

На правах рукописи



**ВАГАПОВ РУСЛАН КИЗИТОВИЧ**

**Разработка комплексных методов обеспечения работоспособности  
газопроводов в условиях коррозионно-агрессивных сред**

25.00.19 – Строительство и эксплуатация нефтегазопроводов,  
баз и хранилищ

**АВТОРЕФЕРАТ**

диссертации на соискание ученой степени  
доктора технических наук

Москва - 2022

Работа выполнена в Обществе с ограниченной ответственностью «Научно-исследовательский институт природных газов и газовых технологий – Газпром ВНИИГАЗ» (ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)

**Официальные  
оппоненты:**

**Васильев Геннадий Германович** – доктор технических наук, профессор, заведующий кафедрой сооружения и ремонта газонефтепроводов и хранилищ ФГАОУ ВО «Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина»

**Кемалов Алим Фейзрахманович** – доктор технических наук, профессор, заведующий кафедрой высоковязких нефтей и природных битумов ФГАОУ ВО «Казанский Федеральный (Приволжский) Университет»

**Маршаков Андрей Игоревич** – доктор химических наук, профессор, главный научный сотрудник лаборатории коррозии металлов в природных условиях ФГБУН «Институт физической химии и электрохимии имени А.Н. Фрумкина РАН»

**Ведущая  
организация:**

**ФГАОУ ВО «Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого»**

Защита диссертации состоится 21 сентября 2022 года в 13.30 на заседании диссертационного совета Д 511.001.03, созданного на базе ООО «Газпром ВНИИГАЗ», по адресу: 142717, Московская область, г.о. Ленинский район, пос. Развилка, пр-д Проектируемый № 5537, зд. 15, стр. 1.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке ООО «Газпром ВНИИГАЗ» и на сайте <http://www.vniigaz.gazprom.ru>

Автореферат разослан \_\_\_\_\_ 2022 г.

Ученый секретарь  
Диссертационного совета, д.т.н.



Лаптева Татьяна Ивановна

## Общая характеристика работы

### Актуальность темы исследования

На современном этапе развития и эксплуатации трубопроводного транспорта газа весьма актуальной является проблема обеспечения надежности и безаварийности газопроводов. Она включает в себя различные направления исследований: анализ воздействий среды и решение геотехнических задач, обоснование необходимого уровня требований при изготовлении и строительстве газопроводов, квалифицированный уровень технического обслуживания и разработку эффективных методов борьбы с наружной и внутренней коррозией на трубопроводах.

Техногенная проблема коррозионного разрушения трубопроводов нефтегазового комплекса оказывает существенное влияние на поддержание в работоспособном состоянии важных инфраструктурных объектов. Коррозионные повреждения и разрушения имеют высокую цену и последствия для газопроводов. Одними из наиболее опасных проявлений, угрожающих целостности трубопроводов, является наличие в транспортируемой углеводородной продукции сероводорода ( $H_2S$ ) или диоксида углерода ( $CO_2$ ), которые в присутствии водной среды инициируют протекание сероводородной (СВК) или углекислотной (УКК) коррозии соответственно. В таких условиях при разрушении и потере герметичности эксплуатируемых сооружений, помимо материальных и временных затрат на ремонт и восстановление работы газопроводных систем, не менее опасны последствия экологического характера.

В настоящее время в ПАО «Газпром» продолжается разработка  $H_2S$ -содержащих Астраханского и Оренбургского месторождений, где существует опасность потерь прочностных характеристик элементов газопроводов из-за наводороживания стали. Начата и активно ведется эксплуатация крупнейших Бованенковского и Уренгойского нефтегазоконденсатных месторождений (НГКМ), характеризующихся фактами интенсивного развития УКК, и соответствующими проявлениями опасных локальных дефектов на газопроводах. Отсутствие единых нормативных требований и рекомендаций при проектировании новых газовых объектов привело к недооценке опасности УКК, и отсутствию необходимых защитных мероприятий. Это обусловило необходимость принятия срочных мер, выделения дополнительных затрат на ремонт, устранение коррозионного ущерба, оперативную разработку и внедрение мер защиты для обеспечения необходимого ресурса газопроводов месторождений в процессе их эксплуатации.

Дополнительными источниками коррозионно-опасного влияния  $CO_2$  на стальные газопроводы является расширение использования в технологических целях на объектах:

- подземного хранения газа (ПХГ), где  $CO_2$  используется в качестве части буферного газа;
- объектов газодобычи при интенсификации (закачка  $CO_2$  в пласт);

- отделения и захоронения  $\text{CO}_2$  при его повышенных количествах в добываемых флюидах (при его утилизации или при производстве сжиженного природного газа (СПГ)).

Вопросы коррозионного влияния  $\text{CO}_2$  на трубопроводы (далее технологические газопроводы) в вышеуказанных случаях и совершенствование мер их защиты являются актуальными в настоящее время и на среднесрочную перспективу. Однако, их исследования в отечественной научной практике являются недостаточными.

В связи с этим, в представленной работе перспективным и важным для безаварийной работы газопроводов, контактирующих с коррозионно-активным  $\text{CO}_2$  и другими агрессивными факторами, является развитие теоретических, практических и методических основ, позволяющих решить проблему ограничения коррозионных воздействий для обеспечения работоспособности газопроводов.

Решение настоящей проблемы, включает:

- разработку критериальной оценки агрессивности среды;
- совершенствование методических и технологических аспектов применения средств защиты (ингибиторов коррозии и др.);
- организацию мониторинга и развитие нормативного регулирования при эксплуатации газопроводов в коррозионно-агрессивных условиях.

В связи с этим совокупность решаемых проблем является актуальной с научной и практической точки зрения.

### **Степень разработанности темы**

Значительный опыт эксплуатации и защиты от агрессивного воздействия газовых объектов в условиях УКК был получен при эксплуатации газопроводов сухопутных месторождений Краснодарского и Ставропольского краев в 1960-1970-е годы и отражен в работах Н.Е. Легезина, В.П. Кузнецова, С.Н. Хазанджиева, А.А. Кутовой, З.П. Обуховой, Т.В. Кемхадзе. Вместе с тем, сравнительный анализ объектов и условий эксплуатации показал, что этот опыт в значительной мере не может быть перенесен на газопроводы действующих и перспективных месторождений (Бованенковское и Уренгойское НГКМ) по причине существенных конструкционных и эксплуатационных различий. А отечественный опыт эксплуатации и защиты газопроводов подводного расположения в присутствии коррозионно-агрессивных газов ранее полностью отсутствовал.

Вопросы защиты от агрессивного влияния в условиях СВК, на примере газопроводов Астраханского и Оренбургского месторождений, изучались в работах ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в 1970-1980 годы под руководством Н.Е. Легезина. Однако, они остаются актуальными и требуют дальнейшего изучения проблемы наводороживания стали и подбора эффективных средств защиты, предотвращающих эти опасные процессы и др. В последние годы прорабатываются проекты по использованию  $\text{CO}_2$  для интенсификации добычи на Оренбургском месторождении и по отделению и захоронению

«кислых газов» на Астраханском месторождении, что расширяет круг задач по обеспечению безопасности эксплуатации таких газопроводов.

Вопросы и механизмы разрушений в наиболее опасных для газопроводов условиях при наличии коррозионно-агрессивных газов и конденсации влаги, которые являются для них основными, в отечественной научной практике не изучались.

Ранее не рассматривавшиеся совместно, актуальные аспекты обеспечения надежности при эксплуатации газопроводов месторождений и технологических газопроводов имеют много общего. Для комплексного решения данной проблемы необходимо регламентирование всех основных составляющих в системе обеспечения работоспособности (оценка опасности, подбор и применение средств защиты, мониторинг состояния и др.) с разработкой рекомендаций по защите газопроводов. Существующие рекомендации касались преимущественно только нефтяных объектов (в основном, методов испытаний), условия эксплуатации которых отличаются и не могут быть применены к газопроводам. Важным фактором исследования является отличие фазового состава добываемых углеводородов (газ и жидкая нефть), что будет влиять на условия развития коррозии (механизмы разрушения) и, соответственно, на способы обеспечения надежности эксплуатации нефте- или газопроводов.

Таким образом, проблема работоспособности газопроводов в коррозионно-агрессивных средах за счет разработки комплексных методов ее обеспечения является актуальной и требует предметного рассмотрения.

**Целью диссертационной работы** является разработка комплекса методов для обеспечения работоспособности газопроводов, транспортирующих продукцию с присутствием коррозионно-агрессивных компонентов.

Для достижения поставленной цели решались следующие **основные задачи**:

- выявление особенностей и условий эксплуатации газопроводов с определением значений/параметров агрессивных компонентов (парциального давления  $\text{CO}_2$ , минерализации, температуры).

- совершенствование научно-методических подходов к анализу и обработке исходных данных, влияющих на агрессивность транспортируемых сред, с целью последующего определения и использования при имитационных испытаниях параметров, наиболее оптимально отражающих условия эксплуатации.

- определение отличительных особенностей взаимодействия стали с агрессивными средами, критериев оценки их опасности для надежности газопроводов и разработка предложений по предиктивной оценке влияния основных агрессивных факторов на трубопроводы (для оптимизации лабораторных испытаний).

- установление обоснованных технических требований, параметров оценки эффективности и технологий применения ингибиторов коррозии, являющихся одним из основных методов защиты газопроводов из углеродистой/низколегированной сталей в присутствии  $\text{CO}_2$ .

- анализ и совершенствование методического обеспечения при проведении имитационных испытаний и выработка предложений по комплексному их применению, а также развитию и вовлечению новых методов анализа (исследований в условиях конденсации влаги, осадков и отложений неорганической природы методом рентгеновской дифракции, органических соединений хроматомасс-спектрометрическим методом).

- развитие и совершенствование нормативного регулирования в части методов обеспечения работоспособности газопроводов в присутствии коррозионно-активных сред.

**Практическая значимость реализации результатов исследований** заключается в разработке способов оценки опасности и методических решений по проведению необходимых испытаний в условиях воздействия на газопроводы агрессивных газов.

Полученные результаты подтверждают возможность корректной оценки опасности  $\text{CO}_2$  и эффективности средств защиты для последующего рационального подбора решений по обеспечению работоспособности газопроводов месторождений и технологических газопроводов, и выбору оптимальных средств и методов мониторинга.

Проведенные испытания в условиях конденсации влаги позволяют определить условия и особенности эксплуатации наиболее опасных участков газопроводов с опасностью интенсивного развития локальных дефектов. Использование результатов позволяет проводить, как их ранжирование по степени агрессивности, так и предиктивный анализ в рамках лабораторных испытаний, оптимизируя их проведение.

На основе и с учетом результатов исследований были разработаны ключевые положения нормативных документов, позволяющие эффективно обеспечить безопасную и надежную эксплуатацию газовых объектов в условиях наличия коррозионно-агрессивных сред: ГОСТ Р 55990-2014 «Месторождения нефтяные и газонефтяные. Промысловые трубопроводы. Нормы проектирования», ГОСТ Р 58284-2018 «Нефтяная и газовая промышленность. Морские промысловые объекты и трубопроводы. Общие требования к защите от коррозии», СТО Газпром 9.3-028-2014 «Защита от коррозии. Правила допуска ингибиторов коррозии для применения в ОАО «Газпром», СТО Газпром 9.3-011-2010 «Защита от коррозии. Ингибиторная защита от коррозии промысловых объектов. Основные требования», СТО Газпром 9.3-007-2010 «Защита от коррозии. Методика лабораторных испытаний ингибиторов коррозии для оборудования добычи, транспортировки и переработки коррозионно-активного газа».

Использование результатов исследований позволило обеспечить на ряде ключевых объектов ПАО «Газпром» внедрение систем защиты и контроля коррозионного состояния газопроводов.

**Соответствие диссертации паспорту специальности:**

- область исследования соответствует п. 2. Разработка и оптимизация методов проектирования, сооружения и эксплуатации сухопутных и морских

нефтегазопроводов, нефтебаз и газонефтехранилищ с целью усовершенствования технологических процессов с учетом требований промышленной экологии, п. 6. Разработка и усовершенствование методов эксплуатации и технической диагностики оборудования насосных и компрессорных станций, линейной части трубопроводов и методов защиты их от коррозии паспорту специальности 25.00.19 - Строительство и эксплуатация нефтегазопроводов, баз и хранилищ;

**Методы решения поставленных задач:** Решение поставленных задач осуществлялось на основе комплекса лабораторных и автоклавных испытаний (натурное моделирование) с применением гравиметрических и электрохимических методов испытаний в соответствии с разработанным при участии соискателя СТО Газпром 9.3-007-2010, начиная от планирования эксперимента и заканчивая статистической обработкой большого массива результатов исследований. Впервые для поставленной задачи в отечественной практике проведены испытания в условиях конденсации влаги, усовершенствованные методы рентгеновской дифракции и хроматомасс-спектрологии.

### **Научная новизна**

Впервые предложен комплексный подход к решению проблем по обеспечению надежности эксплуатации газопроводов в условиях транспортировки коррозионно-агрессивных сред, положения которых последовательны и взаимосвязаны между собой.

Впервые в отечественной практике определены закономерности и условия развития коррозионных повреждений и влияние основных факторов (условия конденсации влаги), характерные именно для газопроводов. Получены зависимости скорости локальной коррозии при конденсации влаги от парциального влияния  $\text{CO}_2$ , влажности, концентрации спирта и гликоля и других факторов.

Предложены научно-методические основы по комплексной оценке агрессивности сред на базе экспериментальных методов моделирования условий в целях поиска и выбора решений по обеспечению работоспособности газопроводов. С их учетом проведена их апробация, в процессе которой использованы не вовлеченные ранее в лабораторную практику физические методы испытаний. Подтверждена возможность применения газовой хроматомасс-спектрологии для определения состава ингибитора коррозии. При помощи метода рентгеновской дифракции определено влияние эксплуатационных факторов и ингибитора на состав продуктов коррозии. Подтверждено образование нестехиометрического сидерита  $(\text{CaMgFe})\text{CO}_3$ , защитные свойства которого будут отличаться от  $\text{FeCO}_3$ , который обладает изоструктурностью. Установлено образование метастабильного  $\text{FeS}$  (кубического), который образуется одновременно с макинавитом,  $\text{FeS}$  (тетрагональным), что будет сказываться на защитных свойствах пленки продуктов коррозии последнего.

Впервые в государственные и нормативные документы включены разработанные автором методы и критерии оценки коррозионной опасности (в зависимости от агрессивных факторов), которые важны при реализации решений по обеспечению надежности газопроводов в присутствии коррозионно-опасных компонентов.

**Достоверность и обоснованность** результатов научных исследований подтверждаются корректным проведением и методами статистического анализа результатов испытаний, использованием экспериментальных сведений, а также корреляцией полученных результатов с эксплуатационными данными системы коррозионного мониторинга, которые используются на газопроводах.

#### **Теоретическая значимость**

Обоснованы научно-методические решения по оценке степени агрессивности эксплуатационных сред, составу испытаний, процедурам подбора средств защиты, применению оборудования и технологий коррозионного мониторинга для совершенствования контроля за надежностью и обеспечению работоспособности газопроводов.

#### **На защиту выносятся:**

1. Комплекс методов для обеспечения работоспособности газопроводов, эксплуатируемых в условиях воздействия коррозионно-агрессивных сред.
2. Предлагаемые способы по оценке коррозионной агрессивности сред газовых объектов в присутствии  $\text{CO}_2$ .
3. Подходы по анализу и обработке исходных эксплуатационных параметров, влияющих на коррозионные процессы для выбора наиболее достоверных данных при моделировании имитационных испытаний.
4. Комплекс методов по проведению имитационных испытаний при оценке коррозионной агрессивности и эффективности средств защиты в условиях воздействия агрессивных газов.
5. Обоснование технических требований к ингибиторам коррозии, как основным средствам защиты газопроводов в присутствии агрессивных компонентов, и критерии оценки их эффективности в рамках данных, получаемых при коррозионном мониторинге.
6. Комплекс мер и последовательность шагов при выработке решения проблем по обеспечению надежности газопровода (оценка коррозии, проведение испытаний, выбор средств защиты и мониторинг за состоянием газопроводов в процессе эксплуатации).

