проектные термобарические условия на забое и устье экспериментальных скважины по состоянию на 2020, 2030 и 2040 гг. представлены на Рисунках 25-27.

Анализ полученных результатов по расчету фазового поведения скважинной продукции показал, что вода в условиях забоя не конденсируется ни в одной из скважин в течение ближайшего 20-летнего периода их эксплуатации (Таблица 14, Рисунки 25-27). Однако, на забое скважин № 1 и № 3 через 20 лет, а в скважине № 2 через 10 лет появляется жидкая УВ фаза с растворенной в ней водой (0,46-0,75 %_{мольн.}). При таких низких концентрациях вода находится в молекулярно-растворенном состоянии и не образует с диоксидом углерода электролит. Стоит отметить, что основная часть воды находится в паровой фазе в составе газа.

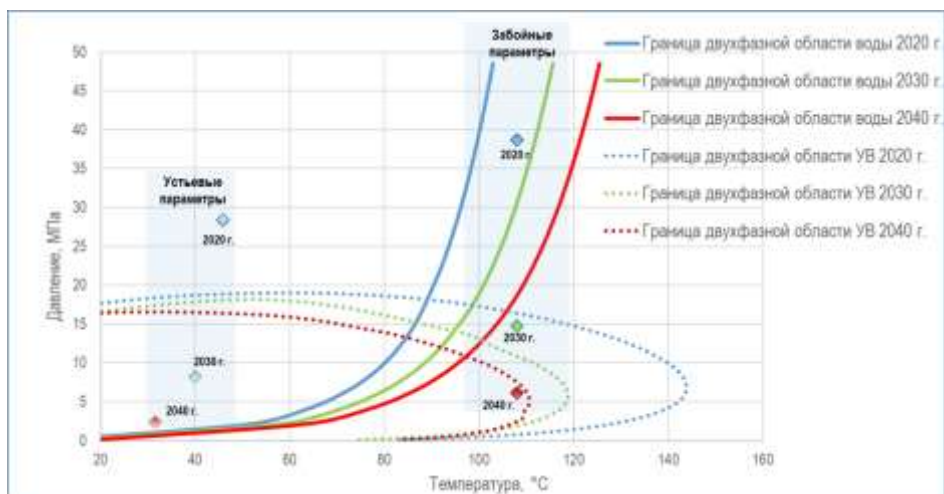


Рисунок 25 – Границы двухфазной области для воды и УВ и термобарические условия на забое и устье скважины №1 по состоянию на 2020, 2030 и 2040 гг.

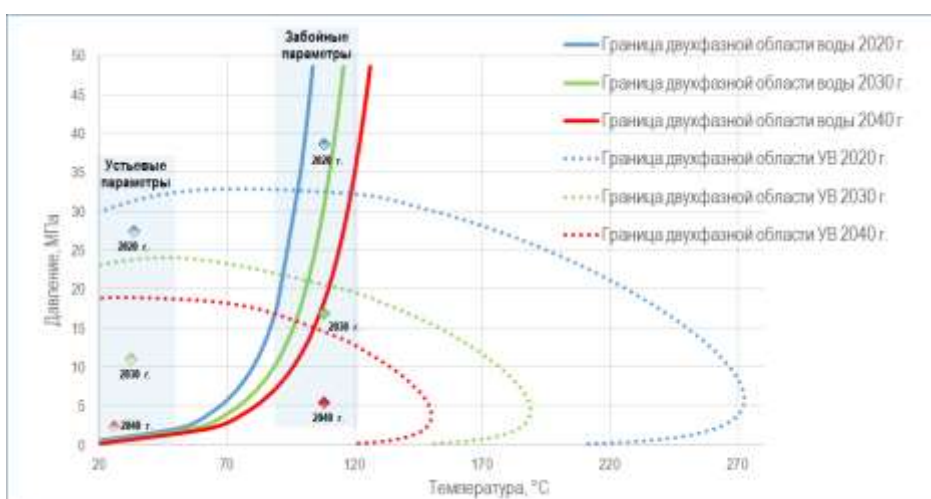


Рисунок 26 – Границы двухфазной области для воды и УВ и термобарические условия на забое и устье скважины №2 по состоянию на 2020, 2030 и 2040 гг.

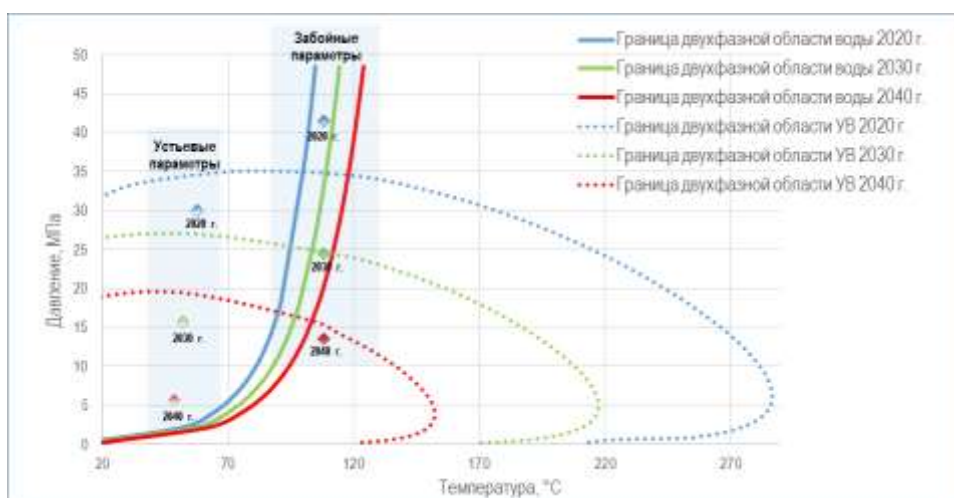


Рисунок 27 – Границы двухфазной области для воды и УВ и термобарические условия на забое и устье скважины №3 по состоянию на 2020, 2030 и 2040 гг.

Таблица 14 – Расчетные физико-химические свойства скважиной продукции (по годам 2020 г., 2030 г., 2040 г.)

Физические свойства	Скважина № 1			Скважина № 2			Скважина № 3		
	2020	2030	2040	2020	2030	2040	2020	2030	2040
Наличие жидкой УВ фазы на забое скважины	нет	нет	да	нет	да	да	нет	нет	да
Наличие жидкой водной фазы на забое скважины	нет	нет	нет	нет	нет	нет	нет	нет	нет
Плотность смеси, кг/м ³	340,25	142,65	51,74	325,23	155,30	57,74	345,20	228,87	112,59
Плотность газовой фазы, кг/м ³	340,25	142,65	51,30	325,23	151,44	55,95	345,20	228,87	111,43
Плотность жидкой фазы, кг/м ³	–	–	612,35	–	557,74	630,89	–	–	583,14
Молекулярная масса смеси, г/моль	27,44	24,12	23,05	26,59	23,50	22,40	27,18	24,44	22,46
Молекулярная масса газовой фазы, г/моль	27,44	24,12	22,89	26,59	22,96	21,82	27,18	24,44	22,26
Молекулярная масса жидкой фазы, г/моль	–	–	86,35	–	71,20	92,11	–	–	77,57
Мольная доля растворенной воды во всем объеме жидкости	–	–	$4,63 \cdot 10^{-3}$		$6,96 \cdot 10^{-3}$	$4,61 \cdot 10^{-3}$			$7,54 \cdot 10^{-3}$

Далее требовалось определить, не происходит ли накопления жидкости в хвостовике на забое скважины. Это связано с тем, что объемные скорости потока в хвостовике ниже, чем в НКТ ввиду большего диаметра. При низких скоростях потока возможно скопление жидкости в хвостовике. На начальной стадии это будет УВ конденсат с незначительным содержанием растворенной воды, после чего при дальнейшем накоплении жидкости может произойти инверсия и эмульсия поменяет тип на «масло в воде». В результате чего произойдет образование электролита с последующим протеканием углекислотной коррозии хвостовика, в случае если его материальное исполнение будет некоррозионно-стойким.

Для оценки режима течения газожидкостного потока из ПО ГазКондНефть были выгружены значения вязкости, плотности газа и газового конденсата, поверхностного натяжения на границе газ-конденсат, коэффициента сверхсжимаемости газа для термобарических условий на забое и устье каждой из

экспериментальной скважин для составов и проектных технологических режимов на 2020, 2030 и 2040 гг. Режим течения определялся по результату сравнения значения безразмерной скорости смеси w_* по формуле (26) со значением скорости нижней границы существования кольцевого режима w_b по формуле (27) [26].

$$w_* = \frac{4(q_l + q_g^{wc})}{\pi d^2} \left(\frac{\rho_l - \rho_g}{g\sigma} \right)^{0,25} \left(\frac{\rho_g}{\rho_l} \right)^{0,5}, \quad (26)$$

где q_l и q_g^{wc} – дебит газового конденсата и газа, приведенный к скважинным термобарическим условиям, м³/сутки;
 ρ_l и ρ_g – плотность газового конденсата и газа в скважинных термобарических условиях, кг/м³;
 d – диаметр хвостовика или лифтовых труб, м;
 σ – поверхностное натяжение на границе газ-конденсат, Н/м.

$$w_b = (0,82 - 0,0017\mu^{-0,6}) \cdot 10^{((5,3+115\mu)(1-\beta))}, \quad (27)$$

где $\mu = \frac{\mu_g}{\mu_l}$ – соотношение динамической вязкости газа и конденсата в скважинных термобарических условиях;

$\beta = \frac{q_g^{wc}}{q_g^{wc} + q_l}$ – расходное объемное газосодержание.

Результаты расчета скоростей w_* и w_b показали, что в хвостовике, а тем более в НКТ, имеющих меньший диаметр, на забое каждой из скважин, газожидкостной поток до 2040 г. движется в дисперсно-кольцевом режиме со значительным превышением скорости w_b (Таблица 15).

Таблица 15 – Значения расходного газосодержания β , безразмерной скорости нижней границы существования кольцевого режима w_b и безразмерной скорости потока газоконденсатной смеси в хвостовике w_*

Год разработки	Скважина №1			Скважина №2			Скважина №3		
	β	w_b	w_*	β	w_b	w_*	β	w_b	w_*
2020	1,0000	-	-	1,0000	-	-	1,0000	-	-
2030	1,0000	-	-	0,9905	1,239	8,848	1,0000	-	-
2040	0,9992	0,834	15,635	0,9970	0,890	9,235	0,9975	0,892	29,568

Кроме того, для определения гидродинамических условий полного и непрерывного выноса жидкой фазы с забоя на поверхность сравнивались размерная скорость потока газа в хвостовике и башмаке НКТ W , вычисляемая по формуле (28) со скоростью реверса W_{rev} (критической скоростью газа опрокидывания жидкой пленки), при которой масса жидкости в кольцевой пленке «зависает», а газ с дисперсной фазой жидкости в ядре потока движется вверх, вычисляемой по формуле А.А. Точигина (29).

$$W = \frac{4q_g^{wc}}{\pi d^2 \beta}; \quad (28)$$

$$W_{rev} = 3,3 \left(\frac{g \sigma \rho_l^2}{\rho_l - \rho_g} \right)^{0,25} \rho_g^{-0,5}. \quad (29)$$

Результаты расчетов показали, что для всех экспериментальных скважин до 2040 г. выполняется неравенство $W > W_{rev}$ (Таблица 16).

Таблица 16 – Сравнение скоростей потока газа в хвостовике со скоростью реверса

Год разработки	Скважина №1		Скважина №2		Скважина №3	
	W_{rev}	W	W_{rev}	W	W_{rev}	W
2020	–	–	–	–	–	–
2030	–	–	0,72	1,17	–	–
2040	1,32	3,75	1,29	2,17	0,86	4,66

Ввиду того, что скорость взвешивания частиц жидкости, диспергированной в ядре потока, всегда меньше скорости реверса пленки жидкости при дисперсно-кольцевом режиме течения, проектные режимы эксплуатации скважин обеспечивают полный и непрерывный вынос жидкой фазы и из хвостовика, и из башмака НКТ.

Таким образом, CO_2 -коррозия хвостовиков в период до 2040 г. исключается, т.к. УВ конденсат не обладает электропроводимостью и пленка на внутренней поверхности хвостовика и НКТ не является электролитом. Вместе с тем, при остановках работы скважин возможно стекание жидкости на забой, однако и в этом случае из-за незначительного содержания воды в жидкой фазе будет образовываться эмульсия типа «вода в масле», что также не приведет к протеканию процесса коррозии.

Также был проведен анализ влияния количества воды конденсационного происхождения в составе добываемого флюида на смещение границы перехода воды в двухфазное состояние. Моделирование фазового поведения газоконденсатной смеси осуществлялось для компонентно-фракционного состава скважины №1 в 2020 году, приведенного в Таблице 12, для которого изменялось удельное содержание конденсационной воды. Результаты расчетов приведены на Рисунке 28, где кроме прочего изображены термобарические параметры на забое и устье скважины.

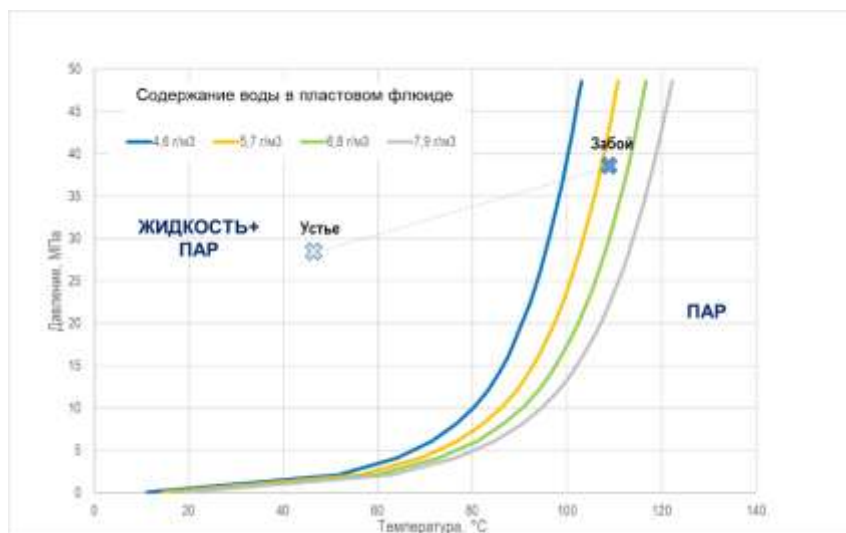


Рисунок 28 – Смещение границ двухфазной области воды, содержащейся в газоконденсатной смеси скважины № 1 при разных удельных содержаниях воды

Согласно Рисунку 28 смещение границы фазового состояния воды в сторону более высоких температур происходит при увеличении удельного содержания воды. При превышении значения более $5,7 \text{ г/м}^3$ уже в 2020 году возможно появление жидкой водной фазы с образованием эмульсий типа «вода в масле» и возникновение рисков углекислотной коррозии хвостовика из-за возможной инверсии эмульсии при дальнейшем росте содержания воды в продукции и проявлении ее электрической проводимости. Проектное удельное содержание воды для рассматриваемой скважины в 2020 году составляет $4,6 \text{ г/м}^3$. Именно поэтому необходимо вести оперативный контроль удельного содержания воды в флюиде, чтобы вовремя выявлять отклонения от проектных значений и предусматривать компенсирующие мероприятия.

Таким образом, разработанная методика прогнозирования подверженности углекислотной коррозии оборудования высокотемпературных газоконденсатных скважин позволяет:

- обосновывать антикоррозионные режимы на стадии проектирования скважин (в проектных решениях возможна замена части подземного оборудования из дорогих коррозионно-стойких сталей на более дешевые углеродистые стали без снижения уровня надежности и безопасности);

– прогнозировать возможность протекания процессов углекислотной коррозии не только подземного оборудования, но и трубопроводов обвязки скважин и системы сбора газа, выполненных из углеродистой стали.

В рамках программы исследовательских работ в 2020 году в эксплуатацию были введены 3 скважины, по которым были проведены вышеприведенные расчеты. При строительстве указанных скважин были использованы хвостовики, выполненные в нестойком к углекислотной коррозии исполнении – из углеродистой стали группы прочности Р110. Для каждой скважины в обязательном порядке будет вестись мониторинг добычи воды, в случае отклонения от проектных значений проводится повторное моделирование фазового поведения газоконденсатной смеси с учетом актуализированных показателей. В случае, если по результатам моделирования выявляется появление жидкой водной фазы, будет организована техническая диагностика хвостовика. С этой же целью освоение скважин с хвостовиками из углеродистой стали после операции ГРП необходимо проводить в сжатые сроки, а в процессе ГРП использовать водные растворы с добавкой ингибиторов коррозии, либо иные реагенты, не обладающие коррозионной агрессивностью.

3.2 Влияние изменения гидродинамических характеристик потока на интенсивность коррозионных процессов выкидных линий скважин

Как было описано выше фазовое состояние флюида играет важную роль при прогнозировании углекислотной коррозии подземного оборудования скважин. При прогнозировании интенсивности углекислотной коррозии наземного оборудования появляются новые факторы – гидродинамические параметры потока, которые обусловлены необходимостью регулирования потока скважинной продукции. В результате чего на внутренней поверхности трубопроводов и оборудования могут образовываться участки, подверженные коррозионно-эрозионному износу, что в конечном итоге увеличивает интенсивность углекислотной коррозии.

При добыче УВ из ачимовских отложений на фонтанной елке устанавливается угловой регулятор давления (дроссель). Дросселирование пластового флюида осуществляется посредством изменения проходного сечения дросселя: поршень перекрывает часть отверстий клетки при возвратно-поступательном движении поршня относительно дросселирующей клетки при вращении маховика (Рисунок 29).

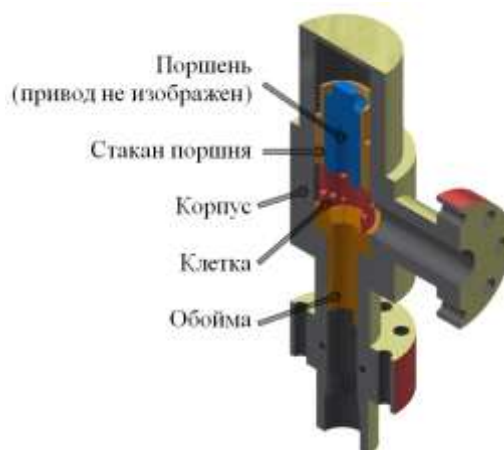


Рисунок 29 – Схема углового регулятора давления в разрезе

На участке трубопровода после регулятора давления (Рисунок 30) существующие модели углекислотной коррозии не в состоянии выявить конкретные места, на которых будет протекать максимальная коррозия, они лишь имеют возможность спрогнозировать одно значение скорости коррозии для всего участка, несмотря на то, что ввиду особенностей гидродинамики и различных значений КНнС на внутренней поверхности трубы могут образовываться локальные места интенсивного протекания углекислотной коррозии ввиду дополнительного эрозионного воздействия на продукты коррозии.

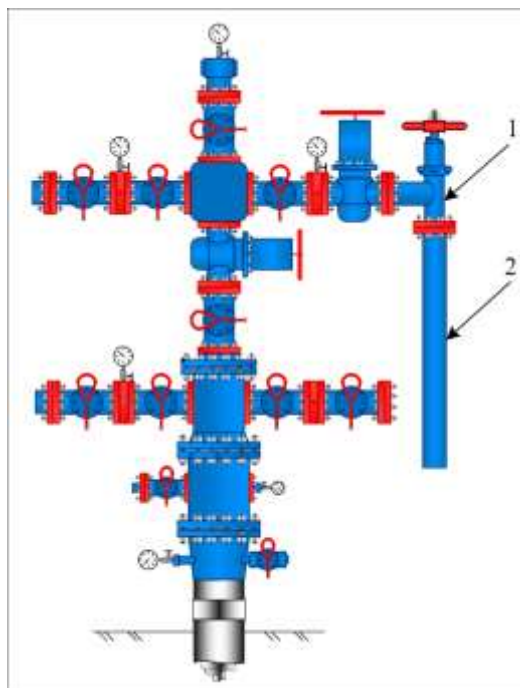


Рисунок 30 – Типовое оборудование устья газоконденсатной скважины 1) угловой дроссель; 2) участок трубопровода обвязки скважины после дросселя

3.2.1 Оценка влияния степени закрытия углового дросселя на интенсивность коррозионных процессов в отсутствии ингибиторной защиты

Для доказательства преобладающего влияния КНнС на скорость протекания углекислотной коррозии на участке трубопровода после углового дросселя была разработана методика оценки влияния различных факторов на скорость протекания углекислотной коррозии. Структурный алгоритм методики приведен на Рисунке 31.

Согласно разработанной методике, первый этап работы – моделирование фазовых состояний пластовой смеси для условий устья в ПО Aspen Hysys. Учитывая, что добываемый продукт является многофазным (природный газ, газовый конденсат, вода), в рамках данного этапа были рассчитаны свойства жидкой и газовой фазы для условий фонтанной елки экспериментальной скважины на участке до углового дросселя. Результаты для газовой фазы приведены в Таблице 17, для жидкой – Таблице 18. Кроме того было определено

поверхностное натяжение, характеризующее взаимодействие жидкой и газовой фазы – 0,0055 Н/м.



Рисунок 31 – Методика оценки влияния различных факторов на скорость коррозии

Таблица 17 – Расчётные свойства газовой фазы на участке до углового дросселя, полученные в ПО Aspen Hysys

Вязкость, Па·с	Теплоёмкость, Дж/(кг·К)	Теплопроводность, Вт/(м·К)	Молекулярный вес, кг/кмоль	Энтальпия, Дж/моль	Энтропия, Дж/(моль·К)	Критическая температура, К	Критическое давление, МПа	Критический удельный объем, м³/кг	Ацентрический фактор
0,0360	$0,2222 \cdot 10^4$	0,0332	$0,2448 \cdot 10^2$	$-7,4900 \cdot 10^4$	$1,8604 \cdot 10^2$	$1,9056 \cdot 10^2$	4,6000	0,0062	0,0110

Таблица 18 – Расчётные свойства жидкой фазы на участке до углового дросселя, полученные в ПО Aspen Hysys

Плотность, кг/м ³	Вязкость, Па·с	Теплоёмкость, Дж/(кг·К)	Теплопровод- ность, Вт/(м·К)	Молекуляр- ный вес, кг/кмоль	Энтальпия, Дж/моль
$5,0730 \cdot 10^2$	0,2455	$0,4182 \cdot 10^3$	0,6000	$5,6580 \cdot 10^1$	$-2,850 \cdot 10^5$

Для этого в модель был занесен компонентно-фракционный состав добываемого флюида (Таблица 12) и были использованы параметры работы скважины (Таблица 19). В целях упрощения последующих расчетов и ввиду небольшого содержания воды (5-6 г/1000 м³ газа) из состава флюида была исключена вода. Для дальнейших расчётов в программном продукте использовалось уравнение состояния Пенга-Робинсона.

