

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования

«Уфимский государственный нефтяной технический университет»

На правах рукописи



МАМБЕТОВ РИНАТ ФЛАРИДОВИЧ

**ПОВЫШЕНИЕ ПОЖАРНОЙ БЕЗОПАСНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ
ТРУБОПРОВОДОВ, ТРАНСПОРТИРУЮЩИХ
СЕРОВОДОРОДСОДЕРЖАЩИЕ НЕФТЕГАЗОВЫЕ СРЕДЫ**

Специальность 2.10.1. – «Пожарная безопасность» (технические науки)

ДИССЕРТАЦИЯ

на соискание ученой степени

кандидата технических наук

Научный руководитель:

доктор технических наук, профессор

Хафизов Фаниль Шамильевич

Уфа – 2024

3.3	Снижение частоты реализации пожароопасных ситуаций на основании оценки эффективности ингибиторов коррозии для защиты трубопроводов сероводородсодержащего месторождения.....	98
3.4	Выводы по третьей главе	105
4	РАЗРАБОТКА И СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕТОДОВ ОЦЕНКИ И СПОСОБОВ СНИЖЕНИЯ ПОЖАРНЫХ РИСКОВ НА ТРУБОПРОВОДАХ.....	107
4.1	Коррозионный мониторинг как метод повышения пожарной безопасности трубопроводов, транспортирующих сероводородсодержащие нефтегазовые среды	107
4.2	Диагностирование технического состояния трубопроводов. Условия и результаты проведенных расчетов по оценке пожарного риска трубопровода транспорта газа	116
4.3	Предупреждение пожаров и взрывов на трубопроводах сероводородсодержащего месторождения.....	150
4.4	Выводы по четвертой главе	159
	Заключение	161
	Список использованных источников	163
	ПРИЛОЖЕНИЕ А	180

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы исследования

Основными причинами пожаров и взрывов на объектах нефтегазовой отрасли являются взрывопожарные свойства обращающихся основных веществ – нефти, нефтяного и природного газа.

Согласно п. 10 Приказа МЧС России от 10.07.2009 г. № 404 «Об утверждении методики определения расчетных величин пожарного риска на производственных объектах» для определения причин возникновения пожароопасных ситуаций рассматриваются события, реализация которых может привести к образованию горючей среды и появлению источника зажигания.

Наиболее вероятными событиями, которые могут являться причинами пожароопасных ситуаций на объектах, считаются следующие события: разгерметизация технологического оборудования, вызванная механическими (влияние повышенного или пониженного давления, динамических нагрузок и т.п.), температурными (влияние повышенных или пониженных температур) и агрессивными химическими (влияние кислородной, сероводородной, электрохимической и биохимической коррозии) воздействиями.

Аварийные выбросы нефти могут привести к образованию разливов, которые, при определенных условиях (например, воздействие открытого пламени), способны к возгоранию. При отсутствии источника зажигания, испарившаяся нефть может привести к образованию топливно-воздушной смеси и, как следствие, пожару и взрыву. Обстоятельствами, способствующими возникновению и развитию пожаров и взрывов, следует считать: отказы и повреждения трубопроводов, коррозионное разрушение трубопроводов, отказы систем контроля и защиты, ошибочные действия персонала, действия внешних факторов, пирофорные соединения.

Проведен анализ аварийности на объектах нефтегазовой отрасли в России за период 2017–2021 гг., в результате которого было выявлено, что за

отведенный период произошло порядка 260–ти аварий, среди которых: 27 пожаров, 39 выбросов горючих веществ, 36 разрушений сооружений, 75 повреждений и (или) разрушений технических устройств, около 35–ти неконтролируемых взрывов. На основании анализа 27 пожаров установлено, что 19 пожаров произошло из–за коррозионного разрушения металла труб.

По результатам проведенного анализа выбраны следующие направления исследований по снижению вероятности пожаров и взрывов: выбор материалов труб, применение эффективных ингибиторов, приоритетное ранжирование рисков промысловых трубопроводов.

Несмотря на соблюдение требований пожарной безопасности, которые заложены в проекты технологических регламентов, а также осуществляемые меры по противокоррозионной защите и коррозионному мониторингу, отказы и повреждения трубопроводов сероводородсодержащих месторождений проявляются не только на начальном этапе, но и в последующие годы эксплуатации. В связи с этим совершенствование методов коррозионной защиты, а также исследование материала трубопровода на коррозионную стойкость и способов снижения пожарных рисков при эксплуатации трубопроводов сероводородсодержащих нефтегазовых месторождений является актуальной задачей.

При исследовании объектов трубопроводного транспорта углеводородов, представлен комплексный подход организационно–технических мероприятий по обеспечению пожарной безопасности по отношению к нефтепроводам и газопроводам.

Степень разработанности темы

Основные особенности эксплуатации трубопроводов, контактирующих с сероводородсодержащими средами, а также причины их повреждений, отказов, методы повышения безопасности эксплуатации, применение ингибиторов коррозии отмечены в работах ученых: Антонова В.Г., Барышова С.Н., Бугая Д.Е., Гафарова Н.А., Гумерова А.Г., Клейменова А.В., Кушнарченко В.М., Макаренко В.Д., Митрофанова А.В., Перунова Б.В., Стеклова О.И.,

Худяковой Л.П., Хафизова Ф.Ш., Чиркова Ю.А., Щепинова Д.Н., V.S. Mahdi, H.Sh. Majdi, M.H. Hadisade, M. Hamadaniyan, R.S. Abdel Hamid, M.T. Qureshi, M. Abdallah и др.

Несмотря на крупные достижения упомянутых выше ученых, много вопросов по совершенствованию методов безопасности, обеспечению безопасной эксплуатации трубопроводов и пожарной безопасности остаются недостаточно изученными и требуют дальнейшего решения.

В связи с этим, до настоящего времени актуальным представляется усовершенствование способов снижения пожарных рисков путем устранения основных причин отказов и повреждений трубопроводов, транспортирующих сероводородсодержащие нефтегазовые среды, разработка и совершенствование методов оценки снижения пожарных рисков при эксплуатации промысловых трубопроводов сероводородсодержащих нефтегазовых месторождений.

Соответствие паспорту заявленной специальности

Тема и содержание диссертационной работы соответствуют паспорту специальности 2.10.1. – Пожарная безопасность (технические науки) – (п. 12 «Разработка научных основ создания систем, методов и технических средств обнаружения, предупреждения и ликвидации аварий, пожаров и взрывов», п. 14 «Исследование условий, разработка и совершенствование методов оценки и способов снижения пожарных рисков на объектах защиты и прилегающих к ним территориях»).

Цель работы

Совершенствование методов оценки и способов снижения пожарных рисков при эксплуатации трубопроводов сероводородсодержащих нефтегазовых месторождений, на основании результатов выбора материалов труб, применения эффективных ингибиторов, приоритетного ранжирования рисков промысловых трубопроводов.

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

1. Совершенствование способов снижения пожарных рисков по результатам анализа основных причин отказов и повреждаемости промысловых трубопроводов сероводородсодержащих нефтегазовых месторождений.

2. Исследование способа снижения пожарных рисков за счет возможности применения тонкостенных электросварных нефтегазопроводных труб из стали 05ХГБ при эксплуатации трубопроводов, транспортирующих сероводородсодержащие нефтегазовые среды.

3. Снижение частоты реализации пожароопасных ситуаций на основании анализа эффективных ингибиторов коррозии и подбора защитных дозировок дозировки при эксплуатации трубопроводов сероводородсодержащего нефтегазового месторождения.

4. Приоритетное ранжирование промысловых трубопроводов, транспортирующих сероводородсодержащие нефтегазовые среды, с учетом нового показателя – пожарная значимость (повышенная пожарная опасность) и проведение расчетов по оценке пожарного риска трубопровода транспорта газа.

5. Совершенствование автоматизированной системы технических средств обнаружения и предупреждения пожаров и взрывов, реализация системы предотвращения пожара (далее – СПП) на трубопроводах, транспортирующих сероводородсодержащие нефтегазовые среды.

Объект и предмет исследования

Объектом исследования данной работы были выбраны: трубопроводы, детали и узлы трубопроводов, сероводородсодержащего месторождения с содержанием в добываемом сырье сернистого водорода до 6 %.

Предметом исследования являются пожарные риски, методы оценки и способы их снижения, на основании результатов выбора материалов труб, применения эффективных ингибиторов, приоритетного ранжирования промысловых трубопроводов.

Научная новизна

Доказан способ снижения пожарных рисков при эксплуатации трубопроводов, транспортирующих сероводородсодержащие нефтегазовые среды за счет применения тонкостенных электросварных нефтегазопроводных труб из стали 05ХГБ.

Для снижения частоты реализации пожароопасных ситуаций, найдены оптимальные дозировки ингибиторов: для защиты системы нефтесбора при дозировке 25 мг/л., защитный эффект составляет 92%.

Для снижения пожарных рисков предложено приоритетное ранжирование промысловых трубопроводов с учетом нового показателя – пожарная значимость (повышенная пожарная опасность).

Теоретическая значимость работы

Теоретическая значимость заключается в научном обосновании исследований процесса повышения пожарных рисков по причинам отказов и повреждений трубопроводов, а также разработка и совершенствование методов оценки и способов снижения частоты реализации пожароопасных ситуаций при эксплуатации промысловых трубопроводов сероводородсодержащих нефтегазовых месторождений.

Практическая значимость работы заключается в следующем:

1. Основные результаты исследований используются в учебном процессе кафедры «Пожарная и промышленная безопасность» Федерального государственного бюджетного образовательного учреждения высшего образования «Уфимский государственный нефтяной технический университет» (ФГБОУ ВО «УГНТУ») при проведении практических занятий:

– По дисциплинам «Управление производственной безопасностью на предприятиях нефтегазодобывающей отрасли» и «Управление техносферной безопасностью технологических процессов» для магистров по направлению подготовки 21.04.01 «Нефтегазовое дело» магистерская программа: Проектирование, управление разработкой и эксплуатация газовых и нефтегазоконденсатных месторождений, 20.04.01 «Техносферная

безопасность» магистерская программа: Системы техносферной безопасности в нефтегазовой отрасли.

– По дисциплине «Надежность технических систем и техногенный риск», для специалистов по специальности: 20.05.01 «Пожарная безопасность» специализация: Пожарная и промышленная безопасность в чрезвычайных ситуациях, и охрана труда.

– По дисциплине «Надежность технических систем и техногенный риск», для бакалавров по направлению подготовки: 20.03.01 «Техносферная безопасность» профиль: Техносферная безопасность в нефтегазовой отрасли.

2. Использование результатов исследований позволило рекомендовать строительство трубопровода из нефтегазопроводных труб из стали 05ХГБ на объектах ПАО «Газпром нефть» с целью снижения пожарных рисков.

Методология и методы исследований

Для достижения цели и решения поставленных задач был осуществлен комплексный подход к исследованиям состоящий из теоретических и экспериментальных методов: металлографические исследования металлов труб и деталей трубопроводов, гравиметрические и опытно–промышленные испытания стальных нефтегазопроводных труб, лабораторно–стендовые испытания ингибиторов коррозии, унификация подходов к оценке рисков промышленных трубопроводов, проведение расчетов по оценке пожарного риска трубопровода транспорта газа.

Положения, выносимые на защиту

1. Оценка причин повышения пожарных рисков на основании результатов анализа причин повреждений и отказов промышленных трубопроводов сероводородсодержащих месторождений.

2. Совершенствование способа снижения пожарных рисков при эксплуатации трубопроводов, транспортирующих сероводородсодержащие нефтегазовые среды по результатам гравиметрических и промышленных испытаний труб из стали 05ХГБ.

3. Результаты анализа эффективных ингибиторов коррозии и их дозировки для снижения частоты реализации пожароопасных ситуаций при эксплуатации трубопроводов сероводородсодержащего месторождения. Приоритетное ранжирование промысловых трубопроводов, для снижения пожарных рисков, с учетом нового показателя – пожарная значимость (повышенная пожарная опасность).

Степень достоверности и апробация результатов

Достоверность и обоснованность полученных при проведении исследований результатов и выводов подтверждается расчетом по оценке пожарного риска трубопровода транспорта газа, а также проведенными гравиметрическими, лабораторно–стендовыми и опытно–промысловыми испытаниями.

Основные положения и результаты диссертационной работы доложены и обсуждались на: XII международной научно–практической конференции молодых ученых «Актуальные проблемы науки и техники–2019» (Уфа, 2019), VI международной (XIV Всероссийской) научно–практической конференции «Нефтепромысловая химия» (Москва, 2019), XIII и XIV всероссийской конференции молодых ученых, специалистов и студентов «Новые технологии в газовой промышленности. Газ. Нефть. Энергетика» (Москва, октябрь 2019, ноябрь 2022), V Международной научно–практической конференции «Актуальные проблемы и тенденции развития техносферной безопасности в нефтегазовой отрасли» (Уфа, 2022), X Международной (XVIII Всероссийской) научно–практической конференции. Нефтепромысловая химия (Москва, 2023).

Публикации

По теме диссертации опубликовано 19 научных трудов, из них 5 статей в ведущих рецензируемых научных журналах, включенных в перечень ВАК Министерства науки и высшего образования РФ.

Структура и объем работы

Диссертационная работа состоит из введения, четырех разделов с результатами теоретических и экспериментальных исследований, основных выводов, списка использованных источников, включающего 138 наименований. Работа изложена на 180 страницах машинописного текста, содержит 66 рисунков и 32 таблицы.

1 ИССЛЕДОВАНИЕ УСЛОВИЙ ВОЗНИКНОВЕНИЯ, РАЗВИТИЯ ПОЖАРОВ И АВАРИЙ. ПРОБЛЕМЫ ЭКСПЛУАТАЦИИ ТРУБОПРОВОДОВ СЕРОВОДОРОДСОДЕРЖАЩИХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

1.1 Исследование условий возникновения, развития пожаров и аварий. Отказы и повреждения трубопроводов

Проведен анализ аварийности на объектах нефтегазовой отрасли в России за период 2017–2021 гг. было выявлено, что за отведенный период произошло порядка 260–ти аварий, среди которых: 27 пожаров, 39 выбросов горючих веществ, 36 разрушений сооружений, 75 повреждений и (или) разрушений технических устройств, около 35–ти неконтролируемых взрывов. На основании анализа 27 пожаров установлено, что 19 пожаров произошло из–за коррозионного разрушения металла труб.

Общая статистика аварий на объектах нефтегазовой отрасли за 2017 – 2021 гг. представлена на Рисунке 1.1.



Рисунок 1.1 – Общая статистика аварий на объектах нефтегазовой отрасли за 2017 – 2021 гг.

Повышенные пожарные риски обусловлены отказами трубопроводов сероводородсодержащих месторождений.

Нефтепроводы и газопроводы (трубопроводные системы) являются источником повышенной опасности из-за наличия сварных и фланцевых соединений, запорной и регулирующей арматуры, жестких условий работы (перепад давлений, температур и сероводород) и значительных объемов опасных веществ, перемещаемых по ним. К основным типам отказов трубопроводов, приводящим к значительным утечкам, следует отнести образование протяженных трещин с эквивалентным диаметром более 10 мм. По опубликованным данным примерно половина аварийных выбросов опасных веществ происходит из-за разрушения трубопроводов.

К основным ситуациям, связанным с возможными ошибочными действиями персонала, могут относиться: нарушение технологических регламентов и производственных инструкций, неудовлетворительная организация проведения ремонтных работ, отсутствие должного надзора за техническим состоянием трубопроводов, низкая производственная дисциплина и т.д.

К основным возможным причинам, связанным с неправильными действиями персонала на объекте, можно отнести: ошибки при пуске и остановке процесса, ошибки при подготовке трубопроводов к ремонту, проведении ремонтных и профилактических работ, ошибки при локализации аварийных ситуаций и пожаров.

Обстоятельства, способствующие возникновения, развития пожаров и взрывов, следует считать: отказы и повреждения трубопроводов, коррозионное разрушение трубопроводов, отказы систем контроля и защиты, ошибочные действия персонала, действия внешних факторов, пирофорные соединения.

Пирофорные соединения (отложения) – смесь продуктов сероводородной коррозии сульфидов железа, смолистых веществ, продуктов органического происхождения и механических примесей.

Пирофорные соединения, способные к самовозгоранию при контакте с кислородом воздуха, могут образоваться при транспортировке сернистой нефти и нефтепродуктов.

Пирофорные отложения способны к самовозгоранию при наличии в них активных сульфидов железа. Данные отложения обычно представляют собой смесь продуктов сероводородной коррозии, смолистых веществ, продуктов органического происхождения и механических примесей.

Пуск и остановка трубопроводов связаны с переходными режимами работы, что повышает вероятность ошибок персонала и разгерметизации трубопроводов.

При подготовке трубопроводов к ремонту (отключение трубопроводов, их наполнение и опорожнение, установка заглушек, продувка, разработка фланцевых соединений и др.) и при проведении ремонтных и профилактических работ существует опасность попадания кислорода воздуха внутрь трубопроводов, образование взрывоопасных смесей, взрывы внутри трубопроводов при иницировании от случайных источников зажигания при нарушении персоналом порядка работ (нарушение требований производственных инструкций).

К основным причинам, связанными с отказами и повреждениями трубопроводов относятся: физический износ, коррозия, механические повреждения или температурная деформация трубопроводов, прекращение подачи энергоресурсов, отказы приборов контроля и автоматики и опасности, связанные с типовыми процессами.

Основными причинами разгерметизации трубопроводов могут быть: температурные напряжения, гидравлические удары, превышения давления, коррозия, образование ледяных пробок, размораживание, а также остаточные напряжения в материале трубопроводов в сочетании с напряжениями, возникающими при монтаже и ремонте, что вызывает поломку элементов трубопроводов, образование трещин, разрывы трубопроводов и арматуры.

Несвоевременная локализация аварии также может привести к развитию более крупной аварии и пожару.

Основными показателями, характеризующими пожарную опасность нефти и нефтепродуктов, являются: нижний и верхний концентрационные

пределы распространения пламени, температурные пределы распространения пламени, температуры вспышки, температуры воспламенения, температуры самовоспламенения.

Опасности, связанные с коррозией и физическим износом весьма актуальны, что обусловлено ритмическим характером нагрузок на ряде трубопроводов и повышенным давлением. Это снижает эксплуатационный срок службы трубопроводов и может привести к выбросу опасных веществ в окружающую среду, аварийной разгерметизации, пожарам и взрывам на объекте. Коррозионный износ может произойти через несколько лет после начала эксплуатации. Исходя из анализа пожаров и аварий, можно сделать вывод, что коррозионное разрушение при достаточной прочности трубопроводов приводит к серьезным последствиям. Может произойти дальнейшее развитие аварии при несвоевременной локализации.

За прошедший более чем 40 летний период эксплуатации промышленных трубопроводов на Оренбургском нефтегазоконденсатном месторождении (далее – ОНГКМ) не было катастрофических отказов, однако не редко наблюдались повреждения [1, 2, 6–9].

Отдельные повреждения промышленных трубопроводов ОНГКМ возникали по сварным соединениям и металлу труб и узлов трубопроводов. В процентном соотношении сварные соединения – примерно 35% разрушений, примерно столько же по основному металлу труб и узлов промышленных трубопроводов, остальные 30% отказов не были связаны с воздействием на металл трубопроводов сероводородсодержащей среды [1, 9].

Анализ случаев отказов и повреждений промышленных трубопроводов, запорной арматуры, деталей и узлов сероводородсодержащего месторождения показывает, одними их основных причин растрескивания сварных соединений являются дефекты сварных соединений – концентраторы напряжений [9].

Отдельные разрушения промышленных трубопроводов ОНГКМ происходили как по зонам сварных соединений, так и по основному металлу труб и деталей трубопроводов. На долю сварных соединений приходилось

около 35% разрушений, примерно столько же приходилось на долю основного металла труб и деталей трубопроводов, остальные 30% отказов были связаны с воздействием на металл трубопроводов сероводородсодержащей среды.

Согласно [1, 8, 9] основной причиной отказов и повреждений промышленных трубопроводов на сероводородсодержащем месторождении являлись не качественные сварные соединения из-за нарушения правил сварочно-монтажных работ.

Разрушение шлейфа скважины произошло по сварному соединению труб $\varnothing 168 \times 14$ мм и $\varnothing 168 \times 12$ мм, изготовленных из стали 12Х1МФ. В процессе эксплуатации шлейфа в стыке образовалась сквозная трещина длиной около 40 мм. Расположение трещины, ее размеры и характер развития показаны на Рисунке 1.2. По всему периметру кольцевого шва имелось «вытекание» металла внутрь трубы через зазор в корне шва [9].

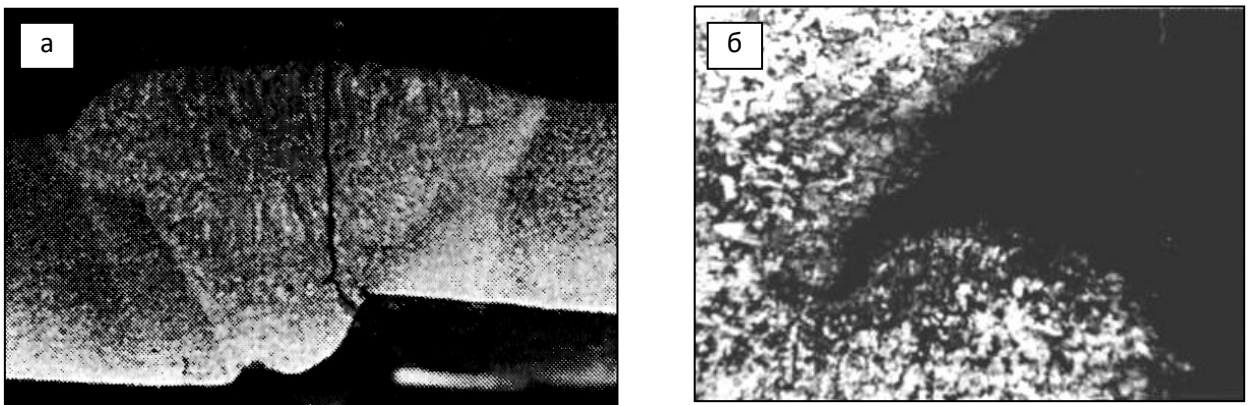


Рисунок 1.2 – Трещина в сварном шве шлейфа скважины:

а) макрошлиф ($\times 25$) б) непровар в корне шва ($\times 300$)

По результатам исследований выявлено, что основной причиной возникновения трещины в сварном соединении промышленного трубопровода (Рисунок 1.2) явились дефекты сварки, а именно непровар в корне шва глубиной до 3 мм и смещение кромок шва до 6 мм, вызвавшие концентрацию напряжений в месте непровара в корне в сочетании с воздействием на дефектный шов коррозионно-активной сероводородсодержащей нефтегазовой среды,

способствующей возникновению сероводородному растрескиванию. Разрушение изготовленного из импортной стали 20 трубопровода $\varnothing 114 \times 10$ мм обвязки устья скважины. Повреждение произошло рядом со сварным соединением в зоне термического влияния (далее – ЗТВ) по телу приварного фланца, в котором образовалась сквозная трещина длиной 145 мм по наружному диаметру трубы. Указанный промысловый трубопровод эксплуатировался в условиях постоянного контакта с сероводородсодержащей газожидкостной средой. При визуальном–измерительном контроле и магнитной дефектоскопии сварного соединения были установлены размеры и расположение трещины, образовавшейся на расстоянии от 15 до 23 мм от оси шва (Рисунок 1.3) [9].

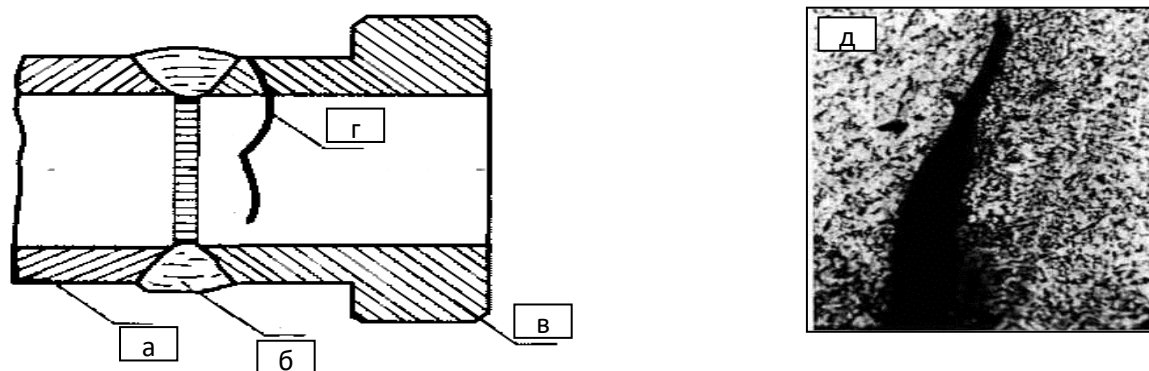


Рисунок 1.3 – Трещина в сварном шве трубопровода обвязки устья скважины: а) трубопровод б) сварной шов в) фланец г) трещина (слева) д) непровар в корне сварного шва ($\times 300$) (справа)

На основании проведенных исследований для определения причин возникновения данного повреждения, отмечены следующие: наличие в зоне расположения трещины в металле фланца большого количества строчечных неметаллических включений типа оксисульфидов, наличие в корне сварного шва непроваров глубиной до 2 мм общей протяженностью около 50 мм (однако очагов образования трещин в зоне непровара не обнаружено). Отсутствие

термообработки сварного соединения, что способствовало возникновению в околосшовной зоне нежелательной структуры и остаточных напряжений [9].