#### **Апробация работы**

Основные положения диссертации докладывались, обсуждались и получили положительную оценку на I и II Международных конференциях «Коррозия в нефтегазовой отрасли» (г. Санкт-Петербург, май 2019 г., сентябрь 2021 г.), I и II международных конференциях «Актуальные вопросы электрохимии, экологии и защиты от коррозии», посвященные памяти профессора,



заслуженного деятеля науки и техники РФ Вигдоровича В.И. (г. Тамбов, октябрь 2019 г. и 2021 г.), международной научно-технической конференции «Освоение ресурсов нефти и газа Российского шельфа: Арктика и Дальний Восток» (г. Москва, 2018 г.), научно-практическом семинаре «Экологически безопасные технологии добычи и транспорта нефти и газа в области химизации» (г. Санкт-Петербург, май 2018г.), конференции «Промысловые трубопроводы'2017. Обеспечение целостности и эффективности систем промышленного транспорта» (г. Москва, апрель 2017г.), научно-технической конференции «Современные технологии, оборудование, и материалы для противокоррозионной защиты сооружений, технологического оборудования и трубопроводов» в рамках 18-ой Международной выставки-конгресса «Защита от коррозии–2015» (г. Санкт-Петербург, май 2015г.), IV и III международных конференциях «Актуальные вопросы противокоррозионной защиты» (РАСР-2012 г. Москва, октябрь 2012 г., РАСР-2009 г. Москва, октябрь 2009 г.), международных коррозионных конгрессах European Corrosion Congress EUROCORR (2008 (Edinburgh), 2009 (Nice), 2010 (Moscow)), VII Международная научно-техническая конференция по теме «Диагностика оборудования и трубопроводов, подверженных воздействию сероводородсодержащих сред» (г. Оренбург, 2008 г.).

**Личный вклад.** Все основные результаты, выводы и положения, выносимые на защиту, получены автором лично. В совместных работах автору принадлежит ведущая роль в разработке общей структуры работы, формировании целостной концепции научного исследования, в постановке задач и теоретических подходах к их решению, обобщении, обработке и апробации полученных результатов, подготовке публикаций по выполненной работе и формулировании выводов.

### **Публикации**

По теме диссертации опубликовано 34 научные работы, в том числе 19 статей в ведущих рецензируемых журналах, рекомендованных ВАК Минобрнауки России, 8 – в изданиях, индексируемых в международных базах SCOPUS и Web of Science, 2 государственных стандарта, 3 нормативных документа организации.

### **Структура диссертации**

Диссертационная работа изложена на 325 страницах, содержит 31 рисунок и 51 таблицу, состоит из введения, шести глав, выводов, списка цитируемой литературы, насчитывающего 322 ссылки на работы отечественных и зарубежных авторов.

### **Основное содержание работы**

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

В **первой главе** проведен литературный анализ опыта эксплуатации и современное состояние сухопутных и морских нефтегазовых объектов в

условиях воздействия коррозионных компонентов, а также эффективных способов их защиты.

При трубопроводном транспорте природного газа проводится анализ внешних воздействий, решение задач геотехнического характера, обоснование нормативов и требований для процессов их изготовления, строительства и эксплуатации, разработка методов защиты от наружной и внутренней коррозии. Одной из важнейших частей является борьба с проявлениями внутренней коррозии газопроводов.

Обеспечение надежной, технически и экологически безопасной работы с учетом длительного срока службы оборудования и трубопроводных систем являются важными проблемами в процессе их эксплуатации. Согласно данным ассоциации AMPP (ранее NACE) ежегодный глобальный ущерб от коррозии, посчитанный ими в 2013 году, достигал до 2,5 триллионов долларов США, что составляло 3,4% от общемирового валового внутреннего продукта (ВВП). Приведенные в тех же расчетах данные показали, что для Европы, США и Индии потери ВВП от коррозии достигают 3,4; 2,7 и 4,2%, а денежном выражении 18,3; 16,7 и 1,67 миллиарда долларов США, соответственно. По аналогичным потерям в ВВП РФ официальных данных нет, но можно предположить, что их процентная величина находится в том же диапазоне.

Решение важной проблемы уменьшения этих потерь во многом связано с предотвращением или снижением опасностей коррозионного характера, которые способны обеспечить достижение приоритетной цели - стабильной и эффективной работы газовых объектов. Современный этап их развития характеризуется существенными осложнениями, связанными с разрушением металлических инфраструктурных объектов по причине внутренней коррозии. Опасность эксплуатационных сред обусловлена наличием в них агрессивных компонентов ( $\text{CO}_2$ ,  $\text{H}_2\text{S}$  и др.).

Возникающие в их присутствии СВК или УКК представляют серьезную угрозу безопасности и надежности при работе таких объектов и трубопроводов, когда сильное утонение на них (по причине локальной и даже сквозной коррозии) могут привести (особенно в условиях эксплуатации при высоких давлениях газа) к их разгерметизации и взрыву с последующим возможным возгоранием углеводородов.

Проблема СВК и сопутствующий ей опасный эффект наводороживания наблюдается для газопроводов Астраханского газоконденсатного месторождения (АКГМ) и Оренбургского НГКМ (ОНГКМ).

Среди эксплуатирующихся в настоящее время газопроводов месторождений с проблемами УКК можно выделить несколько объектов: Бованенковское НГКМ (БНГКМ), Юбилейное НГКМ (ЮНГКМ), ачимовские отложения Уренгойского НГКМ (УНГКМ). На газопроводах данных объектов парциальное давление  $\text{CO}_2$  ( $P(\text{CO}_2)$ ) достигает до 0,2 МПа. Опыт эксплуатации данных сухопутных объектов, где по результатам выполненного ООО «Газпром ВНИИГАЗ» (при моем участии) подбора реагентов была внедрена ингибиторная защита, подтвердил, что проблема внутренней

коррозии оборудования, вызываемой присутствием  $\text{CO}_2$  в углеводородах, может быть решена путем снижения скорости коррозии ( $K$ ) при помощи ингибитора коррозии (далее – ингибитор).

Общемировым трендом и одним из ключевых направлений развития энергетического сектора в последние десятилетия является освоение морских (оффшорных) с помощью надводных платформ или подводного добычного комплекса (ПДК), как на Киринском месторождении, несмотря на то, что это требует более сложных технических решений. Как показал проведенный мною в настоящей работе анализ, при их эксплуатации и транспортировки неподготовленной углеводородной продукции по подводному газопроводу в условиях присутствия коррозионных газов присутствуют свои особенности и ограничения в обеспечении отдельных параметров работоспособности газопроводов (по сравнению с сухопутными месторождениями), что требует особого рассмотрения. Жидкая водная среда на подводном газопроводе потенциально может начать выделяться в отдельную фазу уже на начальном участке подводного трубопровода, что спровоцирует коррозию внутри трубопроводной системы. В условиях подводного трубопровода перепад температур ( $T$ ) может привести к существенной конденсации влаги, что даже при невысоких значениях  $P(\text{CO}_2)$  приведет к росту коррозионной агрессивности эксплуатационных сред.

Дополнительными объектами с УКК являются: 1). условия использование  $\text{CO}_2$  в качестве буферного газа на ПХГ, когда присутствие воды (конденсационной или сопутствующей пластовой) усугубит коррозию; 2). технология интенсификации добычи, как на ОНГКМ, где коррозионно-агрессивными могут быть условия трубопроводной транспортировки  $\text{CO}_2$ , а также последующей добычи и транспорта газа, содержащего  $\text{H}_2\text{S}$  с повышенным содержанием  $\text{CO}_2$ ; 3). удаление при производстве СПГ излишков  $\text{CO}_2$  (для приведения к условиям сжижения); 4). для АГКМ прорабатываются варианты трубопроводного транспорта для обратной закачки либо «кислых газов» (смесь  $\text{H}_2\text{S}$  и  $\text{CO}_2$ , состоящая из отделяемых в процессе подготовки сырья от флюидов компонентов), либо  $\text{CO}_2$ .

В связи с актуальностью вопроса снижения антропогенных выбросов в окружающую среду отдельно следует отметить повышение интереса к проектам по транспортировке извлекаемых излишков  $\text{CO}_2$  до мест его геологического захоронения в подземных хранилищах. Для этого могут использоваться газопроводы большой длины, что будет ограничивать возможность применения коррозионностойкой стали для их изготовления.

Обеспечение надежной и безопасной работы с учетом длительного срока службы оборудования и трубопроводных систем относится не только к вышеуказанному оборудованию и газопроводам, но и к объектам подготовки/переработки добытой продукции. Именно здесь может происходить вышеприведенные примеры по отделению  $\text{CO}_2$  и/или  $\text{H}_2\text{S}$  от добываемых и перерабатываемых углеводородов.

Анализ показывает, что во всех вышеперечисленных эксплуатационных условиях наиболее металлоемкими и подверженными воздействию коррозионно-агрессивных сред будут газопроводы месторождений и технологические газопроводы, большинство из которых изготавливается из углеродистых или низколегированных сталей (типа 09Г2С и др.).

Опасность развития внутренней коррозии может повлиять не только на надежность эксплуатации газового объекта. Не менее опасными могут быть экологические последствия при нарушении целостности газопровода, эксплуатируемого при повышенных давлениях.

Проведенный мною анализ позволил выработать следующую градацию развития коррозионных процессов внутри газопровода:

- в нижней части трубы при скоплении влаги (bottom-of-line, BOL);
- в верхней части трубы при конденсации влаги (top-of-line, TOL);
- в местах скопления влаги (зазоры, застойные зоны, перепад высот и др.).

Для газопроводов месторождений будут характерны все 3 вида коррозии на различных участках трубопроводной системы. Преимущественно TOL-коррозия будет наблюдаться на технологических газопроводах при транспортировке коррозионно-агрессивных  $H_2S$  и/или  $CO_2$ . Поскольку газопроводы являются наиболее протяженными и требующими защиты инфраструктурными элементами, то именно они будут являться основным объектом исследования в диссертации. Преимущественное внимание будет уделено проблемам УКК, которые являются наиболее актуальными и наименее исследованными для действующих газовых объектов.

Опыт эксплуатации нефтегазовых объектов и результаты многочисленных исследований показали, что для их защиты требуется использование эффективных и технологически доступных способов борьбы с коррозией, одним из которых является использование ингибиторов. Их применение для защиты от коррозии углеродистой/низколегированной стали позволяет обеспечить долговечность и надежность работы оборудования без существенного вмешательства в производственный процесс.

Для решения проблем был разработан комплекс методов, включающий нормативные, технические и другие требования для корректной оценки, а также эффективного планирования и реализации мер защиты для обеспечения работоспособности газопроводов (рис. 1). Его отдельные элементы рассматриваются в главах диссертации.

**Во второй главе** рассмотрены методы анализа и обработки исходных данных по эксплуатационным условиям, влияющим на достоверность оценки степени опасности агрессивных сред по отношению к газопроводу (по результатам имитационных испытаний).

При проведении имитационных исследований важен корректный выбор условий испытаний, опирающийся на сбор и анализ исходных данных. Правильный выбор испытательных сред на основе анализа начальных эксплуатационных условий, с использованием методов статистической обработки данных, является залогом того, что последующие результаты будут

адекватно отражать реальную ситуацию на газопроводе. Это также важно при оценке степени опасности и подбору средств защиты, когда основной комплекс коррозионных испытаний может быть реализован в лаборатории с имитацией эксплуатационных сред и условий.

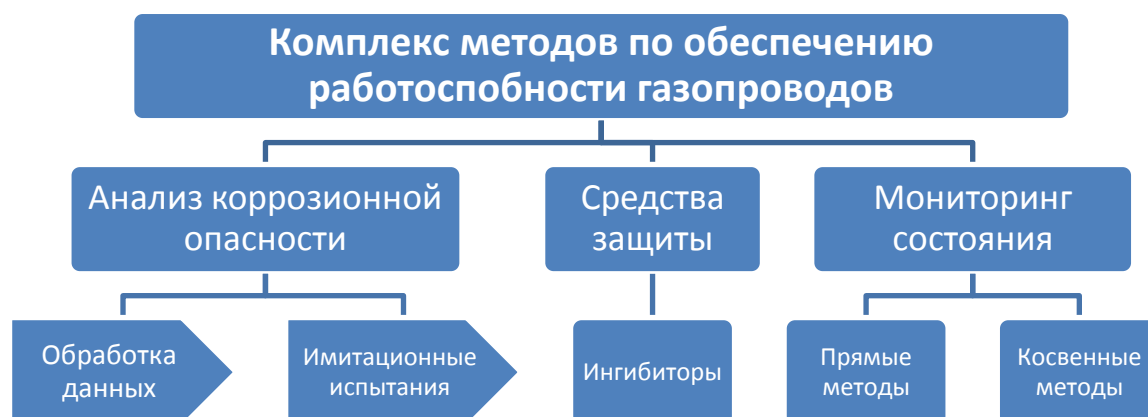


Рисунок 1. Комплекс методов, направленных на обеспечение работоспособности газопроводов из углеродистой / низколегированной сталей

Основными параметрами, которые влияют на степень агрессивной активности транспортируемых сред и, соответственно, моделируются при выполнении имитационных испытаний, являются  $T$ , минерализация, pH водной фазы и  $P(CO_2)$ , являющееся производным параметром и определяющееся из соотношения общего давления и содержания  $CO_2$  в газе (рис. 2). Рассмотрение этих параметров должно осуществляться с учетом их изменения на протяжении всего жизненного цикла газопровода.

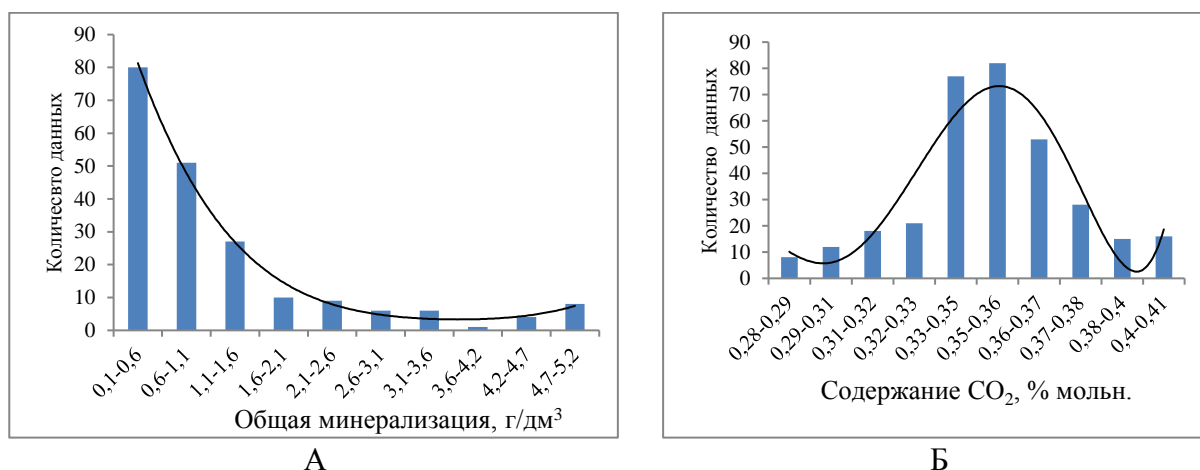


Рисунок 2. Статистическое распределение общей минерализации (А) и содержания  $CO_2$  (Б) по количеству измерений

В связи с важностью вопроса по выбору и обработке эксплуатационных условий для имитационных испытаний был разработан и используется специальный подход. Например, анализируются проектные или эксплуатационные данные по  $CO_2$  (рис. 2Б). Давление и  $T$  также претерпевают изменение за время эксплуатации. Общее давление, которое влияет на изменение  $P(CO_2)$ , может уменьшаться, как со временем, так и по мере

движения среды по трубопроводной системе. В большей степени на изменение температурного фактора в сторону снижения оказывает протяженность транспортировки коррозионно-активных сред по трубопроводной системе. Еще одним важным аспектом при выборе сред для имитационных испытаний является минеральный состав (рис. 2А) и рН-фактор водной фазы, которая может иметь либо конденсационную (с низкой минерализацией), либо пластовую (с повышенной минерализацией) природу. Для анализа используется реальный многокомпонентный состав вод. В предложенном подходе выбирается наиболее типичная вода (по содержанию агрессивных анионов), а не раствор NaCl или других одиночных солей.

Как показали испытания, повышение давления может ускорить протекание УКК. Результаты проведенных автоклавных испытаний (табл. 1) показывают, что с ростом  $P(CO_2)$ , преимущественно, происходит интенсификация коррозии, также, как и при увеличении  $T$ .

Таблица 1. Значение  $K$  (мм/год) по результатам автоклавных испытаний

$P(CO_2)$ , МПа	Температура и минерализация водной среды							
	30°C		60°C		80°C		90°C	
	3% NaCl	0.5% NaCl	3% NaCl	0.5% NaCl	3% NaCl	0.5% NaCl	3% NaCl	0.5% NaCl
0	0,073	0,065	0,063	0,065	0,12	0,093	0,108	0,108
1	0,221	0,203	0,241	0,24	0,522	0,338	0,49	0,476
4	0,201	0,196	0,365	0,331	0,59	0,539	0,553	0,556

Следует учитывать, что при УКК с увеличением  $T$  могут образовываться отложения, в том числе и в виде продуктов коррозии. Получаемые твердые осадки (карбонаты железа и др.) при 80-90°C могут обладать определенными защитными свойствами, т.к. они формируются более плотно упакованными, чем при более низких  $T$ . Вероятно, именно с этим связано то, что при 80-90°C не наблюдается повышения скорости УКК, как при других видах коррозии.