Таблица 19 – Параметры работы экспериментальной скважины, используемые для проведения расчетов в ПО Aspen Hysys

Температура на входе в угловой дроссель, К	Массовый расход флюида, кг/сек	Давление на входе в угловой дроссель, МПа
305,89	3,00	26,90

Одновременно с первым этапом проводятся работы по построению твердотельной модели углового дросселя и участка трубопровода после него. Для этого были измерены реальные геометрические размеры оборудования и трубопроводов на исследуемой скважине. После чего в ПО SolidWorks была построена трехмерная модель экспериментального участка. 3D-модель позволяет проводить регулировку степени закрытия за счет изменения положения поршня в клетке. Полученная модель с различной степенью закрытия в последствии используется для детальных расчетов в Ansys Fluent.

Для оценки влияния уровня открытия/закрытия углового дросселя на изменение траектории движения среды внутри исследуемого участка в ПО SolidWorks Flow Simulation была смоделирована траектория потока при различных режимах работы углового дросселя (10%, 50% и 100% открытия). Для этого в расчет модели были включены: массовый расход добываемого флюида и давление на входе в угловой дроссель. Исходные данные для проведения расчёта были использованы согласно Таблицы 19. Стоит отметить, что при данном расчёте не учитывалась многофазность потока и расчет производился при условии, что поток полностью однофазный, причем транспортируемый продукт – метан в газообразном состоянии. По результатам моделирования было получено векторное поле скоростей потока упрощенной модели рабочей среды для нескольких режимов открытия углового дросселя. Для всех режимов был выявлен спиралеобразный характер движения среды (Рисунок 32). Определено, что степень открытия углового дросселя влияет лишь на частоту оборотов среды на единицу длины трубы, т.е. чем больше открыт угловой дроссель, тем меньшее количество оборотов делает рабочая среда на единицу длины трубы.

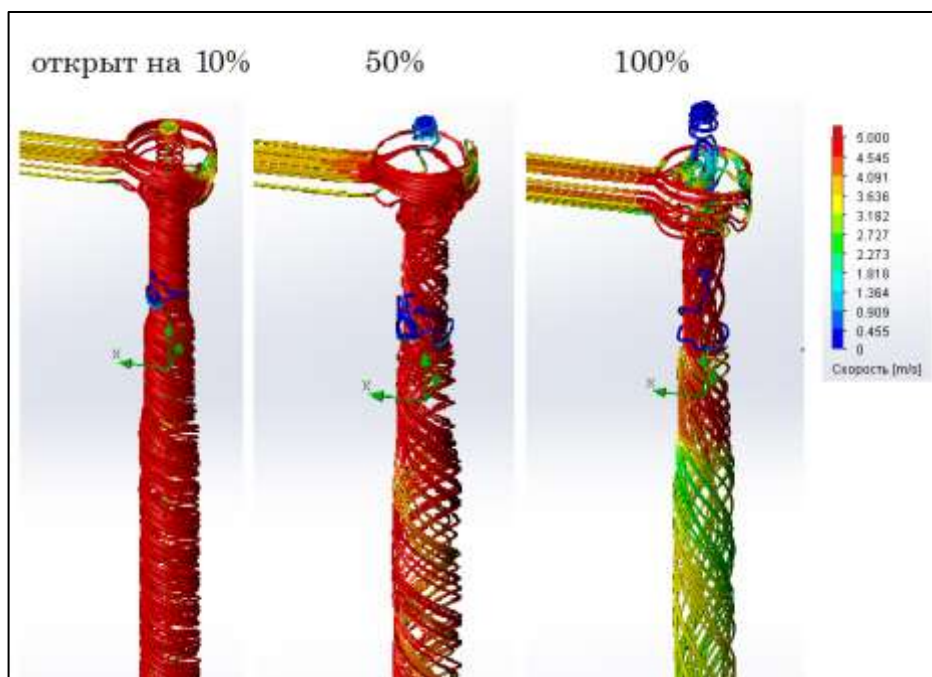


Рисунок 32 – Модель траектории потока, проходящего через УД при разной степени открытия УД

Следующим этапом стало более детальное гидравлическое моделирование потока добываемого продукта при 2-х режимах работы углового дросселя:

1. Полностью открытый угловой дроссель. При таком положении не происходит дросселирования (снижения давления).

2. Максимально прикрытый дроссель. При таком положении давление после дросселя снижается до требуемого уровня в зависимости от технологического режима работы газосборного коллектора, в который подается газ с экспериментальной скважины.

Степень закрытия/открытия для второго режима определялась путем пошагового изменения степени закрытия. Для этого в виртуальном экспериментальном стенде в ПО SolidWorks изменялась геометрическая модель, после чего в ПО Ansys Fluent задавались реальные входные параметры, которые фиксируются приборами КИПиА, установленными на исследуемом участке до углового дросселя. Далее проводились расчеты в Ansys Fluent и полученные значения температуры и давления на участке после углового дросселя сопоставлялись с реальными значениями, фиксируемыми приборами КИПиА. После проведения нескольких итераций было получено значение степени открытия углового дросселя, равное 10 %. При данной степени открытия расчетные значения сходятся с реальными значениями термобарических параметров на участке после углового дросселя.

Далее проводится подробное гидравлическое моделирование в ПО Ansys Fluent. Для этого из ПО SolidWorks была импортирована 3D-модель исследуемого участка и построена конечно-объемная сетка расчетной области. Создание сетки осуществлялось с использованием собственных инструментов ПО Ansys Fluent. Причем сетка построена таким образом, что чем ближе находится граница металл-флюид, тем меньший размер имеют ячейки сетки. За счет этого достигается более качественный гидродинамический расчет в приграничных зонах. При этом снижается время проведения расчетов по причине уменьшения общего количества ячеек. В качестве ячеек были использованы многогранники различной конфигурации и различного объема ($5,94 \cdot 10^{-13}$ - $2,45 \cdot 10^{-5}$ м³).

Следующим этапом стал импорт в ПО Ansys Fluent физико-химических свойств жидкой и газовой фаз из Таблиц 17 и 18, полученных в результате расчетов по первому этапу, полученные в ПО Aspen Hysys. После чего были заданы термобарические параметры на участке до углового дросселя и расходы жидкости и газа (Таблица 20).

Таблица 20 – Исходные данные для моделирования в ПО SolidWorks Flow Simulation

Рабочая среда	Степень открытия УД, %	Температура до УД, К	Рабочее давление до УД, МПа	Массовый расход жидкости, кг/сек	Массовый расход газа, кг/сек
Флюид со свойствами согласно Таблиц 17 и 18	10; 100.	305,89	26,90	0,40	2,60

Дальнейший расчет был произведен в ПО Ansys Fluent методом конечных объемов вычислительной гидродинамики. Для расчета использовалась реалистичная k-ε модель турбулентного течения двухфазного флюида (жидкость-газ). Результатом моделирования стали карты местных значений скоростей потока и КНнС для двух моделей: с полностью открытым дросселем и с открытым на 10 %. Для возможности проведения визуальной оценки приведены наиболее показательные виды на экспериментальный участок сбоку и снизу (Рисунок 33, 34).

Таким образом, определено, что при прикрытии углового дросселя происходит увеличение как объемной скорости потока, так и местных значений скоростей потока (Рисунок 32, 33). Однако несмотря на пропорциональный рост скорости потока при прикрытии углового дросселя, изменение значений КНнС носит несколько иной характер: КНнС возрастает не равномерно и на внутренней поверхности трубы возникают участки, имеющие аномальные значения КНнС, отличающиеся от средних значений на трубе. На Рисунке 34 видно, что по нижней образующей трубы появляется зона, в которой КНнС превышает средние значения КНнС почти в 2 раза.

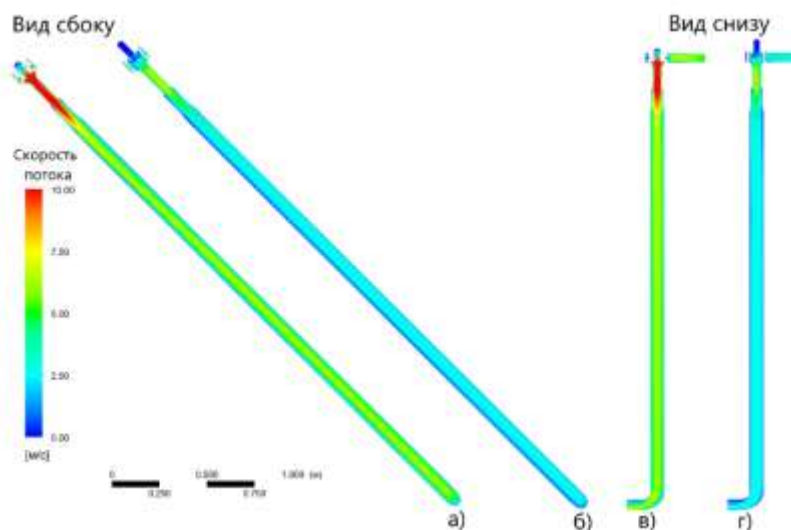


Рисунок 33 – Карта местных значений скоростей потока: а) открытый на 10 % дроссель (вид сбоку); б) полностью открытый дроссель (вид сбоку); в) открытый на 10 % дроссель (вид снизу); г) полностью открытый дроссель (вид снизу)

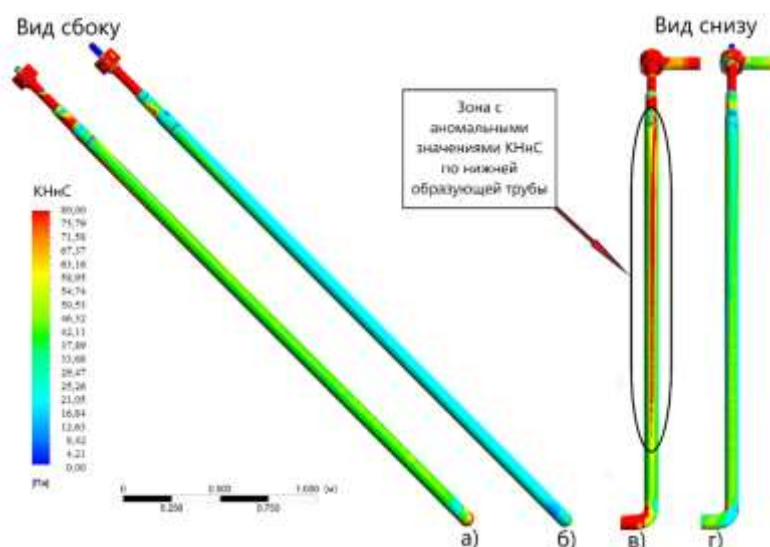


Рисунок 34 – Карта КНС: а) открытый на 10 % дроссель (вид сбоку); б) полностью открытый дроссель (вид сбоку); в) открытый на 10 % дроссель (вид снизу); г) полностью открытый дроссель (вид снизу)

Возможное объяснение этого явления связано с тем, что течение среды имеет спиралеобразный характер (Рисунок 32). За счет этого происходит инерционное осаждение жидкости на стенках трубы (растет объемное содержание жидкости в пристеночных зонах). В то же время с центробежными силами на жидкость действуют гравитационные силы, вследствие чего жидкость стекает по стенкам трубы и на нижней образующей формируется «ручеек». А в случае одинаковых

локальных скоростей потока газа и жидкости, жидкая фаза ввиду более высокой плотности и вязкости создает большее КНнС, чем газовая фаза.

Данный факт позволил сформулировать гипотезу, что на исследуемом участке возможно протекание интенсивной углекислотной коррозии за счет дополнительного эрозионного фактора, возникающего в результате высоких значений КНнС. С теоретической точки зрения это объясняется тем, что в процессе углекислотной коррозии помимо известных анодных и катодных реакций [116,149] протекает значительное количество вторичных реакций, вследствие чего на поверхности металла образуются продукты коррозии различной структуры [138,165]. Образовавшийся слой продуктов коррозии тормозит как ассимиляцию валентных электронов в катодном процессе, так и лимитирует выход ионов железа в раствор в анодном процессе, что в конечном итоге тормозит скорость коррозии. Однако ввиду высоких значений КНнС происходит постоянный механический срыв пленки продуктов коррозии, в результате чего интенсифицируется коррозия в указанных местах, чем на участках, где слой продуктов коррозии выполняет защитную функцию и КНнС не способно механически разрушить пленку из продуктов коррозии.

Для проверки гипотезы на экспериментальной скважине был демонтирован участок трубопровода и проведен визуальный осмотр его внутренней поверхности (Рисунок 35). Осмотр подтвердил наличие интенсивной коррозии в предполагаемой зоне. Указанные повреждения были обнаружены после двух лет эксплуатации скважины. По нижней образующей трубы явно прослеживается протекание интенсивной коррозии, что в свою очередь доказывает влияние КНнС на скорость коррозии. Стоит обратить внимание, что при эксплуатации скважины угловой дроссель был открыт в диапазоне от 10% до 20 %, а незначительное финальное регулирование для обеспечения требуемого давления в газосборном коллекторе, осуществлялось посредством автоматизированного осевого регулятора давления, расположенного далее по схеме перед входом трубопровода в ГСК.



Рисунок 35 – Демонтированный участок трубопровода и следы коррозии по нижней образующей трубопровода

Анализируя характер разрушений, можно сделать ложные выводы, что на скорость коррозии по нижней образующей трубы превалирующее влияние оказывает присутствие воды. Однако данный вывод не подтверждается по причине того, что водная пленка присутствует на всей внутренней поверхности трубы из-за спиралеобразного течения потока, а интенсивная коррозия протекает лишь в местах высоких значений КНнС. Кроме того, был проведен визуальный осмотр внутренней поверхности трубопроводов обвязки скважин, работающих при полностью открытом угловом дросселе. В результате осмотра не было выявлено коррозионных разрушений по нижней образующей трубы, хотя такой режим работы обеспечивает большее скопление жидкости по нижней образующей из-за меньших скоростей потока. Данный факт подтверждает превалирующее влияние КНнС на скорость коррозии, чем присутствие воды на поверхности трубы.

3.2.2 Оценка влияния степени закрытия углового дросселя на интенсивность коррозионных процессов при ингибиторной защите

Изучив опыт эксплуатации трубопроводов обвязки скважин и применив методику, описанную в пункте 3.2.1, выявлено, что коррозионные повреждения наиболее интенсивно развиваются в трубопроводе выкидной линии газоконденсатной скважины на участке протяженностью до 2,5 метров от углового дросселя [72].

В перспективе проектной организацией в рамках реконструкции планируется предусмотреть защиту указанного участка посредством постоянной подачи раствора ингибитора коррозии пленочного типа. Поэтому первоочередной задачей в рамках исследовательской части диссертации была оценка влияния работы углового регулятора давления на адгезию защитной ингибиторной пленки, т.к. эффективность ингибитора определяется его способностью формировать защитный слой путем адсорбции молекул ингибитора к поверхности металла и обеспечивать его устойчивость на протяжении длительного времени. Нарушение сплошности защитной пленки ингибитора, как правило, вызывает развитие интенсивной локальной коррозии на «оголенных» участках [52].

Стоит также отметить, что двухфазный газожидкостный поток в сравнении с однофазным газовым характеризуется гораздо более высокими значениями создаваемого КНнС при одинаковых значениях скорости потока [107,159]. Кроме того, в различных исследованиях фигурируют разные значения КНнС, при которых происходит срыв ингибиторной пленки. Диапазон значений согласно исследованиям [99,134,137], при котором происходит увеличение скорости коррозии выше 0,1 мм/год, варьируется в широком диапазоне. Конкретное значение зависит от свойств применяемого ингибитора, поэтому исследования по эффективности каждого ингибитора должны проводиться для индивидуальных рабочих условий и конкретного участка трубопровода. Стоит отметить, что

в нормативной документации в области защиты от коррозии нет критериев к ингибиторам коррозии, касающихся адгезионной стойкости создаваемой пленки.

Учитывая вышеуказанное, были поставлены следующие задачи:

1. Изучить влияние работы дросселя на эффективность ингибиторной защиты трубопровода после него.

2. Доказать или опровергнуть наличие участков на внутренней поверхности трубопровода после дросселя, на которых возможно протекание интенсивной коррозии за счет срыва и уноса ингибиторной пленки при различных режимах его работы.

Для решения поставленных задач была разработана методика оценки влияния работы дросселя на эффективность ингибиторной защиты трубопровода, расположенного после него (Рисунок 36).

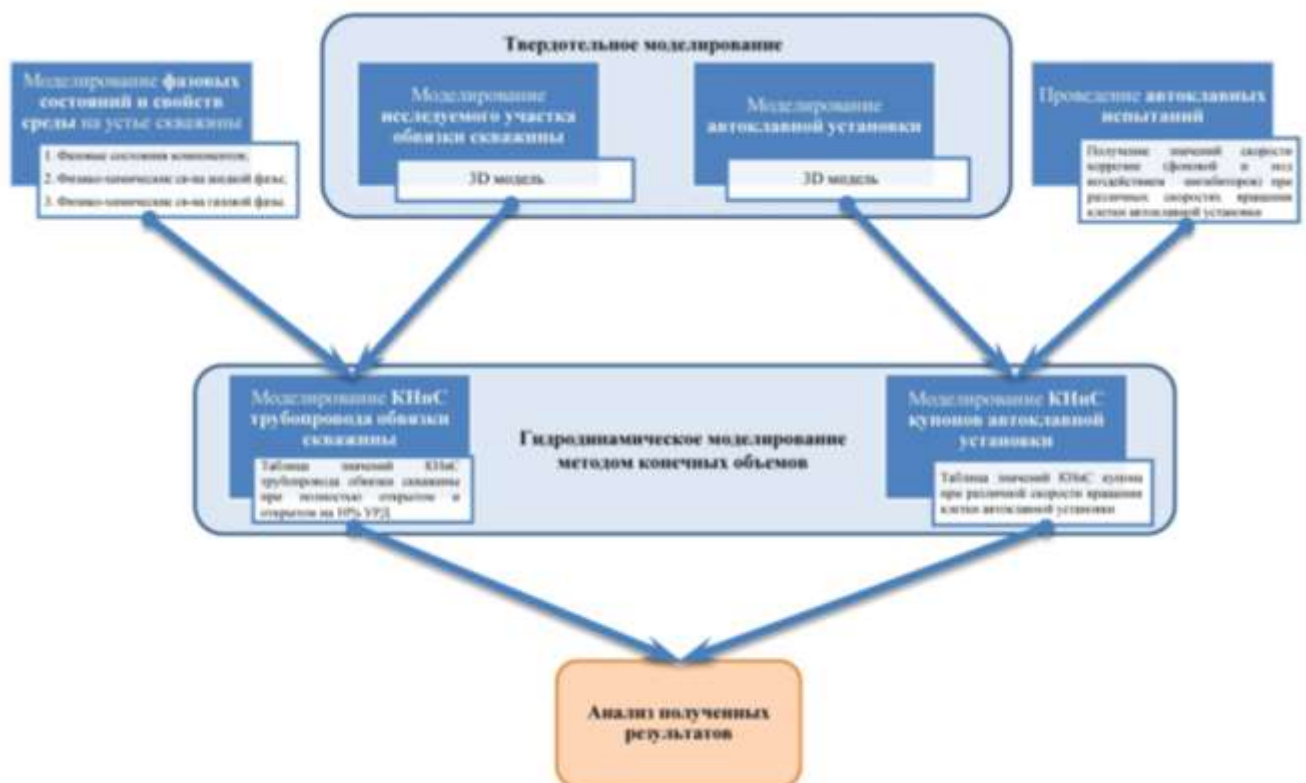


Рисунок 36 – Методика оценки влияния работы дросселя на эффективность ингибиторной защиты

Методика представляет из себя виртуально-экспериментальный стенд, позволяющий без проведения экспериментов непосредственно на действующих

трубопроводах, дать рекомендации об эффективности работы конкретного ингибитора коррозии при любых заданных условиях эксплуатации [12].

В качестве исследуемого объекта была выбрана скважина, по которой производилась оценка влияния степени закрытия углового дросселя на интенсивность коррозионных процессов в отсутствие ингибиторной защиты в пункте 3.2.1. Часть результатов из предыдущего пункта была использована в текущих расчетах, в частности были импортированы результаты моделирования КНнС трубопроводов обвязки скважин.

Результатами моделирования являются массив значений КНнС внутренней поверхности исследуемого участка и визуальное понятная карта КНнС (Рисунок 34). Однако ввиду необходимости оценить КНнС не только качественно, но и количественно, для трубопровода обвязки была применена методика статистической обработки полученных данных, предложенная в работе [141]. В качестве единственного значения КНнС было использовано значение 95-го перцентиля – это то значение КНнС, ниже которого находятся 95 % всех полученных значений КНнС. Таким образом, исключаются выбросы и аномальные значения, появившиеся в результате погрешности методики.

Одновременно с предыдущими работами была собрана автоклавная установка (Рисунок 37), основные характеристики которой представлены в Таблице 21.

Таблица 21 – Основные характеристики автоклавной установки

Параметр	Диаметр автоклава, м	Диаметр окружности, описываемой ОСК, м	Макс. температура, °С	Макс. давление, МПа	Частота вращения, об/мин		Число ОСК, шт.	Площадь ОСК, м ²
					Min	Max		
Значение	0,09	0,08	300	35	60	1700	6	0,00138

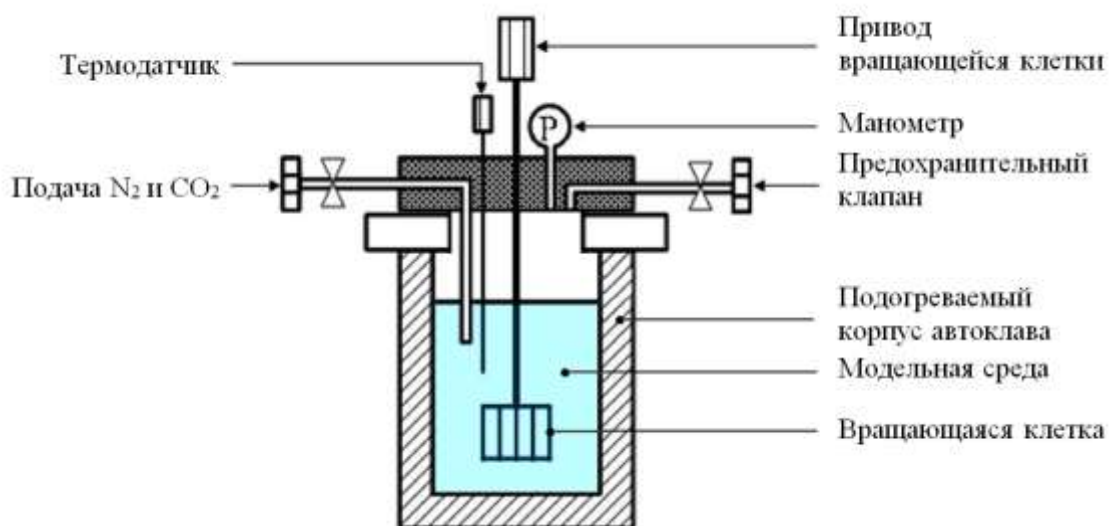


Рисунок 37 – Схема автоклавной установки

Автоклавная установка позволяет проводить измерения скорости коррозии при регулируемых значениях давления и температуры. Кроме того, данная установка позволяет создавать условия для насыщения испытуемой среды различными газами. В рамках данного исследования использовался углекислый газ, парциальное давление которого было приближено к рабочим условиям трубопровода обвязки скважины. Для измерения скорости коррозии были использованы ОСК, изготовленные из стали марки 09Г2С – материала, идентичного материалу трубопровода. В Таблице 22 представлены основные условия проведения эксперимента.