Характерные причины повреждения промышленных трубопроводов сероводородсодержащего месторождения: сероводородное растрескивание сварного стыка, сквозное повреждение (свищ).

Факторы, способствующие возникновению повреждения: дефекты сварки, отсутствие термообработки, язвенная коррозия в высокоминерализованной пластовой (сточной) воде, язвенная коррозия в высокоминерализованной воде под слоем углеводородов, язвенная коррозия в высокоминерализованной воде нефтяной скважины, отсутствие термообработки.

Сравнительный анализ причин отказов и повреждений на трубопроводах сероводородсодержащего месторождения и виды обнаруженных дефектов, позволяют нам сделать следующий вывод, что металлургическую природу труб имеют изначально водородные расслоения и сероводородные растрескивания. Металлургические расслоения, которые определены при внутритрубной дефектоскопии. Потеря металла труб развивается в процессе эксплуатации и при несвоевременном обнаружении приводит к отказам и повреждениям. Дефекты сварки являются браком при сварочно-монтажных работах [2–6, 9, 10].

Важнейшим элементом промышленного трубопровода сероводородсодержащего месторождения является запорная арматура (далее – ЗА). В период эксплуатации трубопроводов, транспортирующих сероводородсодержащие нефтегазовые среды произошли следующие отказы и повреждения запорной арматуры от воздействия сероводородсодержащих рабочих сред.

За период более 25 летней эксплуатации трубопроводов ОНГКМ произошли многочисленные отказы ЗА от воздействия сероводородсодержащих рабочих сред. Анализ показывает, что все отказы и повреждения распределяются следующим образом: 6,7% отказов на задвижках, отказы представлены в виде утечки продукта по сальнику,

пропусков продукта по сальниковому уплотнению происходят из-за их износа и устраняются заменой элементов сальниковых уплотнений, 1,3% отказов разрушение шпинделя задвижек, 4% отказов на кранах в виде непроходимости трубок подачи герметизирующей пасты, непроходимость трубок подачи герметизирующей пасты вызвана закоксовыванием уплотнительной пасты, данные отказы устраняются в процессе эксплуатации заменой трубок, 16% отказов на кранах в виде утечек продукта через сквозные коррозионные повреждения трубок подачи герметизирующей пасты. Одной из основной причиной утечки продукта через сквозные коррозионные повреждения трубок подачи герметизирующей пасты является нарушение изоляции. Основными причинами появления пропуска продукта через запорный орган шаровых кранов является: коррозионный износ посадочных мест седел шаровых кранов, коррозионный износ затворных органов, физическое старение уплотнительных элементов седел по шаровому затвору и корпусу, изготовленных из резины и синтетических материалов [9].

Причиной образования повреждений в металле трубопровода является язвенная сероводородная коррозия локальных участков металла труб, имеющих металлургические микронеоднородности и неоднородность напряженного состояния, значительно активизированная присутствием сульфатвосстанавливающих бактерий (далее – СВБ).

Биоповреждения трубопровода Ø114 мм из стали 20 представлены на Рисунке 1.4.



Рисунок 1.4 – Трубопровод Ø114 мм из стали 20

СВБ представляют собой группу специфических микроорганизмов, встречающихся в водной среде в присутствии которых скорость коррозии возрастает в 2,2 – 4 раза [10, 12]. Эти облигатно–анаэробные микроорганизмы не развиваются в присутствии кислорода. Однако за последнее время появились сведения о способности этих бактерий сохранять жизнеспособность при 6% молекулярного кислорода в среде развития. Необходимым условием развития СВБ является наличие сульфатов в воде. Бактерии используют сульфаты как конечный акцептор водорода при анаэробном дыхании. Побочным продуктом сульфатного дыхания является сероводород. Диапазон температур, выдерживаемых СВБ, весьма широк. Обнаружены культуры, способные развиваться при 2°C и при 85°C. Оптимальной температурой является от 27°C до 30°C. В действующих резервуарах и трубопроводах, транспортирующих сероводородсодержащие нефтегазовые среды колонии СВБ имеют вид многочисленных бугорков микронных размеров, разбросанных, таким образом, что на горизонтальной поверхности днищ резервуаров, емкостей и в нижней части сечения труб. При удалении с такого бугорка продуктов коррозии, под ними в металле обнаруживается более или менее глубокая язва. Потому что колония бактерий закреплена непосредственно на металле и покрыта осадком, в том числе продуктами коррозии, ее метаболический обмен со средой осуществляется через этот пористый осадок: из среды к бактериям – ионы сульфата и компоненты нефти, а от них в среду – сероводород. Каждый бугорок становится как бы миниатюрной установкой биохимического производства сероводорода [53]. Бактериальное заражение происходит в результате поступления водонефтяной эмульсии, зараженной СВБ, из эксплуатационных скважин. Попадая в емкости и отстойники, бактерии начинают интенсивно развиваться. Этому способствует наличие здесь благоприятных для жизнедеятельности СВБ условий: оптимальная температура воды от 26°C до 30°C, незначительное количество кислорода, наличие застойных зон [14].

Биокоррозионные повреждения металла труб Ø89 мм из стали 20, представлены на Рисунках 1.5, 1.6.



Рисунок 1.5 – Биоразрушение материала трубопровода:
а) наружная б) внутренняя поверхность

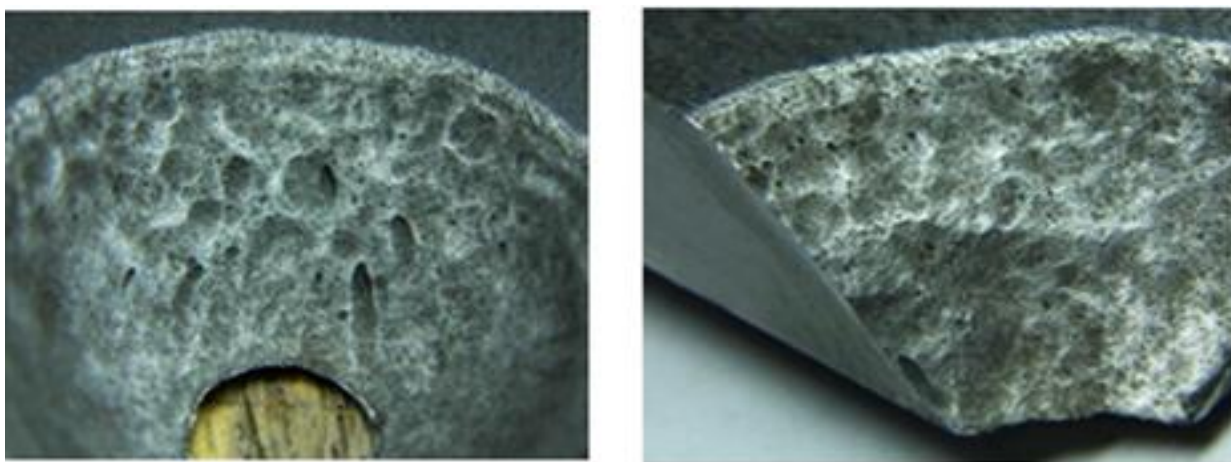


Рисунок 1.6 – Участки поверхности в области язвы

Несмотря на постоянно применяемые методы оценки и способы снижения пожарных рисков при эксплуатации трубопроводов, отказы и повреждения трубопроводов продолжают, поэтому необходимо дальнейшее изучение влияния сероводородсодержащих нефтегазовых сред на металлические конструкции с учетом многообразия взаимодействия среды в условиях работы.

1.2 Комплекс организационно–технических мероприятий по обеспечению пожарной безопасности: выбор материала труб, входной контроль и защитные мероприятия, применяемые на сероводородсодержащем месторождении

Химический состав является основным фактором, определяющим стойкость металла, стали в нефтегазовой сероводородсодержащей среде. Повышенное содержание углерода от 0,04% до 0,45% отрицательно влияет на ее стойкость к сероводородному растрескиванию, что связывают с образованием карбидной фазы, границы раздела которой с матрицей могут являться коллекторами для водорода. Помимо этого, повышение содержания углерода приводит к возрастанию внутренних напряжений при закалке, обусловленных образованием мартенситной структуры. Марганец при своем содержании более 1% в конструкционных сталях отрицательно влияет на их стойкость к наводороживанию, так как приводит к увеличению коррозионно–нестойкой бейнитной составляющей. Благоприятное влияние меди до 0,5% в трубопроводной стали объясняется тем, что она по сравнению с другими легирующими элементами наиболее эффективно уменьшает поглощение сталью водорода в процессе поверхностной реакции. В низколегированных сталях положительную роль играет алюминий при содержании в пределах от 0,2% до 0,6%. Это обусловлено тем, что он позволяет значительно понизить растворимость углерода в феррите, получить его структуру с равномерно распределенными карбидами, замедляет диффузию водорода. Повышение стойкости сталей в сероводородсодержащей нефтегазовой среде при легировании карбидообразующими элементами (молибденом от 0,1% до 0,55%, титаном от 0,06% до 0,26%, хромом от 0,1% до 0,4%, ванадием до 0,1% и ниобием до 0,1%) объясняют измельчением аустенитного зерна и повышением вследствие этого характеристик вязкости стали, изменением формы, размеров и распределения карбидной фазы [9, 16, 17].

Охрупчивание водородом конструкционных сталей увеличивается с повышением содержания углерода, марганца, хрома. Для водородного охрупчивания хромоникелевых нержавеющей сталей требуется на один–два порядка больше количества поглощенного водорода, чем для металлов с объемно–центрированной решеткой. Пониженная примерно в 3 раза по сравнению с перлитом водородная проницаемость мартенсита объясняется наличием в междоузлиях кристаллической решетки атомов углерода, создающих препятствие движению протонов. С другой стороны, через феррит, являющийся одним из составных компонентов перлита, протоны могут двигаться сравнительно беспрепятственно, поскольку диаметр их составляет всего одну стотысячную от размера атомов железа. Вредное влияние мартенситных включений на стойкость стали к сероводородному растрескиванию объясняют увеличением эффекта охрупчивания и растрескивания стали под действием внутренних напряжений, создаваемых поглощенным водородом» [18–20].

На стойкость сероводородному растрескиванию (далее – СР) при неизменной структуре стали влияет изменение содержания серы (от 0,002% до 0,35%) и в меньшей степени – содержание фосфора (от 0,004% до 0,59%), причем введение уже 0,03% серы заметно усиливает охрупчивание при коррозии в сероводородной среде. Это объясняется увеличением числа дефектных участков на границе фаз «твердый раствор железа – сульфидные включения», где под действием молизованного водорода локализуется расслоение металла. Данная структура не является нормальным феррит – перлитом, она обогащена марганцем и фосфором, которые во время охлаждения с температуры прокатки способствуют образованию мартенсита и бейнита [21, 22]. Повышенное содержание фосфора в стали вызывает неравномерное распределение карбидов в структуре, что способствует растрескиванию. Кроме того, фосфиды, как и сульфиды, являются активаторами процесса абсорбции водорода [9, 23–25].

В ряде практических случаев при испытаниях эксплуатации промышленных трубопроводов сероводородсодержащего нефтегазовых месторождения величина приложенной нагрузки соизмерима с пределом текучести.

На основании исследования условий и способов снижения пожарных рисков рассмотреть возможность применения тонкостенных из стали 05ХГБ труб, как способ снижения пожарных рисков при эксплуатации промышленных трубопроводов сероводородсодержащих нефтегазовых месторождений.

Актуальным является оценка эффективности применения взамен из стали 20 электросварных прямошовных нефтегазопроводных труб из стали 05ХГБ на сероводородсодержащих нефтегазовых месторождениях. Для этого необходимо проведение гравиметрических и опытно–промысловых испытаний стальных нефтегазопроводных труб из стали 05ХГБ с использованием байпасных стендов.

Разработанная технология входного контроля [27–29] включает шесть этапов.

Первый этап – анализ и проверка паспортов. Поставляемое заводом изготовителем изделие имеет паспорт, в котором указаны характеристики изделия и гарантии изготовителя по ГОСТ 2.601 –2019 [30].

Содержание паспортов на конкретный вид изделия определяется соответствующими нормативными документами (далее – НД) на изделие и дополнительными требованиями договоров на поставку.

Все изделия должны иметь сертификат или декларацию соответствия Технического регламента Таможенного союза (ТР ТС) [31].

В случае отсутствия паспорта или несоответствия содержания паспорта требованиям договора на поставку, НД на изделие, дальнейшие операции входного контроля не проводятся, изделие (или вся партия в целом, если паспорт выписан на партию изделий) бракуется [32].

Второй этап – проверка клеймения и маркировки. Места нанесения маркировки установлены НД на соответствующие изделия.

В случае несоответствия маркировки данным паспорта, требованиям к маркировке НД на изделие, дальнейшие операции входного контроля не проводятся, изделие (или вся партия в целом, если паспорт выписан на партию изделий) бракуется.

Третий этап – проведение визуально–измерительного контроля.

Визуальный и измерительный контроль (далее – ВИК) состоит из следующих этапов: проверка геометрических параметров; измерение размеров (длина/ширина/глубина) выявленных при проверке дефектов/механических повреждений поверхности (вмятины, задиры, разрывы, трещины и т. д.); проверка содержания легирующих элементов в стали, характеристики материалов при проведении соответствующих исследований/испытаний в соответствии с СТО–03.01.07.01.05 [32].

ВИК необходим с целью выявления поверхностных повреждений и дефектов, несоответствия условиям договора поставки, НД подвергаются 100% изделий. ВИК проводится согласно РД 03–606–03 [33]. Нормы оценки качества ВИК согласно проектно–конструкторской документации и НД. Изделия должны соответствовать НД на поставку, условиям договора.

Четвертый этап – неразрушающий контроль изделий [124].

В соответствии с [34] арматурой (запорно–регулирующую, предохранительную, фонтанную арматуру), предназначенную для применения в сероводородсодержащих средах подвергают ультразвуковой толщинометрии стенок корпусных элементов арматуры (не менее 4 замеров на каждом элементе) [10].

Кроме того, арматуру подвергают твердометрии в объеме не менее 50% от партии, но не менее 2 единиц (корпусные детали, не менее 4 замеров на каждом элементе).

Крепежные изделия, предназначенные для применения на фланцевых соединениях трубопроводов, арматуры и аппаратов, эксплуатируемых в сероводородсодержащих средах, в объеме не менее 30% от партии, но не менее 2 единиц подвергают твердометрии.

При необходимости проведения какого–либо дополнительного вида контроля, контроль проводят по решению специалистов.

Кроме указанных объемов, неразрушающий контроль (виды и методы неразрушающего контроля определяются лицом, осуществляющим входной контроль) проводят для трубопроводов, соединительных деталей и запорной арматуры, по результатам ВИК в местах зачистки обнаруженных дефектов [9].

Пятый этап – проверка химического состава, механические и коррозионные испытания материала [125]. Пригодность материалов изделий предназначенных для эксплуатации в сероводородсодержащих нефтегазовых средах по химическому составу определяется, с учетом требований [9, 27, 35].

Проверка химического состава, механических свойств материала и коррозионные испытания:

а) Проверка химического состава.

Объем контроля химического состава изделий, предназначенных для эксплуатации в сероводородсодержащих средах, составляет: для соединительных деталей – 100%, для арматуры (корпусные детали) – 100%, для крепежных изделий – 30% от партии.

Трубы и соединительные детали трубопроводов из легированных сталей перед допуском к производству в обязательном порядке подлежат проверке химического состава (химический или спектральный анализ, стилоскопирование и т. п.) [10].

б) Оценка механических свойств материала.

Необходимость оценки механических свойств материала изделий и проведения коррозионных испытаний определяется решением специалистов. Механические испытания проводят: на растяжение основного металла по ГОСТ 1497 [35], на растяжение сварного соединения по ГОСТ 6996 [38], на ударный изгиб основного металла по ГОСТ 9454 [37], на ударный изгиб сварного соединения по ГОСТ 6996 [38], на статический изгиб ГОСТ 6996 [38].

Для проволоки, используемой для проведения технологических операций в скважине, проводят испытания на растяжение и пластические свойства.

Допускается проведение ускоренных испытаний медленным растяжением материалов на сероводородное растрескивание согласно ГОСТ 9.901.1 [41].

По результатам механических и коррозионных испытаний составляется заключение о пригодности (непригодности) изделия к эксплуатации.

Шестой этап – проведение гидравлических испытаний. Гидравлическим испытаниям при входном контроле подвергают изделия, для которых имеются основания для контрольных испытаний: истечение гарантийного срока хранения изделия, непредвиденные обстоятельства в условиях хранения, транспортировки и монтажа изделия. Давление гидроиспытания определяется НД на изделие и согласно Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности [10].

Ужесточение условий эксплуатации (повышенное содержание в рабочей среде воды и солей) трубопроводов сероводородсодержащих месторождений и необходимость применения современных материалов повышают требования к входному контролю труб, запорной арматуры, деталей и узлов трубопроводов [13].

Большая часть распространенных в промышленности ингибиторов сероводородной коррозии представляет собой органические азотсодержащие соединения, в частности амины и их производные [5,9, 43, 45, 46].

Выбор подходящего ингибитора коррозии (далее – ИК) для конкретных условий применения – сложное, трудоемкое и ответственное дело. Для эффективного использования на реальном объекте выбранный ингибитор коррозии должен обладать целым рядом защитными, технологическими и эксплуатационными свойствами, определенных в требованиях к ингибиторам для газовой промышленности [46] и другими исследователями [5, 9, 43, 47]. Основным же свойством ИК, характеризующим его как средство защиты,

является «защитное действие» или «защитная эффективность» в заданной коррозионной среде, по возможности в максимальной мере имитирующей реальную [124].

Исследованные ингибиторы, «Оринкор», СНПХ – 1004, Инкоргаз, Аминкор, Сонкор, И–55–ДК, предназначенные для защиты от коррозии соединительных газопроводов неочищенного газа сероводородсодержащего месторождения в тонких пленках электролитов (конденсационной воды), насыщенных кислыми газами, скоплениях электролитов в пониженных местах, применяются на сероводородсодержащем месторождении [125].

ИК, применяемые и предлагаемые различными фирмами для защиты трубопроводов сероводородсодержащего месторождения и обеспечения их безопасной эксплуатации трубопроводов [9].

Опытные образцы ИК, с указанием интегрального защитного действия, представлены результаты: Сонкор 9520 ГП–2 – 92,4%, Инкоргаз 21Д – 91,5%, Сонкор 9520 ГП–1 – 91,2%, Инкоргаз 31Д – 89,4%, ИКТ–1+И–55–ДК (70%+30%) – 88,6%, И – 55 – ДК – 87%, Оринкор 2 – 85,1%, Оринкор 3 – 84,4%, ИКТ – 1 – 84,2%, Инкоргаз 21Т – 82,3%, Аминкор – 81,2%, ИКТ – 1+Аминкор (70%+30%) – 80,3%, СНПХ – 1004 – 79,4% [124].

Защитные свойства ИК исследованы исходя из изложенных выше соображений в соответствии с методами [2, 125].

Выше перечисленные ИК, предназначены для защиты от коррозии газопроводов неочищенного газа сероводородсодержащих месторождений.

Актуальным условием снижения частоты реализации пожароопасных ситуаций является подбор современных ингибиторов коррозии и их эффективной дозировки при эксплуатации трубопроводов для систем нефтесбора в реальных нефтегазовых средах сероводородсодержащих нефтегазовых месторождений с учетом коррозионно–опасных факторов, таких как высокое содержание кислорода, или мониторинг направлен на получение достоверной оценки коррозионной ситуации в контролируемой системе всеми доступными средствами: с помощью критерия оценки коррозионной агрессивности среды,

сбора, регистрации и систематизации данных по многим факторам, оказывающим влияние на коррозию и, в конечном счете, на техническое состояние контролируемого объекта или всей системы нефтедобычи.

При добыче нефти в процессе реализации программы мониторинга, подвергающегося коррозии оборудования и трубопроводов, изучают коррозионную среду (состав добываемой из скважин пластовой жидкости, содержание в ней и сточных и сточных водах сероводорода, CO_2 кислорода, состав продуктов коррозии, микробиологическую зараженность добываемой среды; наличие и активность вводимых в среду ингибиторов коррозии, бактерицидов, поглотителей сероводорода и др.), фактическую скорость коррозии, которая позволяет объективно оценить эффективность применяемых средств защиты; эффективность реализуемой программы по борьбе с коррозией исходя из состояния эксплуатационного оборудования.

1.3 Повышение мер пожарной безопасности на основании контроля коррозии, технического состояния трубопроводов и контроля загазованности на трубопроводах сероводородсодержащего месторождения

Коррозионный мониторинг не является в общепринятом смысле контролем, а представляет собой совокупность различных видов контроля, направленных на получение максимально полной информации о коррозии, ее механизме в рассматриваемых условиях и, главное, о принятии эффективных мер по ее минимизации. Коррозионный мониторинг является основой для разработки действенной программы по борьбе с коррозией на нефтепромыслах.

Как известно [48], коррозия металлического оборудования на нефтяных и газовых промыслах – сложный коллоидно–электрохимический процесс, приводящий к разрушению металла труб и емкостей под воздействием пластовой жидкости (нефти, воды и газа), причем наибольшая коррозия

проявляется лишь в водной и газовой среде газоконденсата (двухфазная жидкость «вода–газобензин»). Но это лишь необходимое условие для проявления коррозии. Достаточным является наличие в водной среде сероводорода, CO_2 , O_2 и активно функционирующих бактерий.

Важно иметь в виду не только общую коррозию, но и локальную, развивающуюся под воздействием осадков сульфида и карбоната железа, а также СВБ. Также не следует упускать из виду повышенную концентрацию сероводорода в местах закрепления биообразований или биоценозов СВБ, которая может проявиться в виде сульфидного наводороживания или хрупкости металла.

Коррозия в системе нефтедобычи резко повышается в связи с наличием и жизнедеятельностью СВБ. Они могут пребывать в бездействии, т.е. находиться в неактивной форме, но переходя в активную форму, т.е. закрепляясь на металлической поверхности, образуют при этом бурно развивающиеся сообщества (биообразования или биоценозы). СВБ начинают продуцировать в окружающую среду сероводород, а в местах биоценозов – сульфиды железа, что вызывают сильнейшую коррозию металлического оборудования.

Таким образом, при осуществлении коррозионного мониторинга необходимо выявить изменения в реальных коррозионных условиях и на основании полученных данных внести коррективы и оптимизировать программу борьбы с коррозией с использованием инженерно–технических мероприятий по обеспечению пожарной безопасности.

Существующие методики диагностирования трубопроводов, эксплуатирующих сероводородсодержащие нефтегазовые среды, разработаны на основе анализа литературных данных по оценке коррозионного состояния, безопасной эксплуатации трубопроводов, результатов внутритрубной дефектоскопии (далее – ВТД) и наружной дефектоскопии, натурных и лабораторных коррозионно–механических испытаний, металлографических исследований темплетов и образцов, результатов технического

диагностирования конструкций и с учетом НДС [28]. Методиками устанавливаются способы и объем контроля технического состояния трубопроводов, признаки оценки вида дефектов и способы определения предельного состояния трубопроводов с учетом уменьшения толщины стенок до расчетной величины, ниже которой не обеспечивается необходимый запас несущей способности. Методики позволяют также оценить степень потенциальной опасности дефектов трубопроводов и определить рациональные условия их дальнейшей эксплуатации или ремонта. Алгоритм диагностирования трубопроводов, транспортирующих сероводородсодержащие нефтегазоконденсатные среды, аналогичный для диагностирования любого трубопровода, приведен на Рисунке 1.7 [3, 9, 49, 50].