Состав среды играет определяющую роль в процессе деструкции газопровода и при оценке степени опасности эксплуатационных условий. По результатам автоклавных испытаний при повышенном давлении и в модели воды (МВ1) с минерализацией около 25 г/л и в 60% растворе моноэтиленгликоля (МЭГ), который используется на морских объектах в качестве ингибитора гидратообразования, было установлено, что в МЭГ общая скорость коррозии ( $K_{общ}$ ) в среднем снижается в 3-3,5 раза по сравнению с МВ1 (Рис. 3).

Одним из факторов, интенсифицирующих протекание процесса коррозии, является динамический характер движения потока углеводородного сырья в трубопроводной системе. Для учета скорости движения среды и его влияния на внутреннюю поверхность трубопровода в зарубежной практике используется термин wall shear stress, который переводится как касательное напряжение ( $\tau$ ). Поток может влиять на образование/удаление продуктов коррозии и на пленку ингибиторов (при использовании их в качестве средства

защиты). Упомянутые выше факторы, влияющие на степень опасности среды, часто усугубляются возмущениями потока, привносимыми клапанами, сужениями, расширениями, изгибами и т.д., где наблюдается локальное увеличение пристеночной турбулентности и  $\tau$  потока по отношению к металлу трубы.

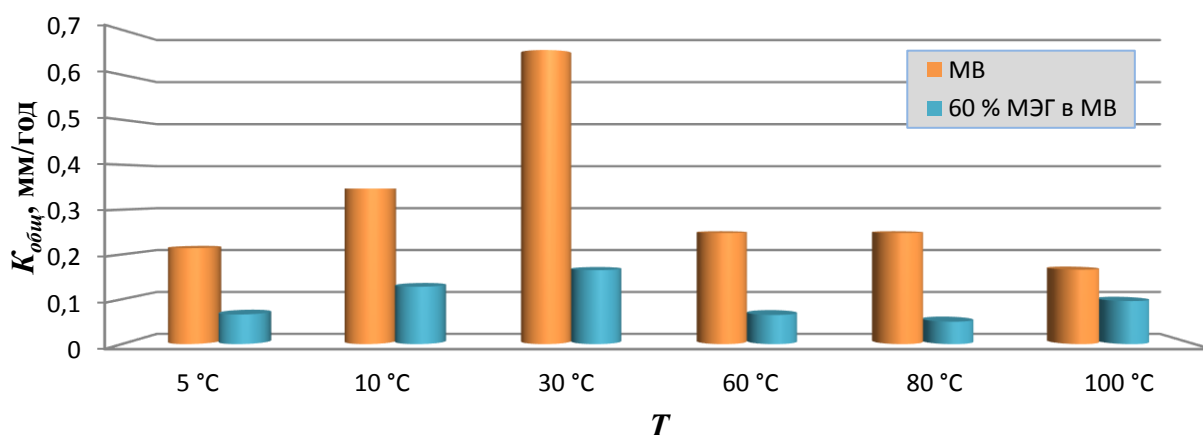


Рисунок 3. Зависимость  $K_{общ}$  образцов из стали 20 от  $T$  в МВ1 и в 60% растворе МЭГ в МВ1 при  $P(CO_2) = 0,8$  МПа.

Проведенный мною анализ показал, что используемые в коррозионных исследованиях оценки движению потока жидкости в трубопроводе были применимы только для условий транспорта водонефтяной жидкости по нефтепроводам. При этом оценивалось движение жидкостного потока с заполнением им всего внутреннего объема трубы.

Для газопроводов, транспортирующих газожидкостный поток, большая часть внутренней поверхности стальной поверхности трубы контактирует с газовой средой, и движение жидкости, оцениваемое  $\tau$ , будет иметь меньшее влияние на коррозию по сравнению с нефтяными объектами. Для таких условий, характерных именно для газовых объектов, учеными ООО «Газпром ВНИИГАЗ» было предложено осуществлять расчет  $\tau$  в газопроводах по формуле:

$$\tau = \frac{\rho * f * v^2}{8} \quad (1)$$

где  $v$  – линейная скорость потока, м/с;  $\rho$  – плотность среды, кг/м<sup>3</sup>;  $f$  – коэффициент трения.

По результатам исследований воздействия потока на стенку трубопровода по  $\tau$ , являющемуся мерой турбулентности, было установлено (табл. 2), что они для условий трубного пространства (НКТ и ГСК), характерных для российских газовых объектов достигает до 62 МПа.

Таблица 2. Результаты расчета касательных напряжений по формуле (1)

Показатель	ГСК		НКТ		
	$v$ , м/с	5.13	7.75	4.92	6.9
$\tau$ , Па	3.0	6.9	4.8	9.4	15.5

Расчет  $\tau$  для реальных эксплуатационных условий ранее не проводился для отечественных газопроводов с точки зрения коррозии, но является важным, т.к. может позволить соотнести и сопоставить в единой системе и размерности (в Па) агрессивные условия турбулентности в лабораторных условиях с величинами в реальном газопроводе.

Рассмотрены основные методические аспекты по учету влияния и обработке важных параметров по условиям эксплуатации и составу сред на оценку степени их опасности по отношению к газопроводу. Применение данного методического подхода позволяет учитывать и корректно выбирать при оценке агрессивности сред и проведении имитационных испытаний факторы и условия, наиболее приближенные к эксплуатационным. Это важно, т.к. ошибочный выбор исходных коррозионных факторов может привести к занижению опасности коррозии и отсутствию мер защиты от нее. Некорректная оценка и занижение опасности  $\text{CO}_2$ , содержащего в транспортируемых по газопроводам углеводородах, может привести к неучтенным коррозионным опасностям (вплоть до остановки объекта). Такие примеры ошибок при проектировании на ряде газовых объектов с условиями УКК привели к существенным затратам на устранение коррозионных последствий (ремонт и др.) и необходимости принятия срочных корректирующих мероприятий (подбора ингибитора).

В третьей главе выработаны критерии оценки агрессивности эксплуатационных сред и проведен сравнительный анализ применимости способов защиты газопроводов с целью обеспечения их надежности при эксплуатации.

Для корректной оценки коррозионной агрессивности среды требуется соответствующее нормативное обеспечение. Недооценка коррозионной агрессивности может приводить к существенным проблемам в процессе эксплуатации газопроводов. В 2011 году при моем участии был разработан СТО Газпром 9.3-011-2011 «Защита от коррозии. Ингибиторная защита от коррозии промышленных объектов и трубопроводов» с градацией коррозионной активности эксплуатационных сред. Впоследствии в 2016-2018 годах мною была проведена работа по уточнению факторов агрессивности УКК и в этот стандарт были внесены изменения по выработке комплексных решений при оценке агрессивности углекислотных сред при  $P(\text{CO}_2)$  ниже 0,2 МПа, характерных для отечественных объектов.

Для уточнения степени опасности и влияния  $P(\text{CO}_2)$  от 0,025 до 0,1 МПа на развитие локальных проявлений УКК в ООО «Газпром ВНИИГАЗ» (при моем участии) впервые проведены специальные исследования на сталях Ст20 и 09Г2С при ТОЛ-условиях конденсации влаги. Многочисленные предыдущие испытания других исследователей были посвящены коррозии в ВОЛ-условиях. Но в газопроводе возникают именно ТОЛ-условия, когда транспортируется влагосодержащий газ и одновременно создаются термобарические условия для выделения воды из газовой среды с образованием ее капель (тонкого водяного слоя) на внутренней поверхности



верхней составляющей трубы. Для имитации ТОЛ-условий и проведения специальных исследований разработана испытательная ячейка, имитирующая такие агрессивные среды.

Мною вместе с коллегами была установлена (рисунок 3) зависимость роста скорости локальной коррозии ( $K_{лок}$ ) с увеличением значений  $P(CO_2)$ , растворяющего в сконденсировавшейся влаге. Ее максимальные значения по результатам имитационных испытаний могут достигать 0,9 - 1,8 мм/год. Схожий порядок значений  $K_{лок}$  (1 - 2 мм/год) наблюдался на БНГКМ и ЮНГКМ по результатам толщинометрии локальных дефектов на трубе.

При этом  $K_{общ}$  остается низкой и не превышает 0,011 - 0,03 мм/год (табл. 3). Выявлено, что при удалении одного из агрессивных факторов (либо конденсации влаги, либо присутствия  $CO_2$ ) локальные дефекты не образуются. Это показывает, что для развития локальной УКК при ТОЛ-условиях необходимо присутствие, по крайней мере, двух агрессивных факторов (влаги и коррозионно-активного газа).







Таблица 3. Скорости протекания коррозионных процессов в ТОЛ-условиях конденсации влаги и различных значений  $P(CO_2)$ .

$P(CO_2)$	Условия	$K_{общ}$ , мм/год	$K_{лок}$ *, мм/год
0,1 МПа	Конденсация влаги	0,008 - 0,012	0,35 – 1,8
0,075 МПа	Конденсация влаги	0,008 - 0,018	0,30 – 1,7
0,05 МПа	Конденсация влаги	0,018 - 0,023	0,30 – 1,3
0,025 МПа	Конденсация влаги	0,011 - 0,015	0,25 - 0,9
0,0 МПа**	Конденсация влаги	0,01 - 0,03	Локальная коррозия отсутствует
0,1 МПа	Сухой газ (без конденсации влаги)	0,01 - 0,03	Локальная коррозия отсутствует

\*глубинный показатель коррозии рассчитан, исходя из измерения глубины локальных дефектов за время эксперимента  
 \*\* давление создавалось присутствием нейтрального газа  $N_2$

Наличие локальных дефектов было визуально зафиксировано (табл. 4), по результатам которых были измерены вышеприведенные скорости их развития.

Таблица 4. Внешний вид образцов стали (после удаления продуктов коррозии) после ТОЛ-испытаний в присутствии  $CO_2$

Тип стали	$P(CO_2)$		
	0,075 МПа	0,05 МПа	0,00 МПа
Сталь 20			
09Г2С			

Доказано, что даже при самом низком исследованном значении

парциального давления  $\text{CO}_2$  0,025 МПа, еще наблюдаются очаги локальной коррозии и такие среды могут быть агрессивны по отношению к стальному газопроводу. С учетом этого при выполненном мною в 2018 году уточнении в СТО Газпром 9.3-011-2011 для газовых объектов ПАО «Газпром» был регламентирован следующий порядок определения коррозионной агрессивности сред и защиты металла от разрушения в присутствии  $\text{CO}_2$ :

- среды, содержащие  $\text{CO}_2$  с парциальным давлением **свыше 0,2 МПа**, являются высоко агрессивными и требуют применения специальных средств защиты (ингибиторы и/или др.) совместно с коррозионным мониторингом (для оценки эффективности средств защиты);

- среды с парциальным давлением  $\text{CO}_2$  **0,05–0,2 МПа** считаются либо средне агрессивными и требуют применения средств коррозионного мониторинга (при отсутствии дополнительных опасных факторов), либо высоко агрессивными (при наличии дополнительных опасных факторов) и требуют применения специальных средств защиты совместно с коррозионным мониторингом;

- среды с парциальным давлением  $\text{CO}_2$  **0,02–0,05 МПа** считаются либо средне агрессивными и требуют применения средств коррозионного мониторинга (при наличии 1 дополнительного опасного фактора), либо высоко агрессивными (при наличии более, чем 1 дополнительного опасного фактора) и требуют применения специальных средств защиты совместно с коррозионным мониторингом;

- среды с парциальным давлением  $\text{CO}_2$  **менее 0,02 МПа** считаются низко агрессивными, что позволяет не проводить защиту от коррозии.

Следует отметить, что в разделе 6 СТО Газпром 9.3-011-2011 приведены дополнительные опасные факторы (водная фаза, повышенные  $T$  и др.), которые способны негативно отразиться на работоспособности газопровода и привести к увеличению степени агрессивности эксплуатационных сред. В связи с этим мною были объединены значения  $P(\text{CO}_2)$  с дополнительными опасными факторами, возникающими при эксплуатации газопровода.

Вместе с тем, некорректно оценивать агрессивность среды только по  $P(\text{CO}_2)$ , поэтому вышеуказанная теоретическая оценка степени агрессивности УКК является предварительной. Она позволяет оценить потенциальную опасность среды и требует практического подтверждения. Окончательные (итоговые) данные по оценке агрессивности рабочих сред можно получить только по результатам опытных измерений  $K$  для конкретных условий эксплуатации. Проведение специальных исследований и испытаний разной степени приближения к реальным условиям (лабораторных, автоклавных и др.) является обязательным мероприятием при оценке потенциальной агрессивности среды газопроводов в присутствии коррозионно-агрессивных газов.

При разработке государственных стандартов ООО «Газпром ВНИИГАЗ» впервые были введены критерии оценки опасности внутренней коррозии и меры защиты от нее в подготовленных мною разделах. Согласно

положений ГОСТ Р 55990-2014 «Месторождения нефтяные и газонефтяные. Промысловые трубопроводы. Нормы проектирования» и ГОСТ Р 58284-2018 «Нефтяная и газовая промышленность. Морские промысловые объекты и трубопроводы. Общие требования к защите от коррозии», ингибитор, необходимо применять, если измеренная опытным путем  $K$  транспортируемых сред превышает 0,1 мм/год.

Одним из способов обеспечения работоспособности газопроводов является наличие запаса по толщине стенки трубы с учетом (для компенсации) коррозионного воздействия в течение срока службы объекта «corrosion allowance», который имеет различный перевод на русский язык «коррозионный припуск», «допуск на коррозию», «надбавка на коррозию» и др. Далее будет использован термин «коррозионный припуск», который используется в ряде документов системы государственных стандартов.

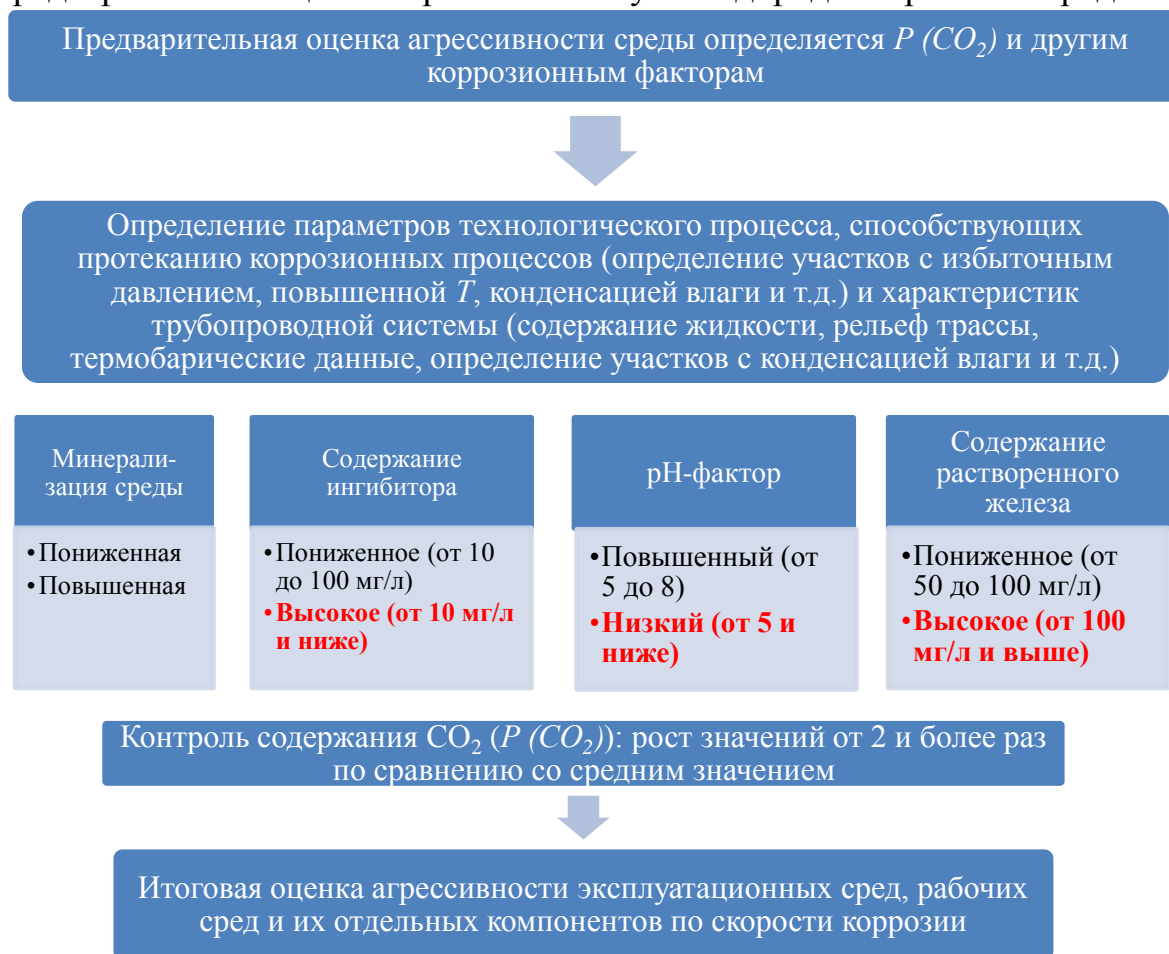
В российских и зарубежных стандартах коррозионный припуск, рассматриваясь с точки зрения обеспечения работоспособности трубопровода, не учитывает необходимость предотвращения локальных дефектов, характерных для УКК. В таких условиях дополнительная толщина стенки будет только откладывать во времени появление утечек.