Таблица 22 – Основные характеристики автоклавной установки

Среда	Дозировка ингибитора, мг/л	Срок экспозиции ОСК, ч	Температура, °С	Рабочее давление, МПа	Парциальное давление CO ₂ , МПа	Частота вращения клетки, об/мин
Модельная вода без ингибитора	–	6	60	0,5	0,3	60, 400, 800, 1200, 1700
Модельная вода с ингибитором 1	100					
Модельная вода с ингибитором 2						

В качестве рабочей среды использовалась модельная вода (Таблица 23), схожая по химическому составу с пластовой водой, выносимой с пласта на

исследуемой скважине. Данная среда имитировала наиболее агрессивные условия, возникающие на исследуемом участке трубопровода.

Таблица 23 – Состав модельной среды, имитирующей пластовую воду

Компонент	Na ₂ SO ₄	NaHCO ₃	CaCl ₂ * H ₂ O	MgCl ₂	NaCl	KCl	Общая минерализация
Содержание, г/м ³	0,345	0,0417	0,0302	0,0101	0,7335	0,091	1,3085

В автоклавной установке в условиях, приближенных к реальным, были определены фоновые скорости коррозии и скорости коррозии в присутствии двух видов ингибиторов коррозии, применяемых на объектах ООО «Газпром добыча Уренгой», используя которые была рассчитана защитная эффективность ингибиторов коррозии по формуле (30) [21,85]. Результаты лабораторных испытаний в автоклавной установке приведены в Таблице 24 и на Рисунке 38.

$$Z = \frac{K_0 - K_{\text{и}}}{K_0}, \quad (30)$$

где Z – защитная эффективность ингибитора, %;

K_0 – фоновая скорость коррозии, мм/год;

$K_{\text{и}}$ – скорость коррозии под воздействием ингибитора, мм/год.

Таблица 24 – Результаты лабораторных испытаний в автоклавной установке

Параметр	Наличие ингибитора	Скорость вращения клетки, об/мин				
		60	400	800	1200	1700
Скорость коррозии, мм/год	Фоновая (в отсутствии ингибитора)	1,104	2,436	2,970	2,842	3,020
	С ингибитором 1	0,032	0,053	0,133	0,279	1,721
	С ингибитором 2	0,041	0,045	0,067	0,093	0,894
Защитная эффективность, %	Ингибитор 1	97,1	97,8	95,5	90,8	9,4
	Ингибитор 2	96,3	98,1	97,7	96,9	53,0

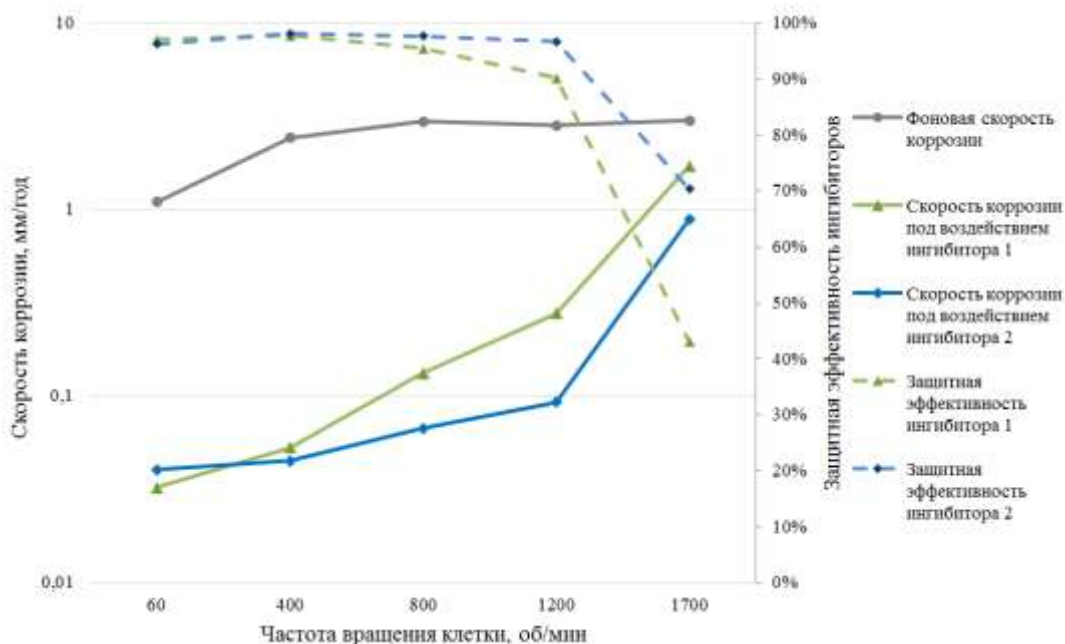


Рисунок 38 – Графическое представление результатов автоклавных испытаний

Одновременно с работами прошлого этапа в системе автоматизированного проектирования была построена трехмерная твердотельная модель автоклавной установки с вращающейся клеткой (Рисунок 39).

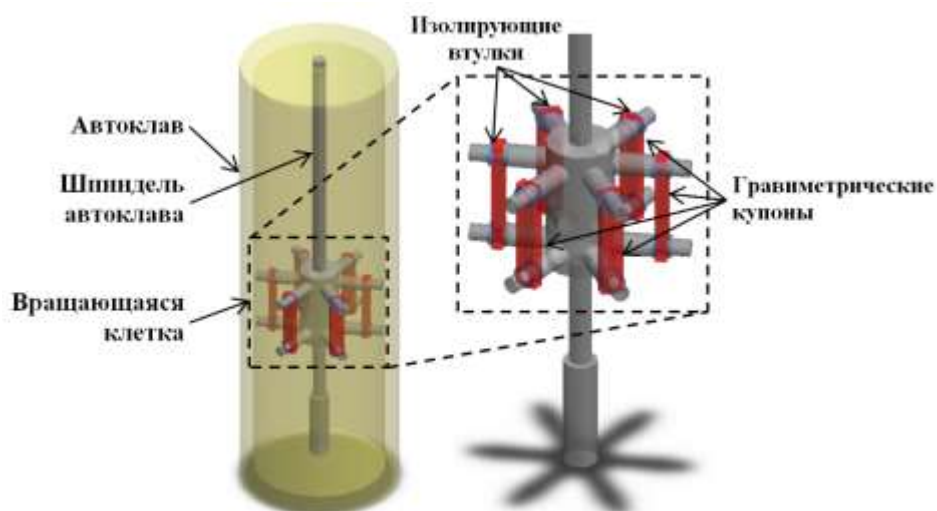


Рисунок 39 – Модель автоклавной установки с вращающейся клеткой

Следующим этапом методики является расчет значений КНС поверхности ОСК, установленных в автоклавной установке. Вывод формулы для расчета КНС в автоклавной установке с вращающейся клеткой является сложной математической задачей [109]. Кроме этого КНС не равномерно распределяется

на поверхности ОСК, что также усложняет расчет КНнС с использованием формулы. Поэтому оптимальным решением проблемы является численное моделирование методом конечных объемов в специализированном программном комплексе, работающем в области вычислительной гидродинамики. Результатами расчета являются массив значений КНнС поверхности ОСК, а также визуально понятная карта распределения КНнС. Для количественной оценки полученной картины распределения вся поверхность ОСК была разбита на сетку, площадь каждого элемента которой составила 1 мм², а общее количество проанализированных точек ОСК – 1380. Для каждой точки ОСК значения КНнС были сведены в таблицу и статистически обработаны аналогично используемому при определении КНнС на внутренней поверхности трубопровода обвязки [141]. В качестве единственного значения КНнС ОСК было использовано значение 95-го перцентиля. Данное значение более точно коррелирует с величиной скорости коррозии нежели максимальное, так как в массиве имеется ряд существенно завышенных значений КНнС, оказывающих минимальное влияние на конечную скорость коррозии, и, как правило, процент данных значений не превышает 5 %. Обычно аномально высокие значения КНнС фиксируются на торцах ОСК, которые имеют сравнительно маленькую площадь. Рассчитанные значения КНнС ОСК для каждой частоты вращения клетки приведены в Таблице 25.

Таблица 25 – Результаты лабораторных испытаний в автоклавной установке

Скорость вращения клетки автоклава, об/мин	КНнС, Па			
	максимальное	среднее	95-й перцентиль	принимаемое для дальнейшего анализа
60	2,82	0,49	1,52	1,52
400	12,37	2,34	6,12	6,12
800	32,33	4,53	15,32	15,32
1200	42,46	7,73	25,48	25,48
1700	85,58	11,74	38,62	38,62

На Рисунке 40 представлена полученная зависимость КНнС, наблюдаемых на ОСК, от скорости коррозии ОСК в присутствии ингибиторов коррозии и их защитной эффективности. В соответствии с нормативной документацией ПАО «Газпром» [164] скорость коррозии в присутствии ингибитора не должна

превышать значения 0,1 мм/год и защитная эффективность ингибиторов должна быть не менее 85%. Для визуального понимания предельные границы отображены на Рисунке 40 красными линиями.

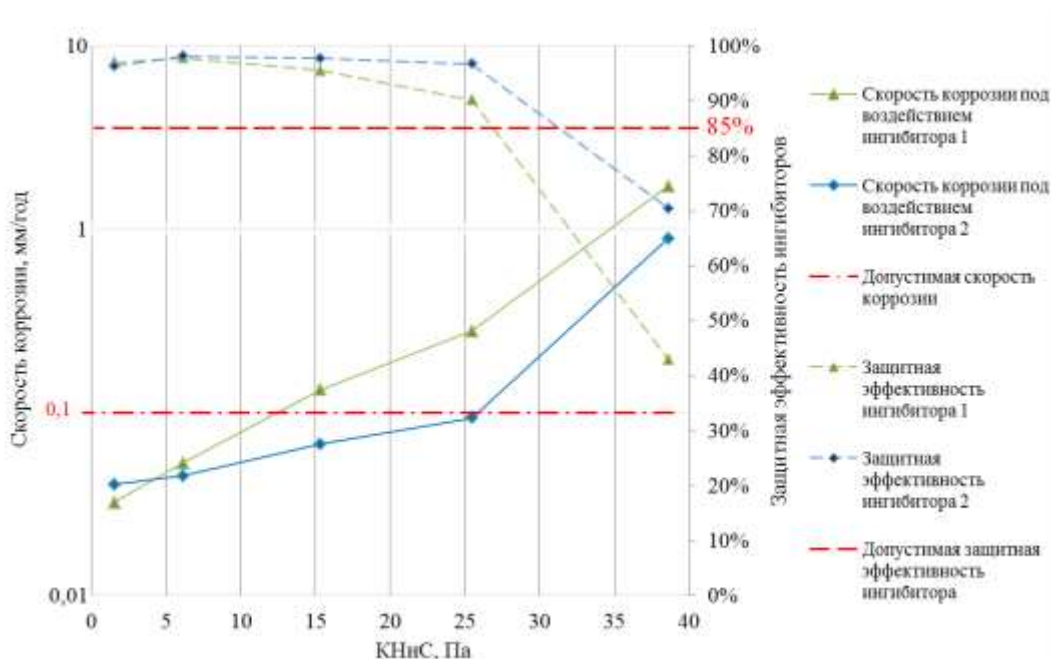


Рисунок 40 – Зависимость скорости коррозии ОСК и защитной эффективности ИК от КНнС

Из полученных зависимостей видно, что при определённых значениях КНнС наблюдается резкий рост скорости коррозии и снижение защитной эффективности ингибитора. Это связано с нарушением сплошности ингибиторной пленки и активизацией процессов коррозии в данных локациях. До значений КНнС порядка 6,12 Па оба ингибитора выполняют свои функции. В диапазоне от 6,12 до 15,32 Па ингибитор 1, сохраняя регламентную защитную эффективность выше 85 %, не обеспечивает снижение скорости коррозии ниже 0,1 мм/год. При превышении КНнС более 25,48 Па защитная эффективность ингибитора 1 опускается ниже требуемого значения 85 %. Ингибитор 2 теряет свои защитные способности в диапазоне значений КНнС от 25,48 до 38,62 Па. Данный факт указывает на то, что формируемая ингибитором 2 защитная пленка более устойчива к воздействию потока, чем у ингибитора 1.

Финальным этапом методики является сравнение значений КНнС ОСК, при которых происходит срыв пленки в автоклавной установке (Таблица 25) и КНнС, полученных в моделях исследуемого трубопровода. Значения КНнС, используемые для последующего анализа приведены в Таблице 26.

Таблица 26 – Сводные значения КНнС

Значения КНнС, Па			
на внутренней поверхности исследуемого участка трубопровода		при которых возможен срыв защитной пленки	
Степень открытия УРД 100 %	Степень открытия УРД 10 %	Для ингибитора 1	Для ингибитора 2
22,86	40,72	6,12	25,48

Для дросселя, открытого на 10 % значение КНнС внутренней поверхности участка трубопровода обвязки больше КНнС, создаваемого на ОСК при лабораторных испытаниях для двух исследуемых ингибиторов ($40,72 > 25,48 > 6,12$). Это говорит об отсутствии устойчивой пленки ингибитора на большей части внутренней поверхности трубопровода и соответствующей высокой скорости локальной коррозии при данном режиме эксплуатации. Таким образом, при данном режиме работы дросселя два исследованных ингибитора не обладают требуемой защитной эффективностью.

При полностью открытом дросселе ингибитор 1 не обеспечивает требуемый защитный эффект. КНнС внутренней поверхности участка трубопровода обвязки больше КНнС, при котором происходит срыв ингибиторной пленки ($22,86 > 6,12$). Ингибитор 2 при полностью открытом дросселе обеспечивает требуемый защитный эффект. КНнС внутренней поверхности участка трубопровода обвязки меньше КНнС, при котором происходит срыв ингибиторной пленки ($22,86 < 25,45$). Данный факт говорит о наличии устойчивой пленки ингибитора на большей части внутренней поверхности.

В то же время стоит отметить, что при анализе карт КНнС (Рисунок 34) видно, что на прилегающем к дросселю участке трубопровода обвязки длиной менее 1 м по нижней образующей присутствует зона с высокими значениями КНнС. Даже при полностью открытом дросселе КНнС в указанной области

превышают необходимое для срыва пленки ингибитора 2 значение – 25,48 Па. Данные значения были исключены из выборки как значения, превышающие 95-й процентиль, поэтому обязательным условием при использовании предложенной методики является визуальная оценка карт КНнС.

Таким образом, при использовании любого из испытанных ингибиторов существует риск интенсивной локальной коррозии на участке трубопровода после углового дросселя. Поэтому предложено нанесение на указанный участок наплавки из коррозионно-стойкого материала. Более подробно описание технического решения приведено в параграфе 4.1. До момента проведения реконструкции рекомендовано эксплуатировать дроссель в полностью открытом положении, а регулирование потока осуществлять с помощью автоматизированного осевого регулятора давления, расположенного дальше по технологической линии перед входом в газосборный коллектор.

3.3 Адаптация математической модели процесса углекислотной коррозии на трубопроводах обвязки скважин применительно к условиям ачимовских отложений УНГКМ

На объектах ООО «Газпром добыча Уренгой», подверженных углекислотной коррозии, была реализована система коррозионного мониторинга, позволяющая проводить измерения скорости коррозии на различных участках системы сбора газа [95,140]. По результатам измерений отмечено, что на трубопроводах обвязки скважин до регулятора давления, характеризующихся высокими значениями температуры и давления, скорость коррозии выше, чем на трубопроводах после регулятора давления, где термобарические параметры ниже. Данный факт объясняется тем, что скорость углекислотной коррозии зависит от температуры и парциального давления CO_2 , которое в свою очередь зависит от рабочего давления.

В параграфе 1.4 подробно изложено, что для описания соответствующих зависимостей существует большое количество теоретических, эмпирических и полуэмпирических моделей, но наиболее популярной и уже классической считается модель Де Ваарда-Мильямса [116]. Однако применение данной модели для условий ачимовских отложений даёт завышенные скорости коррозии относительно фактических скоростей коррозии (Рисунок 47). Исходя из этого встала задача по разработке собственной модели, описывающей скорость протекания углекислотной коррозии, применительно к условиям 2 эксплуатационного участка ачимовских отложений УНГКМ.

Для проведения многофакторного анализа по оценке влияния различных параметров на скорость коррозии были выбраны следующие данные: результаты газоконденсатных исследований, результаты химических анализов проб добываемой воды, усредненные значения давления, температуры и дебитов для каждой скважины, скорости коррозии, полученные гравиметрическим методом. Все данные были сведены в матрицу, состоящую из 72 строк (количество наблюдений) и 28 столбцов (количество факторов, которые могли оказать возможное влияние на скорость коррозии).

В первую очередь сформированный массив данных прошёл процедуру предобработки, включающую:

- исключение пропущенных наблюдений. В рамках данной операции были удалены из массива данных наблюдения, в которых отсутствовал хотя бы один из факторов. Например, скважины, на которых отсутствуют результаты газоконденсатных исследований, исключались из массива данных;

- преобразование качественных признаков в числовые (бинарные), например, одному пласту, с которого добывался флюид, присваивается значение 0, другому пласту – 1;

- использование метода бутстрэппинга. Ввиду наличия незначительного массива данных для проведения многофакторного анализа, был использован метод бутстрэппинга для искусственного увеличения объема информации и улучшения качества будущей модели [101,164]. Суть метода заключается в формировании

множества выборок, на основе случайного выбора с повторениями и в конечном итоге вся выборка принимает нормальный вид распределения, что позволило в дальнейшем использовать стандартные методы математической статистики и анализа данных.

После предварительной обработки данных для каждого анализируемого фактора были найдены средние значения и среднеквадратичные отклонения (СКО). Для некоторых факторов СКО превысило среднее значение фактора, что говорит о большом уровне разброса значений.

Следующим этапом стало проведение факторного анализа, цель которого – поиск факторов, максимально влияющих на скорость коррозии. Для его реализации был выбран метод главных компонент, как наиболее часто применяемый ввиду простоты использования и прозрачности. Данный метод был употреблен для того, чтобы исключить максимальное количество факторов из модели, т.к. большое количество переменных в математической модели делает ее вариативной, и достоверность такой модели может быть под сомнением.

В программном продукте RStudio была построена диаграмма (Рисунок 41), оценивающая вклад общей дисперсии в каждую из главных компонент.

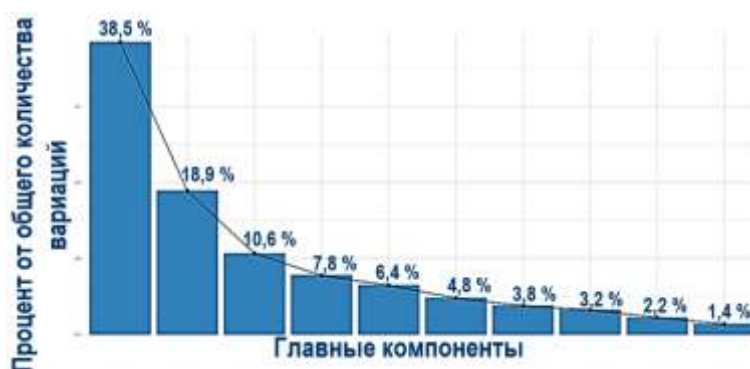


Рисунок 41 – Главные компоненты с указанием процента от общего количества вариации в данных

Чем выше полученный столбец, тем большее количество вариаций включает в себя анализируемая главная компонента. Главные компоненты упорядочены по убыванию. Таким образом, на первые две главные компоненты приходится около 60 % от общего количества вариаций. Далее оценивался вклад (в процентах)

каждого из анализируемых факторов в первые две главные компоненты, иными словами насколько сильно анализируемый фактор влияет на главные компоненты. После чего в программном комплексе была выведена карта корреляций (Рисунок 42).

Осмотр подтвердил наличие интенсивной коррозии в предполагаемой зоне. Указанные повреждения были обнаружены после двух лет эксплуатации скважины. По нижней образующей трубы явно прослеживается протекание интенсивной коррозии, что в свою очередь доказывает влияние КНС на скорость коррозии. Стоит обратить внимание, что при эксплуатации скважины угловой дроссель был открыт в диапазоне от 10% до 20 %, а незначительное финальное регулирование для обеспечения требуемого давления в газосборном коллекторе, осуществлялось посредством автоматизированного осевого регулятора давления, расположенного далее по схеме перед входом трубопровода в газосборный коллектор.

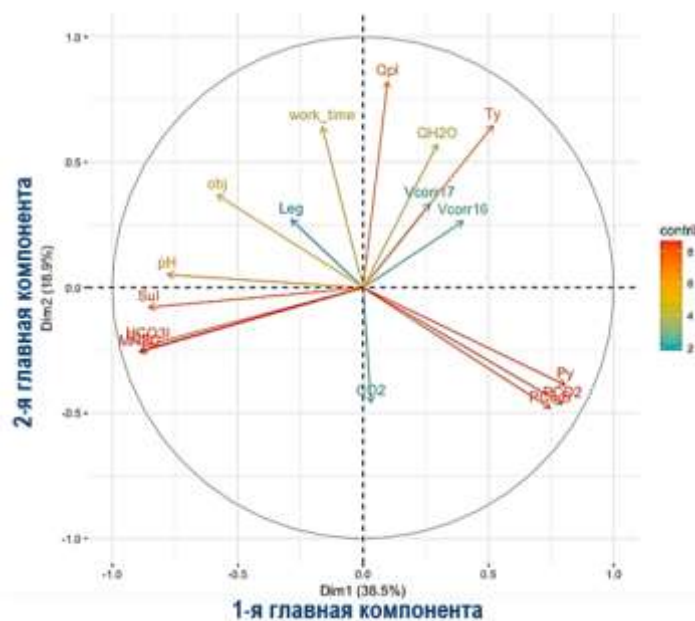


Рисунок 42 – Карта корреляций

Карта корреляций указывает на положительно коррелированные факторы (сгруппированные вместе), отрицательно коррелированные (расположены в противоположных квадрантах), а также уровень вариативности и значимости факторов: расположение ближе к краю окружности говорит о большей

вариативности, тогда как расположение ближе к центру – о меньшей. По полученной диаграмме видно, что скорость коррозии в 2016 году (V_{corr16}) и в 2017 году (V_{corr17}) имеет связь с температурой (T_y) и расходом (Q_{pl}), также имеет положительную корреляцию по первой главной компоненте с рабочим давлением (P_y) и соответственно парциальном давлении углекислого газа (PCO_2). Некоторые другие факторы, имеющие положительную корреляцию со скоростью коррозии (содержание воды – QH_2O , содержание углеводородных компонентов $C_{5+B} - PC_{5B}$) имеют завышенное среднеквадратичное отклонение и включаться в модель не могут. Таким образом, предварительно была сформулирована гипотеза, что максимальное влияние на скорость коррозии оказывают температура, давление и дебит скважин. Для подтверждения данной гипотезы перешли к построению многомерной регрессионной модели.