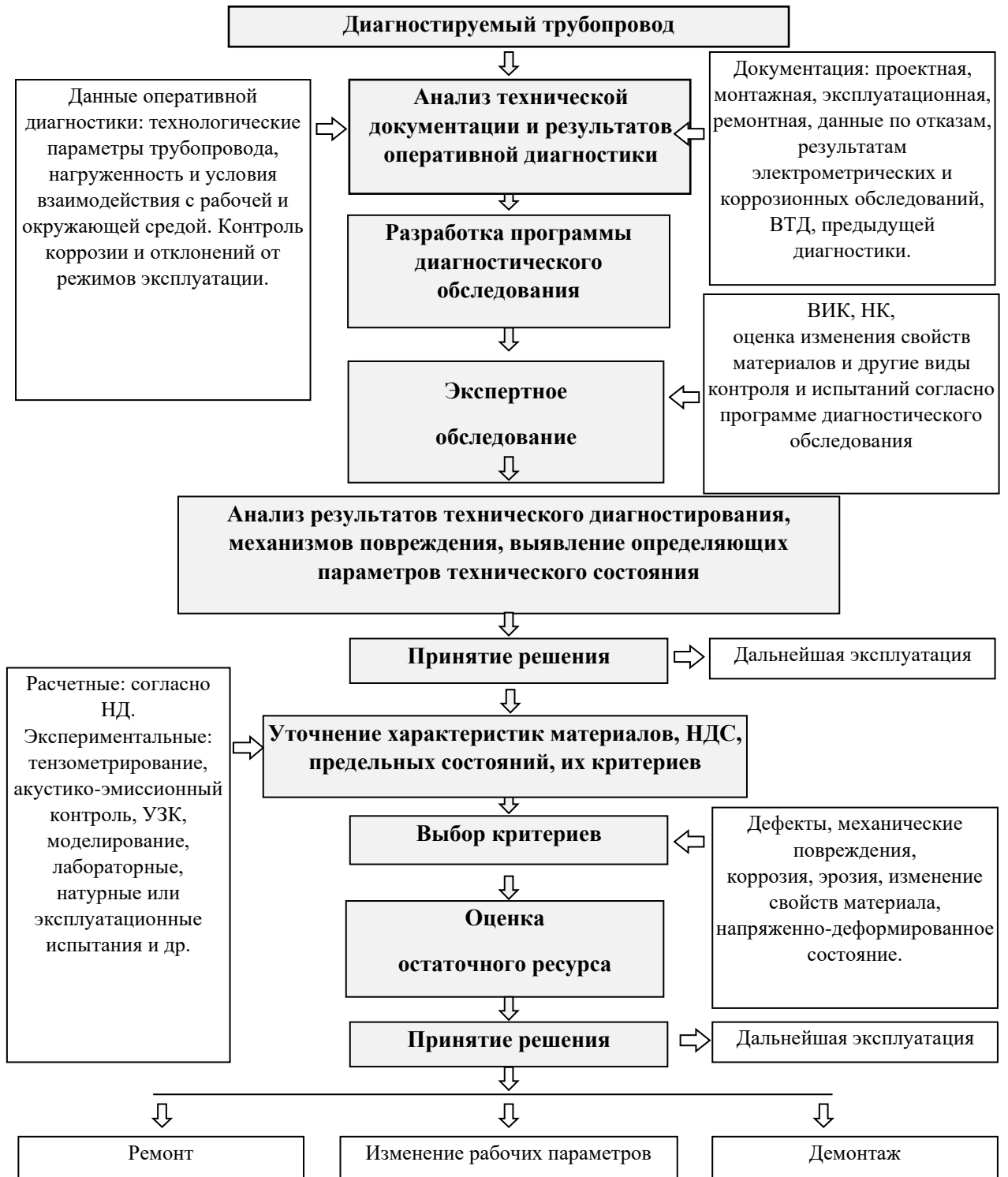


Рисунок 1.7 – Алгоритм диагностирования трубопровода

Наряду с диагностированием трубопроводов сероводородсодержащих нефтегазовых месторождений, проводятся исследования, расчеты и испытания трубопроводов для обеспечения пожарной безопасности объектов защиты, разрабатываются сценарии возможных пожаров и аварий. Рассчитывается

величина пожарного риска, а также с целью предупреждения возникновения пожаров и взрывов, активно разрабатываются методы и технические средства обнаружения на трубопроводах с дальнейшей корректировкой и модернизацией организационных и инженерно–технических систем обеспечения пожарной безопасности.

При существующих методах контроля загазованности, обработка информации от станций экологического мониторинга (далее – СЭМ) и датчиков системы контроля загазованности (далее – СКЗ) осуществляется в различных, взаимно не интегрированных информационных системах. Уровень автоматизированного рабочего места (далее – АРМ) оператора существующих станций СЭМ. Программное обеспечение не прошло модернизацию (обновление), сигналы о срабатывании датчиков СКЗ поступали в существующий многофункциональный программно–технический комплекс (далее – МПТК) «Орбита» и накапливались в отдельном разделе (таблице) «Загазованность». МПТК «Орбита» обеспечивает получение трех состояний от датчиков СКЗ: срабатывание порогов 1 и 2 уровня или авария датчика (потеря связи). Программное обеспечение для оповещения работающих в охранной зоне трубопровода эксплуатирующих и подрядных организаций, обслуживающих датчики СКЗ и жителей близлежащих населенных пунктов отсутствует (программно–техническая система оповещения отсутствует).

Анализ существующих методов и технических средств обнаружения для предупреждения пожаров и взрывов на трубопроводах сероводородсодержащих нефтегазового месторождения свидетельствует о целесообразности ее совершенствования с целью снижения пожарных рисков.

1.4 Выводы по первой главе

Отказы и повреждения трубопроводов при эксплуатации весьма актуальны, что обусловлено повышенным давлением и ритмическим характером нагрузок на ряде трубопроводов. Это снижает эксплуатационный

срок службы трубопроводов и может привести к выбросу опасных веществ в окружающую среду, аварийной разгерметизации, пожарам и взрывам на объекте.

Установлены основные причин отказов и повреждаемости промышленных трубопроводов сероводородсодержащих месторождений, способствующих повышению пожарных рисков.

На основе существующих литературных источников за исследуемый период эксплуатации промышленных трубопроводов, запорной арматуры, деталей и узлов при эксплуатации ОНГКМ, показал, что основными причинами отказов и повреждениями являются: дефекты сварных соединений – концентраторы напряжений, не качественные сварные соединения из-за нарушения правил сварочно-монтажных работ, дефекты сварки (непровар в корне шва), сероводородное растрескивание сварного стыка, сквозное повреждение (свищ), коррозионный износ затворных органов, эксплуатационные и остаточные технологические напряжений, язвенная сероводородная коррозия, биокоррозионные повреждения.

Несмотря на постоянно применяемые методы оценки и способы снижения пожарных рисков при эксплуатации трубопроводов, отказы и повреждения трубопроводов продолжают, поэтому необходимо дальнейшее изучение влияния сероводородсодержащих нефтегазовых сред на металлические конструкции с учетом многообразия взаимодействия среды в условиях работы.

На основании исследовании условий и способов снижения пожарных рисков рассмотреть возможность применения тонкостенных из стали 05ХГБ труб, как способ снижения пожарных рисков при эксплуатации промышленных трубопроводов сероводородсодержащих нефтегазовых месторождений.

Актуальным является оценка эффективности применения взамен из стали 20 электросварных прямошовных нефтегазопроводных труб из стали 05ХГБ на сероводородсодержащих нефтегазовых месторождениях.

Актуальным условием снижения частоты реализации пожароопасных

ситуаций является подбор современных ингибиторов коррозии и их эффективной дозировки при эксплуатации трубопроводов для систем нефтесбора в реальных нефтегазовых средах сероводородсодержащих нефтегазовых месторождений с учетом коррозионно–опасных факторов, таких как высокое содержание кислорода, сероводорода и присутствие СВБ.

При осуществлении коррозионного мониторинга необходимо выявить изменения в реальных коррозионных условиях и на основании полученных данных внести коррективы и оптимизировать программу борьбы с коррозией с использованием инженерно–технических по обеспечению пожарной безопасности.

Наряду с диагностированием трубопроводов сероводородсодержащих нефтегазовых месторождений, проводятся исследования, расчеты и испытания трубопроводов для обеспечения пожарной безопасности объектов защиты, разрабатываются сценарии возможных пожаров и аварий. Рассчитывается величина пожарного риска, а также с целью предупреждения возникновения пожаров и взрывов, активно разрабатываются методы и технические средства обнаружения загазованности на трубопроводах с дальнейшей корректировкой и модернизацией организационных и инженерно–технических систем обеспечения пожарной безопасности.

Анализ существующих методов и технических средств обнаружения для предупреждения пожаров и взрывов на трубопроводах сероводородсодержащих нефтегазового месторождениях свидетельствует о целесообразности ее совершенствования с целью снижения пожарных рисков при эксплуатации трубопроводов, транспортирующих сероводородсодержащие нефтегазовые среды.

2 МЕТОДЫ И РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЙ ПОВРЕЖДЕНИЙ КОНСТРУКЦИЙ, КОНТАКТИРУЮЩИХ С СЕРОВОДОРОДСОДЕРЖАЩИМИ НЕФТЕГАЗОВЫМИ СРЕДАМИ

2.1 Методы и результаты исследований повреждений трубопроводов

Пожарный риск: мера возможности реализации пожарной опасности объекта защиты и ее последствий для людей и материальных ценностей.

Объект защиты: продукция, в том числе имущество компаний (включая технологические установки, оборудование, трубопроводы, агрегаты и иное имущество), к которой установлены или должны быть установлены требования пожарной безопасности для предотвращения пожара и защиты людей при пожаре.

Определение перечня пожароопасных аварийных ситуаций и параметров для каждого технологического процесса осуществляется на основе анализа пожарной опасности каждого из технологических процессов, предусматривающего выбор ситуаций, при реализации которых возникает опасность для людей, находящихся в зоне поражения опасными факторами пожара, взрыва и сопутствующими проявлениями опасных факторов пожара.

Для каждой пожароопасной ситуации на объекте приводится описание причин возникновения и развития пожароопасных ситуаций, мест их возникновения и факторов пожара, представляющих опасность для жизни и здоровья людей в местах их пребывания.

Для определения причин возникновения пожароопасных ситуаций рассматриваются события, реализация которых может привести к образованию горючей среды и появлению источника зажигания.

Наиболее вероятными событиями, которые могут являться причинами пожароопасных ситуаций на объектах, считаются следующие события: выход параметров технологических процессов за критические значения, который

вызван нарушением технологического регламента, разгерметизация технологического оборудования, вызванная механическим (влияние повышенного или пониженного давления, динамических нагрузок и т.п.), температурным (влияние повышенных или пониженных температур) и агрессивным химическим (влияние кислородной, сероводородной, электрохимической и биохимической коррозии) воздействиями и т.д.

При анализе пожароопасных ситуаций, связанных с разгерметизацией трубопроводов, рассматриваются утечки при различных диаметрах истечения (в том числе максимальные - при полном разрушении трубопроводов).

Оценка величин указанных факторов проводится на основе анализа физических явлений, протекающих при пожароопасных ситуациях, пожарах, взрывах. При этом рассматриваются следующие процессы, возникающие при реализации пожароопасных ситуаций и пожаров или являющиеся их последствиями (в зависимости от типа трубопроводов и обращающихся на объекте горючих веществ) [136]: исследованы отказы и повреждения трубопроводов, повреждения запорной арматуры, повреждения деталей и узлов трубопроводов для снижения пожарных рисков.

Опыт эксплуатации трубопроводов, транспортирующих сероводородсодержащие нефтегазовые среды, свидетельствует о том, что, несмотря на противокоррозионные мероприятия, техническое освидетельствование и диагностический контроль в соответствии с нормативно–техническими документами наблюдаются отказы трубопроводов, контактирующих с сероводородсодержащими средами [9, 13, 10, 54, 56, 57].

Основную опасность для оборудования и трубопроводов, эксплуатирующихся в сероводородсодержащих нефтегазовых средах, создает не общая коррозия, а наводороживание сталей [9]. В работах [19, 51] показано, что уменьшение пластичности стали при насыщении водородом происходит почти целиком за счет сосредоточенной части деформации при сохранении равномерной деформации неизменной» [9, 19].

Отказы трубопроводов, транспортирующих сероводородсодержащие нефтегазовые среды, обусловлены в основном сероводородным растрескиванием (далее – СР) сварных соединений по дефектам сварки. Вторым, после дефектов, наиболее существенным фактором, стимулирующим СР, является несоблюдение режимов термообработки сварных швов. При нарушении режимов термообработки или ее отсутствии, твердость металла сварных соединений значительно превышает допустимые пределы, что также стимулирует развитие СР [55].

Кроме СР часть отказов трубопроводов, транспортирующих сероводородсодержащие нефтегазовые среды, связана с микробиологической коррозией.

В связи с вышеизложенным, контролю качества сварных соединений трубопроводов, эксплуатирующих сероводородсодержащие нефтегазовые среды уделяется большое внимание.

Рассмотрены некоторые характерные отказы трубопроводов, транспортирующих сероводородсодержащие нефтегазовые среды [61].

В качестве объекта исследования была выбрана вырезка из трубопровода в точке подключения газопровода Ду 300 технологической линии к газопроводу внешнего транспорта газа Ду 500.

После 14 лет эксплуатации произошла разгерметизация на участке подключения газопровода Ду 300 технологической линии к газопроводу внешнего транспорта газа Ду 500. Сквозной дефект располагался в сварном соединении отвода (Рисунок 2.1).

Газопровод внешнего транспорта газа Ду 500 установки перекачки нефти и газа (далее – УПНГ) работал в пределах технологического режима: $P_{\text{раб.}} = 3,63 \text{ МПа}$, $Q = 190 \text{ тыс. м}^3/\text{час}$, содержание сернистого водорода до 6%.

Данная вырезка из трубопровода подвергалась следующим методам исследования. Спектральный анализ химического состава металла

выполняли на спектрометре РМІ – MASTER 13L0059, в соответствии с ГОСТ 7565 – 81[61]. Твердость измеряли на приборе ТК – 2М по Роквеллу согласно ГОСТ 9013 – 59 [62]. Ультразвуковой контроль сварных соединений проводили дефектоскопом А1212Master.



а)

б)

Рисунок 2.1 – Переход с дефектным сварным швом:

а) сварной шов б) элемент №10

Результаты исследований спектрального анализа химического состава металла, выполненного на спектрометре РМІ–MASTER 13L0059, показали, что химический состав металла перехода с толщиной стенки 18,2–19,6 мм (элемент №8) соответствует стали – типа 34X2МА, металла перехода с толщиной стенки 16,0 – 23,0 мм (элемент №9) соответствует стали – типа сталь 20, металла сварного соединения (элемент №10) соответствует стали – типа 08ГСД.

Твердость основного металла перехода (элемент №8) – 160.172 НВ, перехода (элемент №9) – 110. 117 НВ, сварного соединения (элемент №10) – 154..168 НВ, что соответствует ГОСТР 53678 – 2009 [58]. Согласно NACE MR0175 [26] значение твердости сварного шва не должны превышать 22HRC, что соответствует 229НВ.

При ультразвуковом контроле в сварном соединении (элемент №10) выявлены дефекты (Рисунок 2.1, 2.2).

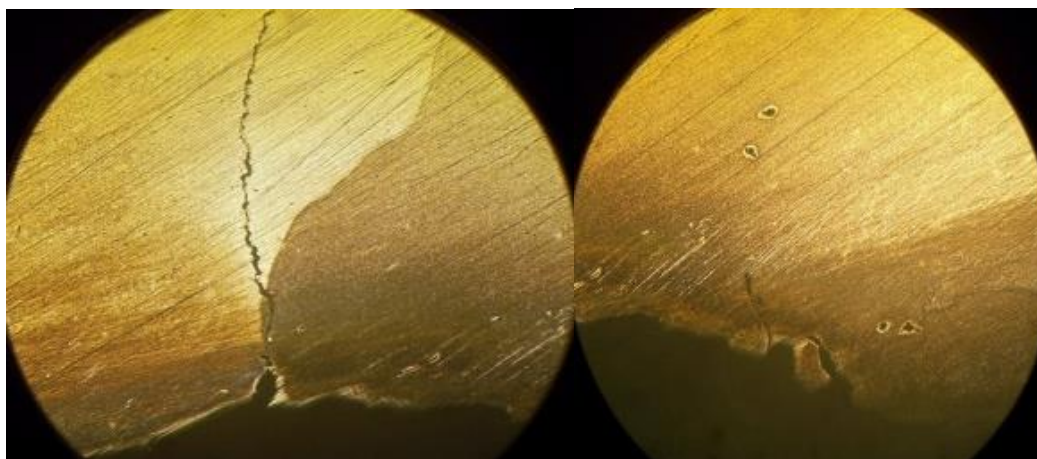


Рисунок 2.2 – Дефекты сварного соединения (элемент №10) при увеличении $\times 200$

Переход (элемент №8) выполнен из стали 34Х2МА, не соответствующей требованиям ГОСТР 53678–2009 [58] и NACEMR0175 [26], предъявляемым к материалам оборудования и трубопроводов, эксплуатирующихся в сероводородсодержащих нефтегазовых средах. Кроме того, сварка перехода из стали 34Х2МА с переходом из стали 20 без учета специфики сварки стали 34Х2МА привела к образованию недопустимых дефектов в сварном соединении (Рисунок 2.2). Наличие недопустимых дефектов в сварном соединении в условиях воздействия сероводородсодержащей среды привело к развитию сероводородного растрескивания под напряжением и последующей разгерметизации трубопровода.

Проведены исследования по определению причин разгерметизации газопровода сероводородсодержащего месторождения, система внешнего транспорта газа, объектом исследования являлся фрагмент трубы с трещиной (Рисунок 2.3).



Рисунок 2.3 – Фрагменты разрушенного участка трубы

Данный фрагмент трубы подвергался следующим методам исследований: фрактографические исследования поверхности представленных образцов проводили визуальным и визуально–оптическим методом на микроскопе МБС–1 в соответствии с методиками и рекомендациями [63, 65], спектральный анализ химического состава металла выполняли на спектрометре РМІ–MASTER 13L0059, в соответствии с ГОСТ 18895 – 97 [68]. Твердость измеряли на приборе ИТР – 60/150 – А по Роквеллу согласно ГОСТ 9013–59 [62], металлографические исследования проводили на микроскопе Nikon Epihot 200. Механические испытания на растяжение согласно ГОСТ 1497 – 84 [35], на статический изгиб согласно ГОСТ 14019 – 2003 [65] проводили на машине разрывной MTS 65/G. Испытания на ударную вязкость проводили согласно ГОСТ 9454 [37] на копре маятниковом Resil 300 СН – Е/30А №15242.

Результаты исследования [67] показали, что сквозная трещина имеет разветвленный характер, распространяется практически перпендикулярно оси трубы, и даже разделяется на две части, которые соединяются примерно посередине окружности трубы (Рисунок 2.3). На внутренней поверхности

трубы механические повреждения, каверны и язвенная коррозия не обнаружены.

Результаты механических испытаний образцов металла трубы на растяжение и на ударную вязкость соответствуют техническим условиям (далее – ТУ) на трубу. При испытании на изгиб образцов основного металла трубопровода трещины отсутствуют.

Проведенный спектральный химический анализ химического состава металла показал, что материал трубы соответствует стали 08ГБФ–У.

Твердость основного металла трубы составляет 181 – 203 НВ и соответствует требованиям стандарта NACE MR0175 [26], в котором максимальное значение твердости принято 229 НВ для стальных изделий, эксплуатирующихся сероводородсодержащих нефтегазовых средах [67].

Металлографические исследования [67] вырезанных образцов показали наличие многочисленных трещин, пор, микротрещин, закатов, которые распространяются как от внутренней поверхности трубы, так и от излома в тело трубы (Рисунок 2.4). В срединной части толщины стенки трубы обнаружена трещина–расслоение, располагающаяся практически параллельно оси трубы.

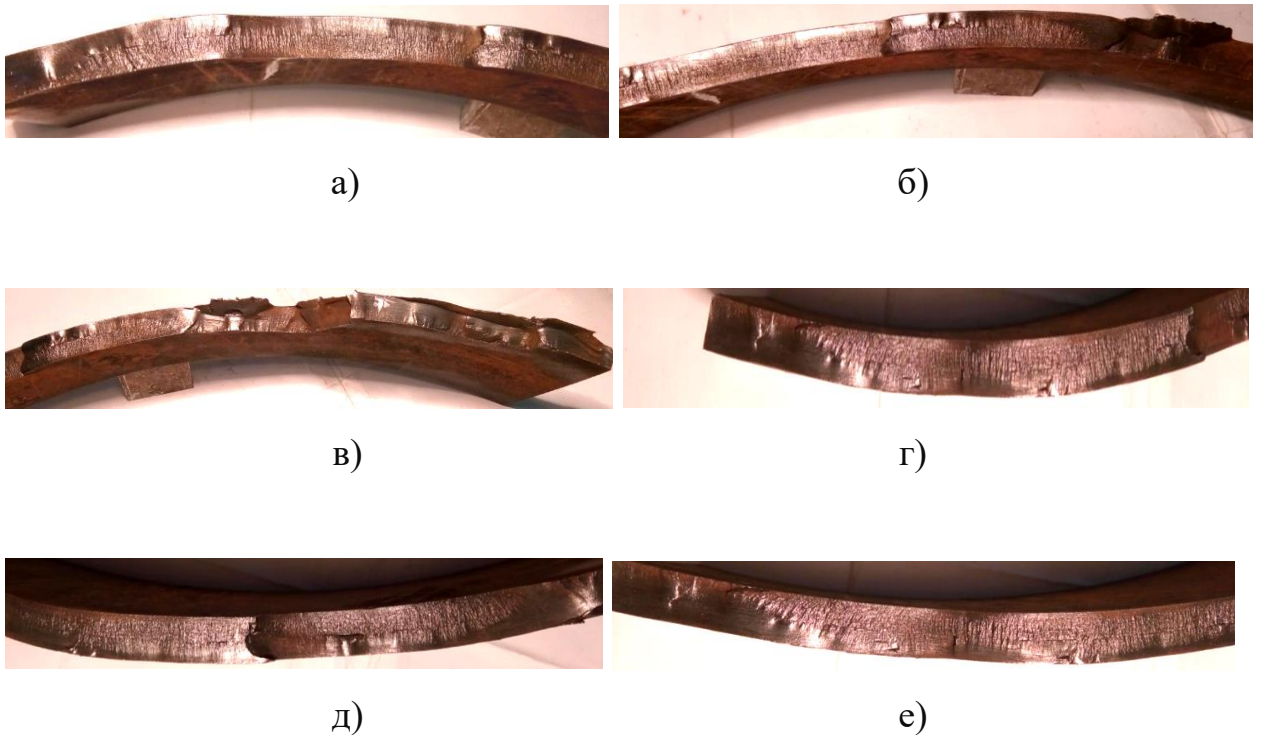


Рисунок 2.4 – Многоочаговый излом трубы:

а) – в) одна сторона разрушенной части трубы

г) – е) вторая, ответная сторона излома трубы

На Рисунке 2.5 представлен образец с наличием множества мелких трещин (до 1,5 мм), расположенных в районе магистральной трещины по обе стороны от нее, которые распространяются перпендикулярно от внутренней поверхности к наружной поверхности трубы.

Множество закатов, трещин и микротрещин от закатов, находящихся на поверхности трубы показаны на Рисунке 2.6. Со стороны внутренней поверхности трубы обнаружен закат, поры и микротрещины (Рисунок 2.7).

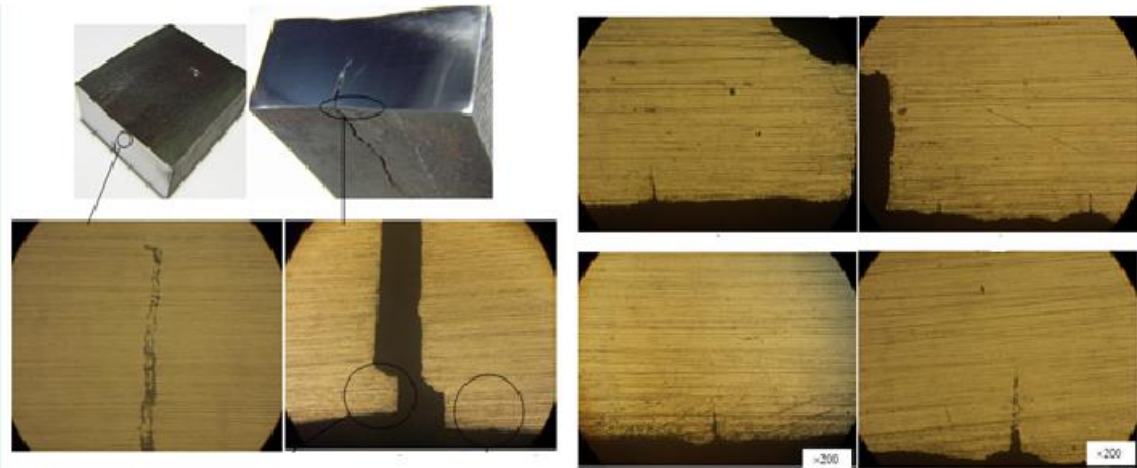


Рисунок 2.5 – Фрагмент трубы с множеством мелких трещин на внутренней поверхности трубы

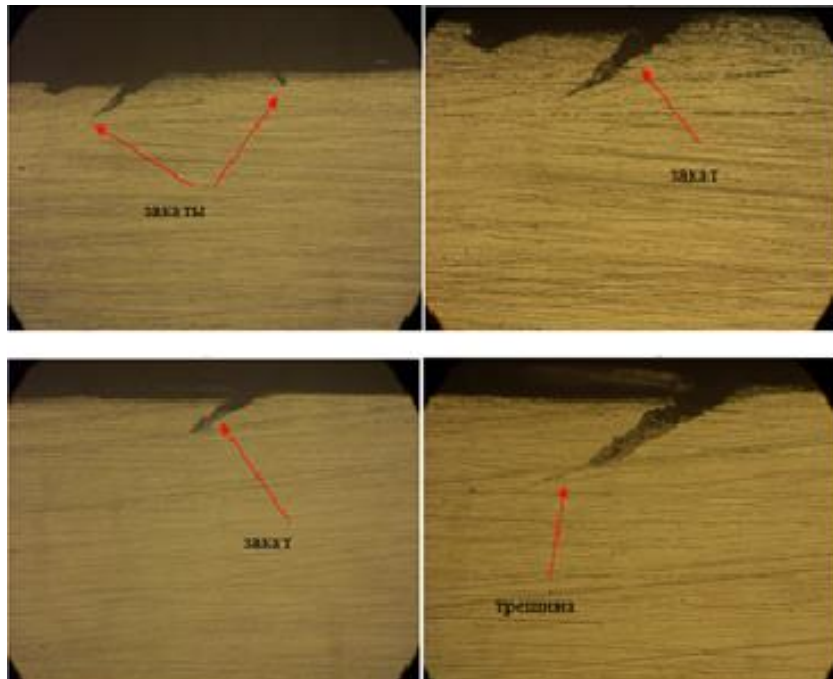
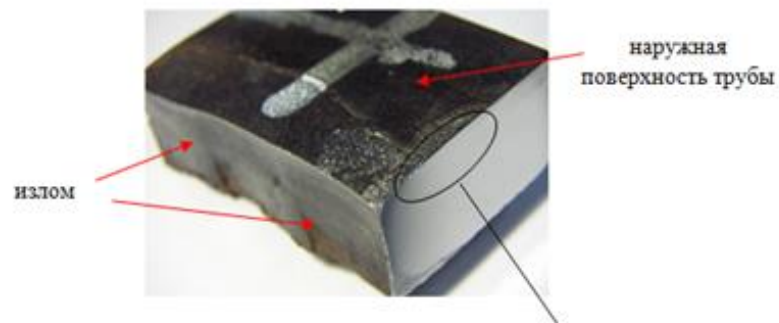


Рисунок 2.6 – Множество закалов, трещин и микротрещин от закалов находящихся на поверхности трубы

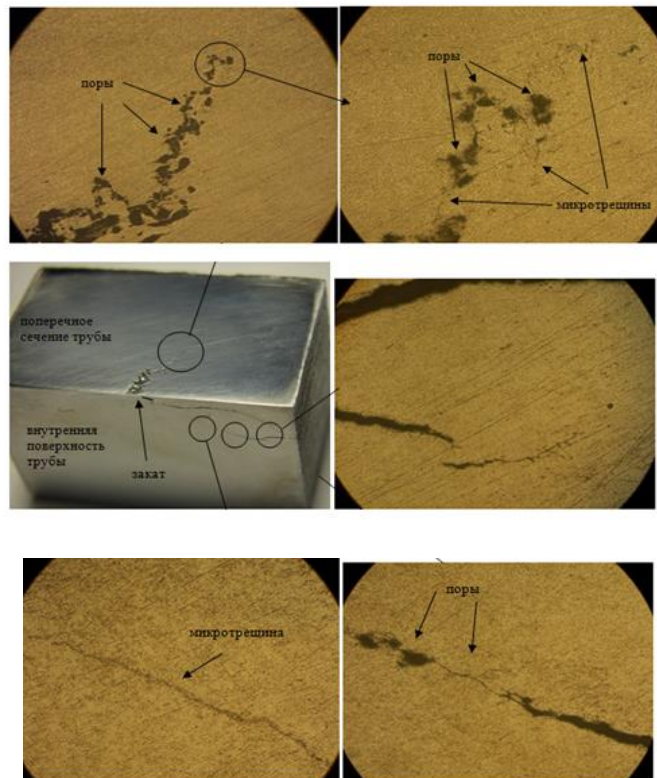


Рисунок 2.7 – Металлургические дефекты в металле трубы: закат, поры, микротрещины, трещины

Микроструктура основного металла трубы мелкозернистая, размер зерна согласно ГОСТ 5639 [69] соответствует баллу 10, неметаллические включения по среднему баллу составляют 1,8, что удовлетворяет требованиям технических условий (далее – ТУ). В середине сечения по толщине стенки трубы наблюдается структурная неоднородность в виде неравномерной полосчатости, ближе к краям сечения трубы – структурная неоднородность отсутствует.