Анализ показывает, что предусмотренный в большинстве стандартов коррозионный припуск, преимущественно, относится к случаям общей (равномерной) коррозии, либо к условиям применения средств защиты, например, ингибиторов, либо отсутствия агрессивных факторов. Рекомендуемый коррозионный припуск в 3 мм включает ежегодное утонение в 0,1 мм ( $K = 0,1$  мм/год) при планируемом сроке службы объекта 30 лет. При этом опасность развития на трубе локальных дефектов не учитывается. В зарубежных стандартах для подводных газопроводов предлагается применять коррозионный припуск максимум до 10 мм в особо агрессивных условиях. К сожалению, в российской практике при планировании средств защиты газопроводов такие повышенные коррозионные допуски не рассматриваются и не используются.

Критерием оценки коррозионной агрессивности среды на газовых объектах является значение общей и локальной (неравномерной)  $K$ . А одним из средств повышения надежности газопроводов является мониторинг их состояния в процессе эксплуатации. Для получения достоверной оценки по результатам коррозионного контроля на исследуемом объекте следует правильно интерпретировать, а также корректно соотносить и сравнивать друг с другом данные, полученные разными методами мониторинга по разработанному при моем участии СТО Газпром 9.3-011-2011. Для этого были определены критерии, по которым будет проводиться оценка агрессивности среды и эффективности применения средств защиты, например, ингибиторов. На рисунке 4 приведена разработанная мною система оценки факторов опасности по параметрам коррозионного мониторинга.

В случае, если на газовом объекте не были предусмотрены соответствующие опасным эксплуатационным условиям мероприятия по

защите от коррозии на этапе проектирования, то вначале проводится предварительная оценка агрессивности углеводородов и рабочих сред.



**Красным цветом** выделены значения, которые наиболее повышают коррозионную агрессивность сред и требуют увеличения количества подаваемого ингибитора

Рисунок 4. Система оценки факторов опасности эксплуатационных сред по параметрам коррозии

Анализ с определением агрессивных параметров позволяет выявить потенциально опасные участки (с повышенной  $T$ , возможностью конденсации и выпадения влаги и перепадом давлений), где необходимо предусмотреть либо организацию мониторинга и применение средств защиты (если они не были предусмотрены при проектировании), либо более тщательный контроль за обеспечением работоспособности газопроводов в условиях воздействия коррозионно-агрессивных компонентов.

Согласно разработанной мною системы в дальнейшем для эксплуатируемых газопроводов, проводится оценка динамики изменения: содержания растворенного железа, ингибиторов и  $CO_2$ , pH-фактора, минерализации сред. На рисунке 4 приведены пограничные значения (отличающиеся от стандартных условий эксплуатации), которые требуют принятия дополнительных мер наряду с уже применяемыми на газопроводах.

Поскольку в процессе разрушения происходит растворение стали и переход железа в виде катионов  $Fe^{2+}$  в жидкую фазу, то одним из основных предложенных параметров оценки является параметр «содержание

растворенного железа». Следует отметить, что оценивается и является определяющей именно динамика его изменения, а не единичное значение.

Другим включенным в систему параметром является значение «минерализация» водной фазы и отнесения по этому показателю к высокой или повышенной определяется индивидуально для каждого объекта. Более кислые значения рН-фактора (от 5 и ниже) более опасны с точки зрения развития разрушения: в таких условиях будут получаться более рыхлые продукты коррозии с низкими защитными свойствами, а также растворение уже образовавшихся продуктов коррозии. При нейтральных и слабо щелочных значениях рН-фактора (от 5 до 8) происходит образование более плотно упакованных продуктов коррозии с определенными барьерными свойствами и способностью в большей степени защищать поверхность стали от проникновения коррозионно-агрессивных компонентов. Соответственно,  $K$  при смещении от кислых рН к нейтральным будет снижаться. В ходе исследований было выявлено, что при ТОЛ-условиях в присутствии  $\text{CO}_2$  в среде, подкисленной  $\text{CH}_3\text{COOH}$ , показали, что происходит усиление локализации дефектов на стали в 2-3 раза по сравнению с чисто водным раствором (табл. 5).

Таблица 5. Значение  $K$  на углеродистой стали Ст20 при конденсации влаги в присутствии  $P(\text{CO}_2) = 0,1$  МПа  $\text{CO}_2$  и  $T = 20^\circ\text{C}$ .

Концентрация $\text{CH}_3\text{COOH}$ , мг/л	$K_{\text{общ}}$ , мм/год	$K_{\text{лок}}$ , мм/год
0	0,02	0,32 – 0,384
250	0,05	0,373 – 0,527
1000	0,05	0,81 – 1,015

Локализация коррозионных повреждений в присутствии  $\text{CH}_3\text{COOH}$  носила не питтинговый, а щелевой эффект. Это, по-видимому, связано с тем, что между поверхностью внутри и снаружи щелевого дефекта из-за гетерогенности поверхностей образуется гальваническая пара, которая ускоряет разрушение углеродистой стали. При добавлении  $\text{CH}_3\text{COOH}$  среда подкисляется (до рН 3,0-3,5), что вместе с анионами водного раствора ускоряет анодное растворение внутри щели, где разрушение протекает быстрее, чем вне ее.

Еще одним предложенным в систему оценки мною параметром является содержание ингибитора в эксплуатационной жидкости для контроля и поддержания необходимого уровня защитных мероприятий. Его низкая концентрация в водной среде, которая будет инициировать развитие электрохимического механизма разрушения стали, может свидетельствовать о недостаточной дозировке подаваемого ингибирующего реагента, либо его преимущественным распределением не в водную, а в углеводородную фазу.

Согласно предложенной системы низкие (высокие) значения (выделены красным шрифтом на рис. 4) вышерассмотренных параметров сигнализируют о повышении агрессивности сред в процессе эксплуатации, что требует усиления мер для обеспечения работоспособности газопровода: 1). вышеуказанное повышение получаемых данных коррозионного мониторинга; 2). принятие дополнительных мер защиты, например, увеличение количества подаваемого ингибитора в 1,5-2 раза по отношению к обычной дозировке.

Далее в соответствии с разработанной системой проводится итоговая оценка агрессивности рабочих сред по измеренным значениям  $K$ . При отсутствии данных по мониторингу значений  $K$  в условиях эксплуатации газопровода (если они не были предусмотрены при проектировании), их определение производят в лабораторных условиях при имитационных испытаниях в модельных средах.

На рисунке 4 преимущественно рассмотрены данные по косвенным методам мониторинга согласно СТО Газпром 9.3-011-2011. Однако, определяющую роль играют прямые методы контроля агрессивности и эффективности средств защиты с оценкой  $K$  и технического состояния эксплуатируемых газопроводов. В таблица 6 приведена предложенная мною система оценки параметров по  $K$ .

Таблица 6. Оценка параметров по  $K$ .

№	Параметр	Характеристика	Примечание
1.	Определение характера коррозионных разрушений	-Визуальный осмотр внутренней части емкостей и аппаратов; -Визуальный осмотр образцов-свидетелей; -Диагностические обследования.	Оценка, описание и фотофиксирование характера коррозии (равномерная или локальная) в соответствии с ГОСТ 9.908-85 «ЕСЗК. Металлы и сплавы. Методы определения показателей коррозии и коррозионной стойкости» (Приложение 2)
2.	Определение фактической $K$ и сравнение с допустимыми значениями по СТО Газпром 9.3-011-2011	Расчет $K$ производят по данным коррозионного мониторинга.	Для равномерной и локальной коррозии скорости рассчитывают по СТО Газпром 9.0-001-2018

Эксплуатация газопроводов в коррозионно-опасных условиях требует принятия соответствующих мер защиты. Высокая надежность может быть обеспечена при комплексном подходе к решению проблемы, т.к. их долгосрочная и надежная работоспособность достигается путем

осуществления специальных мероприятий на всех стадиях создания, эксплуатации и реконструкции газопроводов.

Выполненные мною изыскания показали, что основными возможными методами защиты газопроводов от воздействия коррозионно-агрессивных компонентов могут быть:

- рациональное конструирование, например, для исключения условий скопления жидкости (уменьшение отводов, тупиковых зон, перепадов высот и др.);

- химический метод применения ингибиторов;

- применение внутренних лакокрасочных или металлических покрытий;

- использование коррозионно-стойких материалов или замена элементов из углеродистой/низколегированной стали на более коррозионно-стойкую в этих эксплуатационных средах;

- удаление коррозионно-опасных факторов (образования пленки влаги или конденсации влаги на металле) и газов, что в условиях существующих газопроводов нереализуемо;

Как видно, в дополнение и одновременно с применением прямых методов (ингибиторов, коррозионно-стойких материалов и покрытий) для защиты от коррозии могут быть использованы технологические способы по уменьшению влияния и значений коррозионно-опасных факторов. К ним можно отнести: 1). снижение общего давления, что может несколько понизить  $P(CO_2)$ ; 2). предотвращение выпадения конденсационной влаги варьированием термобарическими параметрами; 3). уменьшение дебита прокачиваемого газа и соответствующего снижения скорости потока. Однако, они могут только в некоторой степени снизить исходный уровень агрессивности эксплуатационных сред, и вместе с этим они не всегда применимы, как по технологическим, так и по эксплуатационным ограничениям. Преимущественно такие методы могут быть реализованы только на объектах по подготовке и переработке углеводородного сырья.

Проведенный мною анализ опыта эксплуатации газовых объектов показал, что основным, приоритетным и наиболее часто используемым на практике среди прямых методов защиты стальных газопроводов, является применение ингибиторов. Использование ингибиторной защиты остается актуальным решением и на современном этапе транспорта коррозионно-активной продукции по газопроводам (в условиях уже выбранного решения по материальному исполнению объектов), т.к. является одним из наиболее простых, доступных, целесообразных и рациональных методов борьбы с внутренней коррозией. Он не требует сложного аппаратного оформления, может быть использована на новом и на уже эксплуатируемом газовом объекте, позволяет в процессе работы заменять используемый ингибитор на более эффективный и в большей мере отвечающий изменяющимся эксплуатационным условиям. Поскольку нельзя создать ингибитор, эффективный во всех случаях, этим и объясняется необходимость разработки

различных ингибиторов, отвечающих конкретным объектам и условиям эксплуатации.

В четвертой главе рассмотрены технические требования, технологии применения и система оценка эффективности применения ингибиторов, получившего наибольшее применение для защиты газопроводов, а также решениям по мониторингу их эффективности.

В условиях УКК важным является предотвращение начала проявления коррозионных процессов, которые могут развиваться в дальнейшем в локальные поражения. Основным оценочным фактором защитных свойств ингибитора будет  $K$ , которая должна быть ниже 0,1 м/год. Основная функция ингибитора – предотвращать образование и протекание общей коррозии, на базе которой и могут происходить локализация коррозионного процесса.

Однако, при выборе ингибитора следует учитывать его возможное влияние не только на газопроводы, но и на последующих участках по переработке коррозионно-активного газа. На этих объектах в присутствии химических реагентов (ингибиторов или др.), которые являются поверхностно-активными веществами (ПАВ), и продуктов их деструкции, могут возникать технологические проблемы, например, пено- или эмульсообразование.

В ингибиторе, являющемся ПАВ, должен быть соблюден баланс защитных и технологических параметров. Для этого в него либо могут добавляться добавки-деэмульгаторы, которые будут понижать вероятность образования эмульсии, либо в его состав будут включаться соединения, обладающие меньшими поверхностно-активными свойствами, но обладающие достаточным уровнем защитных характеристик.

По результатам испытаний выявлено (табл. 7), что добавление деэмульгатора может позитивно сказаться на разрушении эмульсии, если ингибитор вызывает образование эмульсии, как это видно на примере Ингибитора 2. Концентрация ингибитора ( $C_{инг}$ ) составляла 500 мг/дм<sup>3</sup>, а деэмульгатора ( $C_{деэм}$ ) - 50 мг/дм<sup>3</sup>.

Следует отметить, что к повышенному эмульсообразованию может привести и присутствие в эксплуатационных средах механических примесей, например, продуктов коррозии. Контроль содержания механических примесей (продуктов коррозии и др.), который зависит от ингибитора, будет являться способом решения проблемы образования эмульсии. Таким образом, эмульсообразование, образование продуктов коррозии и присутствие ингибитора носят взаимосвязанный характер.

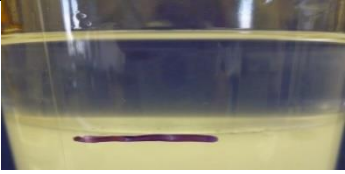



Важным является и растворимость ингибитора в растворителе, т.к. он используется в виде раствора в них (преимущественно в спирте или углеводородном растворителе), а также совместимость ингибиторов с водной фазой (чтобы не образовывались осадки или отложения).

Транспортируемый по ингибиторопроводам раствор ингибитора должен быть стоек к низким  $T$  (в зимний период, особенно в северных регионах РФ), где при таких эксплуатационных режимах. При СВК дополнительно



оценивается защитная эффективность ингибитора от сероводородного охрупчивания.

Таблица 7. Влияние деэмульгатора на время расслоения эмульсии водный раствор (водно-спиртовой раствор, 75/25)/керосин (80/20) при  $C_{инг} = 500$  мг/дм<sup>3</sup>.

Среда	$C_{деэм}, \text{мг/дм}^3$	
	0	50
Без ингибитора		
Водный раствор/керосин	 4 минуты 50 с, водная фаза мутная	Не применялся, т.к. происходило расслоение
Ингибитор 1		
Водный раствор/керосин	 50 с, водная фаза мутная	Не применялся, т.к. происходило расслоение
Ингибитор 2		
Водный раствор/керосин	 Эмульсия не расслаивается более 10 минут	 5 минут 20 с, пузыри на границе раздела фаз, водная фаза мутная

В добавлении к ранее существующим мною были добавлены 3 новых требования: *K* в присутствии ингибитора, термическая стойкость и совместимость с другими применяемыми химическим реагентами. Ко всем требованиям к ингибиторам при моем участии впервые были разработаны методики проведения их испытаний, прописанные в СТО Газпром 9.3-007-2010.

В связи с комплексным и взаимосвязанным характером технологических и коррозионных проблем ингибиторы должны не только обеспечивать защиту от воздействия агрессивных компонентов, но и не оказывать негативного воздействию на процессы подготовки/переработки газа. Для учета и решения данных актуальных вопросов использования ингибиторов в качестве средств защиты газопроводов в нормативную документацию были внесены соответствующие разделы (при разработке новых документов) или разработаны стандарты, целиком посвященные данной тематике.

Например, впервые в государственных стандартах, ГОСТ Р 58284-2018 и ГОСТ Р 55990-2014, появились разработанные мною разделы не только по оценке агрессивности эксплуатационных сред, но и по условиям проведения имитационных испытаний и требованиям при использовании ингибиторов. Подробное описание процедуры реализации мер защиты было внесено мною в корпоративные стандарты, например, СТО Газпром 9.3-011-2011, для газовых объектов. На основании опыта эксплуатации ингибиторной защиты мною был разработан СТО Газпром 9.3-028-2014 «Защита от коррозии. Правила допуска ингибиторов коррозии для применения в ОАО «Газпром»» с требованиями к ингибиторам (рис. 5).

Как видно, требования включают технологические и защитные (противокоррозионные) показатели. Применение положений стандарта позволяет отбирать и применять на газопроводах наиболее эффективные реагенты, отсеивая ингибиторы, которые могут привести к технологическим проблемам на объектах переработки газа и/или не обеспечивать достаточный уровень защиты от воздействия агрессивных сред.