Далее, также используя программный продукт RStudio, составлялась модель. Для этого использовались все факторы, включенные в первоначальную матрицу. Результатом данной работы стала многомерная регрессионная модель, представленная в виде таблицы с указанием коэффициентов регрессии, СКО для каждого фактора, значения критерия Стьюдента, р-значения (уровень значимости) для каждого критерия. Все вышеуказанные критерии позволяют оценить статистическую значимость каждого фактора и в дальнейшем исключить из модели наименее значимые факторы.

На основе полученной модели было принято решение о редукции модели, в частности из модели были исключены все факторы за исключением температуры, давления и дебита скважины. После чего была построена модель, включающая только вышеуказанные факторы (Таблица 27).

Таблица 27 – Результаты расчета параметров линейной регрессионной модели в первом приближении

Анализируемые факторы	Оценка коэффициентов регрессии	СКО	t-значение	p-значение
Свободный член регрессии	-0,3318	0,0911	-3,642	0,0004
Температура	0,0098	0,0029	3,358	0,0011
Давление	0,0021	0,0029	0,728	0,4680
Дебит	0,0021	0,0030	0,684	0,4953

Следующим этапом исследования стала оценка достоверности полученной модели. В рамках этого этапа были построены 3 графика. Используя теорему Гаусса – Маркова был сформирован массив данных, по которому был построен первый график (Рисунок 43), который позволяет оценить правильность выбора типа модели.

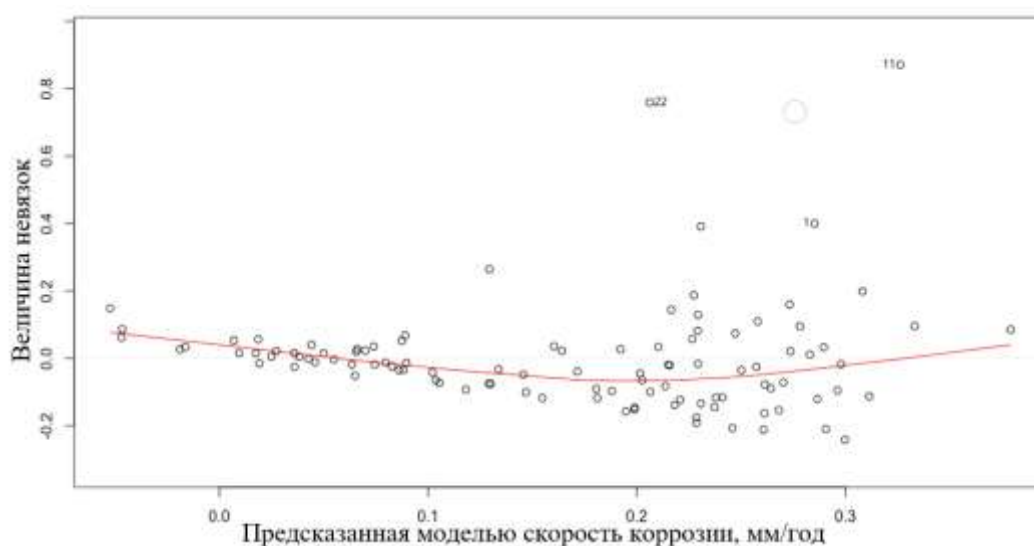


Рисунок 43 – Зависимость предсказанных значений скорости коррозии от стандартизированных остатков

Полученная зависимость показывает на то, что тип модели (линейная зависимость) был выбран правильно. В случае другого характера искомой зависимости, линия тренда (красная линия) имела бы геометрию, сильно отличающуюся от линейной. Также на данном графике явно видно, что имеются anomальные точки (№ 1, 11, 22), которые не ложатся на модель. Чем больше разброс точек от линии тренда, тем менее адекватна полученная модель.

Следующий график, изображенный на Рисунке 44 представляет собой диаграмму рассеяния наблюдаемых и ожидаемых (стандартизированных) значений при соответствующем заданном распределении. В случае, если наблюдаемые значения попадают на прямую линию, то теоретическое распределение хорошо подходит к наблюдаемым данным. Очень близкая корреляция с прямой, за исключением anomальных точек (№ 11, 22, 111), указывает на то, что распределение выборок является нормальным.

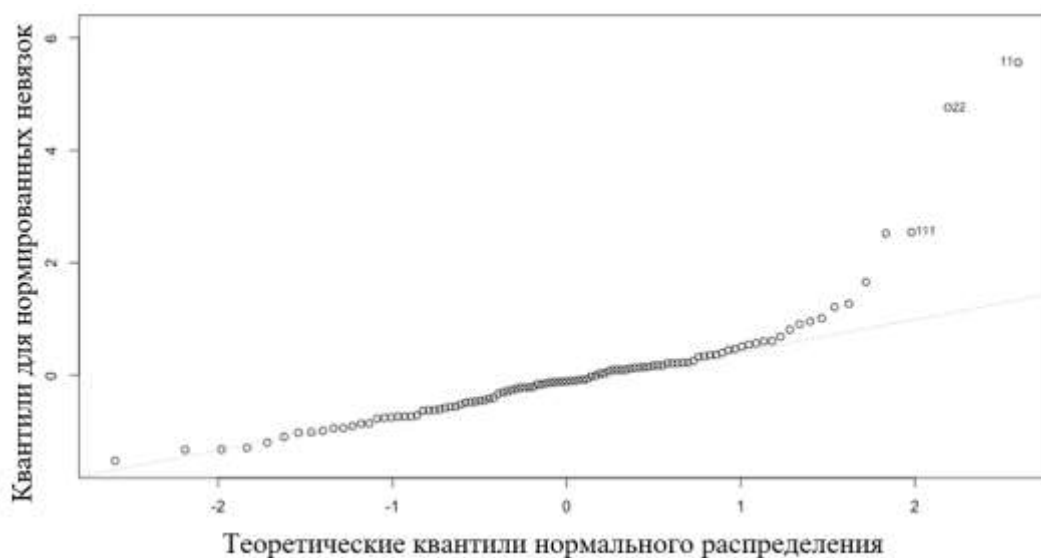


Рисунок 44 – График Q-Q для модели до выявления аномальных значений

На третьем графике (Рисунок 45) показана зависимость степени влияния каждого наблюдения на конечный результат скорости коррозии от погрешности для каждого наблюдения.

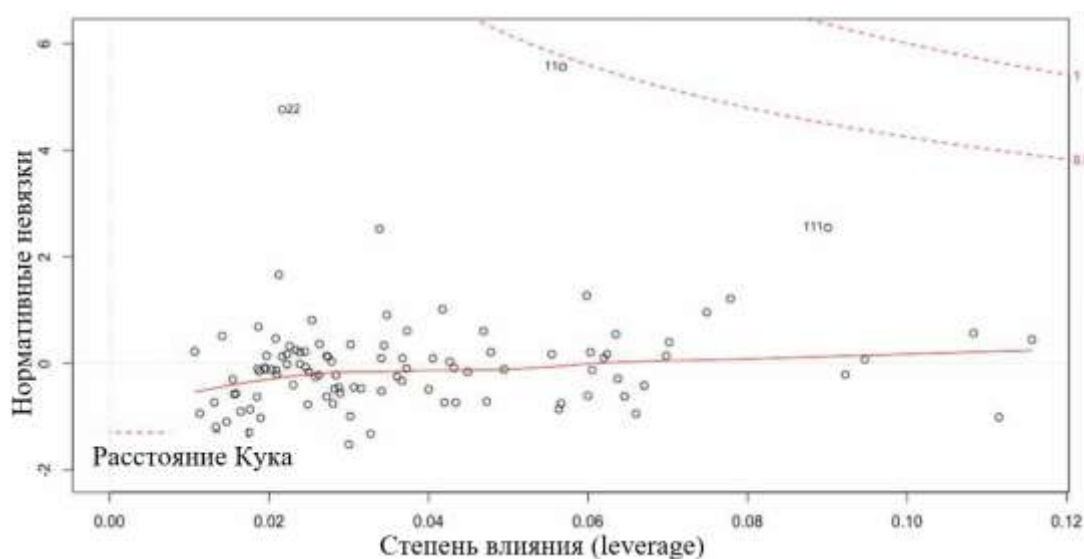


Рисунок 45 – Графическая интерпретация расстояния Кука для модели

Кроме того, на графике изображены пунктиром расстояния Кука (в правом верхнем углу). Чем ближе к данным линиям находится наблюдение, тем больше данное наблюдение смещает прогнозируемое значение скорости коррозии от фактического. В соответствии с данным графиком имеются аномальные наблюдения (№ 11, 22, 111), которые совпадают с предыдущими 2-мя графиками.

Далее, используя метод определения расстояния Кука [110], были выявлены аномальные значения скорости коррозии, создающие высокую вариативность регрессионной модели. Расстояние Кука показывает разницу между вычисленными коэффициентами уравнения регрессии и значениями, которые получились бы при исключении соответствующего наблюдения. Если все расстояния Кука не являются одинаковыми, что говорит об адекватности модели, то можно считать, что данное наблюдение смещает оценки коэффициентов регрессии. На Рисунке 46 приведены результаты работы алгоритма при выявлении аномальных значений для скоростей коррозии. Цифровые обозначения соответствуют индексу идентификатора скважины с выявленной аномалией. Посредством данного метода из модели были исключены 4 аномальных наблюдения, расположенные над красной линией.

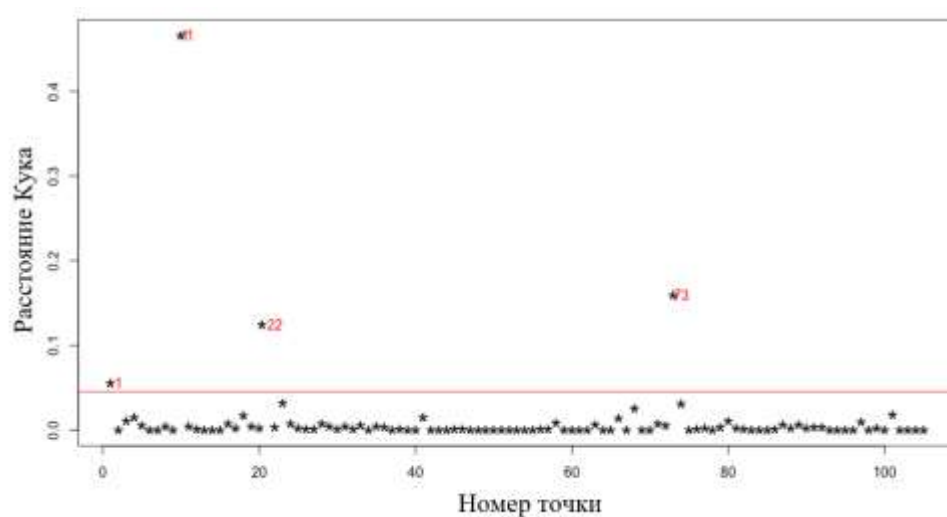


Рисунок 46 – Результаты работы алгоритма выявления аномальных значений

Следующим этапом стало аналогичное построение регрессионной модели в отсутствии аномальных наблюдений (Таблица 28). По результатам оценки статистической значимости каждого фактора было принято решение об исключении дебита из модели по причине отсутствия достаточного уровня значимости у вышеуказанного предиктора – 0.9524. После чего была перестроена модель и проведена оценка её достоверности аналогично первоначальной модели. После перестроения визуально уменьшилась дисперсия фактических значений

от прогнозируемых скоростей коррозии, что является показателем адекватности полученной модели.

Таблица 28 – Результаты расчета параметров линейной регрессионной модели в первом приближении

Анализируемые факторы	Оценка коэффициентов регрессии	СКО	t-значение	p-значение
Свободный член регрессии	-0,2011	0,0538	-3,737	0,0003
Температура	0,0064	0,0017	3,633	0,0004
Давление	0,0030	0,0018	1,685	0,0951
Дебит	-0,0001	0,0018	-0,060	0,9524

В уравнении Де Ваарда-Мильямса (20) имеются такие же переменные, как и в полученной модели. Единственным отличием является то, что в уравнении Де Ваарда-Мильямса давление представлено в виде парциального давления CO_2 , но ввиду того, что содержание углекислого газа является примерно одинаковым для всех скважин, соответственно рабочее давление прямо пропорционально парциальному давлению углекислого газа. Поэтому следующим этапом работы стало построение модели по типу уравнения Де Ваарда-Мильямса (Таблица 29), т.е. в качестве переменных использовались не физические величины, а новые переменные в состав которых входят температура и давление.

Таблица 29 – Результаты расчета параметров линейной регрессионной модели

Анализируемые факторы	Оценка коэффициентов регрессии	СКО	t-значение	p-значение
Свободный член регрессии	6,37	1,9966	3,191	0,0019
1/T	-2377	612,0577	3,885	0,0001
lg(P_{CO_2})	0,52	0,2974	1,754	0,0826

Таким образом уравнение, описывающее зависимость скорости коррозии от давления и температуры для условий 2 участка ачимовских отложений Уренгойского НГКМ можно записать в форме, предложенной Де Ваардом-Мильямсом, следующим образом:

$$lgV_{кор} = 6,37 - \frac{2377}{T} + 0,52lgP_{CO_2}, \quad (31)$$

где $V_{\text{кор}}$ – скорость коррозии, мм/год;
 P_{CO_2} – парциальное давление углекислого газа, бар;
 T – температура, К.

Кроме того, уравнение, описывающее зависимость скорости коррозии от давления и температуры можно записать в форме множественного линейного уравнения, используя единицы СИ следующим образом:

$$V_{\text{кор}} = 0,201941 + 0,006424T + 0,003074P, \quad (32)$$

где $V_{\text{кор}}$ – скорость коррозии, мм/год;
 P – рабочее давление, МПа;
 T – температура, °С.

На Рисунках 47, 48 приведен графический сравнительный анализ фактически измеренных скоростей коррозии с прогнозными скоростями коррозии по 2-м моделям.

В составленной модели все члены являются статистически значимыми предикторами. Значение коэффициента детерминации (R^2) для полученной модели составляет 0,47. Учитывая тот факт, что все исходные данные были получены в промышленных условиях, модель можно считать в достаточной степени адекватной.

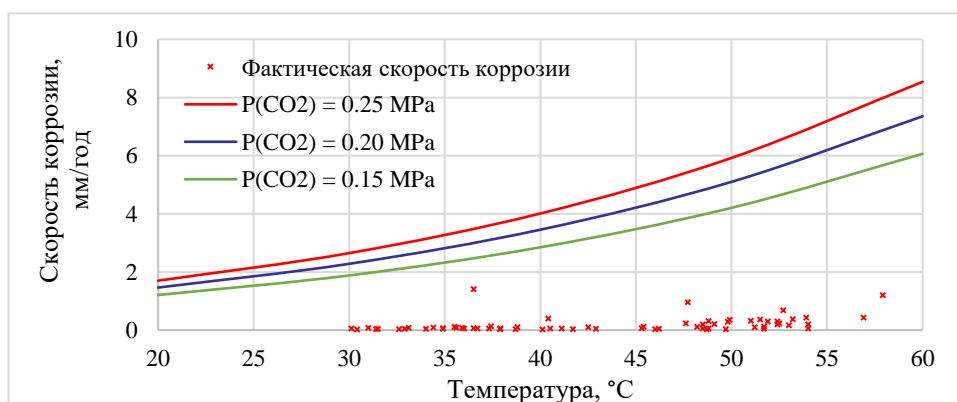


Рисунок 47 – Зависимость прогнозной скорости коррозии по модели Де Ваарда-Мильямса от температуры

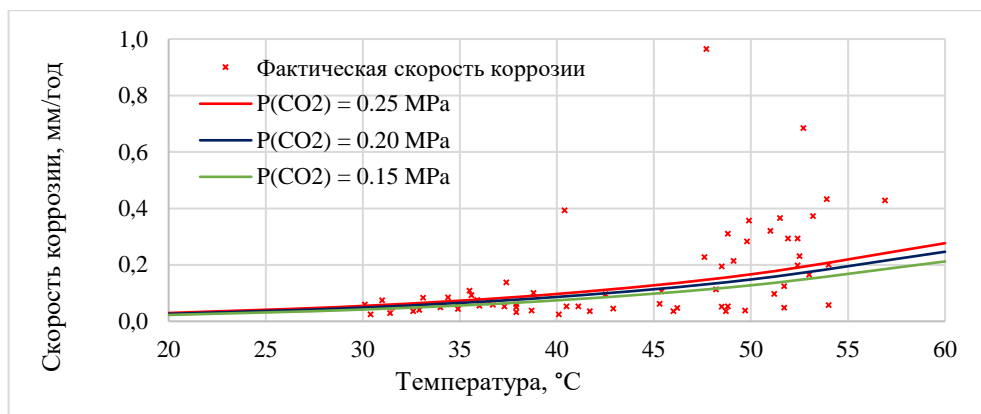


Рисунок 48 – Зависимость прогнозной скорости коррозии по разработанной модели от температуры

Разработанная модель описывает процессы протекания углекислотной коррозии применительно к объектам ачимовских отложений с лучшей корреляцией чем модель Де Ваарда-Мильямса, несмотря на то, что уравнение Де Ваарда Мильямса имеет под собой теоретическое обоснование, на которое наложены результаты лабораторных исследований.

Полученное уравнение имеет практическую значимость на этапе ввода новых скважин в эксплуатацию для прогнозирования скоростей коррозии до того момента, пока появится возможность фактического измерения скорости коррозии. Недостатком разработанной модели является то, что она не описывает скорость коррозии на скважинах с аномальными значениями скорости коррозии [168].

3.4 Выводы по главе 3

Термодинамическими расчетами фазового поведения пластовой газоконденсатной смеси с учетом ее влагосодержания показано, что снижение пластового давления на участке расположения трех экспериментальных скважин при разработке второго эксплуатационного участка ачимовских отложений УНГКМ на протяжении 20 лет при проектных технологических режимах их эксплуатации со временем приводит к образованию двухфазной смеси «газ-

нестабильный конденсат» при забойных термобарических условиях скважин. При этом водная жидкая фаза на забое скважин не образуется в течение всего расчетного периода. Гидродинамические расчеты параметров восходящего потока газожидкостной смеси показали, что высокие скорости потока скважинной продукции обеспечивают условия полного и непрерывного выноса жидкости потоком газа с забоя на поверхность по каждой из рассматриваемых скважин в течение всего 20-летнего периода, тем самым предотвращаются физико-химические условия образования на поверхности хвостовиков электролита и протекания углекислотной коррозии. Предложенный комплексный методический подход, включающий моделирование фазового поведения влажной газоконденсатной смеси на забое и устье скважин и гидродинамический расчет многофазного потока в скважине, позволяет:

- обосновывать антикоррозионные режимы на стадии проектирования скважин, когда в проектных решениях возможна замена части подземного оборудования из дорогих коррозионно-стойких сталей на более дешевые углеродистые стали без снижения уровня надежности и безопасности;

- прогнозировать протекание углекислотной коррозии не только подземного оборудования, но и трубопроводов обвязки скважин и системы сбора газа, выполненных из углеродистой стали.

Разработанная методика прогнозирования локальных участков протекания интенсивной углекислотной коррозии в трубопроводе обвязки газоконденсатной скважины после углового дросселя имеет широкие возможности визуализации полученных результатов моделирования, позволяющие проводить анализ влияния характеристик потока на скорость углекислотной коррозии в отсутствие возможности проведения реальных экспериментов. Используя указанную методику определено, что средняя скорость потока и ее локальные значения не являются факторами, по которым можно осуществлять прогнозирование протекания углекислотной коррозии на участке трубопровода после углового дросселя, а превалирующее влияние на интенсивность протекания углекислотной коррозии на участке трубопровода после углового дросселя оказывает КНнС. По

результатам исследования рекомендовано осуществлять эксплуатацию газоконденсатной скважины при полостью открытом угловом дросселе, а регулирование потока осуществлять с помощью автоматизированного осевого регулятора давления, расположенного дальше по технологической линии перед входом в газосборный коллектор.

Согласно разработанной методики оценки влияния степени закрытия углового дросселя на интенсивность коррозионных процессов при ингибиторной защите определено, что на всем диапазоне работы регулятора на внутренней поверхности трубопровода обвязки присутствуют локальные участки с высокими значениями КНнС, на которых создаются условия постоянного срыва ингибиторной пленки, что интенсифицирует локальные проявления углекислотной коррозии. Разработанная методика позволяет спрогнозировать потенциальные места локальной коррозии, в которых будет происходить срыв ингибиторной пленки и подходит в качестве предварительного мероприятия при оценке технического состояния трубопровода после регулятора давления. На основании полученных данных выработаны научно-обоснованные рекомендации по коррозионно-стойкому исполнению внутренних поверхностей участка трубопровода обвязки скважин после дросселя. До момента замены труб на трубы с защитным покрытием рекомендовано эксплуатировать дроссель в полностью открытом положении.

Была скорректирована модель углекислотной коррозии Де Ваарда-Мильямса для условий 2-го эксплуатационного участка ачимовских отложений Уренгойского НГКМ. Предложенная модель позволяет повысить точность расчетов по сравнению с уравнением Де Ваарда-Мильямса. В рамках решения данной задачи установлено, что факторами, наиболее коррелирующими со скоростью коррозии для условий ачимовских отложений, являются температура и давление. Недостатком разработанной модели является то, что она не описывает скорость коррозии на скважинах с аномально высокими значениями скорости коррозии.

4 РАЗРАБОТКА ПРОТИВОКОРРОЗИОННЫХ МЕРОПРИЯТИЙ И МЕТОДОВ ДИАГНОСТИКИ УСТЬЕВОГО ОБОРУДОВАНИЯ, ТРУБОПРОВОДОВ ОБВЯЗКИ СКВАЖИН И СИСТЕМЫ СБОРА ПРОДУКЦИИ АЧИМОВСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ УРЕНГОЙСКОГО НГКМ

4.1 Противокоррозионная защита внутренней поверхности элементов фонтанной арматуры и выкидных линий скважин

Фонтанная арматура в условиях присутствия углекислого газа и воды является одним из самых ответственных элементов технологической цепочки по добыче газа и газового конденсата. Соответственно для надежной и безопасной эксплуатации требуются реализация противокоррозионных мероприятий, максимально исключая человеческий фактор.

С этой целью были проведены комплексные гравиметрические испытания ОСК, выполненных из различных материалов в трубопроводах обвязки скважин №2111; №2112; №2113. По завершению испытаний выполнен расчет скоростей коррозии ОСК, изготовленных из различных сталей и сплавов. Результаты приведены в Таблице 30.