После долома отрезка трубы с трещиной и изучения поверхности излома, выявлен хрупкий излом и многоочаговый характер зарождения магистральной трещины (Рисунок 2.4).

Хрупкий характер излома трубы и наличие вблизи излома многочисленных трещин, микротрещин и закатов в металле трубы, при одновременной высокой ударной вязкости металла в бездефектной области трубы, свидетельствуют о расположении в локальной области

металлургических дефектов, сконцентрировавшихся в процессе проката металла трубы.

В процессе предпусковых испытаний трубопровода причиной разрушения газопровода является развитие металлургических дефектов в сквозное повреждение трубопровода.

Проведены исследования [68, 134] по определению причин возникновения сквозного отверстия (свища) в стыковом монтажном шве труб (Рисунок 2.8) Рабочее давление в трубопроводе – 2,6 МПа, температура транспортируемой нефти – 4 °С.



Рисунок 2.8 – Фрагмент трубопровода выкидной линии $P_n - 79$
 $P_n - 80$ – условные маркировки фрагментов труб

При исследовании фрагмента трубопровода проводили: визуальный осмотр, фрактографические исследования поверхностей разрушения, анализ поверхности на наличие сульфидов железа методом серных отпечатков (по Бауману), анализ фазового состава отложений продуктов коррозии, химический анализ материала, оценку механических свойств (испытания на одноосное растяжение, испытания на ударный изгиб, определение твердости), металлографические исследования.

В результате исследований выявлено, что при монтаже трубопровода использовались трубы диаметром 114 мм с толщиной стенки 8 мм, изготовленные из стали 20. Стыковые сварные соединения подвергались послесварочной термообработке. На внутренней поверхности стенки труб присутствует тонкий слой отложений продуктов коррозии желто-красного

цвета. В области нижней образующей отложения более плотные и сосредоточены на участке шириной до 30 мм. Также на внутренней поверхности имеются относительно небольшие, диаметром до 3 мм, коррозионные язвы с выкрошившимися отложениями продуктов коррозии.

Высота проплава корня шва неодинакова по периметру. В области верхней образующей проплавы достигают 3 мм, в области 12 часов наблюдаются отдельные капли, в области нижней образующей – вогнутость глубиной до 1 мм, на фоне которой отчетливо видно направление чешуек сварного шва. По направлению чешуек заметно, что замок корневого слоя шва был расположен на нижней образующей примерно на 6 часов. Вокруг шва вдоль нижней образующей отмечаются брызги расплавленного металла. В области замка в интервале 5 – 8 часов распложен очаг интенсивной коррозии по корню сварного шва. Сквозное отверстие на 5 часов является вершиной коррозионной язвы размером 25x20мм. Язва развилась в области вогнутости корня шва по нижней образующей (Рисунок 2.9).



Рисунок 2.9 – Вид внутренней поверхности фрагмента после очистки

Оценка наличия сульфидов железа на внутренней поверхности фрагментов выполнялась методом сернистых отпечатков по Бауману [126].

Вид отпечатков с внутренней поверхности стенки труб в области верхней и нижней образующих представлен на Рисунке 2.10.

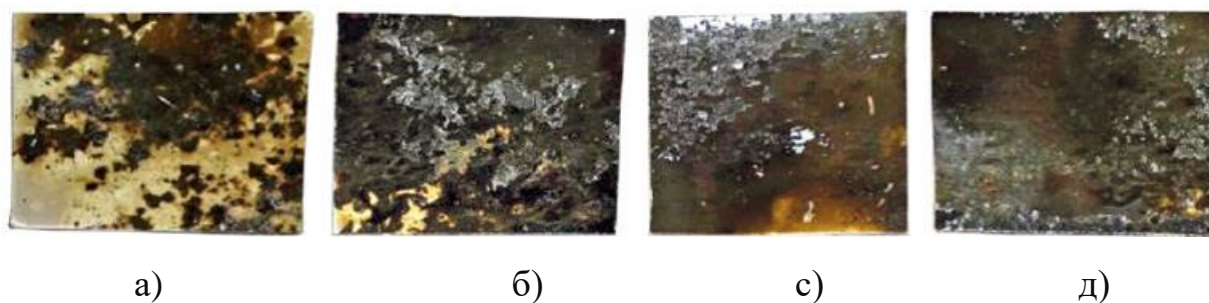


Рисунок 2.10 – Отложение сульфидов на внутренней поверхности стенки труб: а) отпечаток с верхней образующей трубы P_п–79 б) отпечаток с верхней образующей трубы P_п–80 с) отпечаток с нижней образующей трубы P_п–79 д) отпечаток с нижней образующей трубы P_п–80

Значительное потемнение серных отпечатков свидетельствует о том, что на внутренней поверхности стенки труб присутствуют сульфиды железа, являющиеся результатом взаимодействия металла трубы со средой, содержащей сероводород.

Фазовый состав продуктов коррозии с верхней и нижней образующей трубы определяли методом рентгеноструктурного анализа на дифрактометре «ДРОН–2» (Co–излучение). Анализу были подвергнуты продукты коррозии с внутренней поверхности трубы (непосредственно фрагмент и порошок). Установлено, что отложения представляли собой сульфиды железа (Fe₉S₈) и метагидроксиды железа (FeO(OH)) (Рисунок 2.11).

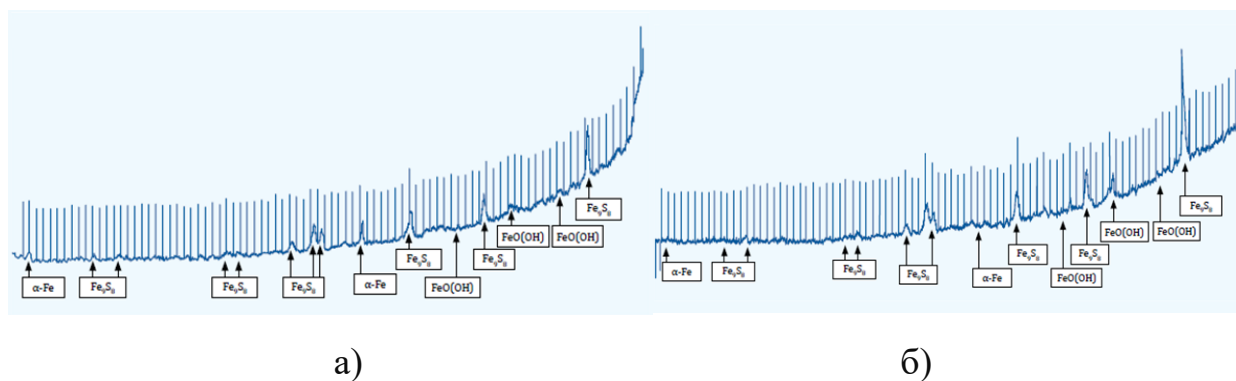


Рисунок 2.11 – Дифрактограммы фазового состава отложений:
а) фрагмент трубы P_п–79 б) порошок с трубы P_п–80

Результаты фазового анализа согласуются с результатами анализа серных отпечатков: внутренняя поверхность трубы подвергалась воздействию сероводорода и воды.

Химический состав материала труб определяли на оптическом эмиссионном спектрометре «Q-4 TASMAN». Результаты представлены в Таблице 2.1.

Таблица – 2.1 Результаты химического состава материала труб

Химический элемент	Массовая концентрация элементов, %			
	Р _п -79		Р _п -80	
	В образцах	По ГОСТ 1050–88, сталь 20	В образцах	По ГОСТ 1050–88, сталь 20
Fe	Основа	Основа	Основа	Основа
C	0,16	≥ 0,17	0,17	≤ 0,24
Si	0,27	≥ 0,17	0,24	≤ 0,37
Mn	0,52	≥ 0,35	0,53	≤ 0,65
Cr	0,016	–	0,033	≤ 0,25
Ni	0,044	–	0,044	≤ 0,30
Cu	0,014	–	0,012	≤ 0,30
Al	0,041	–	0,033	–
S	< 0,002	–	0,005	≤ 0,04
P	0,012	–	0,015	≤ 0,035

Установлено, что химический состав исследованных образцов условно соответствует требованиям ГОСТ 1050–88 [71] к стали марки 20.

Для определения механических свойств материала труб проведены следующие виды испытаний:

- испытание на одноосное растяжение по ГОСТ 1497 – 84 [35] на универсальной испытательной машине Н–50К–Т.
- испытание на ударный изгиб Шарпи по ГОСТ 9454 – 78 [37] на копре JB – W300 при температуре – 20 °С на образцах с V–образным надрезом и при температуре – 40 °С, на образцах с U – образным надрезом.
- замер твердости по ГОСТ 9013 – 59 (ИСО 6508 – 86) [62] (метод Роквелла, шкала В) с использованием твердомера HR–150А: труб – на поперечных кольцевых образцах, зон сварного соединения – на продольном образце (Рисунок 2.12).

Результаты испытаний представлены в Таблицах 2.2, 2.3 и на Рисунке 2.12.

Таблица 2.2 – Результаты испытаний на одноосное растяжение и ударный изгиб по Шарпи

Фрагмент трубы	Измеряемые параметры					
	σ_B , МПа	σ_T , МПа	δ_5 , %	σ_T/σ_B	KCV ^{-20 °С} , Дж/см ²	KCU ^{-40 °С} , Дж/см ²
Рп–79	470	310	29	0,66	95,1	112,6
Рп–80	473	310	32	0,65	86,6	100,6
Требования по ГОСТ 1050–88, сталь 20						
	≥ 412	≥ 245	≥ 21	–	≥ 29,4	≥ 29,4

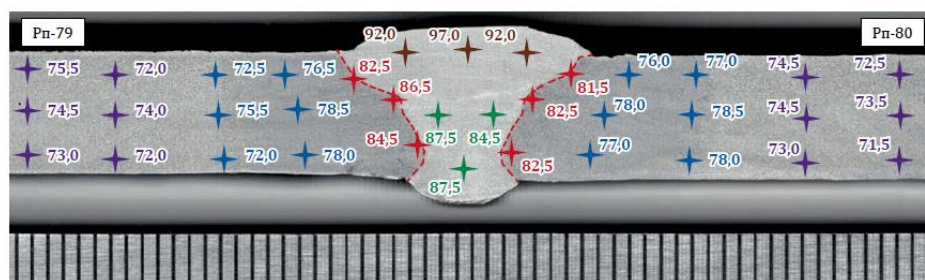


Рисунок 2.12 – Схема измерения твердости в области стыкового сварного соединения

Механические свойства металла труб соответствуют требованиям ГОСТ 1050–88 [71] для стали марки 20.

Твердость металла равномерна по окружности и толщине стенки и находится в диапазоне 71,5 – 75,5 ед. HRB, что типично для нормализованной или горячекатаной стали 20 и соответствует полученным значениям временного сопротивления. HRB зоны термического влияния составляет 72,0 – 78,5 ед. HRB, линии сплавления – 81,5 – 86,5 ед. HRB, заполняющего шва – 84,5 – 87,5 ед. HRB, облицовочного шва – 92,0 – 97,0 ед. HRB

Нормативная документация на трубы, предназначенные для эксплуатации в сероводородсодержащих средах (в частности, ГОСТ ИСО 15156 – 1 – 2012 [71]), ограничивает показатель HRB 98,2 ед. Полученные по результатам исследования значения существенно ниже. Таким образом, металл должен обладать стойкостью к коррозионному растрескиванию в сероводородсодержащих средах.

Металлографические исследования проводили на продольных полнотолщинных микрошлифах с использованием оптического и электронного микроскопа.

Микроструктура металла по толщине стенки трубы показана на Рисунке 2.13. Материал имеет феррито–перлитную структуру, характерную для нормализованной или горячекатаной стали 20. Размер колоний феррита – 10 – 30 мкм, перлита – 10 – 25 мкм, что соответствует 10 – 7 и 10 – 8 номерам по ГОСТ 5639–82 [69]. В центре сечения и у внутренней поверхности наблюдается полосчатость феррито–перлитной структуры, не превышающая два балла по ГОСТ 5640–68 [58].

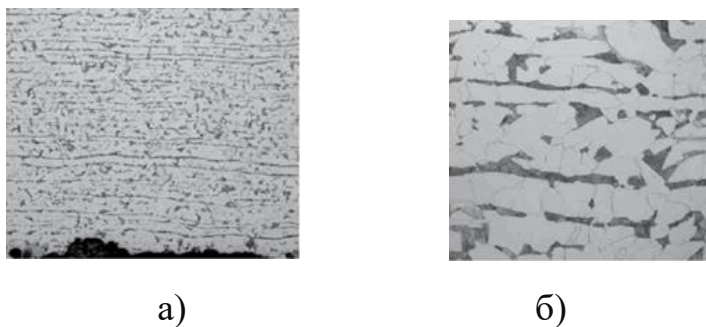


Рисунок 2.13 – Микроструктура металл по толщине стенки трубы, внутренняя поверхность:

а) оптическая микроскопия $\times 100$ б) оптическая микроскопия $\times 500$

Металл труб характеризуется низкой загрязненностью неметаллическими включениями, не превышающей по оксидам точечным одного балла по ГОСТ 1778 – 70 [59].

В зоне термического влияния (далее – ЗТВ) структура металла из областей нижней и верхней образующих в целом схожа. Разница в том, что в верхней области наблюдаются небольшие участки с рекристаллизованной структурой – следствие локального перегрева, связанного, вероятно, с технологией ведения сварки.

Для уточнения режима термической обработки сварного соединения проведен отпуск металла в лабораторных условиях с нагревом в муфельной печи при температуре $600\text{ }^{\circ}\text{C}$ в течение 60 мин. Отпуск проводился на микрошлифе, на котором ранее осуществлялся замер твердости и исследования микроструктуры. Было предположено: если структура металла существенно изменится, то можно говорить об отсутствии послесварочной термической обработки, если изменение окажется несущественным, то послесварочная термическая обработка проводилась. Результаты представлены в Таблице 2.4 и на Рисунке 2.14. Видно, что после лабораторного отпуска твердость облицовочного и заполняющего швов существенно снизилась (Таблица 2.4). Это связано с частичным распадом бейнитных и мартенсито–аустенитных составляющих структуры металла

(Рисунок 2.14). Таким образом, можно предположить, что при строительстве трубопровода, если и был проведен отпуск сварных соединений, то не выдержаны температурно–временные параметры.

Таблица 2.3 – Твердость (HRB) в области стыкового сварного шва исходного образца и образца после лабораторного отпуска, ед.

Исследуемый образец	Область измерений		
	Линия сплавления	Облицовочный шов	Заполняющий шов
Исходное состояние	82,5	92,0	87,5
	86,5	97,0	87,5
	84,5	92,0	84,5
После лабораторного отпуска с нагревом при 600 °С в течение 60	80,5	86,5	80,0
	81,0	85,5	75,0
	79,0	85,5	–

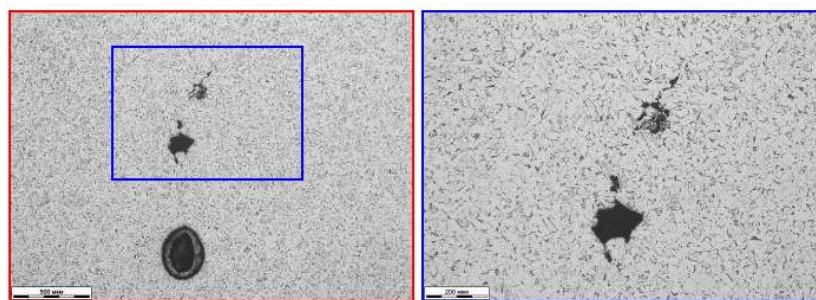


Рисунок 2.14 – Микроструктура металла в области сварного соединения после проведения лабораторного отпуска при температуре нагрева 600 °С

При металлографических исследованиях области разрушения установлено, что отложения продуктов коррозии в области нижней внутренней образующей труб почти полностью состоят из сульфида железа,

их толщина достигает 1,5 мм. Толщина слоя сульфидов составляет несколько десятых миллиметра. Под отложениями видны мелкие коррозионные язвы глубиной не более 0,1 мм.

На Рисунке 2.15 представлены микроструктура продольного микрошлифа $R_{\text{п}} - 80$, взятого в области крупной язвы, вершина которой является сквозным коррозионным отверстием. Отложения продуктов коррозии плотные и содержат в основном сульфиды железа.

В облицовочном шве сварного соединения наблюдается скопление пор диаметром до 3 мм (Рисунок 2.16). Поверхность коррозионной язвы покрыта плотным слоем отложений продуктов коррозии, толщина которого достигает 2 мм. Очевидно, что коррозионные процессы в области вогнутости корня шва шли существенно быстрее, это можно объяснить скоплением здесь воды, насыщенной сероводородом, а также наличием остаточных сварочных напряжений.

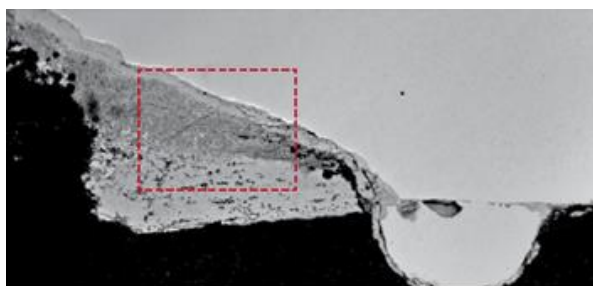


Рисунок 2.15 – Микроструктура отложений продуктов коррозии в язве в области сварного соединения

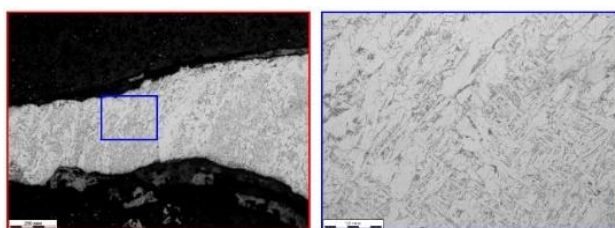


Рисунок 2.16 – Микроструктура металла и отложений продуктов коррозии в сечении поперечного микрошлифа

Полученный анализ результатов проведенных исследований позволил сделать следующее заключение. Химический состав и механические свойства исследованных труб трубопровода выкидной линии соответствует требованиям ГОСТ 1050 – 88 [71], предъявляемым к стали марки 20, твердость зон сварного соединения выше твердости основного металла труб. HRB зоны термического влияния составляет 72,0 – 78,5 ед., зоны сплавления – 81,5 – 86,5 ед., твердость заполняющего шва – 84,5 – 87,5 ед. HRB, облицовочного шва – 92,0 – 97,0 ед. HRB всех зон сварного соединения меньше 98,2 ед., что соответствует нормативным требованиям для труб, стойких к сероводородному растрескиванию, металл труб характеризуется низкой загрязненностью неметаллическими включениями, не превышающей одного балла по ГОСТ 1778 – 70 [59], имеет феррито–перлитную структуру, характерную для нормализованной или горячекатаной стали 20. В центре сечения и у внутренней поверхности наблюдается полосчатость феррито–перлитной структуры, не превышающая два балла по ГОСТ 5640 – 68 [58], металлографические исследования показали, что на дне коррозионной язвы сохранились остатки облицовочного слоя сварного шва, в котором имеются множественные поры диаметром до 3 мм. Коррозия развилась настолько глубоко, что остатки первого прохода шва не выявлены. Это дает основание предположить, что в области коррозионной язвы, которая развилась по замку первого прохода сварного шва, был дефект первого слоя шва. Следует отметить, что поры в облицовочном слое обнаружены только в области коррозионной язвы. Поверхность язвы покрыта слоем сульфида железа толщиной 1–3 мм. Толщина сульфидного слоя в области язвы в 10 и более раз больше, чем на остальной поверхности трубы. Это свидетельствует о том, что коррозионные процессы здесь развивались быстрее, причиной сквозного повреждения сварного соединения исследуемого трубопровода является язвенная коррозия, возникшая под воздействием сероводородсодержащей среды на нижней образующей в области замка шва, где наблюдалась вогнутость корня шва. Ускоренная коррозия шва, наиболее вероятно, вызвана

скоплением сероводородсодержащей жидкости в области дефекта (утяжина, непровар, пора или др.), который располагался по нижней образующей трубы у замка первого слоя шва, а также наличием остаточных сварочных напряжений.

2.2 Методы и результаты исследований повреждений запорной арматуры

Обеспечение безопасной эксплуатации трубопроводов сероводородсодержащих месторождений связано с надежностью запорной арматуры [54, 57, 73].

Исследовано [73] разрушение штока блока пружин крана шарового DN100 PN100 (Рисунок 2.21) произошло после четырех лет эксплуатации, в средах содержащих до 6% H₂S. Спектральный анализ химического состава металла штока блока пружин выполняли на спектрометре PMI-MASTER 13L0059, в соответствии с ГОСТ 18895 – 97 [68]. Твердость металла штока измеряли на приборе ТК-2М по Роквеллу согласно требованиям ГОСТ 9013 – 59 [62]. Металлографические исследования проводили на микроскопе оптическом Nikon Epihot 200. Испытания на растяжение штока проводили на машине разрывной MTS 65/G согласно ГОСТ 1497 – 84 [35].

При визуальном осмотре штока повреждений, поверхностных дефектов и изменения геометрии не обнаружено. Внутренняя поверхность прямоугольного паза штока, в отличие от наружной, имеет повышенную шероховатость. Шток расположен в рабочем узле шарового крана, конструктивно объединенный с блоком пружин (Рисунок 2.17).

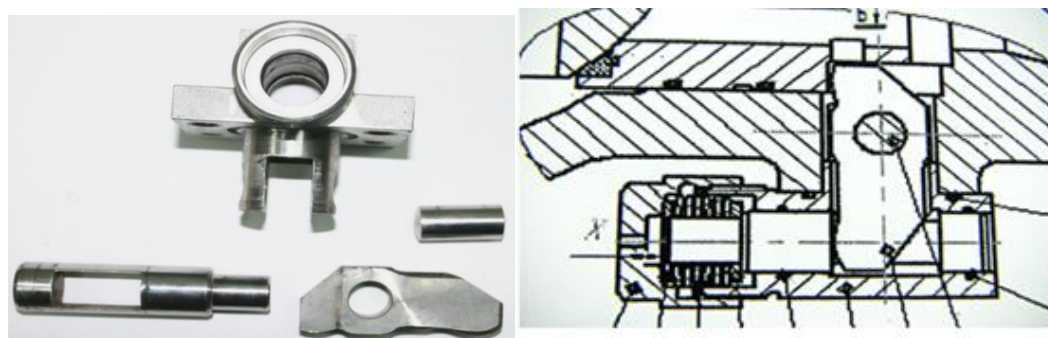
Результаты спектрального анализа химического состава металла штока, а также концентрация элементов в стали (Таблица 2.4).