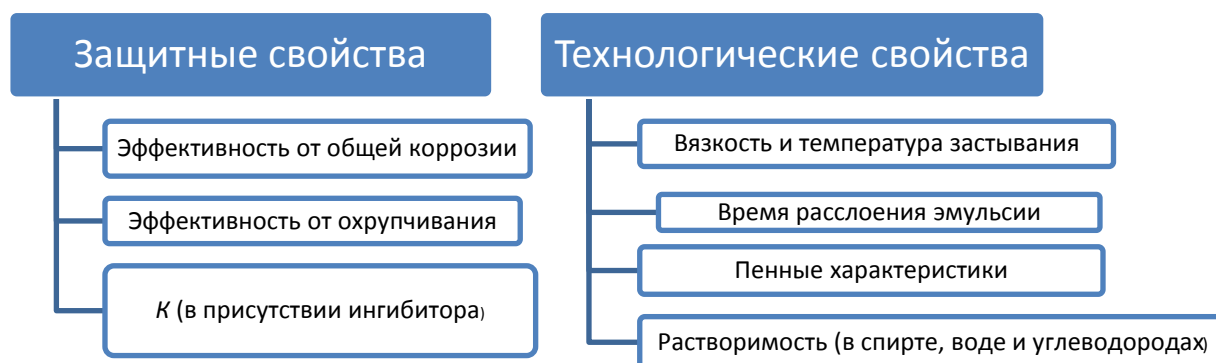


Рисунок 5. Основные параметры, по которым предъявляются технические требования к ингибиторам по СТО Газпром 9.3-028-2014

В процессе эксплуатации для оценки эффективности системы ингибирования используются данные, полученные в рамках мониторинга за техническим состоянием газопровода. Предложенные для этого показатели оценки эффективности представлены на рисунке 6.

В разработанных на основании опыта эксплуатации положениях СТО Газпром 9.3-011-2011 принята следующая оценка по получаемым величинам  $K$ :

- при  $K$  ниже 0,1 мм/год объекты находятся в области значений, характеризующих коррозионную активность как низкую, а коррозионную стойкость металла в данной среде как повышено устойчивую;

- при  $K$  выше 0,1 мм/год объекты находятся в области значений, характеризующих коррозионную активность как высокую, а коррозионную стойкость металла в данной среде как пониженно устойчивую.

Успешность и эффективность ингибиторной защиты во многом зависит от правильности выбора, как самого ингибирующего реагента для условий газопровода, так и технологии подачи ингибитора в коррозионную среду. В

связи с этим в диссертационной работе был проведен анализ и оценка основных ингибиторных технологий.

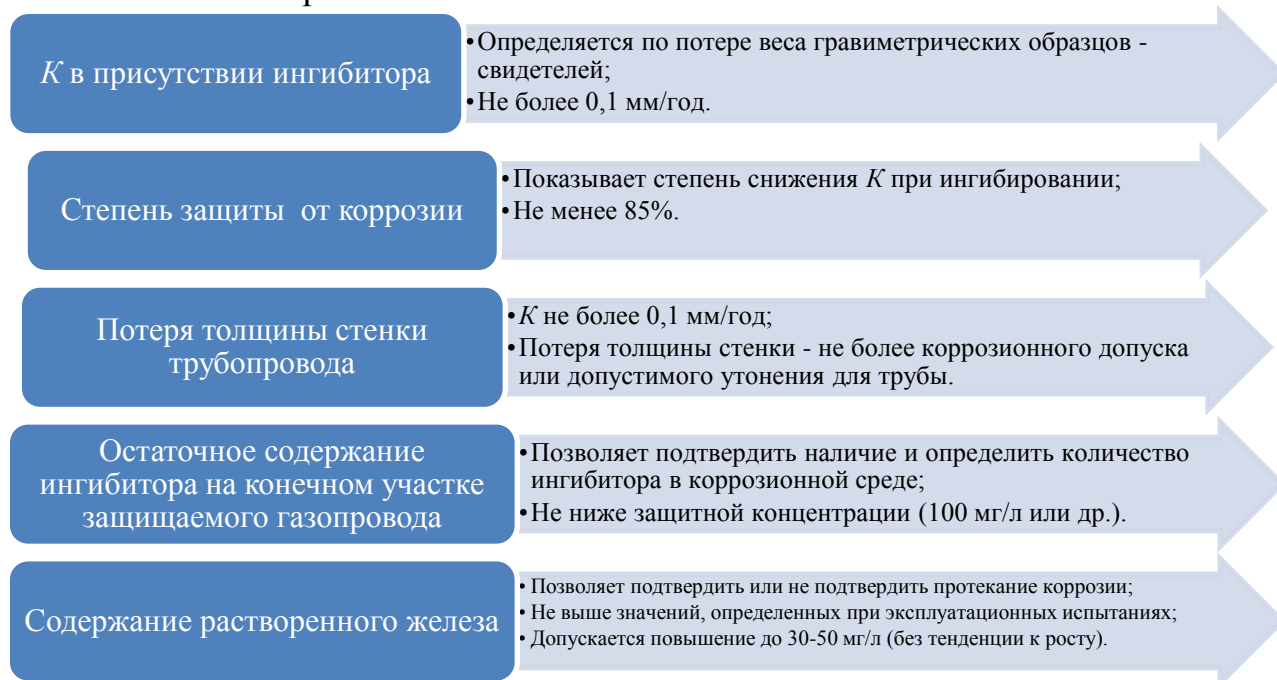


Рисунок 6. Показатели, используемые при оценке эффективности ингибирования

По принципу подачи ингибитора основными для защиты газопроводов являются либо непрерывное дозирование реагента в эксплуатационные среды, либо технология периодической ингибиторной обработки. Важным этапом для правильного выбора технологии ингибиторной защиты являются лабораторные и эксплуатационные испытания, т.к. они позволяют подтвердить или, при необходимости, откорректировать дозировку ингибитора, необходимую для обеспечения эффективной защиты.

На основании данных требований и подхода ООО «Газпром ВНИИГАЗ» (при моем участии) было подобрано 3 ингибитора для условий БНГКМ и ЮНГКМ, а также 1 ингибитор для УНГКМ. По результатам эксплуатационных условий  $K$  в присутствии ингибиторов была в 2 - 25 раз ниже 0,1 мм/год.

Как было представлено в главах 4 и 5, коррозионный мониторинг играет важную роль в обеспечении работоспособности газопроводов. Анализ коррозионного состояния заключается в определении степени агрессивности сред и эффективности применяемых методов защиты. Методы мониторинга разделяются на прямые и косвенные, основные из которых приведены на рисунке 7. Основной задачей организуемой для этих целей системы коррозионного мониторинга является своевременное обеспечение и получение достоверных данных.

Для получения полной оценки по работоспособности газопровода должны применяться все методы контроля коррозии. Степень участия того или иного метода зависит от конкретных эксплуатационных условий и задач,

которые стоят перед службами, осуществляющими мониторинг и использование средств защиты.



Рисунок 7. Схема с основными методами мониторинга газопроводов в агрессивных условиях

К прямым методам мониторинга коррозии относятся определение  $K$  датчиками электрического сопротивления, ER-probe, или по потере массы образцов, а также проведение имитационных испытаний (лабораторных, автоклавных и эксплуатационных) для моделирования коррозионных процессов. Каждый метод контроля имеет свои ограничения в точности, в оперативности или в объеме получаемых данных мониторинга коррозии.

Таким образом, предложенное мною в системном подходе использование всего комплекса методов мониторинга позволяет избежать отличающихся результатов при использовании отдельных методов и сформировать более полную картину коррозионного состояния газопровода. Недостаточный объем данных мониторинга может ограничивать возможности корректного сопоставления данных, полученных различными методами, и оценки работоспособности трубопроводов. Для расширения возможностей сводного анализа данных, мною было предложено использование данных имитационных испытаний образцов, выполненных из стали реального газопровода, в условиях присутствия  $\text{CO}_2$ , конденсации влаги,  $T$ , состава водной фазы. При этом в предложенном мною подходе выполняется сопоставительный анализ полученных результатов с эксплуатационными данными мониторинга состояния газовых объектов.

Контроль всех указанных параметров (рисунок 7) позволяет оценивать эффективность системы ингибирования газопровода и вносить своевременную и необходимую корректировку в режимы ингибиторной защиты, увеличивая или уменьшая дозировку подаваемого реагента.

Предложенный мною комплексный характер организации мониторинга за состоянием и работоспособностью газопровода позволяет получать более достоверную критериальную информацию за коррозионной ситуацией, получаемую различными методами замеров (прямыми и косвенными). Применяемые методы мониторинга и получаемые результаты контроля за

состоянием дополняют друг друга и направлены для получения более целостной и полной оценки по коррозионной ситуации на газовом объекте в условиях присутствия агрессивных компонентов.

**Пятая глава** посвящена научно-методическим аспектам проведения испытаний по определению и оценке агрессивности сред, подбору ингибиторов.

Многолетняя практика использования ингибиторов для защиты газопроводов подтверждает их надежность и эффективность. Однако до настоящего времени не существует ингибиторов, достаточно эффективных в широком диапазоне рабочих условий. Этим объясняется необходимость подбора реагента для каждого конкретного объекта и условий эксплуатации. Выбор ингибиторов и методов их применения для конкретных агрессивных условий - очень важная и сложная задача. Предварительный подбор ингибитора целесообразно проводить в имитационных средах, аналогичных и приближенных к реальным условиям эксплуатации. Для оценки степени и эффективности защиты стали ингибиторами параллельно с их оценкой должна определяться  $K$  в их отсутствии.

Для определения эффективности ингибиторов предусмотрен поэтапный подход и используется комплекс коррозионных испытаний: лабораторные, автоклавные (или стендовые) и эксплуатационные испытания. Начиная с 2010 года, для проведения лабораторных испытаний ООО «Газпром ВНИИГАЗ» используется разработанный при моем участии СТО Газпром 9.3-007-2010, который включает полное описание процедур проведения, адаптированных для условий газовых объектов, и в котором были приведены аттестованные / прошедшие метрологическую экспертизу методики проведения измерений / испытаний. Они согласуются и соответствуют основным требованиям к ингибиторам, приведенным на рисунке 6.

Мною был разработан и предложен комплексный подход для проведения имитационных испытаний с различным видом получаемых результатов (табл. 8). Его применение позволяет учесть все основные виды воздействия агрессивных сред на всех участках газопроводной системы и получить наиболее достоверную оценку по степени опасности среды по отношению материалу трубы. Идентичные испытания проводятся и при подборе ингибитора с учетом предполагаемой технологии защиты (дозирование реагента, создание ингибиторной пленки), описанной в главе 4.

Комплексный характер имитационных испытаний состоит в том, что они направлены на моделирование основных условий эксплуатации ( $T$ , состав жидкой среды, присутствие агрессивных компонентов) с целью измерения потенциальной опасности коррозии:

- лабораторные ТОЛ-испытания моделируют агрессивные условия в верхней составляющей трубы (при конденсации влаги преимущественно на начальных участках газопроводов) при повышенной  $T$  и в присутствии коррозионно-активных газов;

- лабораторные BOL-испытания имитируют воздействие жидкой фазы на газопровод в статических (в местах скопления влаги, например, щели, зазоры, выступы сварных швов, застойные зоны, перепад высот) и динамических условиях (постоянного контакта и движения жидкой средой по нижней составляющей трубы после конденсации и выпадения влаги в газопроводе) при повышенной  $T$  и барботировании коррозионно-активных газов;

- автоклавные испытания имитируют агрессивное воздействие жидкой/газовой среды в условиях повышенных  $T$  и парциальных давлений коррозионно-активных газов.

Таблица 8. Комплекс коррозионных испытаний при оценке агрессивности сред и подборе ингибитора

Тип испытания	Параметры испытаний	Условия испытаний / измерений	Вид результата
Водная фаза (BOL коррозия), с барботированием $H_2S / CO_2$	U-образная ячейка с перемешиванием	Без углеводорода	$K_{общ}$
	Пузырьковый тест (bubble test)	С углеводородом	$K_{общ}$
Паровая фаза	Над водным раствором	Без контакта с водной фазой	$K_{общ}$
При конденсации влаги (TOL коррозия), $H_2S / CO_2$	Градиент $T$ (для конденсации влаги)	Без нагрева	$K_{лок} / K_{общ}$
		С нагревом	
Автоклавные испытания (BOL коррозия)	$P (CO_2) / P (H_2S), T$	При давлении и $T$	$K_{лок} / K_{общ}$
Снятие поляризационных кривых	Барботирование $H_2S / CO_2$	С выбором температурного режима	Механизмы коррозии
Метод LPR	Барботирование $H_2S / CO_2$	Адсорбция / десорбция ингибиторов и их пленок	$K_{общ}$

Для исследования механизмов влияния агрессивных факторов на электрохимические процессы используется снятие поляризационных кривых.

При проведении испытаний в условиях BOL коррозии, например, в U-образной ячейке с перемешиванием (таблица 8), важным является учет движения потока среды. В связи с этим на основе ранее изложенных методических подходов (глава 2) проведены расчеты  $\tau$  по формуле (1) для условий лабораторной U-образной установкой (для проведения гравиметрических испытаний). Проведенное их сравнение с эксплуатационными условиями трубопроводов (на ГСК и в НКТ, таблица 2)

показало (рис. 8), что  $\tau$  для ГСК и в НКТ пропорционально увеличиваются с ростом  $v$  внутри трубы.

Расчет  $\tau$  для условий лабораторной установки показал, что его величина составляет 6,1 Па для формулы (1). Значение  $\tau$  потока среды при лабораторных динамических испытаниях находится в диапазоне значений, характерных для трубопроводов, и отражает эксплуатационные условия газового объекта.

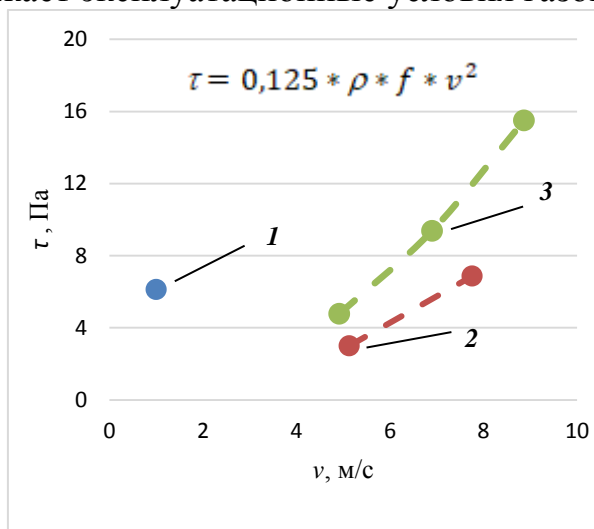


Рисунок 8. Зависимость  $\tau$ , рассчитанная по формуле (1), от  $v$  в условиях лабораторной установки (1), ГСК (2) и НКТ (3).

Как уже отмечалось, особыми и характерными только для газовых объектов являются ТОЛ-проявления по коррозионному поведению материалов в условиях, воспроизводящих конденсацию водной пленки в процессе транспорта  $\text{CO}_2$ -содержащего газа. Ранее они были практически не исследованы применительно к условиям эксплуатации отечественных газовых объектов. ТОЛ-коррозия может возникать, как на газопроводах месторождений, так и на технологических газопроводах.

Были проведены исследования с моделированием условий конденсации влаги на стальных образцах, когда испытуемые образцы охлаждались от начальных температур до  $15^\circ\text{C}$ . По результатам проведенного мною анализа результатов испытаний установлено (рис. 9а), что после ТОЛ-испытаний глубокие локальные поражения наблюдаются на всех испытанных трубных сталях (Ст20; 09Г2С; стали J55LT, как на новой (до эксплуатации «J55LT до»), так и после использования (эксплуатации («J55LT после»)) уже при охлаждении от температур  $20\text{--}25^\circ\text{C}$ . При низкой  $K_{\text{общ}}$ , наблюдается интенсивное развитие локальных дефектов (питтингов и язв) с высокими  $K_{\text{лок}}$ .

Сравнительные испытания показали, что в отличие от вышеприведенных низколегированных / углеродистой сталей, нержавеющая сталь 12X18H10T оказалась стойка к локальной УКК при ТОЛ-испытаниях.

Выполненный мною анализ проведенных исследований показал (рис. 9б), что фактором, интенсифицирующим ТОЛ-коррозию, является перепад  $T$ : повышение количества влаги (при охлаждении образцов от более высокой температуры  $50^\circ\text{C}$ ) в ходе испытаний приводило к увеличению в 2–3 раза  $K_{\text{лок}}$  и  $K_{\text{общ}}$ .