Таблица 30 – Сводные результаты гравиметрических испытаний материалов в трубопроводах обвязки скважин КГС №211

Материал	Скорость коррозии, мм/год			Балл коррозионной стойкости по ГОСТ 9.502-82
	I этап	II этап	Ср. знач.	
309L	0	0	0	1
Inconel 625	0	0	0	1
07X16H6	0	0	0	1
13ХФА	0,146	0,118	0,132	6
30ХМА	0,254	0,211	0,233	6
09Г2С	0,284	0,373	0,329	6

По результатам гравиметрических испытаний ОСК, наиболее стойкими к углекислотной коррозии являются коррозионно-стойкие стали марки 309L

и 07X16H6, а также сплав на основе никеля и хрома Inconel 625. По шкале оценки коррозионной стойкости (ГОСТ 9.502-82) данные материалы полностью устойчивы к коррозии – 1 балл. Низколегированные стали ожидаемо обладают пониженной коррозионной стойкостью и оцениваются в 6 баллов по шкале коррозионной стойкости.

Следующим этапом стало изготовление фонтанной арматуры с нанесенным защитным покрытием и проведение опытно-промысловых испытаний. На Рисунке 49 отмечено какие элементы фонтанной арматуры испытывались в рамках программы опытно-промысловых испытаний.

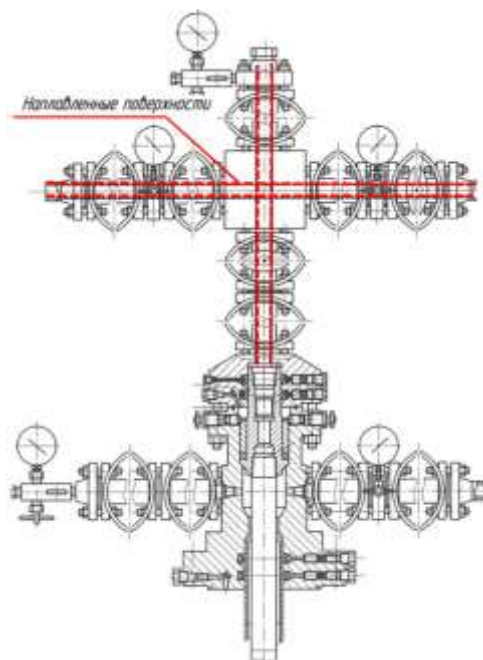


Рисунок 49 – Схема фонтанной елки. Красными линиями отмечены элементы с нанесенным защитным покрытием

Испытания проходила арматура с наплавкой из стали марки 309L и сплава Inconel 625. Оба материала показали высокую коррозионную стойкость, однако ввиду более низкой цены, к промышленному использованию было рекомендовано защитное покрытие из стали марки 309L. По результатам проведенных работ все скважины второго участка ачимовских отложений Уренгойского НГКМ были оборудованы фонтанной арматурой с нанесенным защитным покрытием (сталь марки 309L) на внутреннюю поверхность, контактирующую с агрессивной средой.

В пункте 3.2.2 дано подробное описание оценки адгезии ингибиторной пленки на участке трубопровода после углового дросселя. Ввиду высоких значений КНС, возникающих на внутренней поверхности трубопровода и способных срывать ингибиторную пленку, для защиты указанного участка требуются дополнительные противокоррозионные мероприятия. В рамках решения данной задачи были проведены испытания по опытной эксплуатации участка трубопровода от углового дросселя до первой фланцевой пары, выполненной в коррозионно-стойком исполнении с нанесенной на внутреннюю поверхность стали марки 309L (Рисунок 50).

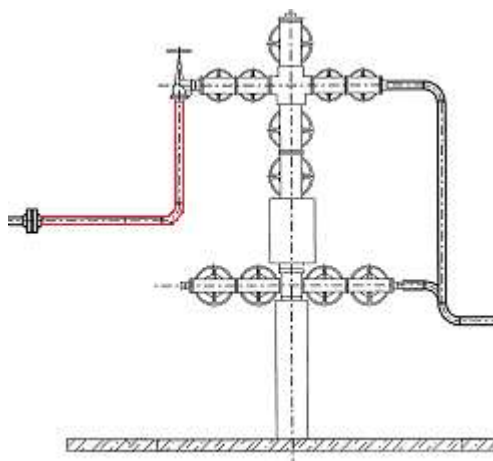


Рисунок 50 – Схема обвязки газоконденсатной скважины. Красным отмечен экспериментальный участок с коррозионно-стойкой наплавкой.

По результатам испытаний в течение одного года на внутренней поверхности отмечено отсутствие повреждений, как коррозионного, так и эрозийного характера. По указанной причине данное техническое решение по замене стандартных участков трубопровода на трубопровод с наплавкой заложено в проект реконструкции.

4.2 Разработка мероприятий по ингибиторной защите газосборных коллекторов и трубопроводов обвязки скважин

4.2.1 Постоянная подача ингибитора коррозии

В роли объектов защиты от углекислотной коррозии выступили трубопроводы обвязки скважин после регулятора давления и газосборные коллекторы. В качестве вариантов защиты рассматривался ряд возможных решений, начиная от замены материального исполнения трубопроводов, нанесения защитных покрытий различного состава и заканчивая технологическим способом снижения скорости коррозии путем изменения режима и скорости течения добываемого продукта. Однако после проведения технико-экономического сравнения различных вариантов, оптимальным способом защиты существующих трубопроводов выбрана ингибиторная защита [61]. Для эффективной ингибиторной защиты необходимо было подобрать марку ингибитора и оптимальную дозировку, применительно к реальным условиям второго участка ачимовских отложений Уренгойского НГКМ. Для этого был проведен комплекс испытаний, состав которых описан ниже.

Для моделирования условий возникновения коррозии была выбрана водная среда с одной из скважин, характеризующейся высокой скоростью коррозии. Данной воде было присвоено наименование Ач1. Далее была проведена статистическая обработка ионного состава воды всех скважин и был определен усредненный состав модельной среды с присвоенным наименованием Ач2 [61]. После чего был пересчитан модельный состав вод, из расчета возможности их приготовления в лабораторных условиях (Таблица 31).

С целью подбора эффективного ингибитора коррозии, было проведено тестирование гравиметрическим методом ряда ингибиторов коррозии различных производителей, которым были присвоены следующие шифры от ИК1 до ИК6. Первоначальные испытания были проведены в более высокоминерализованной

водной среде Ач1 при продувке CO_2 . Испытания при $60\text{ }^\circ\text{C}$ показали, что три из шести ингибиторов обеспечивают скорость коррозии ниже $0,1\text{ мм/год}$. После чего четыре ингибитора с лучшими защитными свойствами были исследованы при $40\text{ }^\circ\text{C}$. В присутствии всех ингибиторов скорость коррозии не превышала $0,1\text{ мм/год}$.

Таблица 31 – Состав модельных вод

Наименование солей	Содержание, мг/дм ³	
	Вода Ач1	Вода Ач2
Na_2SO_4	154,3	34,5
NaHCO_3	1142,4	41,7
$\text{CaCl}_2 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$	603,9	30,2
MgCl_2	144,4	10,1
NaCl	6791,6	733,5
KCl	679,2	91,0
Общая минерализация	9367,9	1308,5

Далее два наиболее эффективных ингибитора, как по защитным, так и по технологическим свойствам (ИК2 и ИК3) были испытаны в водной и двухфазной водно-углеводородной средах при постоянной продувке CO_2 с концентрацией ($C_{\text{инг}}$) 100 мг/дм^3 (Таблица 32). По результатам испытаний скорость коррозии ниже $0,1\text{ мм/год}$ сохраняется только в средах, ингибированных ингибитором ИК3.

Далее ингибитор коррозии ИК3 был испытан в автоклавных условиях: в среде Ач2 при температуре $60\text{ }^\circ\text{C}$ и парциальных давлениях CO_2 от $0,21$ до $0,4\text{ МПа}$. Скорость коррозии в присутствии ИК3 при всех исследованных режимах находилась в диапазоне от $0,03$ до $0,06\text{ мм/год}$.

После чего были проведены эксплуатационные испытания ИК3 в реальных условиях объекта добычи. В рамках данной работы были проведены 4 этапа эксплуатационных испытаний. Каждый из этапов включал в себя определение скорости коррозии в нескольких точках трубопроводов при различных расходах ингибитора. По результатам проведенных испытаний во всех этапах в точках, где были установлены ОСК, измеренная скорость коррозии зафиксирована ниже $0,1\text{ мм/год}$ (Таблица 33). В СТО Газпром 9.3-028-2014 [87] регламентируется, что защитная эффективность (степень защиты) ингибитора коррозии должна быть не

менее 85%. Вместе с тем, в связи с невысокой фоновой скоростью, на ряде участков оценку проводили по величине остаточной скорости общей коррозии в присутствии ингибитора (не выше 0,1 мм/год). С учетом этих данных показатель «защитный эффект» может носить факультативный характер.

На первых трёх этапах эксплуатационных испытаний использовалась технология постоянной подачи РИК, которая является основной в условиях защиты от углекислотной коррозии. Следует отметить, что защитная эффективность ИКЗ в 4-м этапе при периодической подаче, находится рядом с граничными условиями по допуску ингибитора 86,4 %. Непостоянный способ подачи ингибитора коррозии несет в себе риски, связанные с возможностью интенсификации локальных проявлений коррозии, что в конечном итоге может потенциально привести к более раннему выходу из эксплуатации трубопроводов, чем при эксплуатации в отсутствие ингибиторной защиты.

Таблица 32 – Результаты лабораторных испытаний с погружением ОСК в среду при постоянной продувке CO_2 ($C_{\text{инг}}=100$ мг/дм³)

Условия испытаний	Модельная вода	Ингибитор	Температура			
			40 °С		60 °С	
			Скорость коррозии, мм/год	Защитная эффективность, %	Скорость коррозии, мм/год	Защитная эффективность, %
Водный раствор при постоянной продувке CO_2	Ач2	ИК2	0,060	96,3	0,150	92,6
		ИК3	0,050	96,6	0,090	94,7
Двухфазная водно-углеводородная среда при постоянной продувке CO_2	Ач1	ИК2	0,061	95,8	0,076	96,0
		ИК3	0,056	96,1	0,076	92,1
	Ач2	ИК2	0,074	88,6	0,166	76,9
		ИК3	0,061	90,6	0,040	94,4

Таблица 33 – Результаты промышленных испытаний ингибитора коррозии ИКЗ

Место установки	Скорость коррозии ($K_{\text{ср.}}$, мм/год) в среде:					Степень защиты Z, %			
	Без ИК	В присутствии ИК				1 этап	2 этап	3 этап	4 этап
		1 этап	2 этап	3 этап	4 этап				
ГКС № 2А15 1 МОС линия ГС2	1,406	0,0064	0,0128	0,0131	0,0368	99,5	99,1	99,1	97,4

Место установки	Скорость коррозии (К _{ср.} , мм/год) в среде:					Степень защиты Z, %			
	Без ИК	В присутствии ИК				1 этап	2 этап	3 этап	4 этап
		1 этап	2 этап	3 этап	4 этап				
ГКС № 2А15 2 МОС линия ГС2	0,085	0,0020	0,0028	0,0040	0,0078	97,6	96,7	95,2	90,8
ГКС № 2А15 3 МОС линия ГС2	0,05	0,0021	0,0030	0,0035	0,0068	95,8	94,0	93,0	86,4
ГСК 2А15, после МОС	н/д	0,0118	0,0123	0,0120	0,0162	–	–	–	–
ГСК 2А15, в ЗПА	0,011	0,0087	0,0093	0,0095	0,0105	20,9	15,5	13,9	4,5

Таким образом, для обеспечения надежной защиты от коррозии объектов добычи 2-го участка ачимовских отложений Уренгойского НГКМ была обоснована и принята постоянная ингибиторная защита с дозировкой ингибитора ИКЗ в соответствии с 3-м этапом эксплуатационных испытаний, равная 21 г/1000 м³ газа.

Для защиты сети газосборных коллекторов требовалось осуществлять подачу ингибитора коррозии на постоянной основе в начало каждого газосборного коллектора. Для воплощения данного технического решения необходимо построить парк хранения ингибитора коррозии, насосную станцию ингибитора, проложить новые трубопроводы, транспортирующие ингибитор коррозии. Однако, данное техническое решение требует больших капитальных затрат. С целью снижения затрат и обеспечения полноценной защиты от коррозии предложено использовать существующий парк хранения метанола, насосной метанола и проектных метанолопроводов для подачи раствора ингибитора коррозии с внесением изменений в обвязку насосного оборудования. На внедренную систему подачи ингибитора коррозии был получен патент РФ на изобретение [69]. Стоит отметить, что внедренная система защиты от коррозии одновременно позволяет бороться с осложнениями в виде гидратообразования. Это происходит за счет присутствия метанола в РИК в качестве растворителя.

4.2.2 Периодические ингибиторные обработки трубопроводов обвязки скважин

Постоянная подача РИК осуществляется по существующим метаноопроводам в зафиксированную проектную точку трубопровода обвязки скважин после регулятора давления (Рисунок 51). Точку ввода РИК невозможно перенести на фонтанную елку и трубопровод обвязки скважин до регулятора давления. Это связано с тем, что при расчете толщины стенки метаноопровода учитывалось рабочее давление после редукции давления, а не устьевое давление. Таким образом участок от фонтанной елки до узла ввода РИК остается незащищенным в части коррозионных процессов. Противокоррозионная защита данного участка с помощью ингибиторов коррозии представляет сложную задачу, т.к. отсутствует техническая возможность постоянной подачи ингибитора коррозии, а ее реализации влечет за собой большие капитальные затраты. Дополнительно по всем коррозионно-опасным факторам указанный участок подвергается наибольшему коррозионному воздействию в присутствии CO_2 : более высокая температура и парциальные давления CO_2 и др.

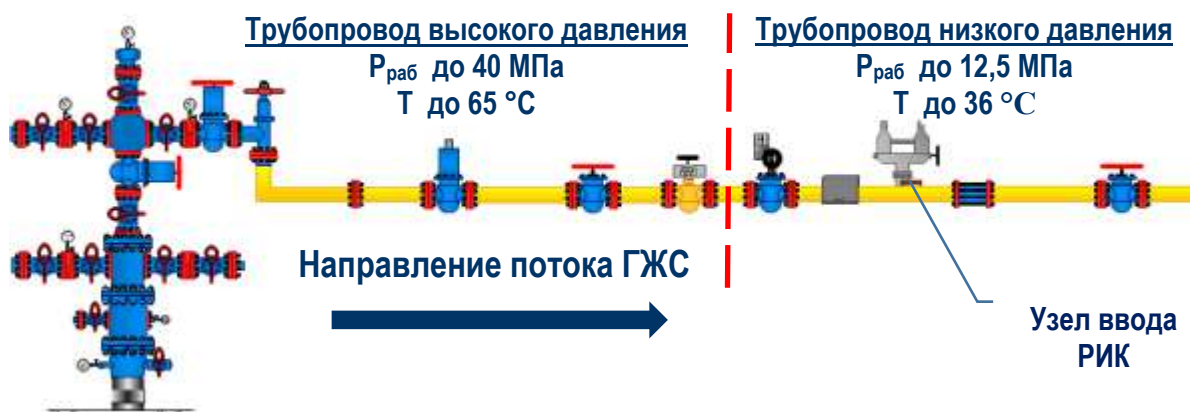


Рисунок 51 – Схема трубопровода обвязки скважин

Для решения указанной проблемы был предложен способ периодической прокачки РИК с помощью передвижной насосной установки для кислотной обработки скважин СИН 32.05.00.00.000.

Для оценки возможности использования периодического дозирования ингибитора коррозии были проведены лабораторные испытания ингибитора коррозии шифра ИКЗ на модели пластовой воды Ач1 (Таблица 31):

- в водной фазе при барботировании CO_2 при 40 °С и 60°С (Таблица 34);
- в динамических условиях в 2-х фазной водно-углеводородной среде при барботировании CO_2 при 60 °С (Таблица 35);
- автоклавные испытания при 60°С и парциальном давлении CO_2 0,3 МПа.

Формирование ингибиторной пленки на ОСК производилось окунанием в 10% РИК и в 20% РИК и выдержкой в нем в течение 1 часа. После того, как ОСК извлекали из РИК, использовался один из двух режимов: 1 – для окончательного формирования и закрепления ингибиторной пленки она выдерживалась в течение 30 минут перед внесением в агрессивную среду; 2 – без выдержки (сразу помещалось в агрессивную среду). Режим закрепления пленки указан в Таблицах 34-36 в скобках в столбце «условия испытаний».

Измерение толщины пленки на ОСК после выдержки в РИК в течение 1 часа показала, что она составляет: 0,3-0,4 мкм (10% РИК) и 0,6 мкм (20% РИК). При выдержке в более концентрированном 20 % РИК толщина пленки ингибитора в 1,5 - 2 раза выше, чем в 10 % РИК. Измерение толщины пленки проводили весовым методом (до и после нанесения пленки ингибитора).

Таблица 34 – Результаты гравиметрических испытаний пленок ингибитора коррозии при погружении ОСК в модельную воду при постоянной продувке CO_2

Условия испытаний	Скорость коррозии, мм/год	Защитная эффективность, %
Пленка из 20 % РИК, Т = 40 °С	0,108	92,8
Пленка из 10 % РИК, Т = 60 °С	0,249	87,4
Пленка из 10 % РИК (без выдержки), Т = 60 °С	0,393	80,1
Пленка из 20 % РИК, Т = 60 °С	0,170	91,4
Пленка из 10 % РИК, с добавлением в воду ИК 100 мг/дм ³ , Т = 60 °С	0,112	94,3

При испытаниях в водной среде (Таблица 34) при 60°С скорость коррозии в присутствии пленки ингибитора коррозии, выдержанной в течение 1 часа в 10% РИК в среднем составляет 0,25 мм/год (при выдержке после контакта с РИК в

течение 30 минут) и 0,39 мм/год (без выдержки после контакта с РИК). Степень защиты от коррозии составляет: 87% (при выдержке после контакта с РИК в течение 30 минут) и 79 % (без выдержки после контакта с РИК). Отсутствие выдержки после извлечения из РИК существенно ухудшает защитные свойства ингибиторной пленки.

Использование 20% РИК при 60°C способно еще более уменьшить скорость коррозии до 0,16-0,18 мм/год (степень защиты от коррозии составляет 90-91%). При использовании 20% РИК при 40°C скорость коррозии может снижаться до 0,11 мм/год (степень защиты от коррозии составляет 93%). Испытания проводились с выдержкой после контакта с РИК в течение 30 минут.

Таблица 35 – Результаты гравиметрических испытаний пленок ингибитора коррозии при погружении ОСК в модельную воду при постоянной продувке CO₂ и перемешивании

Условия испытаний	Скорость коррозии, мм/год	Защитная эффективность, %
Пленка из 20 % РИК, T = 40 °C	0,131	80
Пленка из 10 % РИК, T = 60 °C	0,293	59
Пленка из 10 % РИК (без выдержки), T = 60 °C	0,678	8,4

При испытаниях в динамических условиях в 2-х фазной водно-углеводородной среде (Таблица 35) скорость коррозии в присутствии пленки ингибитора коррозии, выдержанной в течение 1 часа в 10% РИК в среднем составляет 0,24 мм/год (при выдержке после контакта с РИК в течение 30 минут) и 0,67 мм/год (без выдержки после контакта с РИК). При использовании 20% РИК скорость коррозии может снижаться до 0,13 мм/год. Как видно из Таблицы 36, автоклавные испытания подтвердили большую эффективность нанесения ингибиторной пленки из 20% РИК.

Таблица 36 – Результаты автоклавных гравиметрических испытаний пленок ингибитора коррозии при погружении ОСК в модельную воду

Условия испытаний	Скорость коррозии, мм/год	Защитная эффективность, %
Пленка из 10 % РИК, T = 60 °С	0,116	54,7
Пленка из 20 % РИК, T = 60 °С	0,037	85,5

Конечно, скорость коррозии при периодических прокачках выше, чем при постоянном дозировании, в некоторых случаях даже превышает 0,1 мм/год. Но следует учитывать, что испытания проводились в наиболее жестких условиях. Судя по снижению скорости коррозии по сравнению с условиями отсутствия ингибитора, пленка ингибитора коррозии способна защищать от коррозии и обладать некоторым последствием.

Для обеспечения полноценной защиты от коррозии трубопроводов в промысловых условиях необходимо было разработать технологию проведения ингибиторных обработок, подобрать оптимальную периодичность и определить эффективность предложенной технологии. Разработанная технология прокачки включала в себя следующую последовательность действий:

- остановка работы скважины, отсечение обрабатываемого участка, опорожнение обрабатываемого участка;
- заполнение обрабатываемого участка РИК-20 с помощью передвижной насосной установки для кислотной обработки скважин (Рисунок 52);
- выдержка обрабатываемого участка в РИК-20 не менее 60 мин;
- запуск скважины в работу на 10 мин для удаления РИК-20 из обрабатываемого участка;
- остановка работы скважины, отсечение обрабатываемого участка, опорожнение обрабатываемого участка;
- выдержка обрабатываемого участка не менее 30 мин для окончательного формирования и стабилизации ингибиторной пленки;
- запуск скважины в работу.

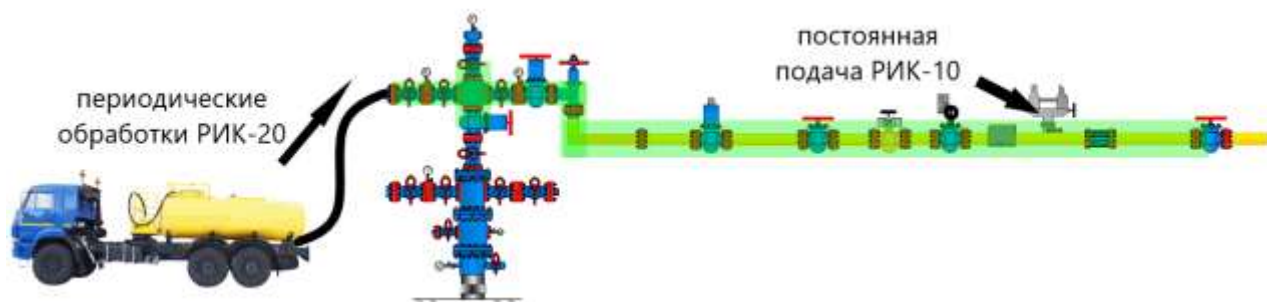


Рисунок 52 – Схема ударной подачи РИК через задавочную линию фонтанной арматуры (зеленым отмечен участок, заполняемый РИК-20)

Следующим этапом стало проведение опытно-промысловых испытаний предложенной технологии ингибирования, в ходе которых проводилась оценка эффективности предложенной технологии и осуществлялся подбор периодичности прокачек с помощью замеров скоростей коррозии гравиметрическим методом с временем экспозиции ОСК в течение 1 месяца.

Периодичность прокачек подбиралась по следующей схеме. Первые гравиметрические испытания проходили при периодичности прокачек 1 раз в 5 дней, последующие 1 раз в неделю, один раз в 10 дней, один раз в 2 недели, один раз в 3 недели и один раз в 5 недель. Комплекс испытаний проходил на протяжении 3-х лет с 2017 по 2020 гг., в результате чего был получен большой массив данных. Сводные обработанные результаты работ по оценке эффективности периодической технологии ингибиторной защиты приведены в Таблице 37 и на Рисунке 53.