Таблица № 2.4 – Химический состав материала штока блока пружин шарового крана, % масс

Среднее из 3 замеров										
C	Si	Mn	P	S	Cr	Ni	Al	Cu	Mo	Ti
0,08	0,65	0,45	0,035	0,003	15,0	5,5	0,04	1,88	0,13	0,11

Материал штока блока пружин крана шарового ДН100 PN100 соответствует стали типа 08X15H5Д2.

Результаты замеров твердости материала штока (Таблицы 2.6, 2.7).



а)

б)



в)

г)

Рисунок 2.17 – а) б) в) Блок пружин крана шарового DN100 PN100
г) разрушенный шток

Схема замеров твердости материалов штока представлена на Рисунке 2.18.

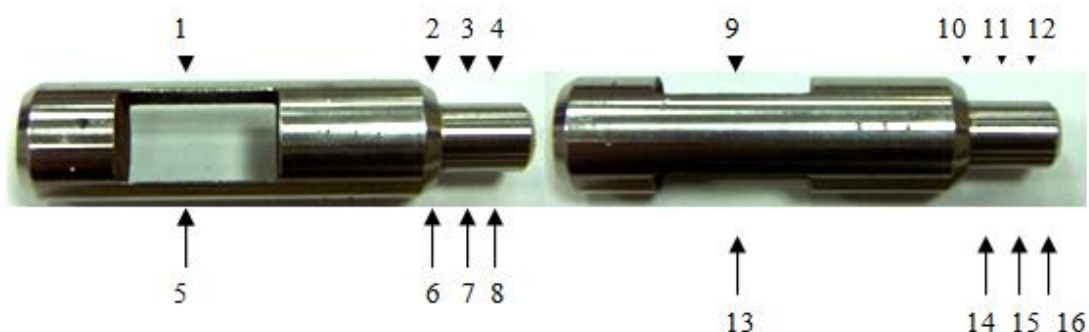


Рисунок 2.18 – Схема замеров твердости материалов штока

Таблица 2.5 – Результаты замеров твердости материала штока

Номера образца	Наименование элементов	Измеренная твердость, HRC (согласно номеру точки на схеме замеров)															
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
1	Основной металл	31	30	33	32	31	32	30	31	31	38	33	31	31	30	32	32

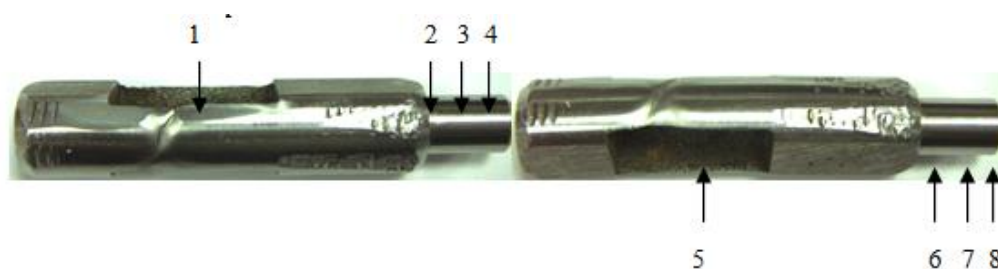


Рисунок 2.19 – Схема замеров твердости материалов штока

Таблица 2.6 – Результаты замеров твердости материала штока

Номера образца	Наименование элементов	Измеренная твердость, HRC (согласно номеру точки на схеме замеров)							
		1	2	3	4	5	6	7	8
1	Основной металл	41	39	39	40	38	37,5	39	39

Твердость материала штока находится в пределах 30 – 38 HRC при замерах твердости по цилиндрической поверхности штока, и 37,5 – 41 HRC после снятия слоя металла и подготовки площадки для измерения твердости. Повышенная твердость металла штока пружинного блока шарового крана свидетельствует о наличии в металле высоких технологических остаточных напряжений, которые суммируясь с эксплуатационными напряжениями в условиях воздействия сероводородсодержащих нефтегазовых сред, могут привести к СР металла штока [67].

Согласно результатам испытаний штока блока пружин на растяжение предел прочности материала штока $\sigma_B = 1259$ МПа, относительное удлинение при разрыве $\delta = 11\%$.

После проведения испытания штока на растяжение, наблюдается разрушение штока по одной из утоненных (конструктивно) стоек внутреннего паза штока (Рисунок 2.20). Также наблюдается зарождение в металле трещин по стойке паза при переходе к более массивной части штока (Рисунок 2.20).

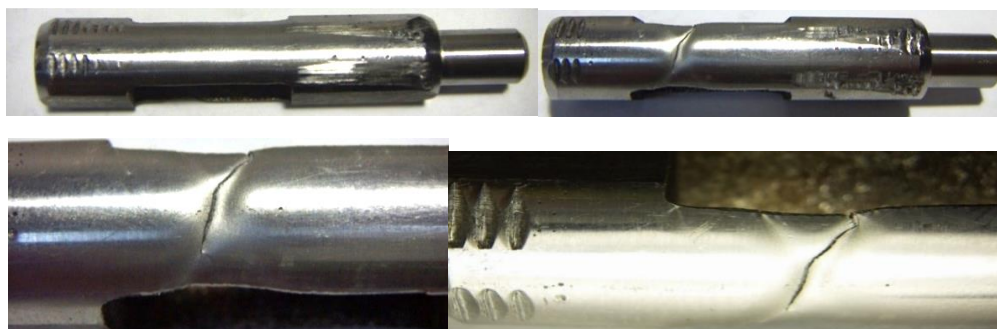


Рисунок 2.20 – Разрушение штока блока пружин при растяжении

При металлографических исследованиях материала штока, проведенных после растяжения, обнаружено зарождение множества микротрещин (Рисунок 2.21).

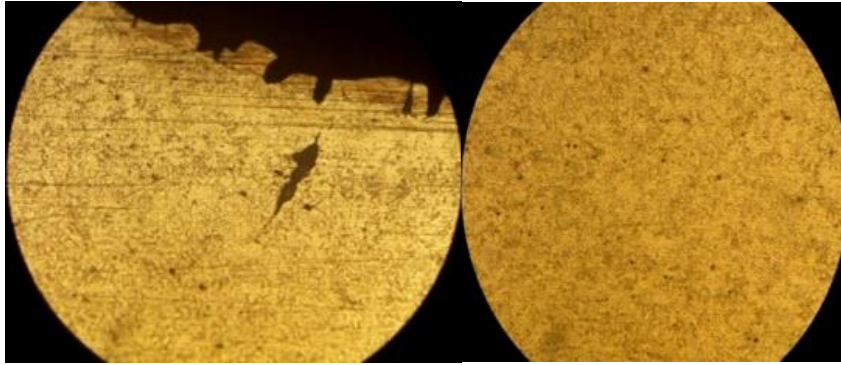


Рисунок 2.21 – Микроструктура металла разрушенного штока блока пружин в зоне разрушения после испытаний

Микроструктура металла штока феррито–перлитная, мелкозернистая, размер зерна № 9.

Основной причиной разрушения штока блока пружин крана шарового (Рисунок 2.17) является СР металла штока, имеющего высокую твердость 37,5 – 41 HRC, не соответствующую требованиям стандарта NACE MR0175 [74], в котором максимальное значение твердости изделий из легированных сталей, эксплуатирующихся в условиях воздействия сероводородсодержащих сред [13], не должна превышать 30 HRC для отливок и 33 HRC – для поковок.

Также нами исследовано разрушение шиберов и седел задвижек ЗМС–65х21 К2 запорной арматуры представлено на Рисунках 2.22 – 2.24 произошло после четырех лет эксплуатации.

При визуальном осмотре предоставленных деталей задвижек, обнаружено разрушение шибера №23 на несколько частей (Рисунок 2.22), разрушение (отрыв) верхних частей шибера №33 (Рисунок 2.23), разрушение на две части седла шибера задвижки №34 (Рисунок 2.24). У всех разрушенных деталей наблюдается хрупкий излом.



а)

б)

Рисунок 2.22 – Шибер задвижки ЗМС – 65x21 К2, №23



Рисунок 2.23 – Шибер задвижки ЗМС–65x21 К2, №33



а)

б)

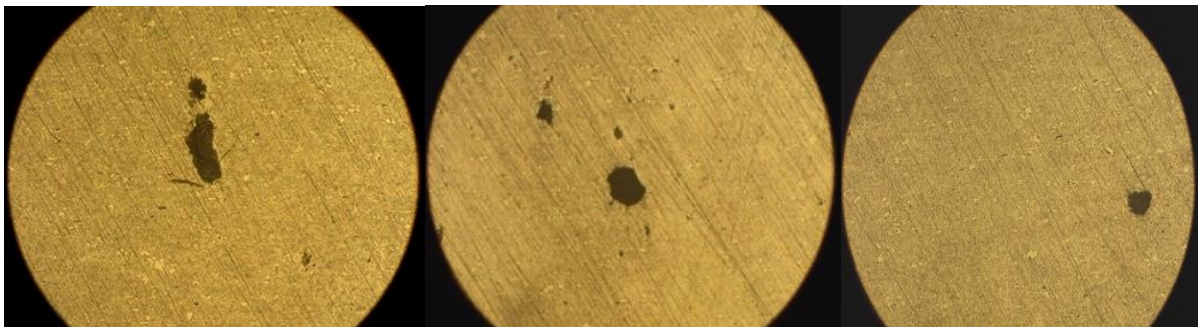
Рисунок 2.24 – Седло задвижки шиберной 65x21 К2

Материал шибера №23, шибера №33 и седла №32 соответствует стали типа 75X18М.

Согласно результатам замеров твердости материала предоставленных разрушенных деталей, твердость материала шибера №23 находится в пределах 50 – 57 HRC, твердость материала шибера №33 находится в пределах 48 – 57 HRC, твердость материала седла №32 шибера находится в пределах 56 – 57 HRC.

Повышенная твердость металла изделий свидетельствует о наличии в металле, высоких технологических остаточных напряжений, которые в сумме с эксплуатационными напряжениями в условиях воздействия сероводородсодержащих нефтегазовых сред, могут привести к СР [13].

При металлографических исследованиях материала шибера №23 выявлена микроструктура (Рисунок 2.25).



а)

б)

в)

Рисунок 2.25 – Микроструктура шибера задвижки шиберной ЗМС – 65x21 К2, №23, ×200

Микроструктура основного металла шибера ферритного класса, состоит из крупных зерен феррита и групп более мелких зерен. Карбиды выделяются по границам и внутри больших ферритных зерен в виде мелких частиц. В стали присутствуют две фазы – феррит и аустенит. Содержание хрома в феррите выше, чем в аустените. При закалке аустенит превращается в мартенсит, в то время как феррит остается не превращенным [62]. При медленном охлаждении

первые карбиды хрома выделяются преимущественно на границах ферритных зерен. Позже происходит превращение аустенита в мелкозернистый феррит и карбиды. Внутри больших зерен феррита, которые не претерпели превращения во время частичной аустенизации, выделяются карбиды в виде мелких частиц в процессе последующего отпуска. В этой стали присутствует карбид $(CrFe)_{23}C_6$. Черные точки на микроструктуре металла – поры, возможно, образовавшиеся в результате воздействия коррозионной среды.

Установлено, что основной причиной разрушения шиберов №23 и №33 и седла №32 задвижек ЗМС–65x21 К2 является сероводородное растрескивание металла деталей задвижек шиберных, имеющего высокую твердость 48 – 57 HRC, не соответствующую требованиям стандарта NACE MR0175 [74], в котором максимальное значение твердости изделий из легированных сталей, эксплуатирующийся в условиях воздействия сероводородсодержащих сред [13], не должна превышать 30 HRC для отливок и 33 HRC – для поковок.

2.3 Методы и результаты исследований повреждений деталей и узлов трубопроводов

Изучение опыта эксплуатации деталей и узлов трубопроводов является актуальным, т.к. проблемы надежности деталей и конструкций связаны не только с сероводородной коррозией, но и с качеством их проектирования, строительства, эксплуатационной надежности, это важно и с позиций оценки влияния указанных факторов на безопасность эксплуатации конструкций [13, 10, 67, 73], а также обеспечение безопасности людей и имущества при пожаре.

Проведены исследования разрушенного вентиля манометра [76]. Фрагменту штока присвоена условная маркировка Op92–1, корпусу вентиля – Op92–2 (Рисунок 2.26).

Шток и корпус вентиля манометра могут быть изготовлены или из нержавеющей стали марки 07X16H6, или из стали марки F6NM. Исследование

фрагмента вентиля манометра представлен на Рисунке 2.26. На наружной поверхности корпуса вентиля ударным методом нанесена маркировка «АК Ру350/5 К1/2 М20х1,5 1–60` 12 К2».

Для извлечения фрагмента штока корпус был разрезан на несколько сегментов. Вид штока после извлечения из корпуса представлен на Рисунке 2.27. Разрушение штока произошло по гладкой части, излом полностью хрупкий.

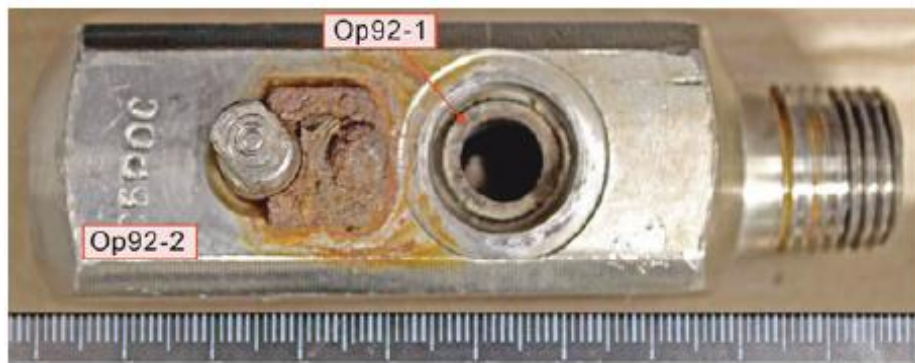


Рисунок 2.26 – Вид аварийного вентиля манометра

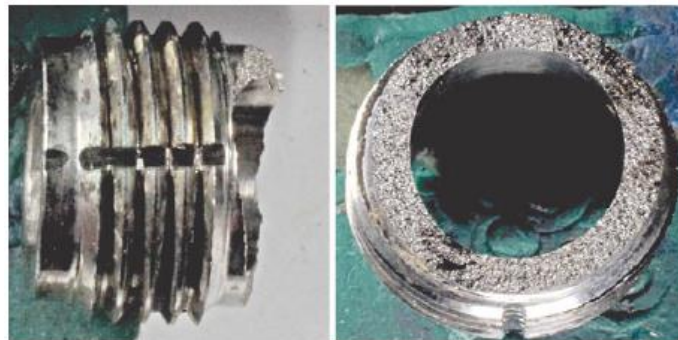


Рисунок 2.27 – Вид штока после извлечения из корпуса

Оценка наличия сульфидов железа на поверхности штока вентиля осуществлялась методом серных отпечатков по Бауману [68, 76].

Общий химический анализ для определения химического состава материала корпуса манометра проведен на оптическом эмиссионном спектрометре «Q – 4 TASMАN». Из-за малого размера образца фрагмента штока вентиля проведение общего химического анализа на оптическом

эмиссионном спектрометре невозможно. В связи с этим проведен анализ химического состава с применением рентгенофлуоресцентного спектрометра X – MET 7000 (РФ) и электронного микроскопа, оснащенного приставкой для локального химического анализа EDAX (ЭМ). Полуколичественный анализ материала штока вентиля под манометр показал, что он ближе всего к стали 07X16H6 мартенситного класса. Металл корпуса манометра близок по составу к аустенитной марке стали типа 08X18H10T. Металл корпуса не соответствует паспорту.

Для определения механических свойств материала корпуса и штока вентиля манометра проведен замер микротвердости HV_{100} на продольных металлографических шлифах на микротвердомере ПМТ – 3. Микротвердость металла штока вентиля манометра находится в диапазоне 401 – 426 HV_{100} , что выше максимально допустимых значений как для стали марки 07X16H6, так и для стали F6NM, указанных в паспорте. Микротвердость металла корпуса вентиля находится в диапазоне 159 – 163 HV_{100} , что типично для аустенитной нержавеющей стали.

Металлографические исследования материала проводили на продольных полнотолщинных микрошлифах с использованием оптического и электронного микроскопов. Микроструктура металла штока представлена на Рисунке 2.26. Металл штока имеет мартенситоподобную структуру. Размер бывшего аустенитного зерна соответствует 5 – 7 номеру по ГОСТ 5639 [69]. Вероятно, повышенная твердость штока связана с тем, что металл не был подвергнут отпуску.

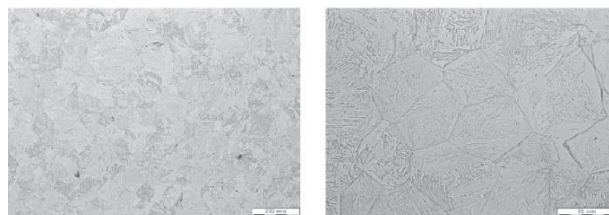


Рисунок 2.28 – Характерная микроструктура штока вентиля манометра Ор92–1. Оптическая микроскопия x100, x500

С целью исследования микроструктуры металла штока в области разрушения изготовлен продольный микрошлиф в сечении излома. Плоскость вырезки и вид микрошлифа представлены на Рисунке 2.29.

Излом магистральной трещины хрупкий, трещина развивается как по границам бывшего аустенитного зерна, так и транскристаллитно. На поверхности излома обнаружены вторичные хрупкие микротрещины (Рисунках 2.30, 2.31). Как рядом с изломом (Рисунках 2.29, 2.32), так и на отдалении (Рисунок 2.37), на внутренней поверхности штока обнаружены вторичные хрупкие микротрещины длиной до 200 мкм. Направление развития вторичных микротрещин совпадает с направлением магистральной трещины. Отложения продуктов коррозии во вторичных микротрещинах содержат сульфиды и хлориды железа (Рисунок 2.34).

В отдалении от очага разрушения на поверхности витка резьбы обнаружена типичная коррозионная язва, заполненная отложениями продуктов коррозии, обогащенными хлоридами. Наличие такой язвы на нержавеющей стали свидетельствует о повышенной агрессивности среды, что может быть связан с наличием остатков технологических кислот (Рисунок 2.37).

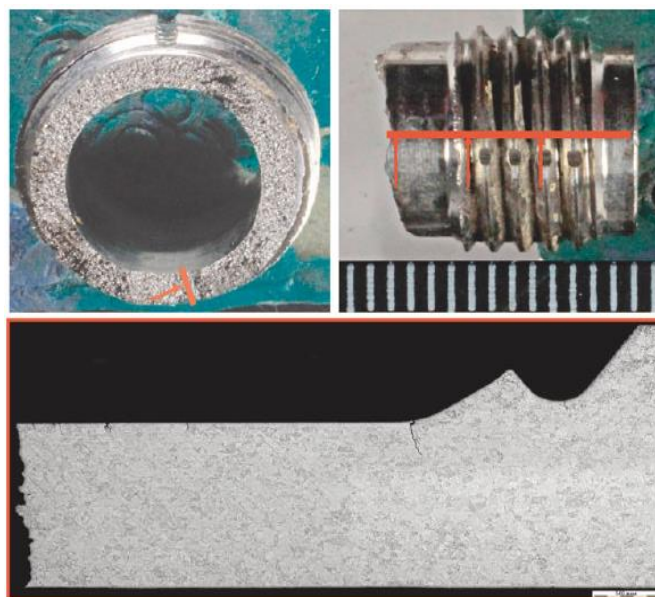


Рисунок 2.29 – Плоскость вырезки и вид микрошлифа

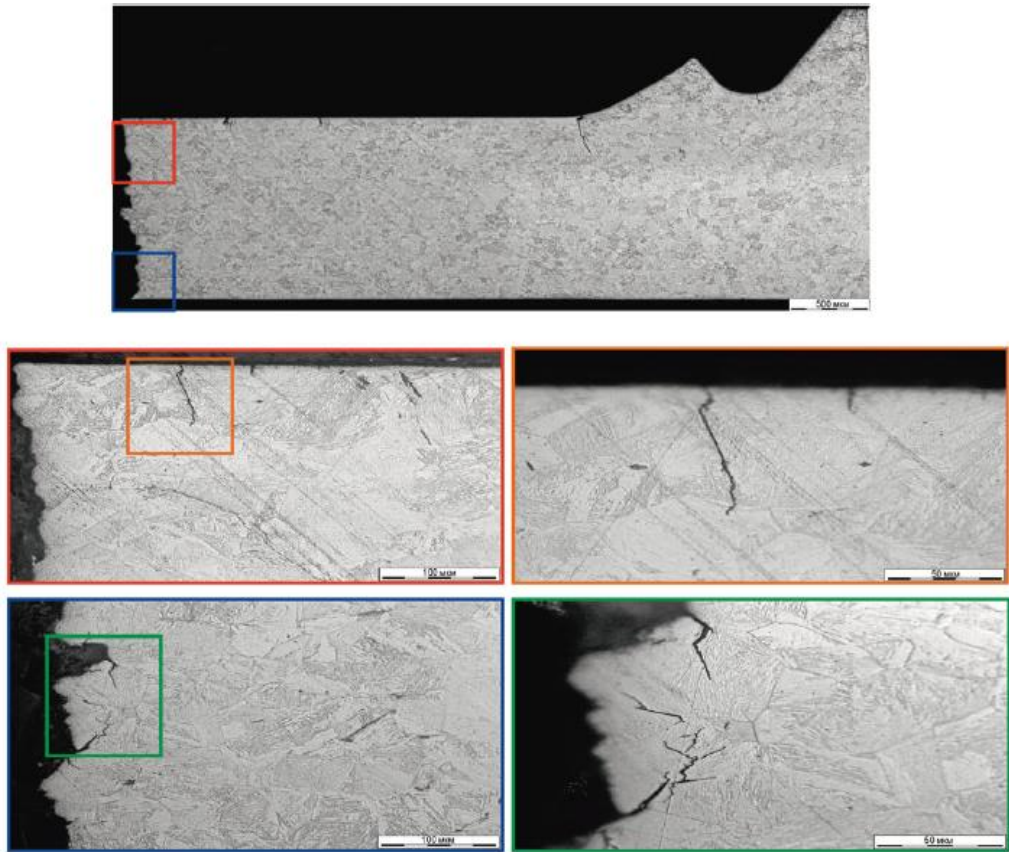


Рисунок 2.30 – Микроструктура металла штока вентиля манометра Op93–1 в области вторичных трещин у излома. Оптическая микроскопия x200, x500

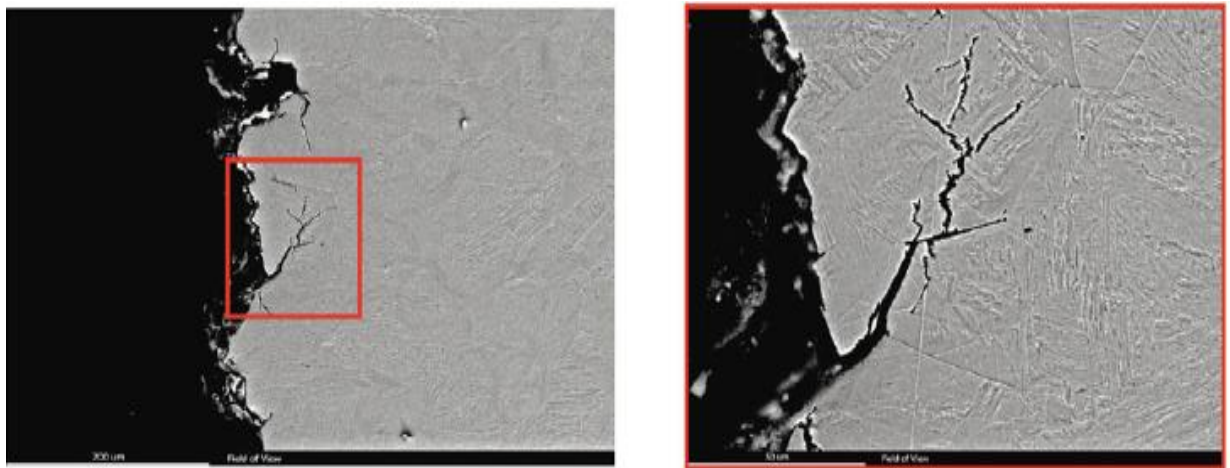


Рисунок 2.31 – Микроструктура металла штока вентиля манометра Op93–1 в области вторичных трещин на поверхности излома. Электронная микроскопия