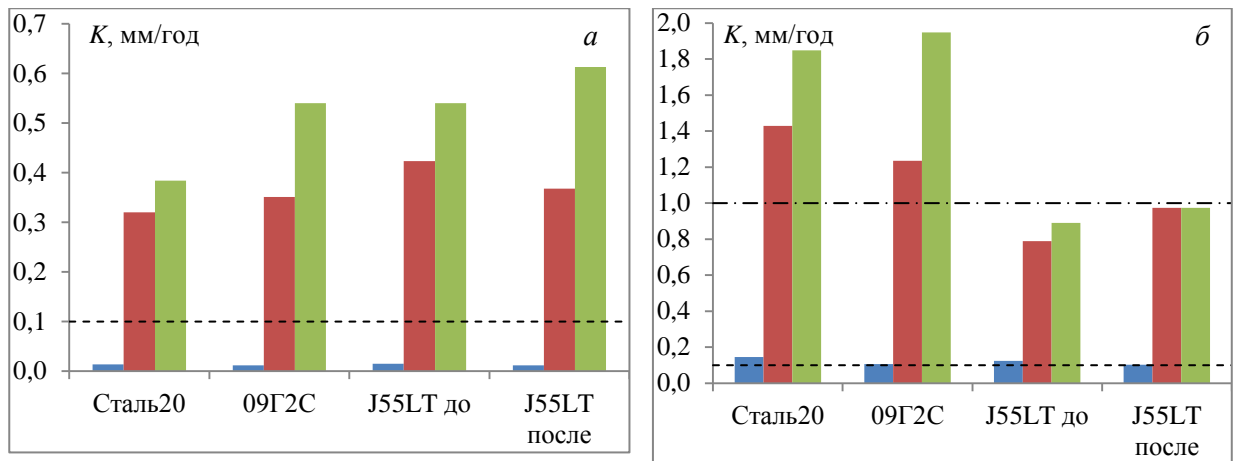


Рисунок 9. Гистограмма  $K$  сталей: синие столбцы – общая скорость коррозии  $K_{общ}$ ; красные – средняя скорость локальной коррозии  $K_{лок.ср}$ ; зеленые – максимальная скорость локальной коррозии  $K_{лок.макс}$ ;  $a$  – при комнатной  $T$  (20...25 °C);  $b$  – при повышенной  $T$  (50 °C).

По результатам ТОЛ-испытаний мною была выявлена зависимость  $K_{общ}$  и  $K_{лок}$  для испытанных сталей (Ст20, 09Г2С, X65, J55LT (обоих видов)), как от разницы  $T$  между воздушной средой и охладителем (температурой образца), так и соответствующему им количества сконденсировавшей на стальной поверхности влаги (рис. 10).

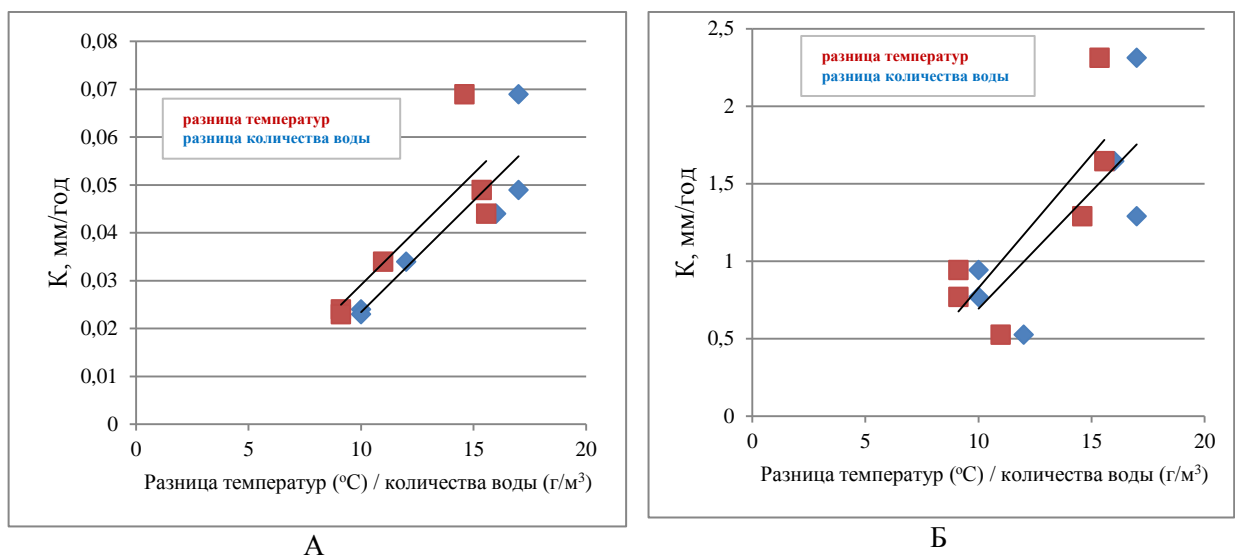


Рисунок 10. Зависимость  $K_{общ}$  (А) и  $K_{лок}$  (Б) сталей от разницы  $T$  между воздушной средой и охладителем и разницы количества сконденсировавшей на стальной поверхности воды в присутствии  $CO_2$  и в условиях конденсации влаги

В качестве эксплуатационной жидкости может быть водно-спиртовой (ВСП) или водно-гликолевый (ВГР) раствор, т.к. на газовых объектах в качестве ингибитора гидратообразования используются метанол или гликоли. В водных ВОЛ-условиях добавление спирта или гликоля может напрямую уменьшать процессы разрушения стали (по причине замены агрессивной



воды). Однако, как было установлено мною, в ТОЛ-условиях конденсации жидкости определяющую роль играет состав сконденсировавшейся на поверхности стали среды, который может отличаться от концентрации спирта (гликоля) в исходном испаряемом ВСР / ВГР. Во время испытаний зафиксировано, что ТОЛ коррозия начинает тормозиться, когда концентрация в испаряемой жидкости достигает 75 и 90% для спирта и гликоля, соответственно.

Как видно (табл. 9), при 65% растворе МЭГ еще наблюдаются локальные коррозионные дефекты, которые исчезают при увеличении содержания МЭГ в испаряемой жидкости.

Таблица 9. Внешний вид стальных образцов стали Х65 после испытаний в условиях конденсации влаги и в присутствии CO<sub>2</sub>.

Содержание МЭГ	K <sub>лок</sub> , мм/год	С продуктами коррозии	После удаления продуктов коррозии
65%	0,5		
75%	Отс.		
85%	Отс.		

Следует отметить, что в низкоминерализованной конденсационной воде ТОЛ-процессы разрушения стали происходят более интенсивно по ряду причин. Количество воды небольшое, и растворение в них кислых газов (H<sub>2</sub>S или CO<sub>2</sub>) приводит к более кислому pH-фактору, что интенсифицирует процесс. Другим фактором является постоянное обновление пленок или капель влаги при большом соотношении площади контакта водной и газовой фаз, по сравнению с объемом водной фазы. Это снижает диффузионные ограничения протекания ТОЛ-процессов, что благоприятствует развитию локальных повреждений (питтинги, язвы) на газопроводе. Полученные в ТОЛ-испытаниях данные по *K* совпадают с результатами замеров на БНГКМ, ЮНГКМ и УНГКМ (1 - 2 мм/год).

В добавление к вышеприведенных в этой главе комплексу методов испытаний (табл. 8), еще одним из предложенных мною исследований на газопроводах может быть анализ отложений, которые могут включать продукты коррозии и другие химические соединения. Проведенная апробация метода рентгеновский дифракции (XRD) показала, что он может быть использован для исследования состава образующихся продуктов коррозии (неорганической природы). Анализ образующихся соединений позволяет оценить условия, в которых происходит разрушение газопровода и механизмов его развития (СВК, УКК). При анализе органической фазы

отложения, например, тяжелых фракций газового компонента успешно применен метод газовой хроматографии с последующим масс-спектрометрическим определением состава ингибитора. Как показали испытания, этот же метод может подтвердить или опровергнуть присутствие применяемого ингибитора в отложениях или при точном, количественном его определении в эксплуатационных средах (для регулирования дозировки или проверки идентичности).

Выполненный мною анализ результатов XRD исследований показал, что при УКК кристаллический сидерит ( $\text{FeCO}_3$ ), обладающий определенными защитными свойствами начинает формироваться при  $t \geq 75^\circ\text{C}$  и  $P(\text{CO}_2) \geq 0.8$  МПа. Далее был проведен многостадийный анализ результатов исследований методом XRD образцов стали Ст20 после коррозионных автоклавных испытаний при СВК в модели воды МВ2 (минерализация 200 г/л). Он позволил определить послойный компонентный и фазовый состав пленки продуктов коррозии: как непосредственно прилегающий к поверхности стали порошок продуктов коррозии, так и расположенный поверх него (табл. 10).

Таблица 10. Данные по содержанию/составу кристаллических (КР) и рентгеноаморфных (РА) веществ для стали Ст 20 по результатам автоклавных испытаний в различных условиях

Условие опыта	P, МПа		T, °C	Среда	КР/РА, %	Соотношение кристаллических фаз, %		
	H <sub>2</sub> S	CO <sub>2</sub>				ОП	FeS	NaCl
№8-1	0,13	0,54	30	МВ2	100/0	82	6	12
№8-2 <sup>1</sup>	0,13	0,54	30	МВ2	100/0	88-94	6-8	0-4
№9-1	0,56	0,6	30	МВ2	100/0	70	12	18
№9-2 <sup>1</sup>	0,56	0,6	30	МВ2	50/50	40	5	5
№10-2 <sup>1</sup>	0,6	-	30	МВ2	100/0	42	35	23
№10i	0,6	-	30	МВ2	85/15	-	61	24

<sup>1</sup>непосредственно прилегающий к поверхности стали порошок продуктов коррозии

Одним из основных компонентов в коррозионных отложениях на стали Ст20 является макинавит ( $\text{FeS}$ ): при  $P(\text{H}_2\text{S}) = 0,13$  МПа и  $P(\text{CO}_2) = 0,54$  МПа составляет более 80%, условия опыта №8-1 и №8-2 (табл. 10). В высокоминерализованной среде в результате высаливания из модели воды МВ2 дополнительно (поверх  $\text{FeS}$ ) могут образоваться кристаллические соединения, входящие в ее состав: галит ( $\text{NaCl}$ ) и гипс ( $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$ ). При повышенном  $P(\text{H}_2\text{S})$  на поверхности стального образца (условия опыта № 9-1) образуются только кристаллические вещества, но доля  $\text{FeS}$  снижается, а гипса и галита – повышается. Однако в осадке, непосредственно прилегающем к поверхности стали (условия опыта №9-2), появляются рентгеноаморфные соединения (до 50%), а содержание  $\text{FeS}$  уменьшается до 40%. Хотя  $\text{CO}_2$  и  $\text{H}_2\text{S}$  совместно присутствуют в среде, образование  $\text{FeCO}_3$  не наблюдается, что, по-видимому, объясняется большей реакционной способностью  $\text{H}_2\text{S}$ , чем  $\text{CO}_2$  в процессе взаимодействия со стальной поверхностью. В присутствии в среде

только  $H_2S$  (условия опыта №10-2) образуются только кристаллические вещества в объеме коррозионного осадка: 42% FeS остается неизменным (по сравнению с условиями опыта №9-2).

В условиях опыта №10-2 проведены испытания стали Ст20 с ингибитором СВК, которые показали, что пленка ингибирующего реагента, предварительно сформировавшаяся на поверхности стали, препятствует образованию FeS, который не был обнаружен (условиях опыта №10i). На дифрактограмме с ингибированной поверхности наблюдается сигнал от стали (из-за отсутствия FeS). В проведенных исследованиях наличие пика стали Ст20 позволяло использовать его для косвенной оценки толщины отложения, например, сравнительно для продуктов коррозии, сформированных в различных условиях.

Эти два физико-химических метода испытаний ранее для решения таких проблем не рассматривались в эксплуатационной практике газовых объектов и пока не получили широкого распространения, но могут стать достаточно перспективными. Предложенный мною комплексный подход к проведению испытаний позволяет более полно и достоверно оценивать агрессивность среды на газопроводах, и соответственно своевременно предусматривать необходимые мероприятия для обеспечения их надежности и безопасности.

Для расширения методического обеспечения (в дополнение к методам из СТО Газпром 9.3-007-2010) и приближения к эксплуатационным условиям в мае 2022 года при моем участии:

- был разработан СТО ООО «Газпром ВНИИГАЗ» 31323949-062-2022, регламентирующий испытания в паровой фазе и bubble test по таблице 8);
- были получены Патенты № 2772612 и № 2772614 на ранее созданные мною вместе с коллегами стенды для коррозионных испытаний.

В **шестой главе** рассмотрены разработанные решения по оценке основных аспектов обеспечения работоспособности газопроводов и нормативного регулирования по контролю процессов их разрушения и эффективности применяемых средств защиты.

Как представлено на рисунке 11, все проявляющиеся в условиях эксплуатации агрессивные факторы оказывают взаимное влияние на процессы УКК.

Как видно, основное негативное воздействие  $CO_2$  на сталь объясняется его растворением в воде, снижением рН-фактора водной среды и образованием бикарбонат-анионов. В то же время сама растворимость  $CO_2$  и переход его в водную фазу в виде аниона зависит от общей минерализации среды. При этом рН-фактор либо, подкисляя среду, интенсифицирует разрушения и растворяет (предотвращает образование) продукты коррозии, либо, подщелачивая среду, способствует формированию защитных плёнок из продуктов коррозии, затормаживая протекание УКК. В таких условиях продукты коррозии на стали могут быть как плотными, так и рыхлыми, которые не будут препятствовать проникновению агрессивных сред к поверхности стали. Возникающие в пленке из них отдельные трещины и поры

со временем могут объединяться, в результате чего значительная часть осадка будет терять связь с металлом и отслаиваться. Вследствие этого формируются характерные для УКК локальные поражения. Как показано в главе 5, анализ и знание природы продуктов коррозии играет важную роль при оценке агрессивности среды.

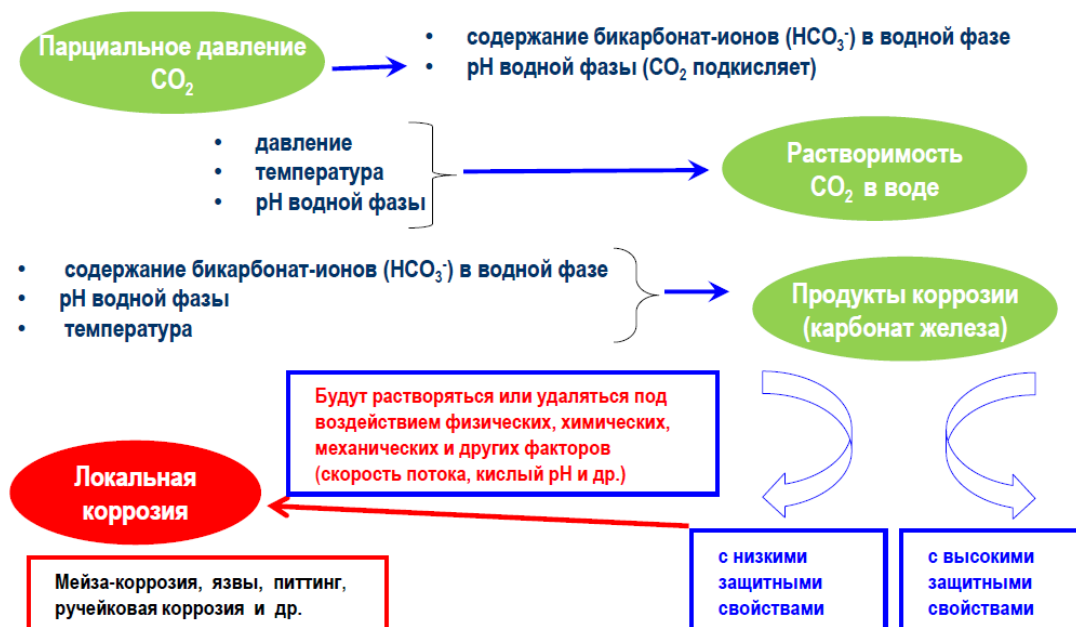


Рисунок 11. Механизм развития коррозии в присутствии CO<sub>2</sub>

Важную роль играет состав водной среды, т.к. от структуры (кристаллической или рентгеноаморфной) зависят защитные свойства продуктов коррозии. Нередко другими исследователями для имитационных испытаний используется водной раствор только одной соли NaCl. Выполненное мною сравнение результатов XRD анализа показало, что в 3% NaCl на стали X65 после автоклавных испытаний образовался карбонат железа (сидерит) стехиометрического состава FeCO<sub>3</sub>. Однако, поскольку с кристаллической решеткой сидерита изоструктурны и другие фазы кальциевого типа (кальцит, магнезит и др.), то для него широко развито явление изоморфизма в кристаллической структуре - изменение химического состава фазы при сохранении ее кристаллической структуры. При этом может происходить частичная замена ионов железа другими ионами (кальция, магния) или на группу ионов. Мною обнаружено, что такой формулы нестехиометрический сидерит (общий вид – (XFe)CO<sub>3</sub>, где X = (Ca<sup>2+</sup>, Mg<sup>2+</sup>)) образовался при использовании в качестве водной фазы многокомпонентной МВ. Продукт коррозии, полученный в такой МВ, хоть и был хорошо сцеплен с поверхностью стали, но удалялся механически после коррозионных испытаний. Это объясняется тем, что такой сидерит нестехиометрического состава (XFe)CO<sub>3</sub>, получается плохо окристаллизованным и менее плотноупакованным из-за присутствия в его кристаллической структуре других ионов. При использовании в качестве модельного раствора 3% NaCl образовался плохо удаляемый и плотноупакованный сидерит на поверхности стали. Это может привести к менее достоверным данным, чем в других

имитационных средах и в реальных эксплуатационных условиях, что вызовет занижение коррозионной агрессивности среды. Данные результаты показывают правильность выбора в качестве водной фазы МВ с различными солями (конденсационной или пластовой), который был предложен мною, выбран и практикуется в работах ООО «Газпром ВНИИГАЗ» (описан в главе 2).