Таблица 37 – Сводные результаты работ по оценке эффективности периодической технологии ингибиторной защиты

Фоновая скорость коррозии	Средняя скорость коррозии (мм/год) при периодичности обработок: 1 раз					
	в 5 дней	в неделю	в 10 дней	в 2 недели	в 3 недели	в 5 недель
менее 0,1 мм/год	не требуются обработки					
0,1-0,5 мм/год	0,032	0,045	0,038	0,041	0,198	0,234
более 0,5 мм/год	0,06	0,065	0,124	0,127	–	–



Рисунок 53 – Сводные результаты испытаний технологии периодических ингибиторных обработок

Согласно анализу результатов промышленных испытаний, были сформулированы следующие выводы:

- ингибиторная защита при периодической обработке скважин РИК высокой концентрации (не менее 20%) показала высокую эффективность;

- эффективность прокачек соблюдается в случае полного исполнения технологии обработки, соблюдения периодичности и корректного приготовления РИК нужной концентрации;

- необходимая периодичность обработок является индивидуальной для каждой скважины;

- проведя унификацию периодичности согласно ранее проведенному ранжированию скважин (параграф 2.3) определена следующая периодичность ингибиторных обработок: для скважин с фоновыми скоростями коррозии от 0,1 до 0,5 мм/год – 2 раза в неделю; для скважин с фоновыми скоростями коррозии от 0,1 до 0,5 мм/год – 1 раз в неделю.

На внедренную технологию периодических ингибиторных обработок получен патент РФ на изобретение [70].

4.3 Разработка комплекса диагностических мероприятий с указанием периодичности проведения видов работ

Ввиду того, что проектом разработки ачимовских отложений не было предусмотрено мероприятий по коррозионному мониторингу, необходимо было в сжатые сроки разработать систему коррозионного мониторинга, применительно к объектам, подверженным воздействию углекислотной коррозии. Коррозионный мониторинг [79] – это система наблюдений и прогнозирования коррозионного состояния объекта с целью получения своевременной информации о его возможных коррозионных отказах. Система коррозионного мониторинга является эффективным способом оценки коррозионного состояния оборудования и трубопроводов и, как правило, состоит из нескольких методов контроля. Чаще всего, используются такие методы как измерение скорости коррозии с помощью установки ОСК или альтернативных систем измерения скорости коррозии (ER, LPR и т.д.), визуальный осмотр, внутритрубная диагностика, определение технологических свойств коррозионной среды (водородный показатель, окислительно-восстановительный потенциал, изменение количества ионов железа, изменение концентрации коррозионно-активных агентов и др.), определение потенциала металла, различные виды дефектоскопии и т.д. Подробное описание методов коррозионного мониторинга приведено в параграфе 1.5.

В разработанную систему коррозионного мониторинга объектов 2-го участка ачимовских отложений УНГКМ вошли большинство из описанных выше методов [62,75,81]. На Рисунке 54 приведена принципиальная схема разработанной системы.

Однако большую роль при формировании системы коррозионного мониторинга играет подбор корректной периодичности мероприятий. В случае ее реализации на опасных производственных объектах необходимо учитывать потенциальные риски возможных аварий и инцидентов, возникающих по причине коррозии. Поэтому требовалось учитывать принцип «перестраховки» и некоторой

избыточности мероприятий при разработке мероприятий. Кроме этого, при формировании системы коррозионного мониторинга были учтены различия в интенсивности коррозионных процессов, протекающих на разных скважинах и газосборных коллекторах.



Рисунок 54 – Принципиальная схема системы коррозионного мониторинга объектов ачимовских отложений УНГКМ

Основой при подборе периодичности была измеренная фоновая скорость коррозии в отсутствие ингибиторной защиты. Зная ее, время эксплуатации и номинальную толщину трубы можно рассчитать остаточную толщину стенки по формуле (33).

$$S_{\text{ост}} = S - (\tau \cdot V_{\text{кор}}), \quad (33)$$

где $S_{\text{ост}}$ – расчетная величина остаточной толщины стенки, мм;

S – номинальная толщина стенки, мм;

τ – время эксплуатации (наработка), лет;

$V_{\text{кор}}$ – скорость коррозии, измеренная гравиметрическим методом, мм/год.

В свою очередь, зная остаточную толщину стенки можно спрогнозировать остаточный ресурс конструкции по формуле (34)

$$\tau_{\text{ост}} = \frac{S_{\text{ост}} - S_{\text{min}}}{V_{\text{кор}}}, \quad (34)$$

где $\tau_{\text{ост}}$ – остаточный ресурс, лет;

$S_{\text{ост}}$ – расчетная величина остаточной толщины стенки, мм;

S_{min} – минимально допустимая толщина стенки, мм;

$V_{\text{кор}}$ – скорость коррозии, измеренная гравиметрическим методом, мм/год.

Таким образом, имея представление об остаточном ресурсе конструкции, рассчитанного с учетом измеренной скорости коррозии, необходимо предусматривать контроль технического состояния и отслеживание коррозионной агрессивности до предполагаемой даты разрушения конструкции. Именно такой подход был применен при формировании системы коррозионного мониторинга. Также при определении периодичности учитывался наработанный опыт по эксплуатации трубопроводов и оборудования, подверженного углекислотной коррозии на объектах 2 участка ачимовских отложений УНГКМ.

В Таблицах 38, 39 указаны мероприятия по диагностике технического состояния и коррозионному мониторингу, а также периодичность их проведения для трубопроводов обвязки скважин и газосборных коллекторов соответственно.

Таблица 38 – Мероприятия коррозионного мониторинга, проводимые на трубопроводах обвязки скважин

Мероприятие	Периодичность мероприятий для скважин с фоновой скоростью коррозии			Примечание
	до 0,1 мм/год	0,1 – 0,5 мм/год	свыше 0,5 мм/год	
Измерение скорости коррозии ER-методом	постоянно	постоянно	постоянно	В режиме реального времени с выводом информации на пульт операторной
Измерение скорости коррозии гравиметрическим методом с использованием устройств, описанных в параграфе 2.1	не реже 1 раз в 2 года	не реже 1 раз в год	не реже 2 раз в год	В случае выявления скорости коррозии выше 0,1 мм/год провести повторные измерения
Ультразвуковая толщинометрия	не реже 1 раз в 2 года	не реже 1 раз в год	не реже 2 раз в год	Согласно разработанных схем в местах потенциальной интенсивной коррозии
Осмотр внутренней поверхности при помощи видеоэндоскопического оборудования	в период остановки работы скважины, но не реже 1 раза в 5 лет	в период остановки работы скважины, но не реже 1 раза в 3 года	в период остановки работы скважины, но не реже 1 раза в 2 года	
Диагностика с применением комплексированного метода радиографического контроля и ультразвуковой толщинометрии	в период остановки работы скважины, но не реже 1 раза в 5 лет	в период остановки работы скважины, но не реже 1 раза в 3 года	в период остановки работы скважины, но не реже 1 раза в 2 года	Выполняется только в случае, если невозможно провести осмотр с помощью видеоэндоскопа в регламентный срок
Отбор проб газа и газового конденсата с последующим проведением хим. анализов для определения их компонентно-фракционного состава	не реже 1 раза в 3 месяца	не реже 1 раза в 2 месяца	не реже 1 раз в 1 месяц	
Отбор проб воды с последующим проведением хим. анализов для определения компонентно-фракционного состава	не реже 1 раза в 2 месяца	не реже 1 раза в 1 месяц	не реже 1 раз в 2 недели	Определение солевого состава, pH, фонового значения остаточного содержания ингибитора коррозии

Мероприятие	Периодичность мероприятий для скважин с фоновой скоростью коррозии			Примечание
	до 0,1 мм/год	0,1 – 0,5 мм/год	свыше 0,5 мм/год	
Определение дебита добываемой воды	в соответствии с графиком проведения ГКИ	в соответствии с графиком проведения ГКИ	в соответствии с графиком проведения ГКИ	По результатам ГКИ
Осмотр внутренней поверхности демонтированных участков трубопровода и оборудования	по факту демонтажа	по факту демонтажа	по факту демонтажа	С составлением актов осмотра
Определение фактической концентрации ингибитора коррозии в приготовленном РИК-20 для периодических ингибиторных обработок	выборочно не реже 1 раза в неделю	выборочно не реже 1 раза в неделю	выборочно не реже 1 раза в неделю	
Гидравлические испытания с пробным давлением $1,25 \cdot P_{\text{раб}}$	не реже 1 раза в 3 года	не реже 1 раза в 2 года	не реже 1 раза в год	Проводятся в качестве превентивной меры

Таблица 39 – Мероприятия коррозионного мониторинга, проводимые на газосборных коллекторах

Мероприятие	Периодичность мероприятий	Примечание
Внутритрубная диагностика	не реже 1 раза в год	Для ГСК, на которых по результатам прошлого ВТД фиксировалась скорость потери металла более 1,0 мм/год
	не реже 1 раз в 3 года	Для ГСК, на которых по результатам прошлого ВТД фиксировалась скорость потери металла 0,5-1,0 мм/год
	не реже 1 раз в 5 лет	Для ГСК, на которых по результатам прошлого ВТД фиксировалась скорость потери металла менее 0,5 мм/год
Измерение скорости коррозии ER-методом	постоянно	ER-датчики устанавливать в начале и конце каждого ГСК
Измерение скорости коррозии гравиметрическим методом	не реже 1 раз в год	В качестве узла контроля коррозии использовать гравиметрическую кассету, монтируемую в фитинг. Подробное описание кассеты дано в параграфе 2.1. Узлы контроля коррозии устанавливать в начале и конце каждого ГСК. В случае выявления скорости коррозии выше 0,1 мм/год провести повторные измерения

Мероприятие	Периодичность мероприятий	Примечание
Отбор проб воды с последующим проведением хим. анализов для определения компонентно-фракционного состава	не реже 1 раза в 2 недели	Определение солевого состава, pH, остаточного содержания ингибитора коррозии
Осмотр внутренней поверхности демонтированных участков трубопровода и оборудования	по факту демонтажа	С составлением актов осмотра
Определение фактической концентрации ингибитора коррозии в приготовленном РИК-10 для постоянного ингибирования	выборочно не реже 1 раза в неделю	
Поршневание с целью удаления продуктов коррозии и отложений	не реже 2 раз в год	

Каждое из приведенных выше мероприятий в отдельности позволяет проводить коррозионный мониторинг, однако не в состоянии дать цельную картину о коррозионном состоянии. Принцип суперпозиции позволяет расширить границы каждого из методов коррозионного мониторинга. Совокупность всех применяемых методов позволила обеспечить безопасную эксплуатацию объектов 2-го участка ачимовских отложений Уренгойского НГКМ, подверженных воздействию углекислотной коррозии. Разработанная и внедренная в производство система коррозионного мониторинга показала свою эффективность за три года постоянной эксплуатации и модернизации. Потенциальные места отказов труб и оборудования своевременно идентифицировались. За указанный период не было зафиксировано не одной аварии и инцидента, связанных с процессами углекислотной коррозии.

4.4 Выводы по главе 4

Для защиты от коррозии фонтанной арматуры предложено нанесение коррозионно-стойкого материала на внутреннюю поверхность методом наплавки. По результатам гравиметрических испытаний ОСК в реальных условиях и опытно-промышленной эксплуатации элементов фонтанной арматуры с различными покрытиями все скважины второго участка ачимовских отложений Уренгойского НГКМ были оборудованы фонтанной арматурой с коррозионно-стойким покрытием (сталь марки 309L) на внутреннюю поверхность, контактирующую с агрессивной средой. Аналогичное решение для защиты участка после углового дросселя было апробировано на реальных объектах, по результатам чего данное техническое решение по замене стандартных участков трубопровода на трубопровод с наплавкой заложено в проект реконструкции.

По результатам обширного комплекса лабораторных, автоклавных и промышленных испытаний для постоянной ингибиторной защиты рекомендован ингибитор с шифром ИКЗ. Внедрена в промышленную эксплуатацию система

ингибиторной защиты с дозировкой ингибитора ИКЗ – 21 г/1000 м³ газа. С целью увеличения площади обрабатываемой защищаемой поверхности за счет увеличения объема жидкости, содержащей и транспортирующей ингибитор коррозии и ввиду технической невозможности насосного оборудования в обеспечении низких расходов ИК в чистом виде подобрана оптимальная концентрация: ИК – 10 %, метанол – 90 %. Система ингибиторной защиты обеспечивает снижение скорости коррозии защищаемых трубопроводов до значений ниже регламентной скорости 0,1 мм/год. На внедренную систему подачи ингибитора коррозии получен патент РФ на изобретение [69]. Внедренная система защиты от коррозии одновременно позволяет бороться с осложнениями в виде гидратообразования за счет присутствия метанола в РИК в качестве растворителя.

Для трубопроводов обвязки скважин, на которых невозможно обеспечить постоянную ингибиторную защиту предложен способ периодической прокачки РИК с помощью передвижной насосной установки для кислотной обработки скважин. Для этого был проведен комплекс лабораторных, автоклавных и промысловых испытаний, по результатам которых:

- определена оптимальная концентрация ингибитора в растворе метанола – 20 %;
- разработана технология и определена последовательность действий для проведения эффективной обработки;
- определены оптимальные временные интервалы проведения каждой операции;
- в зависимости от степени коррозионной агрессивности для скважин подобраны периодичности проведения ингибиторных обработок: для скважин с фоновыми скоростями коррозии от 0,1 до 0,5 мм/год – 2 раза в неделю; для скважин с фоновыми скоростями коррозии от 0,1 до 0,5 мм/год – 1 раз в неделю.

Ввиду отсутствия в проектных решениях мероприятий по коррозионному мониторингу был разработан комплекс диагностических мероприятий с указанием периодичности проведения каждого вида работ, учитывая различия

в интенсивности коррозионных процессов, протекающих на разных скважинах и газосборных коллекторах. Разработанная и внедренная в производство система коррозионного мониторинга показала свою эффективность за три года постоянной эксплуатации и модернизации. Потенциальные места отказов труб и оборудования своевременно идентифицировались. За указанный период не было зафиксировано не одной аварии и инцидента, связанных с процессами углекислотной коррозии. Суммарный экономический эффект от внедрения системы коррозионного мониторинга и защиты от коррозии за 2017-2020 гг. составил свыше 57 млн рублей (Приложение А).

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Анализ осложнений, возникающих при эксплуатации газовых и газоконденсатных месторождений, обусловленных присутствием диоксида углерода в скважинной продукции показал, что проблема углекислотной коррозии имеет более чем 70-летний опыт изучения. Но несмотря на это, в настоящее время проблема коррозии имеет место на вводимых в эксплуатацию газоконденсатных месторождениях на полуострове Ямал, в Надым-Пур-Тазовском регионе, в Якутии и на шельфе о. Сахалин. Ввиду геолого-технических особенностей каждого месторождения необходима разработка индивидуальных научно-обоснованных противокоррозионных мероприятий и систем коррозионного мониторинга.

2. По результатам комплекса исследований, включающих в себя анализ состава скважинной продукции и изучение продуктов коррозии, выявленные дефекты на устьевом оборудовании и трубопроводах 2-го эксплуатационного участка ачимовских отложений УНГКМ идентифицированы как коррозионные дефекты, вызванные углекислотной коррозией.

3. В качестве средств диагностики трубопроводов обвязки газоконденсатных скважин разработаны и внедрены в производство гравиметрические устройства различной конструкции (патенты РФ № 167617, 2659862, 2723262, 201563) и методики проведения измерений скоростей коррозии с их использованием. Оценка достоверности измеренных значений скорости коррозии проведена путем сопоставления с результатами визуального осмотра внутренней поверхности трубопроводов с помощью разработанного видеоэндоскопа, результатами комплексного метода диагностики, совмещающего радиографический и ультразвуковой контроль и результатами ВТД. По результатам оценки, методика проведения измерений скорости коррозии с использованием разработанных гравиметрических устройств позволяет качественно отслеживать коррозионный фон среды в трубопроводах обвязки скважин, однако не применима для

газосборных коллекторов. По интенсивности коррозионных процессов все скважины статистически ранжированы на 3 группы:

- скважины высокой коррозионной агрессивности со скоростью коррозии более 0,5 мм/год;
- скважины средней коррозионной агрессивности со скоростью коррозии от 0,1 мм/год до 0,5 мм/год;
- скважины низкой коррозионной агрессивности со скоростью коррозии менее проектного значения 0,1 мм/год.

4. Термодинамическими расчетами фазового поведения пластовой газоконденсатной смеси с учетом ее влагосодержания показано, что снижение пластового давления на участке расположения трех рассматриваемых скважин на протяжении 20 лет при проектных технологических режимах их эксплуатации со временем приведет к образованию двухфазной углеводородной смеси «газ-нестабильный конденсат» в забойных термобарических условиях скважин. Наряду с этим водная жидкая фаза на забое скважин не образуется в течение всего расчетного периода. Гидродинамические расчеты параметров восходящего потока газожидкостной смеси показали, что высокие скорости потока скважинной продукции обеспечивают условия полного и непрерывного выноса нестабильного конденсата потоком газа с забоя на поверхность по каждой из рассматриваемых скважин в течение всего 20-летнего периода, тем самым предотвращаются физико-химические условия образования на поверхности хвостовиков электролита и протекания углекислотной коррозии.

5. В ходе оценки влияния изменения гидродинамических характеристик потока на интенсивность коррозионных процессов выкидных линий скважин разработаны методики оценки влияния степени закрытия углового дросселя на интенсивность коррозионных процессов на участке трубопровода после углового дросселя без ингибиторной защиты и при ингибиторной защите. Показано, что превалирующее влияние на интенсивность локальной углекислотной коррозии на участке трубопровода после углового дросселя оказывает КНнС. Рекомендована эксплуатация газоконденсатной скважины при полностью

открытом угловом дросселе. Определено, что во всем диапазоне изменения степени открытия углового дросселя создаются условия постоянного срыва ингибиторной пленки (для 2-х исследуемых ингибиторов коррозии) на исследуемом участке, что интенсифицирует локальные проявления углекислотной коррозии. Выработаны научно-обоснованные рекомендации по коррозионно-стойкому исполнению внутренних поверхностей участка трубопровода обвязки скважин после дросселя.

6. Установлено, что для условий ачимовских отложений факторами, наиболее коррелирующими с величиной скорости коррозии, являются температура и давление. Скорректирована классическая модель углекислотной коррозии Де Ваарда-Мильямса применительно к условиям 2-го эксплуатационного участка ачимовских отложений УНГКМ.

7. Для защиты от коррозии фонтанной арматуры и участка трубопровода выкидной линии после углового дросселя обосновано нанесение коррозионно-стойкого материала (сталь марки 309L) на внутреннюю поверхность методом наплавки. Вследствие чего все скважины 2-го участка ачимовских отложений УНГКМ оборудованы фонтанной арматурой с коррозионно-стойким покрытием. Техническое решение по замене стандартных участков трубопровода выкидной линии после углового дросселя на трубу с наплавкой заложено в проект реконструкции.

8. По результатам комплекса лабораторных, автоклавных и промысловых испытаний для постоянной ингибиторной защиты ГСК рекомендован ингибитор с шифром ИКЗ. Внедрена в промышленную эксплуатацию система ингибиторной защиты с дозировкой ингибитора – 21 г/1000 м³ газа, обоснована оптимальная концентрация: ИК – 10 %, метанол – 90 %. Система ингибиторной защиты обеспечивает снижение скорости коррозии защищаемых трубопроводов до значений ниже регламентной скорости 0,1 мм/год. На внедренную систему подачи ингибитора коррозии получен патент РФ на изобретение № 2726714.

9. Для трубопроводов обвязки скважин, на которых невозможно обеспечить постоянную ингибиторную защиту разработан и апробирован способ периодической прокачки РИК с помощью передвижной насосной установки для

кислотной обработки скважин. По результатам комплекса лабораторных, автоклавных и промысловых испытаний для этого способа ингибиторной защиты определена оптимальная концентрация ингибитора в растворе метанола – 20 %, разработана технология и определена последовательность действий для проведения эффективной обработки, определены оптимальные временные интервалы проведения каждой операции, в зависимости от степени коррозионной агрессивности для скважин подобраны периодичности проведения ингибиторных обработок: для скважин с фоновыми скоростями коррозии от 0,1 до 0,5 мм/год – 2 раза в неделю; для скважин с фоновыми скоростями коррозии от 0,1 до 0,5 мм/год – 1 раз в неделю. Разработанная технология также обеспечивает снижение скорости коррозии защищаемых трубопроводов до значений ниже регламентной скорости 0,1 мм/год. На внедренную технологию периодических прокачек РИК получен патент РФ на изобретение № 2747601.

10. Разработан комплекс диагностических мероприятий с указанием периодичности проведения каждого вида работ, учитывая различия в интенсивности коррозионных процессов, протекающих на разных скважинах и газосборных коллекторах. Разработанная и внедренная в производство система коррозионного мониторинга показала свою эффективность за три года постоянной эксплуатации и модернизации. Потенциальные места отказов труб и оборудования своевременно идентифицировались. За указанный период не зафиксировано ни одной аварии и инцидента, связанных с процессами углекислотной коррозии. Суммарный экономический эффект от внедрения системы коррозионного мониторинга и защиты от коррозии за 2017-2020 гг. составил свыше 57 млн рублей.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

- АО – акционерное общество
- ВВП – валовой внутренний продукт
- ВТД – внутритрубная диагностика
- ДДК – дополнительный дефектоскопический контроль
- ГРП – гидравлический разрыв пласта
- ГКИ – газоконденсатные исследования
- ГКМ – газоконденсатное месторождение
- ГКП – газоконденсатный промысел
- ГКС – газоконденсатная скважина
- ГНИ – грозненский нефтяной институт
- ГСК – газосборный коллектор
- ИК – ингибитор коррозии
- КГС – куст газоконденсатных скважин
- КНнС – касательное напряжение на стенке
- л.у. – лицензионный участок
- МОС – модульная обвязка скважин
- НГКМ – нефтегазоконденсатное месторождение
- НКТ – насосно-компрессорные трубы
- ОАО – открытое акционерное общество
- ОПР – опытно-промышленная разработка
- ОСК – образец-свидетель коррозии
- ООО – общество с ограниченной ответственностью
- ПАО – публичное акционерное общество
- РИК – раствор ингибитора коррозии
- СДТ – соединительные детали трубопровода
- СКО – среднее квадратичное отклонение
- СПГ – сжиженный природный газ

- УВ – углеводороды
- УД – угловой дроссель (регулятор давления)
- УРД – угловой регулятор давления (угловой дроссель)
- УЗРА – узел замерно-регулирующей арматуры
- УЗТ – ультразвуковая толщинометрия
- УКК – узел контроля коррозии
- УКПГ – установка комплексной подготовки газа
- УНГКМ – Уренгойское нефтегазоконденсатное месторождение
- ФА – фонтанная арматура
- ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства
- СО₂-коррозия – углекислотная коррозия
- ER-метод – метод измерения скорости коррозии, основанный на измерении электрического сопротивления образца-свидетеля
- BP – нефтяная компания British Petroleum
- IFE – Институт энергетических технологий (г. Кьеллер, Норвегия)

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Абрамян, А.А. Исследование влияния некоторых факторов на коррозию стального газопромыслового оборудования под воздействием двуокиси углерода : дис. ... канд. техн. наук : 05.00.00 / Абрамян Аврор Ашотович. – М., 1972. – 154 с.
2. Александров, В.В. Коррозионное состояние оборудования и трубопроводов второго участка ачимовских отложений Уренгойского НГКМ / В.В. Александров, И.В. Колинченко, А.Д. Юсупов // XI Международная научно-техническая конференция «Диагностика оборудования и трубопроводов, подверженных воздействию сероводородсодержащих сред»: сб. тр. – М.: Издательский центр РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2017. – С. 117-120.
3. Байдин, И.И. Опыт борьбы с углекислотной коррозией на Юбилейном НГКМ / И.И. Байдин // Наука и Техника в газовой промышленности. – 2020. – № 3. – С. 3-8.
4. Башаров, М.М. Определение касательного напряжения на стенке в газожидкостных средах / М.М. Башаров, А.Х. Зиятдинова // Вестник ИГЭУ. – 2012. – № 3. – С. 1-4.
5. Бережной, И.В. Коррозия на газоконденсатных месторождениях Краснодарского края и борьба с ней / И.В. Бережной, В.В. Кораблин, В.А. Коновалов // Газовое дело. – 1965. – №3. – С. 1-5.
6. Бойко, В.И. Прогнозирование и предотвращение внутренней коррозии нефтепроводов / В.И. Бойко // Neftegaz.ru. – 2017. – № 8. – С. 37-40.
7. Бородкин, В.Н. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности ачимовской толщи севера Западной Сибири / В.Н. Бородкин, А.Р. Курчиков // Зап.-Сиб. фил. ин-та нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН. – Новосибирск: СО РАН, 2010. – 138 с.
8. Борьба с коррозией промыслового оборудования / В.Ф. Негреев, К.С. Зарембо, К.П. Кофанов [и др.] – М.: ЦНИИТЭИНЕФТЕГАЗ, 1964. – 100 с.
9. Брадучан, Ю.В. Стратиграфия и фации неокомаптских отложений центральной части Западно-Сибирской равнины в связи с их нефтегазоносностью

: автореф. дис. ... канд. геол.-мин. наук : 25.00.01 / Брадучан Юрий Владимирович. – Тюмень, 1973. – 23 с.