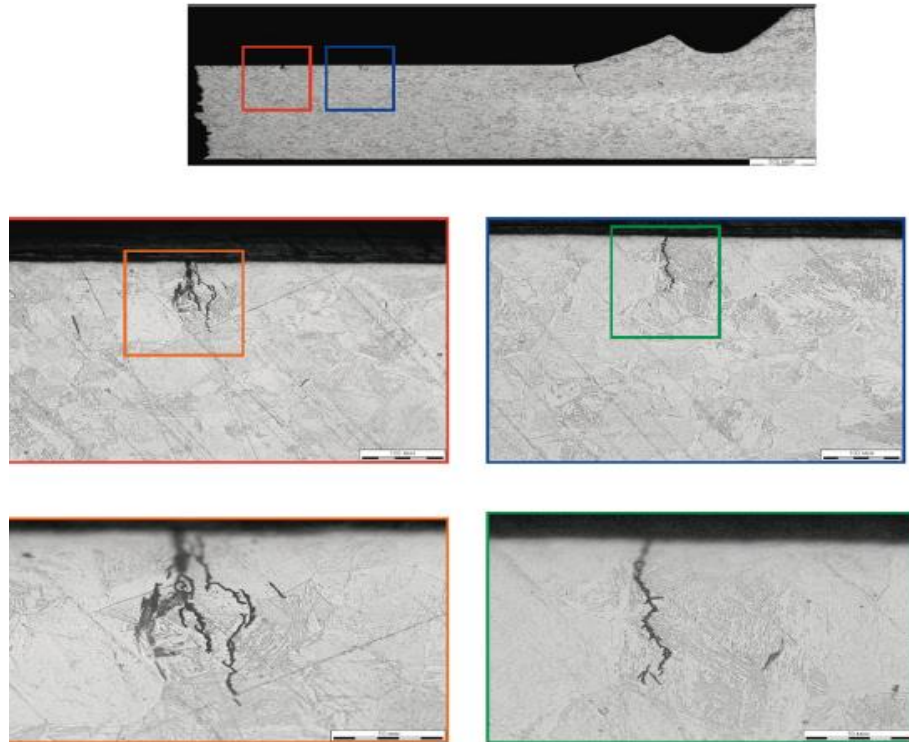


Рисунок 2.32 – Микроструктура металла штока вентиля манометра Ор93 – 1 в области вторичных трещин на наружной поверхности. Оптическая микроскопия x200, x500

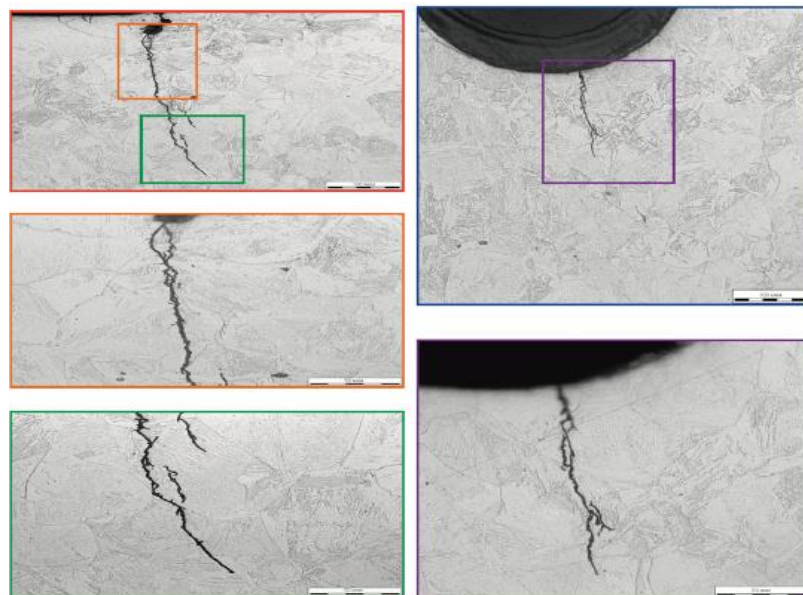


Рисунок 2.33 – Микроструктура металла штока вентиля манометра Ор93 – 1 в области вторичных трещин на наружной поверхности. Оптическая микроскопия x200, x500

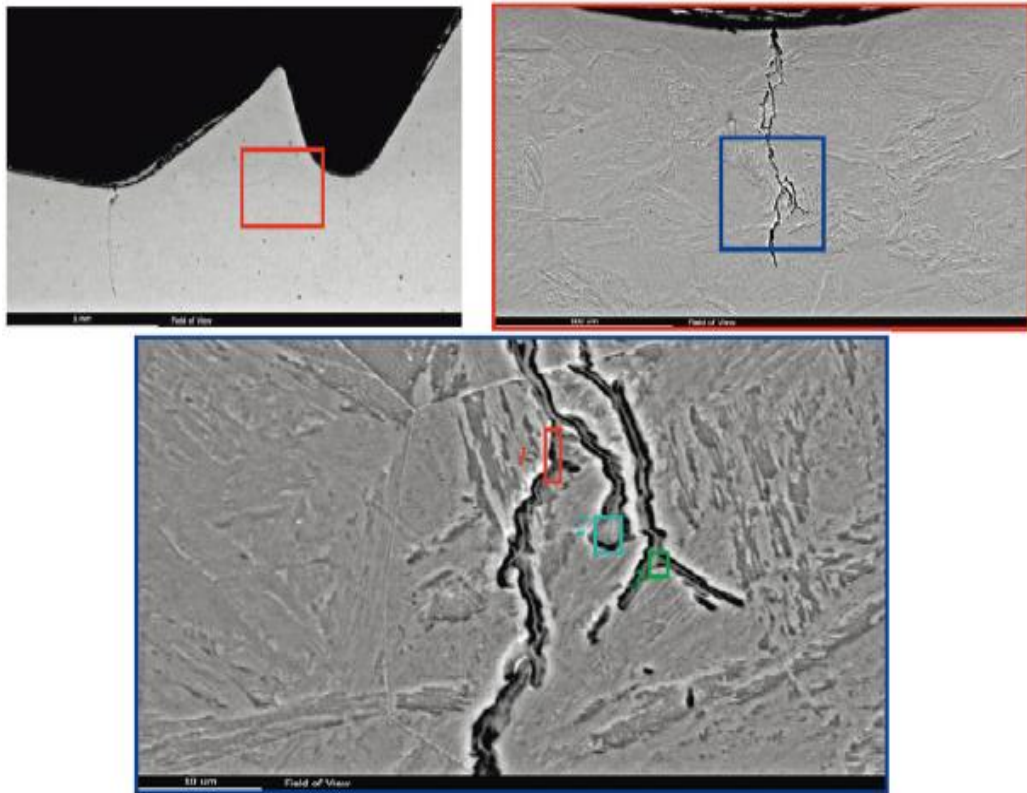


Рисунок 2.34– Микроструктура металла в области вторичной трещины во впадине резьбы и химический состав отложений продуктов коррозии в ней

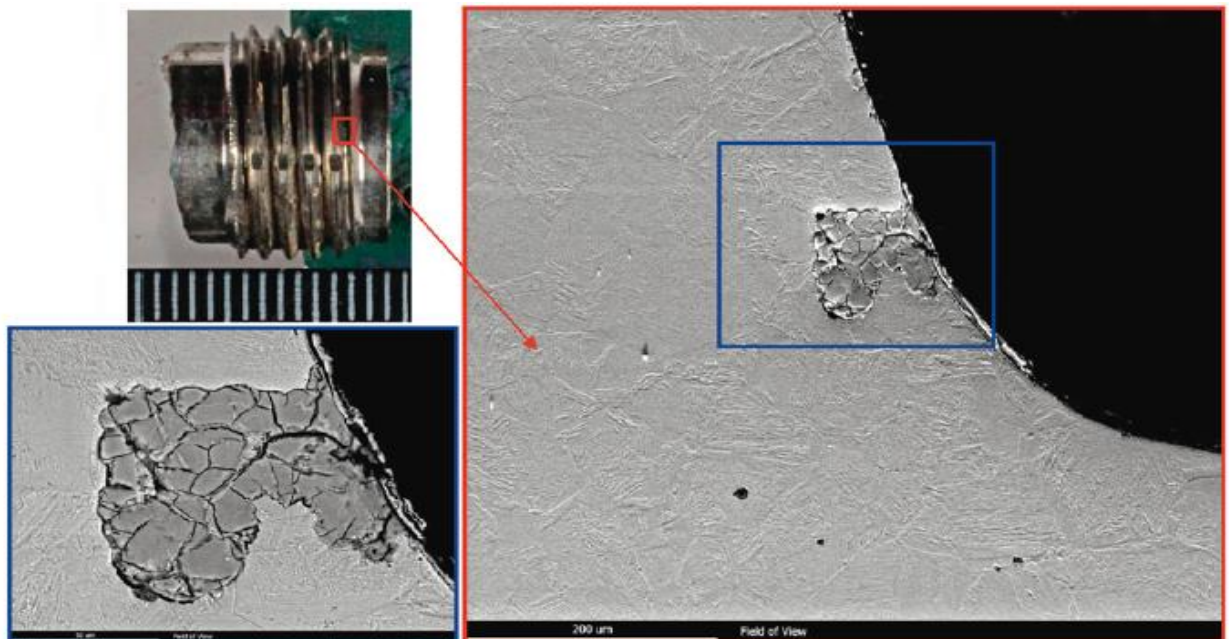


Рисунок 2.35 – Микроструктура отложений продуктов коррозии в язве на поверхности витка резьбы штока вентиля. Электронная микроскопия

По результатам проведенного анализа сделаны следующие заключения. Полуколичественный анализ материала штока вентиля под манометр показал, что материал соответствует стали 07X16H6 мартенситного класса, металл штока имеет мартенситоподобную структуру, микротвердость металла штока находится в диапазоне 395,5 – 426,5 HV₁₀₀, что существенно выше требований сопроводительной документации (248 – 327 HV₁₀₀ для стали марки 07X16H6 и 226 – 254 HV₁₀₀ для стали марки F6NM), повышенная твердость свидетельствует о том, что отпуск металла был неэффективным или вовсе не проводился; в соответствии с ИСО 15156 – 3 сталь типа 07X16H6 и F6NM (S41500) может использоваться при парциальном давлении сероводорода не более 0,1 атм. при условии, что ее твердость не превышает 23 HRC и она подвергнута закалке и двукратному отпуску, в нашем случае для материала штока не выполняются ни одно из условий стандарта; излом на фрагменте штуцера хрупкий. Трещины развиваются как внутризеренно, так и межзеренно, что характерно для коррозионного растрескивания нержавеющей сталей, связанного с повышенной твердостью стали из-за неправильно проведенной термической обработки; химический состав металла корпуса манометра близок к аустенитной нержавеющей стали 08X18H10T и не соответствует указанным в паспорте маркам стали 07X16H6 и F6NM; металл корпуса имеет микроструктуру, представленную равноосными зёрнами аустенита, характерную для отожженного состояния, внутри зёрен наблюдаются двойники отжига и включения нитридов титана; микротвердость корпуса вентиля находится в диапазоне 159,4 – 163,7 HV₁₀₀, что существенно ниже требований паспорта, где указано, что для стали марки 07X16H6 твердость должна быть в диапазоне 25 – 35 HRC (266 – 345 HV₁₀₀), а для стали марки F6NM – 17–23 HRC (226 – 254 HV₁₀₀).

Проведено исследование по определению причины разрушения стояка отбора давления Ду 50 на камере пуска средства очистки и диагностики (СОД) (Рисунок 2.34) [61]. После менее 1 года эксплуатации произошло разрушение стояка отбора давления Ду 50 на камере пуска средства очистки и диагностики

(СОД) Ду 219 нефтесборного коллектора (Рисунок 2.33). Нефтесборный коллектор работал в пределах технологического режима: производилась перекачка скважинной продукции при $P_{\text{раб.}} = 3 \text{ МПа}$, $Q_{\text{раб.}} = 92 \text{ м}^3/\text{сутки}$, содержание сернистого водорода до 6%.



Рисунок 2.36 – Стояк отбора давления Ду 50

Согласно результатам спектрального анализа химического состава металла, выполненного на спектрометре РМІ–MASTER 13L0059, химический состав металла трубы (Элемент №1, Рисунок 2.37) стояка и сварного шва (Элемент №2, Рисунок 2.37) соответствует стали типа сталь 20, металла корпуса фланца (Элементы №3 и №4, Рисунок 2.37) соответствует стали типа сталь 20Г.



Рисунок 2.37 – Стояк отбора давления Ду 50

Твердость металла трубы стояка (Элемент №1) – 160..166 НВ, сварного шва (элемент №2) – 130..138 НВ, корпуса фланца (Элементы №3 и №4 Рисунок 2.41) – 149..155 НВ, что соответствует требованиям ГОСТР 53678 – 2009 [58] и NACE MR0175 [74]. Однако при замерах твердости сварного соединения на изломе (в сечении) получены повышенные значения (Рисунок 2.42). При оценке качества сварного шва отмечены не сплавления глубиной до 2 мм и длиной до 5 мм, а также шлаковые включения (поры) диаметром до 1,0 мм (Рисунок 2.39). Все это свидетельствует о нарушении технологии строительно–монтажных работ (далее – СМР).

В стояк отбора (на камере пуска СОД) подается от поршневого агрегата ЦА–320 (цементировочный агрегат) давление, при этом подсоединение нагнетательной линии к стояку находится на значительном расстоянии от места разрушения стояка, создавая переменные нагрузки.



Рисунок 2.38 – Твердость металла сварного шва

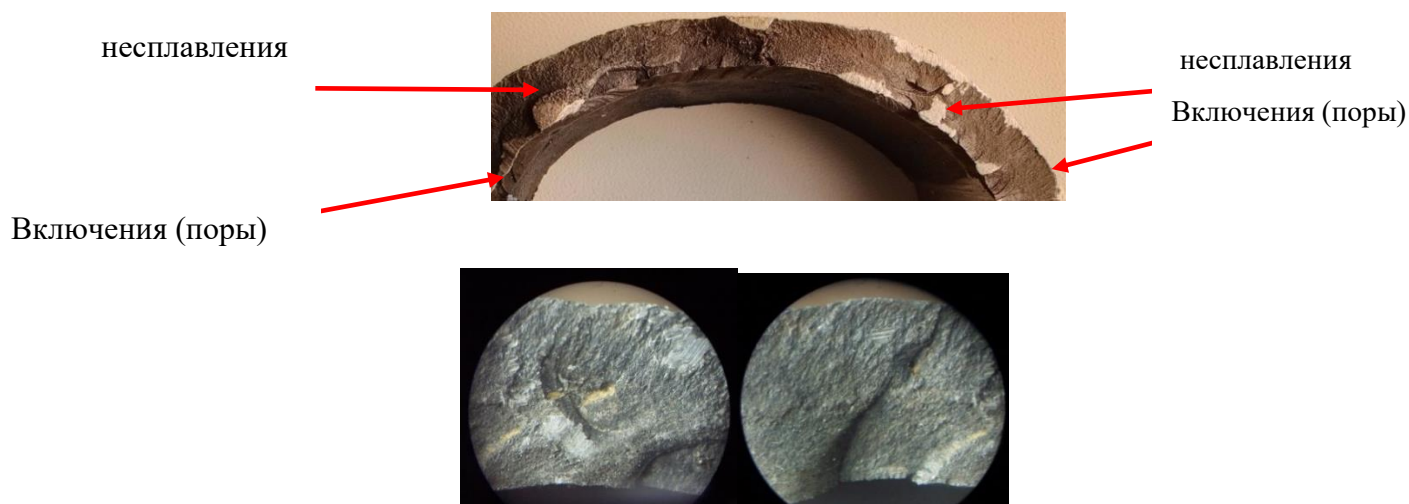


Рисунок 2.39 – Дефекты в сварном соединении стояка отбора давления Ду 50

Разгерметизация стояка отбора давления Ду 50 произошла в результате разрушения сварного соединения патрубка Ду 50 и ответного фланца шарового крана Ду 50. Установленной причиной разрушения сварного соединения является СР под напряжением, возникшее в результате воздействия сероводородсодержащей среды и совместного действия внешних переменных нагрузок с рабочим давлением при наличии в сварном соединении дефектов.

2.4 Выводы по второй главе

При анализе пожароопасных ситуаций, связанных с разгерметизацией технологического оборудования, рассматриваются утечки при различных диаметрах истечения (в том числе максимальные – при полном разрушении трубопроводов).

Оценка величин указанных факторов проводится на основе анализа физических явлений, протекающих при пожароопасных ситуациях, пожарах, взрывах. При этом рассматриваются следующие процессы, возникающие при реализации пожароопасных ситуаций и пожаров или являющиеся их последствиями (в зависимости от типа трубопроводов и обращающихся на объекте горючих веществ): исследованы отказы и повреждения трубопроводов, повреждения запорной арматуры, повреждения деталей и узлов трубопроводов для снижения пожарных рисков.

Отказы и повреждения трубопроводов при эксплуатации в основном происходят в результате сероводородного растрескивания и язвенной коррозии металла, вызванных значительным содержанием сероводорода в технологических средах, нарушением технологии СМР, несоблюдение режимов термообработки сварных швов или ее отсутствие, приводящим к образованию дефектов в сварных швах, а также с наличием металлургических дефектов.

Причиной разрушения запорной арматуры является сероводородное растрескивание металла деталей арматуры, имеющих высокую твердость более 22 HRC, не соответствующую требованиям к материалам, для эксплуатации в сероводородсодержащих средах, что значительно повышает риск возникновения сероводородного растрескивания.

Основными причинами повреждений деталей и узлов трубопроводов является неэффективный отпуск металла, коррозионное растрескивание, неправильно проведенная термическая обработка, сероводородное растрескивание под напряжением, обусловленное применением не соответствующего материала и наличием дефектов в сварных швах.

3 СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕТОДОВ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ПОЖАРНОЙ БЕЗОПАСНОСТИ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ТРУБОПРОВОДОВ

3.1 Обеспечение пожарной безопасности на основании выбора материалов трубопроводов и запорной арматуры, эксплуатируемых в условиях воздействия сероводородсодержащих нефтегазовых средах

На основе анализа пожарной опасности объекта при необходимости проводится определение комплекса дополнительных мероприятий, изменяющих параметры технологического процесса до уровня, обеспечивающего допустимый пожарный риск [136].

Одним из условий безаварийной эксплуатации трубопроводов, эксплуатирующих сероводородсодержащие нефтегазовые среды является применение коррозионно–стойких материалов для обеспечения пожарной безопасности. Легирование сталей редкоземельными металлами повышает стойкость сталей к сероводородному коррозионному растрескиванию под напряжением (далее – СКРН).

Твердость сказывается на стойкости сталей в сероводородсодержащей среде существенно, концентрация сероводорода и уровень действующих в металле напряжений, поэтому для трубопроводов широкое применение нашли пластичные стали с твердостью не больше 22 HRC (229HB) и временным сопротивлением разрыву до 550 МПа. Была установлена необходимость использования мягких сталей ограниченной прочности опытом иностранных фирм, так и опытом обустройства и эксплуатации сероводородсодержащих нефтегазовых месторождений.

Проведен анализ национальных и международных стандартов, научных статей, опыта эксплуатации, результатов коррозионных испытаний, технических требований на изготовление материалов и другой нормативной документации, по материалам труб и запорной арматуры, применение

которых возможно в сероводородсодержащих нефтегазовых средах с целью повышения пожарной безопасности.

Твердость труб по Бринеллю из сталей типа сталь 20 не более 180 НВ по ТУ 14–ЗР–77–2004 [77] и ТУ–14–З–460–2009 [78]. Твердость по Бринеллю не более 156 НВ для труб с толщиной стенки не менее 10 мм и не более 229 НВ во всех остальных случаях по ТУ–14–Зр–55–2001 [79].

Сертификат должен содержать основные механические свойства, включая ударную вязкость КСУ при температуре минус 40°С. Соотношение предела текучести к пределу прочности не более 0,8. Относительное удлинение не менее 24%.

Трубы должны выдерживать испытания на загиб по ГОСТ 3728 –78 [80].

Исследованные требования, соответствуют трубы и соединительные детали промысловых трубопроводов сероводородсодержащих нефтегазовых месторождений, изготовленных по соответствующим техническим условиям: из стали 20, из стали 09Г2С, из стали 20ЮЧ, из стали типа сталь 20 импортной поставки.

Для технологических трубопроводов соответствуют бесшовные горячедеформированные и катанные трубы, изготовленные по ГОСТ и техническим условиям: из стали 20 по ГОСТ 1050–2013 [86], из стали А533 gr В, из стали 20–ПВ, из стали 12Х1МФ, из стали 12Х1МФ ПВ, из стали 12Х18Н12Т, из стали 20ЮЧ, из стали 20ЮЧ–ПВ, из стали марки 12ГФ–ПВ, ГОСТ 9940–81 [84] из стали 10Х17Н13М2Т.

Применяемое в настоящее время марки стали не являются исчерпывающими, также есть аналогичные стали национальных и международных стандартов, из которых изготавливают трубы бесшовные горячедеформированные трубы по соответствующим техническим условиям из стали 20 по ГОСТ 1050–2013 [84], из стали 20 ТУ–14–З–460–2009 [78], из стали 20–ПВ, из стали 12Х1МФ, из стали 12Х1МФ ПВ, из стали 12Х18Н12Т, из стали 12ГФ, из стали 20ЮЧ–ПВ, из стали 10Х17Н13М2Т.

Запорная арматура (далее – ЗА) на трубопроводах нефтегазовых месторождений с содержанием сероводорода до 6% эксплуатируется при проектных давлениях от 6,4 до 21 МПа различных фирм–производителей (Таблицы 3.1–3.2) с условным диаметром от 25 до 700 мм [87]. Проведены исследования требований к материалам труб и ЗА для применения в месторождениях с сероводородсодержащими продуктами недр. Изложены предлагаемые материалы и их химический состав.

Анализ результатов исследований стойкости к сероводородной коррозии материалов деталей ЗА и опыта эксплуатации ЗА на сероводородсодержащих нефтегазовых месторождениях позволяет отметить следующие основные требования к материальному исполнению ЗА.

Корпусные детали современной ЗА должны быть изготовлены из стальной поковки, подвергнутой нормализации и 100% УЗК на сплошность.

Содержание в сталях корпусных деталей ЗА должно быть: серы не выше 0,010% и фосфора не выше 0,015% (Таблицы 3.3, 3.4).

Механические свойства металла корпусных деталей запорной арматуры: отношение фактических значений предела текучести стали к пределу прочности $\leq 0,80$; ударная вязкость $KCU^{-40} \geq 49$ Дж/см².

Таблица 3.1 – Материалы основных деталей ЗА импортных поставок

Корпус, Крышка	Запорный элемент	Шток	Ответные фланцы	Крепеж
1	2	3	4	5
ASTM A216 gr WCB литье	ASTM A350 gr LF2 поковка	AISI 410	ASTM A350 gr LF2 поковка	ASTM A193 GrB7 шпильки
ASTM A216 gr WCC литье	ASTM A516 gr 70	AISI 420	ASTM A350 gr LF3 поковка	ASTM A320 Gr L7M шпильки

Продолжение Таблицы 3.1

1	2	3	4	5
ASTM A352 gr LCB литье	ASTM A516 gr 70 прокат	AISI 303S	ASTM A516 gr 70 прокат	ASTM A194 Gr 2H гайки
ASTM A352 gr LCC литье	ASTM A182 gr F316 поковка	DIN X20Cr13 (1.4021)	ASTM A182 gr F316 поковка	ASTM A194 Gr. 8 (AISI 304)
ASTM A352 gr LC2.1 литье	AISI 410	A 564 Gr 630 седла, шток	ASTM A182 gr F316L поковка	–
ASTM A350 gr LF2 поковка	Покрытие клина и седел StelliteGr6	Hastelloy B–2	–	–
ASTM A350 gr LF3 поковка	Inconel 625	Hastelloy C276	–	–
ASTM A516 gr 70 прокат	–	A182 gr F316	–	–
ASTM A182 gr F316 поковка	–	–	–	–
ASTM A182 gr F316L поковка	–	–	–	–
AISI 4130–	–	–	–	–

Остальные детали ЗА изготавливают согласно требованиям соответствующих нормативных документов.

Твердость металла деталей ЗА должны быть: корпус и крышка от 145 до 187 НВ (поковки) и от 155 до 197 НВ (кованные), шток из стали от 188 до 201 НВ, шток из никелевого сплава от 233 до 238 НВ, уплотнительное кольцо от 150 до 170 НВ, шпильки от 230 до 245 НВ, гайки от 190 до 225 НВ.

Таблица 3.2 – Материалы основных деталей ЗА отечественной поставки

Корпус, крышка	Запорный элемент	Шток	Ответные фланцы	Крепеж
1	2	3	4	5
Сталь 20 ГОСТ 1050 поковка по ГОСТ 8479 гр. IVкп 215 (225)	20X13 ГОСТ 5632	12X18Н10Т ГОСТ 5949	Сталь 20* ГОСТ 1050 поковка по ГОСТ 8479 гр. IVкп 215 (225)	Сталь 30ХМА ГОСТ 4543
Сталь 20 ГМЛ литье ТУ 4112–091–00220302–2006, СТ ЦКБА 014–2004	Сталь 20 ГОСТ 1050 с покрыв. 0X17Н10 М2(3)Т ГОСТ 5632	ХН70Юили ХН70МЮТ ГОСТ 5632 (редко используемые)	Сталь 20А ТУ 1462–203–0147016–2001 поковка по ГОСТ 8479 гр. IVкп 215 (225)	Сталь 09Г2С ГОСТ 19281
Сталь 20С ТУ 1317–006.1–593377520–2003 поковка по ГОСТ 8479 гр. IVкп 215 (225)	–	–	Сталь 20С ТУ 1317–006.1–593377520–2003 поковка по ГОСТ 8479 гр. IVкп 215 (225)	Сталь 10X17Н13М2(3)Т ГОСТ 5632
Сталь 20ЮЧ ТУ 14–1–4853–90 поковка по ГОСТ 8479 гр. IVкп 215 (225)	–	–	Сталь 20ЮЧ ТУ 14–1–4853–90 поковка по ГОСТ 8479 гр. IVкп 215 (225)	Сталь 30ХМА 34ХМ, 38ХМ ГОСТ 4543

Продолжение Таблицы 3.2

1	2	3	4	5
Сталь 09Г2С ГОСТ 19281 поковка по ГОСТ 8479 гр. IVкп 215 (225)	Inconel 625	Inconel 625	Сталь 09Г2С ГОСТ 19281 поковка по ГОСТ 8479 гр. IVкп 215 (225)	Сталь 14Х17Н2 ГОСТ 5632
Сталь 10Х17Н13М2(3)Г ГОСТ 5632, 10Х17Н10М2(3)ГЛ Поковки, литье	Inconel 625	Inconel 625	–	12Х18Н10Т ГОСТ 5632
Сталь 30ХМА ГОСТ 4543, поковки, литье	30ХМА,на –плавка ПР– НХ16СР– У, ТУ 14– 22–127–99	–	–	–

Материал поковок корпусных элементов ЗА должен быть стойким к водородному растрескиванию металла изделий при испытании согласно стандарту NACE TM0284 [82] или СТО Газпром 2–5.1–148–2007 [40], и к сероводородному растрескиванию (при напряжении 0,8 от предела текучести стали) металла изделий при испытании согласно стандарту NACE TM 0177[81] или СТО Газпром 2–5.1–148–2007 [40].