При совместном присутствии  $H_2S+CO_2$  будут образовываться продукты коррозии в виде FeS, характерного для СВК (возможно, с присутствием  $FeCO_3$ ). Соотношение  $H_2S/CO_2$  может измениться в процессе эксплуатации газопровода, например, в результате использования  $CO_2$  для интенсификации добычи, как на ОНГКМ, где уже в добываемых флюидах присутствуют оба коррозионно-активных газа ( $H_2S+CO_2$ ). Присутствие  $CO_2$  при этом тоже может оказывать влияние на образующиеся продукты коррозии при СВК.

Анализ показывает, что для сталей 09Г2С и Х42SS в МВ2 по данным фазового анализа продуктов методом XRD характерно образование на поверхности только кристаллических фаз: 86-89% макинавита, 5-6% магнетита и 5-9% сидерита (табл. 11).

Таблица 11. XRD анализ фазового состава продуктов коррозии, сформировавшихся на конструкционных сталях, после автоклавных испытаний ( $P(CO_2) = 0,1$  МПа,  $P(H_2S) = 0,55$  МПа), время испытаний 120 час

Тип стали	Соотношение фаз в образце, %		Соотношение кристаллических фаз, %		
	кристаллических	рентгеноаморфных	Макинавит (FeS)	Сидерит ( $FeCO_3$ )	Магнетит ( $Fe_3O_4$ )
09Г2С	100	0	86	9	5
Х42SS	100	0	89	5	6
30ХМА	55	45	49	6	-
С-75	30	70	11	14	-

На двух других сталях 30ХМА и С-75 образуются как кристаллические, так и рентгеноаморфные соединения. Выполненный мною анализ продуктов коррозии показывает, что, несмотря на относительно невысокое  $P(CO_2) = 0,1$  МПа по сравнению с  $P(H_2S) = 0,55$  МПа, сидерит присутствует (до 5-11%) и участвует совместно с макинавитом в образовании кристаллических соединений на исследованных сталях.

На стальных образцах после автоклавных испытаний продолжительностью 120 час в среде  $CO_2$  и  $H_2S$  мною было обнаружено наличие повреждений, вызываемых проникновением водорода. Так, на стали С-75 появились мелкие пузыри: более заметные при увеличении содержания агрессивного газа с  $P(H_2S) = 0,1$  МПа до  $P(H_2S) = 0,55$  МПа. В этих же испытаниях на поверхности стали 30ХМА происходит образование микротрещин, которые становятся более видимыми при росте  $P(H_2S)$  с 0,1 до 0,55 МПа.

Выполненный мною сопоставительный анализ соотношения кристаллических и рентгеноаморфных фаз в продуктах коррозии, который составляет 55:45 и 30:70 для сталей 30ХМА и С-75 (табл. 11) соответственно, с вышеописанным внешним видом образцов после испытаний позволил установить следующее. Именно на этих сталях наблюдаются низкое содержание кристаллических фаз в осадках на стальной поверхности и последствия их наводороживания (блистеринг и трещины). Возможной причиной этого является наличие рентгеноаморфных фаз, которое может приводить к созданию пористости в слое продуктов коррозии.

При испытаниях в подкисленных изначально водах, помимо макинавита (с тетрагональной кристаллической структурой), зафиксированного во всех вышеперечисленных исследованиях, было установлено также образование кубического FeS (с кубической кристаллической структурой). Такой кубический продукт СВК преимущественно формируется только при коррозионных испытаниях и является нестабильным, что влияет на его возможные защитные свойства.

Как было рассмотрено в главе 5, процесс тестирования при оценке опасности и эффективности применения средств защиты газопроводов состоит из нескольких этапов, первым из которых являются лабораторные испытания. Этот вид испытаний является наиболее трудоемким и продолжительным. Для получения более быстрой оценки потенциальной агрессивности сред на этом этапе могут быть использованы модели предиктивного анализа, построенные на основе результатов лабораторного тестирования.

Проведенный мною анализ и статистическая обработка большого массива данных позволили получить корреляционное уравнение для предиктивного анализа следующего вида:

$$K = 0,028663M + 0,0238T - 0,1467 \quad (2)$$

где  $K$  – скорость коррозии, мм/год;  $M$  – минерализация водной среды, г/дм<sup>3</sup>;  $T$  – температура, °С.

Преимуществом данного уравнения является то, что оно носит эмпирический характер и было получено, в отличие от других аналогов, по результатам наиболее достоверных гравиметрических испытаний с имитацией условий действующих в РФ газовых объектов.

Рассчитанный коэффициент множественной корреляции составляет для этой серии 0,827, и показывает, что связь между факторными признаками (минерализацией и температурой) и результатом расчёта (скоростью коррозии) сильная. Проведенное сравнение рассчитанных и практических  $K$ , использованных при расчетах, показывает, что они имеют схожий порядок значений и могут быть использованы для оптимизации испытаний.

Дополнительно проведенный расчет для типичных морских условий эксплуатации с проявлениями УКК показал, что  $K$  по результатам имитационных испытаний составили для шлейфа 1,6 мм/год (при 60-80°С) и ГСК 0,76 мм/год (при 20-30°С). Они совпали с результатами, рассчитанными

по корреляционному уравнению (2) для предиктивного анализа: 0,95-2,3 мм/год (для шлейфа) и 0,55-1,18 мм/год (для ГСК). Использование при расчете уравнения (2) коррозионных данных, полученных на U-образной ячейке, позволяет учитывать в конечных результатах  $K$  динамический фактор по влиянию потока среды на стенку трубы. Как показано в главе 5, значение  $\tau$  в лабораторных условиях и в газопроводе имеют схожий порядок значений. Рассчитанные корреляционные зависимости могут помочь оптимизировать оценку степени агрессивности сред (по результатам лабораторных испытаний) в рамках предиктивного анализа в дополнение к теоретической градации по нормативным документам.

Одним из основных методов мониторинга технического состояния газопровода, особенно в подземном и подводном расположении, является внутритрубная диагностика (ВТД). На газопроводах в дополнение к существующей оценке по утонению стенки трубы, по моему мнению, требуется полномасштабный анализ данных ВТД для получения более полной информации о техническом состоянии газопровода. Анализ получаемых при ВТД данных может показать распределение количества коррозионных повреждений в поперечном сечении трубы. Такая предлагаемая мной обработка данных ВТД может быть проведена на различных участках газопровода, что позволяет оценить как в нижней или верхней составляющей трубы развиваются процессы разрушения (BOI или TOI). Для подтверждения глубоких питтингов, обнаруженных ВТД, следует использовать УЗТ для наружного замера выявленных при ВТД дефектов газопровода при его шурфовании. Анализ и сравнение замеров толщины стенки трубы показывают, что на части дефектов может наблюдаться разница до 50% между измерениями двумя разными методами (ВТД и УЗТ). Преимущественно, замеры УЗТ показывают несколько более низкие значения, чем при ВТД.

В рамках предлагаемого подхода дополнительно и с учетом данных ВТД представляется целесообразным для оценки возможности роста имеющихся локальных дефектов на газопроводе использовать имитационные испытания. Они позволяют оценить потенциальную агрессивность эксплуатационных условий по отношению к стали трубы, в том числе и с учетом изменения факторов ( $P(CO_2)$ , минерального состава водной фазы,  $T$ ), как со временем, так и по длине трубопровода.

С учетом того, что основным интенсификатором коррозионного процесса является влага, места скопления водной фазы по длине трубы являются наиболее опасными. Рельеф прокладки трубопровода не всегда является прямолинейным, что может способствовать накоплению жидкой фазы. Анализ данных ВТД показывает, что аномалии могут находиться в местах подъемов трубопровода на местности или быть ассоциированы с этими местами. По данным проведенного мною анализа результатов ВТД было также установлено, что глубокие дефекты могут быть связаны, также с местами расположения сварных швов. Это может объясняться тем, что локальным местом удержания влаги является также выпуклость сварного шва. С учетом

повышенной гетерогенности околошовной зоны и самого сварного шва скопление на них влаги превращает их в еще одно потенциально опасное место для развития локальной УКК.

Применение предложенного комплексного подхода по использованию вместе с ВТД других прямых методов мониторинга (УЗТ, РК и имитационные испытания) может привести не только к повышению точности интерпретации получаемых данных, но и более правильному планированию процедуры ВТД с выбором мест для прецизионного контроля.

Анализ показал, что условия транспортировки  $\text{CO}_2$  для технологических целей (интенсификации добычи, захоронения в пласте, в качестве буферного газа на ПХГ) и газопроводов месторождений (при наличии опасных газов) при выпадении влаги могут быть коррозионно-агрессивными и имеют схожий характер с точки зрения развития коррозионного разрушения. В связи с этим подходы по оценке степени агрессивности эксплуатационных сред, подбору средств защиты, например, ингибиторов, и организации мониторинга, разработанные для условий трубопроводов месторождений, могут быть распространены и использованы для технологических газопроводов, транспортирующих  $\text{CO}_2$  и/или  $\text{H}_2\text{S}$  при решении различных задач.

Для защиты газопроводов от агрессивного воздействия транспортируемых сред в разработанных при моем участии ГОСТ Р 55990-2014 и ГОСТ Р 58284-2018, также, как и в СТО Газпром 9.3-011-2011, рекомендуется использовать ингибиторы. Одним из способов обеспечения надежности эксплуатации газопроводов является рациональное проектирование, которое бы учитывало весь комплекс будущих технологических и коррозионных опасностей, в том числе и при планировании обустройства газовых объектов и подборе средств их защиты. Знание и учет механизмов разрушения позволит оптимизировать решения по обеспечению уровня работоспособности газопроводов в процессе их последующей эксплуатации.

С этой целью на этапе проектирования участки трубопроводной системы газового объекта должны быть ранжированы по оценке степени коррозионной активности транспортируемой среды. Такое ранжирование может быть выполнено согласно вышеприведенным данным по типу коррозии (ТОЛ и БОЛ), с учетом изменения опасных факторов (типа водной среды, появления пластовой воды,  $T$ ,  $P(\text{CO}_2)$  и др.). На первых участках трубопровода при наибольшем падении  $T$  может происходить конденсация влаги, приводящая к локальным коррозионным поражениям (ТОЛ коррозии). На дальнейших участках трубопроводов транспортируется уже поток жидкости и условия их эксплуатации характеризуются БОЛ коррозией, когда может происходить отделение и скопление коррозионно-агрессивной и минерализованной водной среды по нижней образующей трубы. Следует учитывать, что по длине газопровода будет падать  $T$  и на различных участках трубы коррозионная агрессивность среды может отличаться. Степень минерализации сопутствующих вод может существенно влиять на характер и  $K$  газопроводов.



Анионы, содержащиеся в минерализованных водах, чрезвычайно химически активны, что ускоряет электрохимическую коррозию, способствуя смене характера коррозии от равномерной к локальной.

С учетом всех этих предлагаемых мною факторов и системы ранжирования трубопроводной системы должен выполняться подбор оптимальных средств защиты и организация системы мониторинга. При обустройстве системы ингибиторной защиты (технологии, типа и дозировки), также следует учитывать отличия в степени агрессивности среды на разных участках газопровода.

Комплекс методов обеспечения работоспособности газопроводов должен быть:

- предусмотрен изначально, на этапе проектирования, с учетом варьирования агрессивных условий на протяжении жизненного цикла газового объекта;

- качественно реализован на этапе строительства и сооружения; пройти апробацию на этапе внедрения в первые годы эксплуатации;

- под контролем и при необходимости оперативно откорректирован с учетом возникающих вопросов и проблем в процессе эксплуатации газопровода, работающего в условиях повышенных давлений и наличия агрессивных компонентов в транспортируемой среде.

Как показывает опыт эксплуатации ряда газовых объектов с проблемами УКК, недостаточный учет коррозионной опасности или их игнорирование на этапе проектирования приводит к необходимости принятия срочных мер уже на этапе эксплуатации по обеспечению безопасной работы газопроводов и купированию агрессивного влияния рабочих сред. Разработка и внедрение экстренных мер защиты является особенно сложной задачей в условиях инфраструктурных ограничений, существующих на уже построенном объекте.

Разработан комплексный и последовательный подход для решения проблем обеспечения надежности газопроводов, составные части которого взаимосвязаны с друг другом. Он включает:

- анализ исходных эксплуатационных данных, который влияет на процессы разрушения стали;

- выбор и обработку данных, которые влияют на достоверность проводимых с их использованием имитационных испытаний;

- получение в этих испытаниях оценочных данных по агрессивности среды совместно с другими показателями (содержание растворенного железа и ингибитора, остаточная толщина) позволяют проводить, как оценку опасности коррозионного разрушения стальных газопроводов, так и эффективности применяемых мер защиты;

- совокупность результатов мониторинга в итоге позволяющая контролировать ситуацию с агрессивностью сред и обеспечивать безопасный и надежный уровень работы трубопроводов, эксплуатируемых в условиях присутствия коррозионно-активных компонентов.

Для разрешения проблем обеспечения работоспособности газопроводов и, учитывая важность вопроса нормативного регулирования, был сформирован комплекс документов, который охватывает все основные вышеприведенные положения комплексного подхода. Разработанные при моем участии стандарты государственного и корпоративного уровня охватывают все основные необходимые области оценки факторов и критериев коррозии с целью дальнейшего определения надежности работы газопроводов, а также эффективности ингибиторной защиты. Это позволяет осуществлять эффективный подбор и внедрение на газовых объектах ингибиторов, а также последующий мониторинг их эффективности (табл. 12).

На корпоративном уровне одна часть стандартов ПАО «Газпром» была разработана впервые, а другая - актуализирована с учетом текущих условий эксплуатации газовых объектов и других современных аспектов их развития. Положения по обеспечению работоспособности газопроводов в условиях воздействия коррозионных сред на уровне государственных стандартов были введены впервые в таком объеме и качестве.

Автор диссертации разработал основные положения СТО Газпром 9.3-011-2011 и СТО Газпром 9.3-028-2014, принимал участие в подготовке отдельных методик проведения испытаний коррозионных и технологических свойств ингибиторов коррозии СТО Газпром 9.3-007-2010, подготовил разделы по оценке агрессивности сред, ингибиторной защите и мониторингу в ГОСТ Р 55990-2014 и ГОСТ Р 58284-2018.

Широкая практика применения вышеуказанных документов дочерними обществами ПАО «Газпром» и проектными институтами подтвердила актуальность, а также необходимость и эффективность их использования.

Как видно (табл. 12), корпоративные документы взаимосвязаны и дополняют друг. Данные по процедуре допуска ингибиторов и технические требования к ним отражены в СТО Газпром 9.3-028-2014.

Методики, в соответствии с которыми проводится оценка соответствия ингибиторов техническим требованиям ПАО «Газпром», приведены в СТО Газпром 9.3-007-2010. Они прошли аттестацию и внесены в Федеральный реестр методик выполнения измерений, применяемых в сферах распространения государственного метрологического контроля.

Критерии применения средств защиты, порядок организации таких работ на различных стадиях, мониторинг их эффективности регламентированы в СТО Газпром 9.3-011-2011. Определение содержания ингибиторов в различных эксплуатационных средах, применяемое в рамках мониторинга и при выборе дозировки ингибирующего реагента, проводится согласно СТО Газпром 9.3-004-2009.

**В заключении** сформулированы основные научные и практические результаты, полученные при выполнении данной диссертационной работы.