10. Бурачек, А.А. Влияние растягивающих нагрузок на коррозию насосно-компрессорных труб / А.А. Бурачек, В.П. Кузнецов // Газовая промышленность. – 1969. – № 11. – С. 1-5.

11. Вагапов, Р.К. Опыт защиты от внутренней коррозии объектов добычи газа в условиях воздействия коррозионно-агрессивных сред / Р.К. Вагапов // Инженерная практика. – 2017. – №10. – С. 36-40.

12. Влияние работы углового регулятора давления на техническое состояние трубопровода обвязки газоконденсатной скважины / И.Н. Шустов, В.В. Москаленко, А.Д. Юсупов [и др.] // Газовая промышленность. – 2020. – № 8 (804). – С. 78-89.

13. Возная, Н.Ф. Химия воды и микробиология: учеб. пособие для вузов / Н.Ф. Возная – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Высш. школа, 1979. – 340 с.

14. Войтех, Н.Д. Исследование влияния скорости движения жидкости на скорость углекислотной коррозии / Н.Д. Войтех, Ю.А. Журавлёв, Д.А. Батулин // Нефтегазохимия. – 2013. – №1. – С. 45-46.

15. Гафаров, Н.А. Прогнозирование структур двухфазного потока в шельфах скважин Оренбургского ГКМ в целях выявления их влияния на коррозионное состояние трубопроводов. Обз. информ. Сер. Защита от коррозии оборудования газовой промышленности. / Н.А. Гафаров, С.Б. Киченко, В.М. Кушнаренко [и др.]. – М. : ООО «ИРЦ Газпром», 1998.

16. Геология и нефтегазоносность ачимовской толщи Западной Сибири / А.А. Нежданов, В.А. Пономарев, Н.А. Туренков, С.А. Горбунов. – М.: Издательство Академии горных наук, 2000. – 247 с.: ил.

17. Гетманский, М.Д. Современное состояние и перспективы ингибирования нефтепромыслового оборудования в средах, содержащих сероводород и двуокись углерода: Обз. Инф. / М.Д. Гетманский, Э.Х. Еникеев – М., ВНИИОЭНГ, 1985. – Вып. 8. – С. 4-12.

18. Гоник, А.А. Коррозия нефтепромыслового оборудования и меры ее предупреждения: монография / А.А. Гоник. – Москва : Недра, 1982. – 227 с.

19. ГОСТ 32388–2013 Трубопроводы технологические. Нормы и методы расчета на прочность, вибрацию и сейсмические воздействия. – М. : Стандартиформ, 2016. – 109 с.

20. ГОСТ 9.506-87 Единая система защиты от коррозии и старения. Ингибиторы коррозии металлов в водно-нефтяных средах. Методы определения защитной способности. – М. : Государственный комитет по стандартам, 1988. – 16 с.

21. ГОСТ Р 9.905-2007 Единая система защиты от коррозии и старения. Методы коррозионных испытаний. Общие требования. – М. : Стандартиформ, 2007. – 18 с.

22. ГОСТ Р 9.907-2007 Единая система защиты от коррозии и старения. Металлы, сплавы, покрытия металлические. Методы удаления продуктов коррозии после коррозионных испытаний. М. : Стандартиформ, 2007. – 16 с.

23. ГОСТ Р 51365-2009 Нефтяная и газовая промышленность. Оборудование для бурения и добычи. Оборудование устья скважины и фонтанное устьевое оборудование. Общие технические требования. – М. : Стандартиформ, 2011. – 57 с.

24. Гулари, Ф.Г. Геология и нефтегазоносность Западно-Сибирской низменности – новой нефтяной базы СССР / Ф.Г. Гулари, В.П. Казаненков, Ю.К. Миронов; под ред. Н.Н. Ростовцева, А.А. Трофимука. – Новосибирск : Издательство СО АН СССР, 1963. – 230с.

25. Гулари, Ф.Г. Геология и перспективы нефтегазоносности Обь-Иртышского междуречья / Ф.Г. Гулари // Труды СНИИГГиМС. – Л.: 1959. Вып. 2. – 174 с.

26. Движение газожидкостных смесей в трубах / В.А. Мамаев, Г.Э. Одишария, О.В. Клапчук [и др.]. – М.: Недра, 1978. – 270 с.

27. Жук, Н.П. Курс теории коррозии и защиты металлов / Н.П. Жук. – М.: Металлургия, 1976. – 472 с.

28. Зависимость коррозионных разрушений в скважинах от скорости движения газожидкостного потока / А.А. Кутовая, А.М. Ульянов, В.П. Кузнецов, О.А. Мирошниченко // Газовая промышленность. – 1969. – № 11. – С. 8-10.

29. Запевалов, Д.Н. Оценка коррозионных условий и решений по защите морских объектов от внутренней коррозии / Д.Н. Запевалов, Р.К. Вагапов, Р.А. Мельситдинова // Научно-технический сборник Вести газовой науки. – 2018. – №4 (36). – С. 79-86.

30. Запевалов, Д.Н. Оценка фактора внутренней коррозии объектов добычи ПАО "Газпром" с повышенным содержанием углекислого газа / Д.Н. Запевалов, Р.К. Вагапов, К.А. Ибатуллин // Наука и техника в газовой промышленности. – 2018. – №3 (75). – С. 59-71.

31. Защита нефтепромыслового оборудования от коррозии : учебное пособие для рабочих / Э.М. Гутман, К.Р. Низамов, М.Д. Гетманский, Э.А. Низамов – М.: Недра, 1983 – 152 с.

32. Ибатуллин, К.А. Оценка фактора внутренней коррозии объектов добычи ПАО "Газпром" с повышенным содержанием углекислого газа / Д.Н. Запевалов, Р.К. Вагапов, К.А. Ибатуллин // Наука и техника в газовой промышленности. – 2018. – № 3 (75). – С. 59-71.

33. Иванов, Н.В. Фазовое состояние воды как критерий возможности протекания углекислотной коррозии / Н.В. Иванов, А.Д. Юсупов // Национальная научно-практическая конференция «Нефть и газ: технологии»: Материалы конференции. – Тюмень: ТИУ, 2020. – С. 143-145.

34. Исследование водных конденсатов скважин газоконденсатных месторождений Краснодарского края / К.С. Зарембо, Н.Е. Легезин, З.П. Обухова, Н.А. Кутовая // Газовая промышленность. – 1966. – № 11. – С. 1-5.

35. Исследование ингибиторов углекислотной коррозии / К.О. Стрельникова, Р.К. Вагапов, А.И. Федотова [и др.] // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – 2018. – № 2. – С. 16-22.

36. Калиновский, Ю.В. Модификация кубических уравнений Пенга-Робинсона и Брусиловского для описания поведения воды и метанола / Ю.В.

Калиновский, А.В. Минеев, А.И. Пономарев // Нефтегазовое дело. – 2006. – Т. 4. – №1. – С. 293-297.

37. Кашковский, Р.В. Некоторые аспекты углекислотной коррозии стального оборудования и трубопроводов нефтегазовых промыслов / Р.В.Кашковский, К.А. Ибатуллин // Наука и техника в газовой промышленности. – 2016. – №3. – С. 71–91.

38. Кессельман, Г.С. Борьба с коррозией промышленного оборудования за рубежом. Обзор зарубежной литературы. Серия Борьба с коррозией в нефтяной и газовой промышленности / Г.С. Кессельман – Москва : М-во нефтедобывающей пром-сти. Всесоюз. науч.-исслед. ин-т организации, управления и экономики нефтегазовой промышленности, 1967. – 52 с.

39. Коррозионный мониторинг и организация ингибиторной защиты от углекислотной коррозии установки низкотемпературной сепарации газа Юбилейного нефтегазоконденсатного месторождения / И.И. Байдин, А.Н. Харитонов, А.В. Величкин [и др.] // Наука и техника в газовой промышленности. – 2018. – №2 (74). – С. 49-61.

40. Коррозия и защита нефтезаводского и нефтехимического оборудования : учебное пособие / В.В Кравцов, О.Р. Латыпов, О.А. Макаренко, И.Г. Ибрагимов – М.: Химия, 2010. – 344 с.

41. Коррозия оборудования газоконденсатных скважин / В.Ф. Негреев, К.С. Зарембо, К.П. Кофанов [и др.] // Газовая промышленность. – 1963. – № 1. – С. 1-5.

42. Коррозия скважинного оборудования, эксплуатирующегося на газовых и газоконденсатных месторождениях, содержащих в составе пластового продукта кислые компоненты : учебно-методическое пособие по дисциплинам «Разработка и проектирование газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений» и «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений на шельфе» / УГНТУ, каф. РГКМ ; сост.: А.И. Пономарев, А.Д. Юсупов. – Уфа : УГНТУ, 2019. – 936 Кб. – URL: http://bibl.rusoil.net/base_docs/UGNTU/Ponomarev5.pdf (дата обращения 03.12.2019).

43. Корякин, А.Ю. Перспективные направления развития Уренгойского комплекса: П78 сб. науч. тр. / А.Ю. Корякин, В.Ф. Кобычев // ООО «Газпром добыча Уренгой». – М.: ООО «Издательский дом Недра», 2018. – 355 с.: ил.

44. Кофанов, К.П. Коррозия фонтанного оборудования газоконденсатных скважин. / К.П Кофанов // Газовое дело. 1963 – № 6 – С. 1-5.

45. Кузнецов, В.П. Основные факторы углекислотной коррозии газоконденсатных скважин и их изменение в процессе эксплуатации месторождений : дис. ... канд. техн. наук : 05.17.14 / Кузнецов Василий Павлович. – Краснодар, 1974. – 143 с.

46. Кузнецов, В.П. Прогнозирование и механизм углекислотной коррозии газопромыслового оборудования / В.П. Кузнецов // Коррозия и защита в нефтегазовой промышленности. РНТС. – М.: ВНИИОЭНГ. – 1978. – №2. С. 3-6.

47. Курчиков, А.Р. Условия формирования и атлас текстур пород ачимовского комплекса севера Западной Сибири / А.Р. Курчиков, В.Н. Бородкин, А.В. Хромцова; под ред. Б.Н. Шурыгина // Зап.-Сиб. фил. ин-та нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН – Новосибирск: СО РАН, 2010. – 130 с.

48. Кутовая-Козинец, А.А. Коррозия газопромыслового оборудования на месторождениях Северного Кавказа. / А.А. Кутовая-Козинец, В.П. Кузнецов, Н.Е. Легезин // Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. – М.: ВНИИЭГАЗПРОМ, 1971. – №9.

49. Кутовая-Козинец, А.А. Изучение коррозии и условий ингибирования газоконденсатных скважин Краснодарского края : дис. ... канд. техн. наук : 05.00.00 / Кутовая-Козинец Анна Аветисовна. – Краснодар, 1968. – 209 с.

50. Легезин, Н.Е. Противокоррозионная защита систем добычи, сбора и транспорта природного газа с применением ингибиторов : дис. ... д-ра техн. наук : 05.17.14 / Легезин Николай Егорович. – М., 1998. – 284 с.

51. Маркин, А.Н. Углекислотная коррозия и ингибиторная защита газонефтесборных трубопроводов осложненные образованием осадков солей : дис. ... канд. техн. наук : 05.17.14 / Маркин Андрей Николаевич. – М., 1992. – 176 с.

52. Маркин, А.Н. CO₂–коррозия нефтепромыслового оборудования / А.Н. Маркин, Р.Э. Низамов. – М. : ОАО «ВНИИОЭНГ», 2003. – 187 с.

53. Медведев, В.Ф. Сбор и подготовка неустойчивых эмульсий на промыслах / В.Ф. Медведев. – М. : Недра, 1987. – 278 с.

54. Моисеев, В.В. Обеспечение безопасной эксплуатации Бованенковского НГКМ в условиях агрессивного воздействия CO₂ / В.В. Моисеев, И.И. Исмагилов, Б.Т. Ткешелиадзе // XI Международная научно-техническая конференция «Диагностика оборудования и трубопроводов, подверженных воздействию сероводородсодержащих сред» – М.: РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2017. – 213 с.

55. Моисеева, Л.С. Разработка научных принципов защиты металлов от углекислотной коррозии ингибиторными композициями : дис. ... д-ра техн. наук : 05.17.14 / Моисеева Людмила Сергеевна. – М., 1996. – 485 с.

56. Моисеева, Л.С. Углекислотная коррозия нефтегазопромыслового оборудования и вопросы ее ингибирования / Л.С. Моисеева, Ю.И. Кузнецов // Защита металлов. 1996. – Т.32 № 6. – С. 565-572.

57. Негреев, В.Ф. Коррозия оборудования нефтяных промыслов / В.Ф. Негреев, А. – Баку: Азнефтеиздат, 1951. – 180 с.

58. Нестеров, И.И. Характеристика геологического строения шельфовых отложений неокома севера Западной Сибири / И.И. Нестеров, В.Н. Бородкин, М.Г. Михайлова // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений – М.: ВНИИОЭНГ, 2003. – № 4-5. – С. 83–89.

59. Новый методический подход к прогнозированию подверженности углекислотной коррозии оборудования высокотемпературных газоконденсатных скважин / А.И. Пономарев, Н.В. Иванов, А.Д. Юсупов // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2021. – № 6 (332). – С. 49-59.

60. Оводов, А.И. Исследование коррозионного и электрохимического поведения стали в системе электролит-углеводород при повышенных давлениях

углекислого газа : дис. ... канд. техн. наук : 05.00.00 / Оводов Александр Иванович. – М., 1970. – 150 с.

61. Опыт подбора ингибиторов коррозии для защиты от углекислотной коррозии объектов второго участка ачимовских отложений Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения / А.Ю. Корякин, Д.В. Дикамов, И.В. Колинченко [и др.] // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2018. – № 6. – С. 48-55.

62. Организация коррозионного мониторинга на объектах второго участка ачимовских отложений Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения / В.Ю. Артеменков, А.Ю. Корякин, И.Н. Шустов [и др.] // Газовая промышленность. – 2017. – Спецвып. № 2. – С. 74-78.

63. Освоение участков ачимовских отложений ООО «Газпром добыча Уренгой» / А.Ю. Корякин, И.В. Игнатов, А.Ю. Неудахин [и др.] // Научный журнал российского газового общества. – 2017. – № 3. – С. 21–28.

64. Оценка факторов, влияющих на начальные термобарические условия Чайядинского нефтегазоконденсатного месторождения / Г.П. Косачук, С.В. Буракова, Е.В. Мельникова, А.Ю. Усенко // Научно-технический сборник вестей газовой науки. – 2016. – №2(26). – С. 19-25.

65. Пат. 167617 Российская Федерация, МПК F17D 5/00, G01N 17/00. Межфланцевый узел контроля коррозии / Ташбулатов В.В., Юсупов А.Д., Мануйлов С.М., Пономарев С.М., Шустов И.Н., Ларюхин А.И. ; заявитель и патентообладатель Общество с ограниченной ответственностью "Газпром добыча Уренгой". – № 2015153998 ; заявл. 2015.12.15 ; опубл. 2017.01.10, Бюл. № 1 – 8 с. : ил.

66. Пат. 201563 Российская Федерация, МПК E21B 41/02. Межфланцевое устройство контроля коррозии трубопровода / Шустов И.Н., Москаленко В.В., Мухамедьярова С.Н., Юсупов А.Д., Буртан А.И. ; заявитель и патентообладатель Общество с ограниченной ответственностью «Газпром добыча Уренгой» – № 2020130303 ; заявл. 2019.09.14 ; опубл. 2020.12.21, Бюл. № 36 – 8 с. : ил.

67. Пат. 2659862 Российская Федерация, МПК F17D 5/00, G01N 17/00. Способ установки образцов-свидетелей коррозии в трубопровод / Дикамов Д.В., Шустов И.Н., Юсупов А.Д., Москаленко В.В., Аристов Р.Л., Соловьев Ю.Ю. ; заявитель и патентообладатель Общество с ограниченной ответственностью «Газпром добыча Уренгой» – № 2017129180 ; заявл. 2017.08.15 ; опубл. 2018.07.04, Бюл. № 19 – 9 с. : ил.

68. Пат. 2723262 Российская Федерация, МПК F16L 58/00, F17D 3/10. Способ установки образцов-свидетелей коррозии вблизи нижней образующей трубопровода / Корякин А.Ю., Дикамов Д.В., Кобычев В.Ф., Юсупов А.Д., Москаленко В.В., Колинченко И.В., Соловьев Ю.Ю. ; заявитель и патентообладатель Общество с ограниченной ответственностью «Газпром добыча Уренгой» – № 2019143783 ; заявл. 2019.12.23 ; опубл. 2020.06.09, Бюл. № 16 – 10 с. : ил.

69. Пат. 2726714 Российская Федерация, МПК E21B 37/06, F17D 3/12. Установка для дозированной подачи раствора ингибитора коррозии в технологические трубопроводы газоконденсатных скважин / Александров В.В., Шепитяк Р.Р., Юсупов А.Д., Москаленко В.В. ; заявитель и патентообладатель Общество с ограниченной ответственностью «Газпром добыча Уренгой». – № 2019143786 ; заявл. 23.12.2019 ; опубл. 15.07.2020, Бюл. № 20. – 8 с. : ил.

70. Пат. 2747601 Российская Федерация, МПК C23F 11/00. Способ ингибиторной обработки трубопровода / Кобычев В.Ф., Шепитяк Р.Р., Юсупов А.Д., Москаленко В.В. ; заявитель и патентообладатель Общество с ограниченной ответственностью «Газпром добыча Уренгой». – № 2019143778 ; заявл. 23.12.2019 ; опубл. 11.05.2021, Бюл. № 14. – 8 с. : ил.

71. Полинг, Л. Общая химия /Л. Полинг – М. : Мир, 1964. – 583 с.

72. Пономарев, А.И. Оценка влияния касательного напряжения на стенке технологических трубопроводов газоконденсатного месторождения на интенсивность углекислотной коррозии / А.И. Пономарев, А.Д. Юсупов // Записки Горного Института. – 2020. – № 4 (244). – С. 439-447.

73. Пономарев, А.И. Комплексование газоконденсатных и гидродинамических исследований скважин для определения характеристик многофазного потока / А.И. Пономарев, Ю.В. Калиновский // Наука и техника в газовой промышленности. – 2017. – №2 (70). – С. 7-16.

74. Разработка методики прогнозирования возможных мест локализации коррозионных дефектов газосборного коллектора по результатам внутритрубной диагностики схожих трубопроводов / А.Ю. Корякин, Д.В. Дикамов, А.Ю. Неудахин [и др.] // Газовая промышленность. – 2018. – Спецвып. № 3. – С. 30-35.

75. Разработка системы коррозионного мониторинга на объектах второго участка ачимовских отложений Уренгойского НГКМ / А.Ю. Корякин, Д.В. Дикамов, В.Ф. Кобычев [и др.] // Экспозиция нефть газ. – 2018. – № 5 (65). – С. 63-66.

76. РД 39-0147103-362-86 Руководство по применению антикоррозионных мероприятий при составлении проектов обустройства и реконструкции объектов нефтяных месторождений. – Уфа: ВНИИСПТнефть, 1987. – 109 с.

77. РД 39-0147323-339-89-Р Инструкция по проектированию и эксплуатации антикоррозионной защиты трубопроводов систем нефтегазосбора на месторождениях Западной Сибири. – Тюмень: Гипротюменнефтегаз, 1989 – 39 с.

78. Саакян, Л.С. Защита нефтегазопромыслового оборудования от коррозии / Л.С. Саакян, А.П. Ефремов. – М. : Недра, 1982. – 227 с.

79. Семенова, И.В. Коррозия и защита от коррозии / И.В. Семенова, Г.М. Флорианович, А.В. Хорошилов. – М.: Физматлит, 2006. – 376 с.

80. Совершенствование конструкций скважин на ачимовские залежи Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения / А.Ю. Корякин, М.Г. Жариков, И.А. Яскин [и др.] // Газовая промышленность. – 2017. – № 9. – С. 76–79.

81. Соловьёв, Ю.Ю. Внедрение системы коррозионного мониторинга на объектах разработки ачимовских отложений / Ю.Ю. Соловьёв, А.Д. Юсупов // Национальная научно-практическая конференция «Нефть и газ: технологии»: Материалы конференции. – Тюмень: ТИУ, 2020. – С. 179-181.

82. Соловьёв, Ю.Ю. Разработка и внедрение технических устройств измерения скорости коррозии на объектах ООО «Газпром добыча Уренгой» / Ю.Ю. Соловьёв, А.Д. Юсупов // 13-я всероссийская конференция молодых ученых, специалистов и студентов «Новые технологии в газовой промышленности»: Сборник тезисов. – М.: Издательский центр РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2019. – С. 335-336.

83. Система обнаружения локальных коррозионных процессов на ранних стадиях / В.А. Блохин, А.Ю. Доросинский, А.К. Манжосов, А.Н. Маркин // Территория «НЕФТЕГАЗ». – 2019. – № 4. – С. 44-48.