Таблица 3.3 – Химический состав материалов основных деталей ЗА импортных поставок

Сталь	C	Si	Mn	P*	S*	Cr	Ni	Cu	Mo
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ASTM A216 gr WCB литье	≤0,30	≤0,60	≤1,00	≤0,025	≤0,025	≤0,40	≤0,50	≤0,50 V ≤0,03	≤0,20
ASTM A216 gr WCC литье	≤0,25	≤0,60	≤1,20	≤0,025	≤0,025	≤0,40	≤0,50	≤0,50 V ≤0,03	≤0,20

Продолжение Таблицы 3.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ASTM A352 gr LCB литье	≤0,30	≤0,60	≤1,00	≤0,040	≤0,045	≤0,40	≤0,50	≤0,50	–
ASTM A352 gr LCC литье	≤0,25	≤0,60	≤1,20	≤0,040	≤0,045	≤0,40	≤0,50	≤0,50	–
ASTM A352 gr LC2.1 литье	≤0,22	≤0,50	0,55÷ 0,75	≤0,040	≤0,045	1,35÷ 1,85	0,50÷ 3,5	–	0,30÷ 0,60
ASTM A350 gr LF2 поковка	≤0,30	0,15÷ 0,30	≤1,35	≤0,035	≤0,040	–	–	–	–
ASTM A350 gr LF3 поковка	≤0,20	0,20÷ 0,35	≤0,90	≤0,035	≤0,040	–	3,25÷ 3,75	–	–
ASTM A516 gr 70 прокат	≤0,27	0,13÷ 0,45	0,79÷ 1,30	≤0,035	≤0,040	≤0,20	–	–	–
ASTM A182 gr F316 поковка	≤0,08	≤1,00	≤2,00	≤0,045	≤0,030	16,0÷ 18,0	10,0÷ 14,0	–	2,0÷ 3,0
ASTM A182 gr F316L поковка	≤0,03	≤1,00	≤2,00	≤0,045	≤0,030	16,0÷ 18,0	10,0÷ 14,0	–	2,0÷ 3,0
AISI 4130	0,28÷ 0,33	0,15÷ 0,35	0,40÷ 0,60	≤0,040	≤0,035	0,80÷ 1,10	–	–	0,15÷ 0,25
ASTM A193 Gr B7	0,37÷ 0,49	0,15÷ 0,35	0,65÷ 1,10	≤0,035	≤0,040	0,75÷ 1,20	–	–	0,115÷ 0,25

Продолжение Таблицы 3.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ASTM A320 Gr L7M	0,38÷ 0,48	0,20÷ 0,35	0,75÷ 1,00	≤0,040	≤0,040	0,80÷ 1,10	–	–	0,15÷ 0,25
ASTM A194 2H	≤0,40	≤0,40	≤1,00	≤0,040	≤0,050	–	–	–	–
ASTM A194 Gr. 8 (AISI 304)	≤0,80	≤1,00	≤2,00	≤0,045	≤0,030	18,0÷ 20,0	8,0÷ 10,50	–	–
AISI 410	≤0,15	≤0,75	≤1,00	≤0,040	≤0,030	11,5÷ 13,5	≤0,50	–	–
AISI 420	0,35÷ 0,44	≤0,60	≤0,60	≤0,030	≤0,025	12,0÷ 14,0	–	–	–
A 564 Gr 630	0,07	≤1,0	≤1,0	≤0,040	≤0,030	16	3–5	3–5	–
AISI 303S	≤0,12	≤0,80	≤2,00	≤0,035	≤0,020	17,0÷ 19,0	9,0÷ 11,0	Se(селен) 0,18÷0,35	–
DIN X20Cr13 (1.4021)	0,17÷ 0,25	≤1,00	≤1,00	≤0,045	≤0,030	12,0÷ 14,0	–	–	–
Сплав Hastelloy B–2	≤0,02	≤0,10	≤1,00	≤0,040	≤0,030	≤1,00	основа		26,0÷ 30,0
Сплав Hastelloy C276	≤0,02	≤0,05	≤1,00	≤0,040	≤0,030	14,5÷ 16,5	основа		15,0÷ 17,0
* – содержание серы и фосфора в импортных сталях, как правило, не превышает 0,010% и 0,015% соответственно.									

Таблица 3.4 – Химический состав материалов основных деталей ЗА отечественной поставки

Сталь	C	Si	Mn	P	S	Cr	Ni	Cu	Al	Mo
20	0,17÷ 0,24	0,17÷ 0,37	0,35÷ 0,65	≤0,025	≤0,025	≤0,25	≤0,25	≤0,25	–	–
20А	0,17÷ 0,24	0,17÷ 0,37	0,35÷ 0,65	≤0,025	≤0,025	≤0,25	≤0,25	≤0,25	–	–
20С	0,17÷ 0,22	0,17÷ 0,37	0,35÷ 0,65	≤0,025	≤0,025	≤0,25	≤0,25	≤0,25	0,03÷ 0,05	Обра- ботка Са
20ЮЧ ТУ14–1– 4853–90	0,16÷ 0,22	0,17÷ 0,37	0,50÷ 0,80	≤0,020	≤0,005	≤0,25	≤0,12	≤0,25	0,03÷ 0,10	Селен– 0,20
09Г2С	≤0,12	0,50÷ 0,80	1,30÷ 1,70	≤0,025	≤0,025	≤0,30	≤0,30	≤0,30	–	–
20ГМЛ	0,12÷ 0,20	0,20÷ 0,40	0,80÷ 1,20	≤0,025	≤0,025	≤0,50	≤0,50	Церий ≤0,10	≤0,08	0,25÷ 0,35
10Х17Н 13М2(3)Т	≤0,10	≤0,80	≤2,00	≤0,035	≤0,020	16÷ 18	12÷ 14	≤0,30	Ti5С– 0,7	2÷3
30ХМА	0,26÷ 0,33	0,17÷ 0,37	0,40÷ 0,70	≤0,025	≤0,025	0,80÷ 1,10	≤0,30	≤0,30	–	0,15÷ 0,25
34ХМА	0,30÷ 0,40	0,17÷ 0,37	0,40÷ 0,70	≤0,025	≤0,025	0,90÷ 1,30	≤0,50	≤0,30	–	0,20÷ 0,30
38ХМА	0,35÷ 0,42	0,17÷ 0,37	0,40÷ 0,70	≤0,025	≤0,025	0,90÷ 1,30	≤0,50	≤0,30	–	0,20÷ 0,30
Никелевый сплав ХН70Ю (ЭИ652) ХН70МЮТ	≤0,10	≤0,80	≤0,30	≤0,015	≤0,012	26÷ 29	Ос- нова	Fe ≤1,00	2,8÷ 3,5	Ti= 5xС
Никелевый сплав Inconel 625	≤0,02	0,10	0,07	≤0,010	≤0,010	≤20,5	62,9	–	–	8,27

На основании анализа нормативной документации, коррозионно – механических испытаний и опыта эксплуатации обобщены требования к материалам конструкций, позволяющие обеспечить без аварийную работу и повысить пожарную безопасность трубопроводов, транспортирующих нефтегазовые среды с содержанием сероводорода до 6%.

3.2 Комплекс организационно–технических мероприятий по обеспечению пожарной безопасности: входной контроль и промышленные испытания материалов и конструкций

В соответствии с Федеральным законом от 22 июля 2008 г. № 123–ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» (ст. 5) объект должен иметь систему обеспечения пожарной безопасности (далее – СОПБ). Целью создания СОПБ на объекте является предотвращение пожара, обеспечение безопасности людей и защита имущества при пожаре. Система обеспечения пожарной безопасности объекта включает в себя систему предотвращения пожара и взрывов, систему противопожарной защиты, комплекс организационно–технических мероприятий по обеспечению пожарной безопасности [135].

В комплекс организационно–технических мероприятий по обеспечению пожарной безопасности были включены мероприятия по входному контролю и промышленным испытаниям материалов и конструкций.

В дополнение разработанным технологиям входного контроля [27, 28, 29, 125], которые включает шесть этапов [9], были предложены дополнительные предложения по входному контролю трубопроводов, соединительных деталей, арматуры для совершенствования методов оценки и способов снижения пожарных рисков.

Наряду с выполняемыми работами при входном контроле: обработка, анализ и экспертиза комплекта документации, разработка программы испытания оборудования, визуальный и измерительный контроль состояния

металла деталей и узлов с видимыми дефектами, толщинометрия, определение твердости металла основных узлов и деталей, определение химического состава металла основных узлов и деталей, ультразвуковой контроль металла деталей и узлов на отсутствие дефектов, составление и утверждение актов о результатах дефектоскопии, составление заключения о техническом состоянии оборудования, гидравлическое испытание на прочность и герметичность в собранном виде, выявление допустимого и фактического ресурса работы оборудования и его отдельных деталей и узлов, статистическая обработка данных, анализ и обобщение полученных данных.

В настоящее время не редки случаи получения труб и деталей трубопроводов с документацией, в которой не указаны результаты необходимого разрушающего контроля, в данной работе представлены дополнительные предложения по контролю сварных соединений на 4 и 5 этапах входного контроля (Таблица 3.5).

Таблица 3.5 – Дополнительные предложения контролю сварных соединений

Материалы и элементы	Вид контроля	Объем контроля
1	2	3
Сварные соединения	Внешний осмотр	100%
	Магнитопорошковый или капиллярный (цветной) контроль (при отсутствии документации на данный вид контроля)	
	Радиография или ультразвуковая дефектоскопия (при отсутствии документации на данный вид контроля)	
	Измерение твердости основного металла, металла шва, зоны термического влияния (при отсутствии документации на данный вид контроля)	100% соединений из хромомолибденовых, хромомолибденованадиевых и хромомолибденованадиевольфрамовых сталей; 2 соединения из остальных марок стали

Продолжение Таблицы 3.5

1	2	3
	Проверка стилоскопом наличия основных легирующих элементов, определяющих марку стали в основном и в наплавленном металле	100%
	Определение содержания ферритной фазы для сварных соединений из аустенитных сталей, работающих при температуре свыше 350°С (при отсутствии документации на данный вид контроля)	

Анализ результатов входного контроля изделий за последние 5 лет позволил определить основные причины отбраковки (Рисунки 3.1, 3.2, 3.3) с целью предупреждения пожаров и взрывов. Процентное соотношение основных причин отбраковки: по трубам (36% отклонения геометрических параметров от требований НД, 31% дефекты поверхности и 11% несоответствие твердости материала), по соединительным деталям (по деталям и узлам трубопроводов) (44% повышенная твердость металла детали, 24% поверхностные дефекты, 12% отклонения геометрических параметров от требований НД), по арматуре (38% несоответствие твердости материала требованиям НД, 19% несоответствие сертификатов и 16% наличие дефектов поверхности изделий).

Отбраковка при входном контроле труб, деталей трубопроводов, соединительных деталей и арматуры, не соответствующих нормативным документам, один из способов снижения пожарных рисков, а также инженерно–технические мероприятия по обеспечению пожарной безопасности, строящихся и реконструируемых участков промышленных трубопроводов сероводородсодержащего нефтегазового месторождения.



Рисунок 3.1 – Основные причины отбраковки труб



Рисунок 3.2 – Основные причины отбраковки деталей трубопроводов



Рисунок 3.3 – Основные причины отбраковки арматуры

При воздействии агрессивной среды на трубопроводы могут образоваться пиррофорные вещества (соединения), которые при соприкосновении с воздухом могут привести к пожару. Поэтому для обеспечения пожарной безопасности принципиальное значение имеет правильный выбор конструктивных материалов для трубопроводов.

По результатам отказов трубопроводов из стали 20 представляется необходимым проведение гравиметрических и промышленных испытаний нефтегазопроводных труб из стали 05ХГБ на объектах сероводородсодержащего месторождения для повышения пожарной безопасности. При этом в связи с новизной марки стали, высокой коррозионной активностью перекачиваемой среды и необходимостью предупреждения рисков порыва «катушек» в период их экспозиции, испытания разбили на два этапа:

1. Гравиметрические испытания коррозионной стойкости образцов стали 05ХГБ с использованием образцов–свидетелей. Основной задачей гравиметрических испытаний считали определение скорости локальной и общей коррозии образцов–свидетелей, изготовленных из стали 05ХГБ с целью оценки рисков при проведении байпасных испытаний образцов труб.

2. Байпасные испытания образцов труб из стали 05ХГБ с использованием «катушек».

Проведены промышленные испытания стальных труб [88] марки стали 05ХГБ на байпасном стенде сероводородсодержащего нефтегазового месторождения, один из способов снижения пожарных рисков при эксплуатации трубопроводов, транспортирующих сероводородсодержащие нефтегазовые среды.

Для транспортирования сероводородсодержащих сред применяются трубы из спокойных углеродистых и низколегированных сталей с вышеуказанными свойствами, прошедшие лабораторные и промышленные испытания и допущенные к эксплуатации по методикам [41,90,74,91,35,91].

В процессе проведения работ в лаборатории были применены следующие методики: определение водородного показателя, определение концентрации сероводорода, методика расчета парциального давления сероводорода в анализируемой пробе.

Порядок проведения лабораторных исследований труб из стали марок стали 20 и 05ХГБ регламентируют стандарты [35,41,90,74,91].

Полученные результаты [88] дали предварительную оценку коррозионной стойкости сталей и сплавов, для которых использован водовод высокого давления с фоновой скоростью коррозии не менее 0,3 мм/год. Основные характеристики трубопровода и перекачиваемой среды приведены ниже (Таблица 3.6).

Таблица 3.6 – Основные характеристики трубопровода и перекачиваемой среды

№ п/п	Наименование	Значения
1	Трубопровод	УПНГ – 53 р
2	Назначение трубопровода	Водовод высокого давления
3	Перекачиваемая среда	Подтоварная вода
4	Фоновая скорость коррозии: – значение, (мм/год) – способ определения	0,26 (\approx 0,3) гравиметрический
5	Давление в точке врезки б/п стенда, кг/см ²	100
6	Температура в точке врезки б/п стенда, °С	20
7	Обводненность, %	100
8	Количество растворенного кислорода O ₂ в жидкости, мг/м ³	0,1
9	Количество CO ₂ (мл/м ³)	90
10	Количество H ₂ S (ppm)	10
11	Типоразмер труб основной нитки трубопровода в районе точки врезки б/п стенда, мм	168
12	Типоразмер труб байпасного стенда (за исключением катушек), мм	219

Для проведения испытаний использованы сварные прямошовные трубы диаметром 219 мм с номинальной толщиной стенки 9 мм, изготовленные по ТУ 1380 – 062 – 05757848 — 2014 [95] из стали 05ХГБ. Для контрольных «катушек» взяты бесшовные трубы такого же диаметра с номинальной

толщиной стенки 12 мм, сделанные по ТУ 14 – 3Р – 1128 —2007 [96] из стали 20.

Размеры местных деформаций вида «внезапное расширение» и «внезапное сужение» в местах сварного присоединения фланцев составили в среднем 6,3 мм для испытательной катушки из 05ХГБ и 1,4 мм для контрольной катушки из стали 20 при фактической средней начальной толщине стенки соответственно 8,2 и 13,1 мм.

После монтажа «катушек» на стенде на их наружную поверхность нанесены контрольные метки для ультразвукового контроля (далее – УЗК), имеющие индивидуальную нумерацию, при этом первый и пятый ряды меток расположены соответственно на верхней и нижней образующих, а продольный заводской шов испытательной катушки ориентирован по нижней образующей.

«Катушки» были установлены на байпасном стенде в последовательности, соответствующей движению потока, как показано на Рисунке 3.4 (здесь 1, 2 – соответственно жертвенный патрубок и испытательная катушка (изготовлены из 05ХГБ), 3 – жертвенный патрубок (из 05ХГБ), 4 – контрольная катушка (из стали 20), 5 – узлы контроля коррозии).

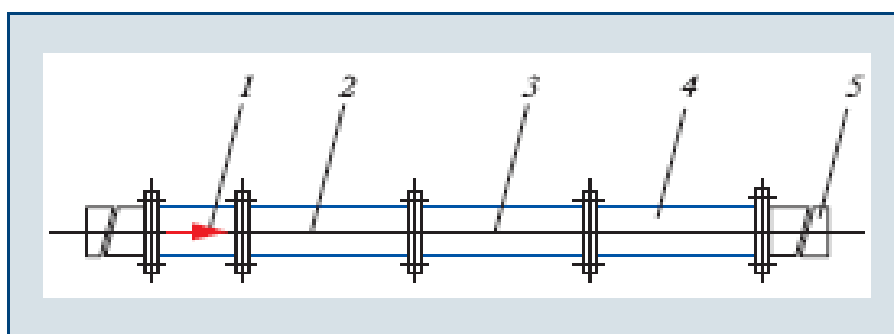


Рисунок 3.4 – Схема байпасного стенда

Первичное визуальное обследование демонтированных «катушек» показало: какие-либо механические повреждения поверхностей труб

отсутствуют, все нанесенные на наружную поверхность катушек метки, маркировки и рабочие надписи сохранены.

Для дальнейшей проверки испытательная и контрольная «катушки» разрезаны вдоль холодным способом. Линии реза определены приборами внешнего диагностического контроля во избежание попадания коррозионных разрушений в зону резки и у обеих «катушек» совпадали с углами 90° (по направлению часовой стрелки на 3 ч) и 270° (9 ч) к вертикали по сечению труб. Полученные сегменты условно разделены на верхние (от 270° до 90°) и нижние (от 90° до 270°) в соответствии с их фактическим положением на стенде в период испытаний.

При комплексном техническом обследовании для первичного обследования выполнялись: визуальный и измерительный контроль основного металла «катушек» и сварных фланцевых соединений, определение начальных (номинальных) толщины каждого образца труб в фиксированных точках контроля прецизионным ультразвуковым толщиномером «Panametrics 38DL Plus» с высокой разрешающей способностью до 0,001 мм, контроль сварных соединений образцов труб ультразвуковым дефектоскопом «Erosch XT», сканирование вихретоковой системой «TiS 8C (Prodigy HF)» с целью выявления и количественной оценки дефектов «катушек», стилоскопирование контрольного и испытательных образцов с целью определения химического состава портативным анализатором металла «X – MET 5100».

Имеются коррозионные локальные разрушения (язвы) у обеих «катушек» на верхнем сегменте образца труб из стали 20 (Рисунок 3.5, а), на верхнем сегменте образца труб из 05ХГБ очагов коррозионных разрушений не обнаружено, при этом значения минимальных остаточных толщин находятся на уровне номинала (Рисунок 3.5,б), на нижнем сегменте испытательной катушки из 05ХГБ коррозионные разрушения отсутствуют, за исключением язвенной зоны, расположенной в районе поперечного фланцевого шва: ее протяженность составила 68–70 мм от торца катушки (сварного шва) (Рисунок 3.6, а), на нижнем сегменте катушки из стали 20 обнаружены коррозионные

язвенные разрушения как по основному телу трубы, так и в околошовных зонах протяженностью до 18–20 мм от торца катушки (сварного шва) (Рисунок 3.6, б).



Рисунок 3.5 – Верхние сегменты катушек ст.20 (а) и ст.05ХГБ (б)



Рисунок 3.6 – Нижние сегменты катушек ст. 05ХГБ (а) ст.20 (б)

Причина, способная ослабить коррозионную стойкость стали, изменение структуры металла при длительном воздействии температур более 1300°С, возникающих при проведении сварочных работ в процессе соединения толстостенных фланцев с патрубками катушек. Для оценки возможного изменения структуры металла исследуемых труб взяты его образцы в районе нижней образующей на различном расстоянии от зоны термического влияния.

Металлографические шлифы (образцы для микроскопа) основного металла и сварного фланцевого соединения взяты в продольном направлении относительно оси трубы. Для выявления структуры металла шлифы травили в 4%–ном спиртовом растворе азотной кислоты. Данное исследование

проведено с использованием кодированного металлографического микроскопа Axio Observer.D1m, оснащенного моторизованным предметным столом и анализатором изображения Thixomet. Структуры металла всех образцов фотографировали при одинаковой степени увеличения 90 мкм и приведены на Рисунках 3.7 и 3.8.



а)

б)

Рисунок 3.7 – Микроструктура участка катушки стали 05XГБ: а) в зоне с максимальными коррозионными поражениями (б) участка без коррозионных повреждений



а)

б)

Рисунок 3.8 – Микроструктура участка катушки стали 20: а) в зоне с максимальными коррозионными поражениями (б) участка без коррозионных повреждений

Микроструктура образцов из 05ХГБ мелкозернистая, состоящая из квазиполигонального феррита с величинами зерен номер 11, 12 по ГОСТ 5639–82 [69] и небольшого количества перлита. Каких-то структурных различий между образцами, взятыми на участках с максимальными коррозионными повреждениями и без коррозионных поражений, не обнаружено.

В образцах из стали 20 также нет различий. Структура крупнозернистая, сталь состоит из полигонального феррита (70% состава) с равномерно распределенными областями перлита (30%). Величина ферритного зерна соответствует номеру 8 по ГОСТ 5639–82 [69]. Наблюдается полосчатость структуры 1 балл согласно ГОСТ 5640–68 [58]. Исследование образцов труб из стали 20 и 05ХГБ показало отсутствие каких-либо изменений и дефектов структуры металла в обоих случаях: микроструктура участков труб с максимальными коррозионными поражениями и без коррозионных поражений идентична, распределение твердости по всему сечению образцов равномерно. Исходя из этого, можно заключить, что на образование коррозионных язв вблизи поперечных сварных швов «фланец–труба» повлияли факторы, не связанные с проведением сварочных работ на месторождении, а также с дефектами металлургического и прокатного производства, возникшими по вине заводов–изготовителей.

Известно, что влияние макронапряжений на коррозионные процессы многократно усиливается в местах резких изменений геометрической формы поверхности, выступающих концентраторами напряжений, что вызывает неравномерность коррозии по телу трубы и ее локализацию в напряженных областях металлической конструкции. В результате соединения трубы и фланца с разными толщинами стенки путем сварки в зоне коррозионного разрушения трубы образовались значительные (около 150 МПа) термические растягивающие напряжения. При работе водовода высокого давления в волокнах внешней поверхности металла труб могут возникнуть растягивающие рабочие напряжения в трубах из стали 05ХГБ, которые

суммируются с остаточными термическими напряжениями. Локализация растягивающих напряжений изменяет значение электродного потенциала, с образованием анодных участков и инициирует начало процесса электрохимической коррозии. Показано, растягивающие напряжения разрушают образующуюся защитную пленку, что приводит к распространению язвенной коррозии.

Исследование сварного соединения и околошовной зоны с максимальными коррозионными повреждениями испытательной (из 05ХГБ) и контрольной (из стали 20) катушек показало, что один из факторов, способствующих образованию коррозионных поражений в районе сварных соединений фланца и трубы, резкое изменение геометрической формы при сварке указанных элементов конструкции, в результате чего в зоне термического влияния возникают высокие остаточные растягивающие напряжения, которые могут вызвать процессы электрохимической коррозии.

Рассмотрим параметр «скорость коррозии», как критерий оценки коррозионной агрессивности среды.

Таким образом, при расчете скорости коррозии (критерий оценки коррозионной агрессивности среды) некорректно учитывать участки катушек (как контрольной, так и испытательной), расположенные вблизи стыкового сварного соединения, так как на возникновение коррозионных язвенных образований, помимо коррозионной агрессивности среды и зон завихрения, влияют остаточные термические напряжения, вызванные перепадом толщин стенок в соединении «фланец–труба» [93].

Как показано в исследовании [97], в силу высокого рабочего давления трубопровода конструкция «катушек» в итоге приобрела вид, способствующий появлению зон завихрения и остаточных напряжений металла в районах сопряжений фланцев и патрубков. В Таблице 3.9 приведены результаты исследования стали 05ХГБ и стали 20.