Таблица 12. Список стандартов и их основное содержание

Стандарт	Основное содержание
СТО Газпром 9.3-011-2011 «Защита от коррозии. Ингибиторная защита от коррозии промышленных объектов и трубопроводов»	Критерии оценки агрессивности (по основным параметрам и $K$ ), вопросы применения ингибиторов (технологии ингибиторной защиты и др.) и организации системы мониторинга (методы, применение и др.).
СТО Газпром 9.3-028-2014 «Защита от коррозии. Правила допуска ингибиторов коррозии для применения в ОАО «Газпром»»	Технические требования (защитные и технологические) к ингибиторам, процедура (комплекс испытаний – лабораторные, автоклавные (стендовые), эксплуатационные; оценка производителя) и правила их допуска для применения на объектах ПАО «Газпром».
СТО Газпром 9.3-007-2010 «Защита от коррозии. Методика лабораторных испытаний ингибиторов коррозии для оборудования добычи, транспортировки и переработки коррозионно-активного газа»	Методики лабораторных испытаний ингибиторов согласно всех их основных защитных и технологических свойств.
СТО Газпром 9.3-004-2009 «Защита от коррозии. Методика выполнения измерений массовой концентрации азотсодержащих ингибиторов коррозии в жидких углеводородах, пластовой воде и водометанольных растворах»	Методика выполнения измерений массовой концентрации азотсодержащих ингибиторов в рамках мониторинга их эффективности в жидких углеводородах, воде и водометанольных растворах
ГОСТ Р 55990-2014 «Месторождения нефтяные и газонефтяные. Промысловые трубопроводы. Нормы проектирования»	Критерии оценки агрессивности по $K$ ; эксплуатационные свойства и факторы, которые следует учитывать при проведении имитационных испытаний
ГОСТ Р 58284-2018 «Нефтяная и газовая промышленность. Морские промысловые объекты и трубопроводы. Общие требования к защите от коррозии»	Критерии оценки агрессивности по $K$ ; эксплуатационные свойства и факторы, которые следует учитывать при проведении имитационных испытаний; вопросы применения ингибиторов (технологии ингибиторной защиты и др.) и организации системы мониторинга (методы, применение и др.).

## Основные выводы и рекомендации

1. Выполненный в диссертации анализ позволил:

- определить ключевые факторы, оказывающие влияние на протекание коррозионных процессов в присутствии агрессивных сред;

- разработать градацию коррозионной агрессивности, что подтверждено экспериментальными результатами и включает комплексную систему ранжирования по степени коррозивности эксплуатационных сред в диапазоне  $P$  ( $CO_2$ ) от 0,02 до 0,2 МПа с учетом дополнительных коррозионных факторов (присутствия водной фазы, рН-фактора,  $T$ ).

- разработать комплекс методов для обеспечения работоспособности газопроводов, который включает анализ коррозионной опасности, имитационные испытания, мониторинг коррозии, использование средств защиты.

- определить основные способы защиты газопроводов в условиях воздействия коррозивных сред (технологические методы, материальное исполнение, ингибиторы, коррозионные припуски) и оценить возможность их использования.

2. Предложены и разработаны научно-методические решения к анализу и обработке исходных параметров (минерализация,  $T$ , содержание  $CO_2$ , катионно-анионный состав, рН-фактор и др.), позволяющих выявить оптимальные и в полной мере отражающие эксплуатационные условия и агрессивные факторы для имитационных испытаний. В предложенном решении учитывается динамика их изменения на всем протяжении жизненного цикла газопровода и возможное влияние сторонних факторов, а также других применяемых реагентов с возможностью ранжирования трубопроводных участков по степени агрессивности сред в рамках организации и функционирования коррозионного мониторинга.

3. По результатам исследования определены основные коррозионные процессы, возникающие в газопроводе при конденсации влаги на верхней образующей трубы (ТОЛ коррозия) и по нижней образующей трубы (ВОЛ коррозия). Предложены параметры оценки степени агрессивности (характеристики трубопроводной системы,  $K$ , минерализации и другие параметры воды, содержание растворенного железа, параметры эксплуатации). Для газопроводов посчитано  $\tau$ , характеризующее влияние движения потока на коррозию. Сравнение  $\tau$  показало, что агрессивность динамических условий лабораторной коррозионной установки имеет схожий порядок значений с потоком среды в газопроводе. Методами статистической обработки рассчитана зависимость (уравнение) для предиктивной оценки  $K$  в динамических условиях от основных коррозионных параметров (минерализация и  $T$ ), которая показала хорошую сходимость с экспериментальными данными.

4. Разработаны и сформулированы технические требования к ингибиторам, которые являются одним из основных средств защиты от УКК и СВК газопроводов, изготовленных из углеродистой или низколегированной

трубных сталей. Параметры их оценки включают как защитные, так и технологические параметры. Основной технологией применения ингибиторов является постоянное дозирование в условиях УКК, когда наблюдается образование локальных дефектов, предугадать место и время образование которых затруднительно. Определено, что основными параметрами оценки ингибиторной защиты являются  $K$ , степень защиты, содержание ингибитора и растворенного железа в жидкости и другие параметры, получаемые в рамках функционирования системы коррозионного мониторинга.

5. Предложен комплексный подход к проведению коррозионных испытаний, как при оценке коррозивности, так и при подборе средств защиты газопроводов. Предложен и выполнен комплекс испытаний для ТОЛ условий, которые являются основными и наиболее коррозионно-опасными в газопроводе. ТОЛ испытания позволили выявить зависимость и определяющее влияние на образование локальных дефектов степени увлажненности среды и градиента  $T$ ,  $P(CO_2)$ , присутствия  $CH_3COOH$ . Установлено, что в водно-спиртовой / водно-гликолевой средах при ТОЛ испытаниях важную роль играет содержание спирта / гликоля в водном конденсате на стали, а не в испаряемой жидкости. Снижение агрессивности и подавление протекание УКК в пленке сконденсировавшейся на стали жидкости начинается при достижении концентрации спирта / гликоля в испаряемой жидкости от 80-85% и выше.

6. Впервые при изучении УКК и СВК широко использован метод XRD. Он дал возможность оценить воздействие состава и фазового состояния образующих отложений, включая продукты коррозии, на механизмы разрушения стенки газопровода, взаимосвязь с эксплуатационными условиями и применением средств защиты. При помощи метода рентгеновской дифракции определено влияние эксплуатационных факторов и ИК на состав продуктов СВК и УКК. Подтверждено образование совместно с  $FeCO_3$ , который обладает изоструктурностью, нестехиометрического сидерита  $(CaMgFe)CO_3$ . Защитные свойства  $(CaMgFe)CO_3$  будут ниже и будут отличаться от стехиометрического  $FeCO_3$ . При СВК в кислых средах установлено образование метастабильного  $FeS$  (кубического), который образуется одновременно с макиnavитом,  $FeS$  (тетрагональным). Присутствие  $FeS$  (кубического) будет нарушать однородность кристаллической структуры и снижать защитные свойства пленки  $FeS$  (тетрагонального) на стали.

7. Для комплексного решения задач по обеспечению работоспособности газопроводов, эксплуатируемых в условиях воздействия коррозионно-агрессивных сред, разработан научно-методический аппарат в виде взаимосвязанных и дополняющих друг друга корпоративных (СТО Газпром) и государственных (ГОСТ) стандартов. Они позволяют оценивать эксплуатационные условия и средства защиты трубопроводов на различных этапах жизненного цикла газового объекта (от проектирования до эксплуатации). Полученные в результате их разработки положения способствовали развитию теоретических и практических аспектов

эксплуатации газопровода и позволили сделать вывод о решении поставленной научной проблемы и достижении цели диссертации. Выполненное диссертационное исследование дает возможность обеспечить работоспособность и безопасную эксплуатацию газопроводов.

### **Список основных работ автора, опубликованных по результатам исследования**

#### **В рецензируемых журналах, рекомендованных ВАК Минобрнауки РФ**

1. Вагапов Р.К. Сравнение и интерпретация результатов обработки данных внутритрубной диагностики для условий транспортировки коррозионно-агрессивного газа // Дефектоскопия. – 2021. – № 8. – С. 62–71.
2. Вагапов Р.К. Научно-методические аспекты исследования коррозии и противокоррозионной защиты для условий газовых месторождений в присутствии  $\text{CO}_2$  // Коррозия: материалы, защита. 2021. – № 7. – С. 1–10.
3. Вагапов Р.К. Зависимость скорости коррозионных процессов от скорости потока среды с содержанием диоксида углерода / Р.К. Вагапов, И.С. Томский // Химическое и нефтегазовое машиностроение. – 2021. – № 6. – С. 37-40
4. Вагапов Р.К. Коррозионное разрушение стального оборудования и трубопроводов на объектах газовых месторождений в присутствии агрессивных компонентов // Технология металлов. – 2021. – № 3. – С. 47–54
5. Запевалов Д.Н., Влияние пластовых условий на коррозионную агрессивность среды и защиту от внутренней коррозии на объектах добычи газа / Д.Н. Запевалов, Р.К. Вагапов, О.Г. Михалкина // Научно-технический сборник Вести газовой науки. – 2021. – № 2 (47). – С. 177–189.
6. Вагапов Р.К. Исследование наводороживания и коррозии стального оборудования и трубопроводов на объектах добычи  $\text{H}_2\text{S}$ -содержащего углеводородного сырья // Вопросы материаловедения. – 2021. – № 2 (106). – С. 170–181.
7. Вагапов Р.К. Исследование коррозии объектов инфраструктуры газодобычи в присутствии  $\text{CO}_2$  аналитическими методами контроля / Р.К. Вагапов, Д.Н. Запевалов, К.А. Ибатуллин // Заводская лаборатория. Диагностика материалов. – 2020. – № 10. – С. 23–30.
8. Вагапов Р.К. О закономерностях протекания внутренней коррозии и противокоррозионной защите морских объектов в условиях присутствия повышенных количеств диоксида углерода / Р.К. Вагапов, Д.Н. Запевалов, К.А. Ибатуллин // Научно-технический сборник Вести газовой науки. – 2020. – № 3 (45). – С. 81–92.
9. Вагапов Р.К. Анализ воздействия основных факторов эксплуатации на коррозионную ситуацию на объектах добычи газа в присутствии диоксида углерода / Р.К. Вагапов, Д.Н. Запевалов, К.А. Ибатуллин // Наука и техника в газовой промышленности. – 2020. – № 3 (83). – С. 38–46.
10. Вагапов Р.К. Критерии оценки коррозионной опасности и эффективности ингибиторной защиты при эксплуатации объектов добычи газа в

- присутствии диоксида углерода / Р.К. Вагапов, Д.Н. Запевалов // Наука и техника в газовой промышленности. – 2020. – № 2 (82). – С. 60–70.
11. Вагапов, Р.К. Возможности использования и выбор технологии ингибиторной защиты от коррозии объектов добычи газа, характеризующихся присутствием агрессивного диоксида углерода / Р.К. Вагапов, Д.Н. Запевалов // Наука и техника в газовой промышленности. – 2020. – № 1. – С. 72–79
  12. Корякин А.Ю. 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, А.Д. Юсупов, Д.Н. Запевалов, Р.К. Вагапов // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2018. – № 6. – С. 48–55.
  13. 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.
  14. 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.
  15. Стрельникова К.О. Исследование ингибиторов углекислотной коррозии / К.О. Стрельникова, Р.К. Вагапов, Д.Н. Запевалов и др. // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – 2018. – № 2. – С. 16–22.
  16. Вагапов Р.К. Применение ингибиторов коррозии в нефтегазовой отрасли // Коррозия: материалы, защита. – 2011. – № 12. – С. 26–28.
  17. Вагапов Р.К. Возможности использования летучих ингибиторов для защиты от сероводородной коррозии стали в нефтегазовой отрасли / Р.К. Вагапов, Ю.И. Кузнецов, Л.В. Фролова // Газовая промышленность. – 2009. – № 4 (630). – С. 68–72.
  18. Кузнецов Ю.И. Возможности ингибирования коррозии оборудования и трубопроводов в нефтегазовой промышленности / Ю.И. Кузнецов, Р.К. Вагапов, М.Д. Гетманский // Коррозия: материалы, защита. – 2009. – № 3. – С. 20–25
  19. Вагапов Р.К. Ингибиторная защита от коррозии нефтепромыслового оборудования и трубопроводов // Коррозия: материалы, защита. – 2007. – № 5. – С. 17–23.

**В рецензируемых изданиях, индексируемых в базах SCOPUS, Web of Science**

1. Vagapov R.K. Resistance of Steels under Operating Conditions of Gas Fields Containing Aggressive CO<sub>2</sub> in the Produced Media // Inorganic Materials: Applied Research. – 2022. – Vol. 13. – № 1 – P. 240–245.

2. Кантюков Р.Р. Исследование коррозионной активности сред и стойкости используемых материалов в условиях присутствия агрессивного диоксида углерода / Р.Р. Кантюков, Д.Н. Запевалов, Р.К. Вагапов // Известия высших учебных заведений. Черная металлургия. – 2021. – № 11. – С. 793–801.
3. Вагапов Р.К. Оценка зависимости скорости коррозии стали на объектах инфраструктуры углеводородных месторождений от минерализации и температуры / Р.К. Вагапов, А.Ю. Прокопенко, И.С. Томский // Заводская лаборатория. Диагностика материалов. – 2021. – № 6. – С. 41–44.
4. Кантюков Р.Р. Анализ применения и воздействия углекислотных сред на коррозионное состояние нефтегазовых объектов / Р.Р. Кантюков, Д.Н. Запевалов, Р.К. Вагапов // Записки Горного института. – 2021. – Т. 250. – № 4. – С. 578–586.
5. Vagapov R.K. Internal corrosion and anticorrosion protection of offshore facilities in the presence of increased amounts of carbon dioxide / R.K. Vagapov, R.R. Kanyukov, D.N. Zapevalov // International Journal Corrosion and Scale Inhibition. – 2021. – V. 10. – № 3. – P. 1128–1140.
6. Кантюков Р.Р. Оценка опасности внутренней углекислотной коррозии по отношению к промышленным оборудованию и трубопроводам на газовых и газоконденсатных месторождениях / Р.Р. Кантюков, Д.Н. Запевалов, Р.К. Вагапов // Безопасность труда в промышленности. – 2021. – № 2. – С. 56–62.
7. Vagapov R.K. Corrosion Activity of Operating Conditions for the Steel Equipment and Pipelines in the Plants Extracting CO<sub>2</sub>-Containing Gases / R.K. Vagapov, D.N. Zapevalov // Metallurgist – 2021. – Vol. 65. – P. 50–61.
8. Vagapov R.K. Corrosion Processes on Steel Under Conditions of Moisture Condensation and in the Presence of Carbon Dioxide / R.K. Vagapov, K.A. Ibatullin, D.N. Zapevalov // Chemical Petroleum Engineering. – 2020. – Vol. 56. – P. 673–680.

#### **Статьи в других изданиях:**

1. Вагапов Р.К. Использование лакокрасочных покрытий и ингибиторов коррозии для противокоррозионной защиты объектов ОАО «Газпром» / И.Ю. Ребров, Д.Н. Запевалов, Р.К. Вагапов // Коррозия Территории Нефтегаз. – 2013. – № 2 (25). – С. 16–19.
2. Запевалов Д.Н. Развитие нормативной базы ОАО «Газпром» в области противокоррозионной защиты лакокрасочными покрытиями и ингибиторами коррозии / Запевалов Д.Н., Вагапов Р.К. // Коррозия Территории Нефтегаз. – 2011. – № 3 (20). – С. 20–21.

#### **Нормативные документы, разработанные с участием соискателя**

1. Месторождения нефтяные и газонефтяные. Промысловые трубопроводы. Нормы проектирования: ГОСТ Р 55990-2014. – М: Стандартинформ, 2015. – 90 с.
2. Нефтяная и газовая промышленность. Морские промысловые объекты и трубопроводы. Общие требования к защите от коррозии: ГОСТ Р 58284-2018. – М: Стандартинформ, 2018. – 38 с.



3. Защита от коррозии. Правила допуска ингибиторов коррозии для применения в ОАО «Газпром»: СТО Газпром 9.3-028-2014. – М: Газпром экспо, 2015. – 32 с.
4. Защита от коррозии. Ингибиторная защита от коррозии промышленных объектов. Основные требования: СТО Газпром 9.3-011-2010. – М: Газпром экспо, 2011. – 33 с.
5. Защита от коррозии. Методика лабораторных испытаний ингибиторов коррозии для оборудования добычи, транспортировки и переработки коррозионно-активного газа: СТО Газпром 9.3-007-2010. – М: Газпром экспо, 2011. – 91 с.