84. Скорчеллетти, В.В. Теоретическая электрохимия / В.В. Скорчеллетти – Л.: Госхимиздат, 1963. – 609 с.

85. СТО Газпром 9.3-007-2010. Защита от коррозии. Методика лабораторных испытаний ингибиторов коррозии для оборудования добычи, транспортировки и переработки коррозионно-активного газа. – Москва : Общество с ограниченной ответственностью «Научно-исследовательский институт природных газов и газовых технологий – Газпром ВНИИГАЗ», 2011. – 91 с.

86. СТО Газпром 9.3-011-2011 Ингибиторная защита от коррозии промышленных объектов и трубопроводов. Основные требования. – Москва : Общество с ограниченной ответственностью «Научно-исследовательский институт природных газов и газовых технологий – Газпром ВНИИГАЗ», 2011. – 34 с.

87. СТО Газпром 9.3-028-2014. Защита от коррозии. Правила допуска ингибиторов коррозии для применения в ОАО "Газпром". – Москва : Общество с ограниченной ответственностью «Научно-исследовательский институт природных газов и газовых технологий – Газпром ВНИИГАЗ», 2015. – 31 с.

88. Таубе, П.Р. Химия и бикробиология воды : учебник для студентов вузов / П.Р. Таубе, А.Г. Баранова. – М. : Высш. шк., 1983. – 280 с.

89. Ткешелиадзе, Б. Т. Оценка технико-экономической эффективности защиты оборудования от коррозии на Бованенковском нефтегазоконденсатном месторождении / Б.Т. Ткешелиадзе // Наука и техника в газовой промышленности. – 2019. – № 4 (80). – С. 50-55.

90. Трубы нефтяного сортамента, стойкие против углекислотной коррозии / Б.А. Ерехинский, В.И. Чернухин, К.А. Попов [и др.] // Территория НЕФТЕГАЗ. – 2016. – № 6. – С. 72–76.

91. Углеводородное сырье Южно-Киринского месторождения: газ, конденсат, нефть / Н.М. Парфенова, Е.Б. Григорьев, Л.С. Косякова, И.М. Шафиев // Научно-технический сборник вести газовой науки. 2016. – №4 (28). – С. 133-144.

92. Условия протекания углекислотной коррозии на объектах добычи ачимовских отложений, методы контроля и прогнозирования / А.Ю. Корякин, В.Ф. Кобычев, И.В. Колинченко, А.Д. Юсупов // Газовая промышленность. – 2017. – № 12. – С. 84-89.

93. Хайдерсбах, Р. Защита от коррозии и металловедение оборудования для добычи нефти и газа / Р. Хайдерсбах; пер. с англ. яз. под ред. Ф.М. Хуторянского. – СПб. : ЦОП «Профессия», 2015. – 480 с. : ил.

94. Эффективность применения ингибитора коррозии «СОНКОР-9020» по результатам промысловых испытаний на УКПГ-НТС Юбилейного НГКМ / С.Н. Меньшиков, И.В. Мельников, И.И. Байдин [и др.] // Газовая промышленность. – 2020. – № 11. – С.32-39.

95. Юсупов, А.Д. Внедрение систем коррозионного мониторинга на объектах ООО «Газпром добыча Уренгой» / А.Д. Юсупов, И.Н. Шустов, В.В. Александров // «Знания. Опыт. Инновации»: Сборник тезисов докладов VII открытой научно-технической конференции молодых специалистов и молодых работников ООО «Газпром добыча Астрахань». – Астрахань, 2017. – С. 105-106.

96. Юсупов, А.Д. Моделирование фазового состояния флюида для оценки возможности коррозии оборудования ачимовских скважин Уренгойского НГКМ / А.Д. Юсупов, Н.В. Иванов // Новые технологии в газовой отрасли: опыт и преемственность: тезисы докладов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2021. – С. 10.

97. Юсупов, А.Д. Особенности эксплуатации устьевого оборудования при разработке ачимовских отложений Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения / А.Д. Юсупов // 70-я международная научно-техническая

конференция «НЕФТЬ И ГАЗ 2016»: сб. тр. – М.: Издательский центр РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2016. – С. 147-155.

98. Юхневич, Р. Техника борьбы с коррозией / Р. Юхневич, В. Богданович, Е. Валашковский, А. Видуховский ; пер. с польск. под ред. А.М. Сухотина. М. – Л. : Химия, 1980. – 224 с.

99. Abayarathna, D. Inhibitor evaluations using various corrosion measurement techniques in laboratory flow loops / D. Abayarathna, A. Naraghi, N. Grahmann. // Corrosion/00. Houston, Texas: NACE International. – 2000. Paper No. 00021.

100. Ajmal, T.S. Effect of hydrodynamics on the flow accelerated corrosion (FAC) and electrochemical impedance behavior of line pipe steel for petroleum industry / T. S. Ajmal, S. B. Arya, K. R. Udupa // International Journal of Pressure Vessels and Piping. – 2019. – Vol. 174. – P. 42-53.

101. Basu, S. Improved small sample inference procedures for epidemiological parameters under cross-sectional sampling / S. Basu // Journal of the Royal Statistical Society: Series D (The Statistician). – 2001. – Vol. 50 (3). – P. 309-319.

102. Bieri, T.H. Corrosion inhibitor screening using rapid response corrosion monitoring / T.H. Bieri, D. Horsup, M. Reading, R. C. Woollam // Corrosion/2006. Houston. Texas. NACE. – 2006.

103. Bilharts, M.L. Sweet oil-well corrosion / M.L. Bilharts // The oil and gas journal. – 1952. – № 21.

104. Bockris, J. O'M. The electrode kinetics of the deposition and dissolution of iron / J. O'M Bockris, D. Drazic, A. R. Despic // Electrochimica Acta – 1961. – Vol. 4 – P. 325-361.

105. Bonis, M.R. Basics of the Prediction of the Risks of CO₂ Corrosion in Oil and Gas Wells / M.R. Bonis, J. L. Crolet // Corrosion/89. Houston. Texas. NACE. – 1989. – P. 466.

106. Caldwell, J.A. Sour oil well corrosion TP-1D-Sour Oil well corrosion. / J.A. Caldwell // Corrosion – August 1952.

107. Canto Maya, C.M. Effect of Wall Shear Stress on Corrosion Inhibitor Film Performance / C.M. Canto Maya // PhD Dissertation, Ohio University. – 2015.

108. Carpenter, D.H. Don't let corrosion eat up sour profits. / D.H. Carpenter // World oil – February 1953. – №1.

109. Chaal, L. Wall shear stress mapping in the rotating cage geometry and evaluation of drag reduction efficiency using an electrochemical method / L. Chaal, B. Albinet, C. Deslouis et al. // Corrosion Science. – 2009. – Vol. 51. No. 8. – P. 1809-1816.

110. Cook R. Dennis, Detection of Influential Observations in Linear Regression / Cook R. Dennis // Technometrics. – 1977. – Vol. 19. No. 1. – P. 15-18.

111. Crolet, J.L. An Optimized Procedure for Corrosion Testing under CO₂ and H₂S Gas Pressure / J.L. Crolet, M. R. Bonis // CORROSION/89. Houston. Texas. NACE – 1989. – Paper No. 17.

112. Crolet, J.L. Prediction of the Risks of CO₂ Corrosion in Oil and Gas Well / J.L. Crolet, M. R. Bonis // SPE Production Engineering. – 1991. – Vol. 6, No. 4. – P. 449.

113. Crolet, J.L. Which CO₂ corrosion? Hence which prediction? / J.L. Crolet // 10th. European Corrosion Congress. Barcelona, Spain – 1993. – № 270. – P. 32.

114. De Berry, D.W. CO₂ corrosion in oil and gas / De Berry D.W., W.S. Clark // Houston, Texas: NACE. – 1984. – P. 7-74.

115. Delahay, P. Implications of the Kinetics of Ionic Dissociation with Regard to Some Electrochemical Processes – Application to Polarography / P. Delahay // J. Am. Chem. Soc. – 1952. – Vol. 74. – P. 3497-3500.

116. De Waard, C. Carbonic acid corrosion of steel / C. De Waard, D. E. Milliams // Corrosion. – 1975. – Vol. 31. – P. 177-181.

117. De Waard, C. Influence of liquid flow velocity on CO₂ corrosion a semi-empirical model / De Waard C., U. Lotz, A. Dugstad // Corrosion/95. Houston, Texas: NACE International. – 1995. – Paper No. 128.

118. De Waard, C. Prediction of CO₂ Corrosion of Carbon Steel / De Waard C, U. Lotz // Corrosion/93. Houston. Texas: NACE. – 1993. – Paper No. 69.

119. De Waard, C. Predictive Model for CO₂ Corrosion Engineering in Wet Natural Gas Pipelines / De Waard C, U. Lotz, D. E. Milliams // Corrosion. – 1991. – Vol. 47, No. 12 – P. 976.

120. Drazic, D. M. Iron and its Electrochemistry in an Active State. Aspects of Electrochemistry / D.M. Drazic // Plenum Press – 1989. – Vol 19. – P. 79.

121. Dugstad, A. Fundamental Aspects of CO₂ Metal Loss Corrosion, Part 1: Mechanism / A. Dugstad // Corrosion/2006. – 12-16 March, San Diego, California. – NACE International. – NACE-06111. – 18 p.

122. Dugstad, A. Parametric Study of CO₂ Corrosion of Carbon Steel / A. Dugstad, L. Lunde, K. Videm // Corrosion/94. Houston, Texas: NACE International. – 1994. – Paper No. 14.

123. Electrochemical Properties of Iron Dissolution in the Presence of CO₂ – Basics Revisited / S. Nestic, N. Thevenot, J.-L. Crolet, D. Drazic // Corrosion/96. Houston, Texas: NACE International. – 1996. – Paper No. 3.

124. Effect of flow velocity on carbon dioxide corrosion behavior in oil and gas environments / T. Hara, H. Asahi, Y. Suehiro, H. Kaneta // Corrosion. – 2000. – Vol. 46. No 8. – P. 860-866.

125. Garsany, Y. Quantifying the acetate-enhanced corrosion of carbon steel in oilfield brines / Y. Garsany, D. Pletcher, D. Sidorin, W.M. Hedges // Corrosion – 2004. – Vol. 60. – P. 1155-1167.

126. Gray, L. G.S. Effect of pH and Temperature on the Mechanism of Carbon Steel Corrosion by Aqueous Carbon Dioxide / L.G. S. Gray, B.G. Anderson B, M.J. Danysh // Corrosion/90. Houston, Texas: NACE International. – 1990. – Paper No. 40.

127. Gray, L. G. S. Mechanisms of Carbon Steel Corrosion in Brines Containing Dissolved Carbon Dioxide / L.G. S. Gray, B. G. Anderson, M. J. Danysh // Corrosion/89. Houston, Texas: NACE International. – 1989. – Paper No. 464.

128. Gulbrandsen, E. Solution Chemistry effects on Corrosion of Carbon Steels in Presence of CO₂ and Acetic Acid / E. Gulbrandsen, K. Bilkova // Corrosion/2006. Houston, Texas: NACE International. – 2006. – Paper No. 364.

129. Gunaltun, Y. M. Combining research and field data for corrosion rate prediction / Y. M. Gunaltun // Corrosion/96. Houston, Texas: NACE International. – 1996. – Paper No. 27.

130. Hagerup, O. Corrosion Control by pH stabilizer materials and corrosion monitoring in a 160 km multiphase offshore pipeline / O. Hagerup, S. Olsen // NACE Conference. Corrosion. – 2003. – Paper 03328.

131. Halvorsen, A. M. K. Sontvedt Terje CO₂ corrosion model for carbon steel including a wall shear stress model for multiphase flow and limits for production rate to avoid mesa attack / A. M. K. Halvorsen // NACE Conference Corrosion. – 1999. – Paper No. 42.

132. Halvorsen, A. M. K. The relationship between internal corrosion control method, scale control and meghandling of a multiphase carbon steel pipeline carrying wet gas with CO₂ and acetic acid / A. M. K. Halvorsen, T.R. Andersen, N.H. Erling, P.K. Gry P, J. S. Ivar, C. Biørnstad // NACE Conference Corrosion. – 2007. – Paper No. 07313.

133. Han, J. Effect of Bicarbonate on Corrosion of Carbon Steel in CO₂ Saturated Brines / J. Han, J. Zhang, J. W. Carey // International Journal of Greenhouse Gas Control. – 2011. – Vol. 5. – P. 1680-1683.

134. Hausler, R. Hydrodynamic and Flow Effects on Corrosion Inhibition / R. Hausler, G. Schmitt // Corrosion/04. Houston, Texas: NACE International. – 2004. – Paper No. 04402.

135. Hurlen, T. Effects of carbon dioxide on reactions at iron electrodes in aqueous salt solutions / T. Hurlen, S. Gunvaldsen // Journal of Electroanalytical Chemistry. – 1984. – Vol. 180. – P. 511-526.

136. Ifinance. – Россия, 2020. – URL : <http://global-finances.ru/mirovyie-zapasyi-gaza/> (дата обращения: 20.11.2020).

137. Ige, O.O. Assessing the Influence of Shear Stress and Particle Impingement on Inhibitor Efficiency through the Application of In-situ Electrochemistry in a CO₂-Saturated Environment / O.O. Ige, R. Barker, X. Hu // Wear. – 2012. – Vol. 304. – P. 49-59.

138. Kahyarian, A. A new narrative for CO₂ corrosion of mild steel / A. Kahyarian, S. Nestic // Journal of of The Electrochemical Society. – 2019. – Vol. 166(11). – P. 3048-3063.

139. Kahyarian, A. Modeling of uniform CO₂ corrosion of mild steel in gas transportation systems: A review. / A. Kahyarian, M. Singer, S. Netic // Journal of Natural Gas Science and Engineering. – 2016. – Vol. 29. – P. 530-549.

140. Koriakin, A. Carbon dioxide corrosion at the objects of the second district of Achimovsk deposits of Urengoy oil and gas bearing complex / A. Koriakin // International Journal of Mechanical Engineering and Technology. – 2018. – Vol. 9. Iss. 8. – P. 1073-1080.

141. Kumar, A. Effects of Rotating Cage Autoclave Design on Shear Stress and Flow Pattern / A. Kumar, J.L. Pacheco, S. Ling et al. // Corrosion/2013. Houston, Texas: NACE International. – 2013. – Paper 2294.

142. Li, W. A Direct Measurement of Wall Shear Stress in Multiphase Flow – Is It an Important Parameter in CO₂ Corrosion of Carbon Steel Pipelines / W. Li, B.F.M. Pots, B. Brown, K. E. Kee, S. Netic // Corrosion Science. – 2016. – Vol. 110. – P. 35-45.

143. Linter, B. Reactions of pipeline steels in carbon dioxide solutions / B. Linter, G. Burstein // Corrosion Science. – 1999. – Vol. 41. – P. 117-139.

144. McMahon, A. J. Corrosion Prediction Modelling - A Guide to the Use of Corrosion Prediction Models for Risk Assessment in Oil and Gas Production and Transportation Facilities / A. J. McMahon, D. M. E. Paisley // Report No. ESR.96.ER.066. BP International, Sunbury, 1997.

145. Mitigation of CO₂ Corrosion of Carbon Steel Pipelines with pH Stabilisation / M. Seiersten, T. Berntsen, S. Slåtten, E. Gulbrandsen // 18th Int'l. Corrosion Congr. – 2011. – Paper No. 482.

146. MultiScale. – Norway, 2019. – URL : <http://multiscale.no/> (дата обращения: 16.11.2020).

147. Netic, S. A Critical Review of CO₂ Corrosion Modelling in the Oil and GAS Industry / S. Netic // 10th Middle East Corrosion Conference 7-10 March. – 2004.

148. Netic, S. An electrochemical model for prediction of corrosion of mild steel in aqueous carbon dioxide solutions / S. Netic, J. Postlethwaite, S. Olsen // Corrosion. – 1996. – Vol. 52. – P. 280.

149. Nestic, S. Carbon dioxide corrosion of mild steel, in: R. Winston Revie (Ed.). Uhlig's Corrosion Handbook, 3rd ed., John Wiley & Sons, Hoboken, New Jersey. – 2011. – P. 229-245.
150. Nestic, S. Key issues related to modelling of internal corrosion of oil and gas pipelines - A review / S. Nestic // Corrosion Science. – 2007. – Vol. 49(12). – P. 4308-4338.
151. Nyborg, R. Guidelines for prediction of CO₂ corrosion in oil and gas production systems / R. Nyborg // Institute for Energy Technology. – 2009. – P. 9.
152. Nyborg, R. Overview of CO₂ Corrosion Models for Wells and Pipelines / R. Nyborg // Corrosion/2002. Houston, Texas: NACE International. – 2002. – Paper No. 02233.
153. Ogundele, G.I. Observations on the Influences of Dissolved Hydrocarbon Gases and Variable Water Chemistries on Corrosion of an API-L80 Steel / G.I. Ogundele, W.E. White // Corrosion. 43 – 1987. – P. 665.
154. Ormen Lange-1: Extreme subsea conditions drive concept development / A. Wilhelmsen, H. Meisingset, S. Moxnes et. al. // Oil & gas journal. – 2005. – Vol. 103 № 45. – P. 62-67.
155. Peng-Robinson equation of state: 40 years through cubics / J. Lopez-Echeverry, S. Reif-Acherman, E. Araujo-Lopez // Fluid Phase Equilibria. – 2017. – Vol. 447. – P. 39–71.
156. Pots, B. F. M. Mechanistic Models for the Prediction of CO₂ Corrosion Rates under Multi-Phase Flow Conditions / B. F. M. Pots // Corrosion/95. Houston, Texas: NACE International. – 1995. – Paper No. 137.
157. Remita, E. Hydrogen evolution in aqueous solutions containing dissolved CO₂: Quantitative contribution of the buffering effect / E. Remita, B. Tribollet, E. Sutter et. al. // Corrosion Science. – 2008. – Vol. 50. – P. 1433-1440.
158. Saeverhagen, E. Troll West Oilfield Development—How a Giant Gas Field Became the Largest Oil Field in the NCS Through Innovative Field and Technology Development / E. Saeverhagen, A.K. Thorsen, S. Gard, R.D. Jones // Society of Petroleum Engineers. – 2008.

159. Schmitt, G. Contribution of Drag Reduction to the Performance of Corrosion Inhibitors in One-and two-Phase Flow / G. Schmitt, M. Bakalli, M. Horstemeier // Corrosion/07. Houston, Texas: NACE International. – 2007. – Paper No. 05344.

160. Schwenk, W. Korrosion von unlegiertem Stahl in sauerstoffreier Kohlendioxidlösung / W. Schwenk // Werkstoffe und Korrosion. – 1974. – P. 643.

161. Shock, D.A. Condensate-well corrosion control / D.A. Shock // Oil and gas journal. – 1949. – Vol. 48. – P. 14.

162. Simon Thomas, M.J.J. Controlling factors in the rate of CO₂ corrosion / M.J.J. Simon Thomas, De Waard C., Smith L.M. // Corrosion. UK. London. – 1987. – P. 147-151.

163. Standard No. M-506 CO₂ Corrosion Rate Calculation Model – Oslo: Norwegian Technology Standards Institution – 2005. – 5 p.

164. Streukens, S. Bootstrapping and PLS-SEM: A step-by-step guide to get more out of your bootstrap results / S. Streukens, S. Leroi-Werelds // European Management Journal. – 2016. – Vol. 34 (6). – P. 618-632.

165. Tran, T. Corrosion of Mild Steel in an Aqueous CO₂ Environment – Basic Electrochemical Mechanisms Revisited / T. Tran, B. Brown, S. Nesic // Corrosion. – 2015. – P. 1916-1926.

166. Turgoose, S. Modelling of Electrode Processes and Surface Chemistry in Carbon Dioxide Containing Solutions / S. Turgoose, R. A. Cottis, K. Lawson // Computer Modelling In Corrosion. – 1992. – P. 67-81.

167. Utanohara, Y. Influence of flow velocity and temperature on flow accelerated corrosion rate at an elbow pipe / Y. Utanohara, M. Murase // Nuclear Engineering and Design. – 2019. – Vol. 342. – P. 20-28.

168. Yusupov, A. Mathematical simulation of the rate of carbon dioxide corrosion at the facilities of Gazprom dobycha Urengoy LLC / A. Yusupov // E3S Web of Conferences. Vol. 121. I International Conference «Corrosion in the Oil and Gas Industry». Saint Petersburg, Russia. – 2019. – P. 1-5.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Справка о внедрении результатов диссертационной работы



СПРАВКА

о внедрении результатов диссертационной работы на соискание
 ученой степени кандидата технических наук
 Юсупова Александра Дамировича

Настоящим удостоверяю, что при непосредственном участии ведущего инженера - руководителя группы ЗОКиЗП ООФСУТС СТД ИТЦ А.Д. Юсупова в ООО «Газпром добыча Уренгой» (далее - Общество) внедрены следующие результаты исследований по диссертационной работе на тему: «Обеспечение устойчивых технологических режимов эксплуатации высокотемпературных газоконденсатных скважин в условиях углекислотной коррозии»:

1. Реализована установка для дозированной подачи раствора ингибитора коррозии (патент РФ № 2726714). Техническое решение позволило обеспечить полноценную защиту от углекислотной коррозии внутренней поверхности газопроводов-шлейфов и оборудования системы сбора газа ГКП-22 ГПУ п РАО и снизить скорость коррозии до значений ниже 0,1 мм/год.

2. Внедрен в производство способ ингибиторной обработки трубопровода (патент РФ № 2747601), заключающийся в периодических ингибиторных обработках трубопроводов обвязки скважин ГКП-22 ГПУ п РАО. Данная технология позволила обеспечить требуемую защищенность трубопроводов от углекислотной коррозии.

3. Внедрены в производство устройства измерения скорости коррозии (патенты РФ № 167617, 2659862, 2723262, 201563). Разработанные технические решения интегрированы в систему коррозионного мониторинга различных объектов Общества: систем сбора газа, нефти, систем утилизации промышленных стоков, систем регенерации диэтиленгликоля.

Комплекс технических и организационных решений по результатам исследований А.Д. Юсупова, включая вышеприведенные, позволил обеспечить безопасную эксплуатацию объектов 2-го эксплуатационного участка ачимовских отложений Уренгойского НГКМ, подверженных воздействию углекислотной коррозии.

Результаты исследований учтены в рабочих нормативных документах Общества: СТО Газпром добыча Уренгой 05751745-184-2017, СТО Газпром добыча Уренгой 05751745-132-2019. Результаты диссертационной работы использованы в проекте реконструкции системы сбора газа 2-го эксплуатационного участка ачимовских отложений Уренгойского НГКМ и при

проектировании разработки и обустройства эксплуатационных участков 4А и 5А ачимовских отложений Уренгойского НГКМ.

Суммарный экономический эффект от внедрения результатов исследований, направленных на обеспечение защиты от углекислотной коррозии и коррозионный мониторинг объектов 2-го эксплуатационного участка ачимовских отложений Уренгойского НГКМ за период с 2017 по 2020 гг. составил 57 294,75 млн руб.

**Начальник технического отдела
ООО «Газпром добыча Уренгой»**



В.И. Лобанов