Таблица 3.7 – Результаты испытаний стали 20 и стали 05ХГБ

Наименование	Сталь 20	Сталь 05ХГБ
Максимальная скорость локальной коррозии, мм/год	0,75	0,06
Процент снижения скорости локальной коррозии стали 05ХГБ по отношению к стали 20		91,9%

При расчете не учтены прифланцевые участки образцов труб, находящиеся в зонах завихрения потоков и подверженные влиянию остаточных термических напряжений в связи с разностью толщин стенок фланцев и труб (это явление особо актуально для 05ХГБ). Полученные результаты (Таблица 3.7): максимальная скорость локальной коррозии стали 20 и стали 05ХГБ — соответственно 0,75 и 0,06 мм/год, т.е. коррозионная стойкость 05ХГБ на 91,9% превосходит аналогичный показатель у стали 20.

Для проведения гравиметрии изготовлены образцы свидетели коррозии (далее – ОСК) из 05ХГБ, полностью соответствующей материалу изготовления патрубка испытательной катушки, и стали 20, в соответствии с методикой проведения испытаний образцов нефтегазопроводных труб с использованием байпасных стендов, поставленной заводом – изготовителем узла контроля коррозии (на рабочее давление 160 кг/см²) в комплекте с оборудованием для гравиметрии. Все ОСК взвешены с точностью до $1 \cdot 10^{-3}$ г и промаркированы методом ударного клеймения, имели уникальные номера. Временная противокоррозионная защита и последующая расконсервация ОСК проводились в соответствии с [94].

По результатам гравиметрии на байпасном стенде получена информация о коррозионной активности перекачиваемой по трубопроводу среды, представлены в таблице 3.8.

Таблица 3.8 – Результаты гравиметрии на байпасном стенде ОСК

№ образца (ОСК)	Марка стали	Максимальная глубина локального утонения, мм	Величина общей коррозии (GRA), мм/год	Величина локальной коррозии (GRP), мм/год
1	05ХГБ	0,00	0,00	0,00
2	20	0,03	0,01	0,29

Величина общей и локальной коррозии, согласно замерам гравиметрии ОСК №1 из стали 05ХГБ составила 0,00 мм/год.

Ориентировочная стоимость трубной продукции из сталей 20 и 05ХГБ, 58 тыс. руб./тонн и 64,844 тыс. руб./тонн соответственно разница в 6,844 тыс. руб./тонн на 10,6 %.

Результаты проведенных гравиметрических исследований и опытно–промышленных испытаний трубы из стали 05ХГБ, позволили рекомендовать нефтегазопроводные трубы из стали 05ХГБ для снижения пожарных рисков на объектах сероводородсодержащего месторождения с содержанием в добываемом сырье сернистого водорода до 6 %.

3.3 Снижение частоты реализации пожароопасных ситуаций на основании оценки эффективности ингибиторов коррозии для защиты трубопроводов сероводородсодержащего месторождения

Статистика отказов и повреждений трубопроводов, используется на объекте для определения частоты пожароопасных ситуаций [136].

Для снижения частоты пожароопасных ситуаций, провели оценку эффективности ингибиторов коррозии для защиты трубопроводов сероводородсодержащего месторождения.

В настоящее время ингибиторную защиту в обязательном порядке используют для защиты от коррозии оборудования и трубопроводов на всех

сероводородсодержащих месторождений. К снижению скорости общей коррозии металла до величин, не представляющих какой-либо опасности для промышленных трубопроводов является применение ингибиторов коррозии (далее – ИК). В случае сероводородной коррозии к значительному уменьшению наводороживания металла и к снижению опасности сероводородного растрескивания.

По результатам анализа условий работы трубопроводов сероводородсодержащего месторождения и проведенных исследований выявлены причины неблагоприятной коррозионной ситуации, приведенные в порядке уменьшения их влияния на формирование коррозионного состояния промышленных трубопроводов.

Согласно РД 39–0147103–362–86 [97] для исключения негативного влияния растворённого кислорода его концентрация в водной фазе не должна превышать 0,1 мг/л.

По данным А.А. Горняка [99, 127], исследования влияния пресной воды на скорость коррозии в трубопроводе на установки подготовки нефти (далее – УПН) нефтегазодобывающего управления (далее – НГДУ) показало, что попадание пресной воды в действующий трубопровод, усиливает коррозию трубопровода в 19,5 раз.

Не менее важным фактором, определяющим коррозионную активность жидкостей в трубопроводах, является наличие сероводорода, который привносится с эмульсией добывающих скважин.

По степени агрессивного воздействия на коррозионный процесс и разнообразию форм проявления, сероводород наиболее сильный из всех известных стимуляторов коррозии [128].

Ф.А. Каменщиков и Н.Л. Черных [52] приводят данные, согласно которым при наличии в сточных водах только кислорода до 4,55 мг/л наблюдается низкая аварийность трубопроводов сточных вод, что свидетельствует и о низкой скорости коррозии. Это связано в первую очередь с низким содержанием сероводорода (не более 10 мг/л). Тогда как высокое

содержание кислорода в сточной воде в сочетании с сероводородом обуславливает ее высокую коррозионную активность.

Некоторые исследователи, в частности В.П. Тронов и А.В. Тронов [100, 101] отмечают, что пресная вода при ее содержании в смеси 40% и более с пластовой водой вообще несовместима. Для подтверждения несовместимости пресной воды с пластовой, авторами были проведены опыты по их смешению в различных последовательностях. В результате они установили, что во всех смесях пресной и пластовой вод фактическое содержание механических примесей выше расчетного, фактическое содержание двухвалентного железа ниже расчетного [61].

Механизм разрушения промысловых трубопроводов заключается в длительном воздействии электрохимического процесса сероводородной коррозии, приводящей к образованию язвенной коррозии и диффузионного подвижного водорода, который при накоплении в металле труб вызывает охрупчивание и последующее растрескивание металла в местах металлургических, монтажных и эксплуатационных дефектов, являющихся концентраторами напряжений.

Пожары на нефтепромысловых объектах возникают, когда одновременно имеется горючий материал, окислитель и источник зажигания.

На трубопроводах горючим веществом является нефть, которая может разлиться в результате аварии. Пары над пролившейся жидкостью способны к устойчивому горению, которое сопровождается мощным тепловым излучением, воздействующим на другие аппараты, здания, сооружения и персонал.

Для транспортировки нефти и нефтепродуктов используется трубопроводный транспорт. Есть множество причин, по которым возникают техногенные аварии. Одна из основных причин возникновения техногенных аварий — коррозионное разрушение трубопроводов.

Количество пожаров возможно уменьшить в результате проведения мероприятий по защите от коррозии. Это позволяет значительно сократить

расходы, связанные с их ликвидацией, повысить безопасность и продлить эксплуатационный срок трубопроводов. Также проведение защитных мероприятий позволяет повысить пожарную и экологическую безопасность объектов [130].

В соответствии с «Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности» [43] для защиты промышленных трубопроводов от коррозии существуют различные методы.

Ингибиторная защита — наиболее эффективный и технологически несложный метод защиты от внутренней коррозии.

Однако количество порывов в местах сужения проходного сечения, то есть в областях, где возможно возникновение кавитации, не уменьшается. Значит, ингибиторная защита в таких областях трубопровода не эффективна.

Защитная способность ингибитора определяется гравиметрическим методом.

Количество аварий, пожаров и взрывов, возможно уменьшить в результате проведения мероприятий по защите от коррозии. Это позволяет значительно сократить расходы, связанные с их ликвидациями, а также повысить безопасный эксплуатационный срок трубопроводов [130]. Проведение защитных мероприятий позволяет снизить частоту пожароопасных ситуаций объектов и прилегающих к ним территориях.

Для предупреждения пожаров и взрывов на объектах провели оценку защитного действия ИК промышленных трубопроводов проводили электрохимическим методом в соответствии с методическими рекомендациями [101] с использованием коррозиметра «Монитор 2». Известно, что скорость общей коррозии автоматически рассчитывается измерительным прибором по величине поляризационного сопротивления при изменении тока, протекающего через электрод в зависимости от потенциала на электродах по мнению Р.Д. Айманова [129]. Для синхронизации электрохимического эксперимента и создания одинаковых условий опыта

использовалась 4-х позиционная магнитная цифровая мешалка WISESTIR MS-MP4 [103] (Рисунок 3.9).

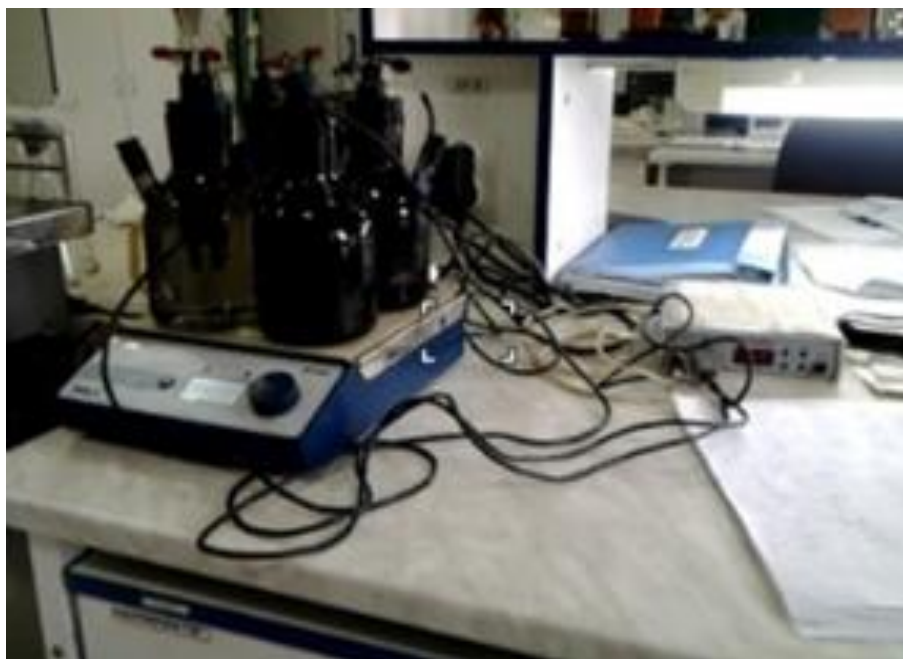


Рисунок 3.9 – Проведение эксперимента

Для совершенствования способов снижения пожарных рисков, а также продления эксплуатационного срока трубопроводов, транспортирующих сероводородсодержащую продукцию, несмотря на применяемые стойкие к СКРН и ВР материалы труб и соединительных деталей, необходимо обеспечить условия, предотвращающие развитие электрохимического процесса сероводородной коррозии, и тем самым исключить поступление в металл трубопровода диффузионно-подвижного водород.

Для защиты промышленных трубопроводов и совершенствование способов повышения безопасности обеспечивающих снижение пожарной опасности трубопроводов сероводородсодержащих месторождений рекомендовано применение ингибитора коррозии [136, 137].

Проведен подбор ингибиторов коррозии и их оптимальных дозировок для систем нефтесбора в реальных средах сероводородсодержащего месторождения [105].

Для проведения лабораторных испытаний в системе нефтесбора отобраны добывающие скважины, из которых продукция поступает на Автоматизированную групповую замерную установку–2 (далее – АГЗУ–2).

Для повышения точности измерений стендовая установка (Рисунок 3.10) состоит из двух последовательных ячеек, как до точки ввода ингибитора коррозии (контрольная скорость коррозии), так и после (скорость коррозии с ингибитором).



Рисунок 3.10 – Проведение стендовых испытаний

Смоделировано применение в системе нефтесбора сероводородсодержащего месторождения для обнаружения возможного негативного влияния поглотителя сероводорода на защитные свойства ИК НАПОР-1012 и СНПХ–1004Р. Результаты приведены в Таблице 3.9.

Таблица 3.9 – Защитная эффективность реагентов, применяемых для защиты от коррозии системы нефтесбора

Ингибитор	Дозировка, мг/л	Скорость коррозии, мм/год	Защитный эффект, %
НАПОР-1012	25	0,013	89
	30	0,008	90
СНПХ-1004 Р	25	0,015	92
	30	0,01	87

Отмечено, что в указанных концентрациях защитное действие СНПХ–1004Р практически не ухудшается. Защитный эффект составляет 92% при дозировке 25 мг/л.

Результаты испытания ингибиторов в условиях, моделирующих систему нефтесбора, представлены на Рисунке 3.11.

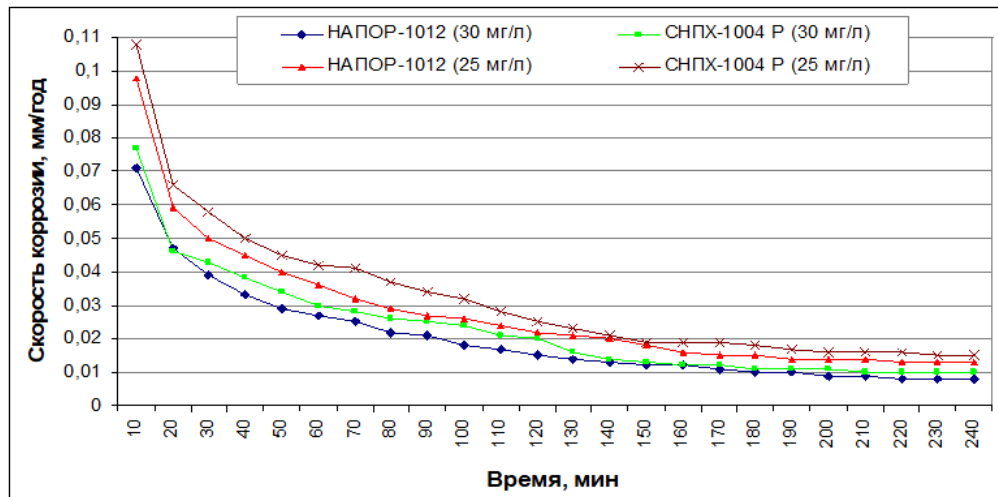


Рисунок 3.11 – Защитная эффективность ингибиторов коррозии НАПОР–1012 и СНПХ–1004 Р при дозировке 25 и 30 мг/л в системе нефтесбора

Для снижения частоты пожароопасных ситуаций, провели оценку эффективности ингибиторов коррозии и их оптимальных дозировок для системы нефтесбора. На основании анализа результатов лабораторно–стендовых испытаний установлена высокая защитная эффективность в промышленных средах системы нефтесбора сероводородсодержащего месторождения ингибитора коррозии СНПХ – 1004Р. Данный ингибитор повысит безопасность эксплуатации системы нефтесбора и тем самым снизит частоту пожароопасных ситуаций в системе, его эффективность при дозировке 25 мг/л., составляет 92%.

3.4 Выводы по третьей главе

На основании анализа нормативной документации, коррозионно–механических испытаний и опыта эксплуатации обобщены требования к материалам конструкций, позволяющие обеспечить безаварийную работу и повысить пожарную безопасность трубопроводов, транспортирующих нефтегазовые среды с содержанием сероводорода до 6%.

В комплекс организационно–технических мероприятий по обеспечению пожарной безопасности были включены мероприятия по входному контролю и промышленным испытаниям материалов и конструкций.

Отбраковка при входном контроле труб, деталей трубопроводов, соединительных деталей и арматуры, не соответствующих нормативным документам, один из способов снижения пожарных рисков, а также инженерно–технические мероприятия по обеспечению пожарной безопасности, строящихся и реконструируемых участков промышленных трубопроводов сероводородсодержащего нефтегазового месторождения.

Доказана возможность применения тонкостенных электросварных нефтегазопроводных труб из стали 05ХГБ, как способ снижения пожарных рисков при эксплуатации трубопроводов, транспортирующих сероводородсодержащие нефтегазовые среды.

Полученные результаты свидетельствуют, что максимальная скорость локальной коррозии стали 20 и стали 05ХГБ — соответственно 0,75 и 0,06 мм/год, т.е. коррозионная стойкость стали 05ХГБ на 91,9% превосходит аналогичный показатель у стали 20. Величина общей и локальной коррозии, согласно замерам гравиметрии ОСК №1 из стали 05ХГБ составила 0,00 мм/год. Результаты проведенных гравиметрических исследований и опытно–промышленных испытаний трубы из стали 05ХГБ, позволили рекомендовать нефтегазопроводные трубы из стали 05ХГБ для снижения пожарных рисков на объектах сероводородсодержащего месторождения с содержанием в добываемом сырье сернистого водорода до 6 %.

Статистика отказов и повреждений трубопроводов, используется на объекте для определения частоты пожароопасных ситуаций.

Проведение защитных мероприятий позволяет снизить частоту пожароопасных ситуаций объектов и прилегающих к ним территориях.

Для снижения частоты пожароопасных ситуаций, провели оценку эффективности ингибиторов коррозии и их оптимальных дозировок для системы нефтесбора. На основании анализа результатов лабораторно–стендовых испытаний установлена высокая защитная эффективность в промышленных средах системы нефтесбора сероводородсодержащего месторождения ингибитора коррозии СНПХ – 1004Р. Данный ингибитор повысит безопасность эксплуатации системы нефтесбора и тем самым снизит частоту пожароопасных ситуаций в системе, его эффективность при дозировке 25 мг/л., составляет 92%.

4 РАЗРАБОТКА И СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕТОДОВ ОЦЕНКИ И СПОСОБОВ СНИЖЕНИЯ ПОЖАРНЫХ РИСКОВ НА ТРУБОПРОВОДАХ

4.1 Коррозионный мониторинг как метод повышения пожарной безопасности трубопроводов, транспортирующих сероводородсодержащие нефтегазовые среды

Коррозионный мониторинг – эффективное средство прогнозирования срока службы промышленных трубопроводов. Коррозия является проблемой, без решения которой невозможно обеспечить безопасную эксплуатацию промышленных трубопроводов [5, 106, 107].

Коррозионный мониторинг на этапе разработки и совершенствовании методов оценки и способов снижения пожарных рисков, предупреждение пожаров и взрывов при эксплуатации трубопроводов, транспортирующих сероводородсодержащие нефтегазовые среды.

Коррозионный контроль или мониторинг направлен на получение достоверной оценки коррозионной ситуации в контролируемой системе всеми доступными средствами: предупреждения аварий, пожаров и взрывов, с помощью оценки коррозионной активности изучаемой среды в лабораторных условиях, сбора, регистрации и систематизации данных по многим факторам, оказывающим влияние на коррозию и, в конечном счете, на техническое состояние контролируемого объекта или всей системы нефтедобычи.

Организация мониторинга коррозии зависит от строения трубопроводной системы и отличается для линейных и разветвленных систем (Таблица 4.1).

Таблица 4.1 – Перечень трубопроводов сероводородсодержащего месторождения, на которых проводился коррозионный мониторинг путем установки узлов контроля коррозии (далее – УКК) с образцами – свидетелями на участках до подачи ингибитора коррозии и после

№ п/п	Назначение трубопровода	D, мм	Толщина стенки, мм	№ УКК
1	Нефтесборный коллектор	325	16	1
2	Нефтесборный коллектор	168	10	13
3	Нефтесборный коллектор	219	12	14
4	Нефтесборный коллектор	325	14	15
5	Нефтесборный коллектор	219	12	16
6	Нефтесборный коллектор	168	12	17
7	Нефтесборный коллектор	168	10	18
8	Нефтесборный коллектор	168	12	19
9	Нефтесборный коллектор	219	12	20
10	Нефтесборный коллектор	325	14	21
11	Водовод	168	20	22
12	Нефтесборный коллектор	168	12	23
13	Нефтесборный коллектор	219	16	24
14	Нефтесборный коллектор	168	12	25
15	Водовод	114	10	29
16	Нефтесборный коллектор	426	14	30
17	Нефтесборный коллектор	168	10	32
18	Нефтесборный коллектор	219	12	35
19	Нефтесборный коллектор	219	12	36
20	Нефтесборный коллектор	325	16	39
21	Нефтесборный коллектор	168	10	40
22	Водовод	219	8	47
23	Система ППД	168	16	48
24	Система ППД	168	16	49
25	Нефтесборный коллектор	219	12	50
26	Водовод	114	11	52
27	Водовод	219	8	53
28	Водовод	219	8	54
29	Нефтесборный коллектор	219	12	58

На этапе совершенствования методов оценки и способов снижения пожарных рисков при эксплуатации трубопроводов, транспортирующих сероводородсодержащие нефтегазовые среды является коррозионный

мониторинг путем установки узлов контроля коррозии с образцами – свидетелями на участках до подачи ингибитора коррозии и после (Рисунки 4.1, 4.2).

Параметр «скорость коррозии» в данном исследовании рассматривается как критерий оценки коррозионной агрессивности среды.

Для определения критерия оценки коррозионной агрессивности среды использовали кассеты с десятью изолированными образцами цилиндрической формы из стали 20 высотой 9 мм, диаметром 14 мм, шероховатость поверхности не более R_a 1,25 и плоские образцы–свидетели из стали 20 (размеры: длина 76,3 мм, ширина 12,8 мм и толщина 1,7 мм).



Рисунок 4.1 – Установка узлов контроля коррозии (УКК)

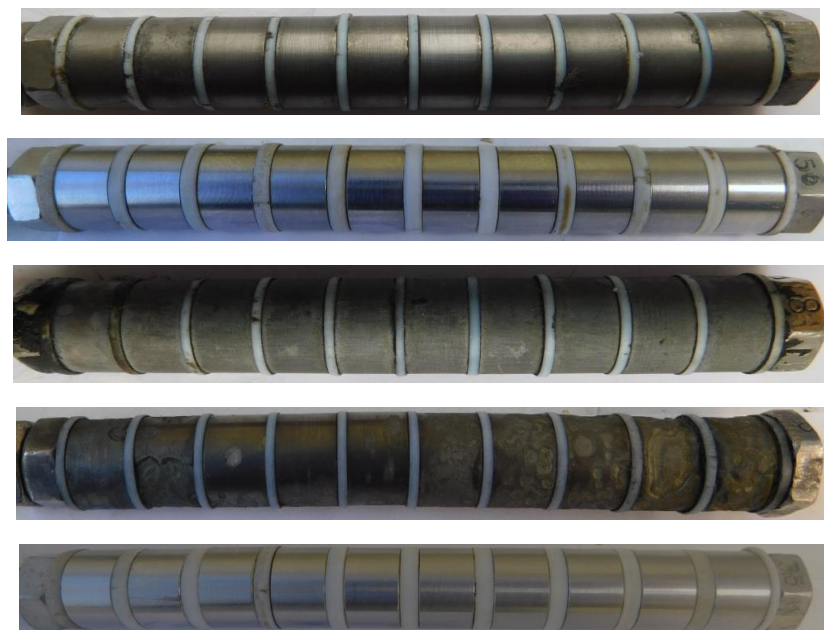


Рисунок 4.2 – Образцы–свидетели по коррозионному воздействию

Для выявления наиболее опасных составных частей на опасных производственных объектах (далее – ОПО) проводится их ранжирование в порядке возрастания оцененных показателей и рассчитанных значений риска аварий на них.

Ранжирование зон коррозионной опасности подземных трубопроводов в зависимости от критерия оценки коррозионной агрессивности среды приведено согласно СТО Газпром 9.0 –001 – 2018 [108].

Согласно полученным результатам коррозионного мониторинга за 2019 год степень коррозионной опасности на всех УКК, как «Умеренная» (Таблица 4.2, Рисунок 4.3).

Таблица 4.2 – Сводные данные мониторинга максимальной скорости коррозии по УКК сероводородсодержащего месторождения за 2019 г.

№ п/п	D, мм	№ УКК	Скорость коррозии, мм/год	Степень коррозионной опасности	CO ₂ ,* %	CO ₂ ,* мг/л	H ₂ S,* %	H ₂ S,* мг/м ³	t _{пот.} , °C
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	325	1	0,0131	Умеренная	0,1	73,6	3	45900	20
2	168	13	0,0107	Умеренная	0,1	73,6	4	61200	21
3	219	14	0,0188	Умеренная	0	0	5	76500	19
4	325	15	0,0111	Умеренная	0,1	73,6	5	76500	23
5	219	16	0,0154	Умеренная	0	0	4	61200	21
6	168	17	0,0151	Умеренная	0,1	73,6	5	76500	20
7	168	18	0,0161	Умеренная	0	0	7	107100	24
8	168	19	0,0117	Умеренная	0	0	6	91800	20
9	219	20	0,0127	Умеренная	0,1	73,6	8	122400	21
10	325	21	0,0184	Умеренная	0	0	8	122400	19
11	168	22	0,0580	Умеренная	0	0	6	91800	18
12	168	23	0,0224	Умеренная	0	0	5	76500	20
13	219	24	0,0147	Умеренная	0,1	73,6	7	107100	21
14	168	25	0,0248	Умеренная	0,1	73,6	5	76500	23
15	114	29	0,0291	Умеренная	0	0	0,016	250	26
16	416	30	0,0147	Умеренная	0	0	6	91800	21
17	168	32	0,0188	Умеренная	0,1	73,6	5	76500	22
18	219	35	0,0825	Умеренная	0,1	36,8	0,016	250	27
19	219	36	0,0932	Умеренная	0	0	0,013	200	23

Продолжение Таблицы 4.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
20	325	39	0,0134	Умеренная	1	693,5	4	61200	25
21	168	40	0,0101	Умеренная	1	693,5	7	107100	23
22	219	47	0,0222	Умеренная	0	0	6	91800	24
23	168	48	0,0179	Умеренная	0,5	1387,1	5	76500	20
24	168	49	0,0253	Умеренная	0,1	277,4	3	45900	22
25	219	50	0,0131	Умеренная	0,5	546,2	6	91800	20
26	114	52	0,0161	Умеренная	0	0	4	61200	19
27	219	53	0,0463	Умеренная	0,1	6,9	6	91800	22
28	219	54	0,0636	Умеренная	0,5	34,7	5	76500	–
29	219	58	0,0716	Умеренная	0,5	36,8	1	15300	–

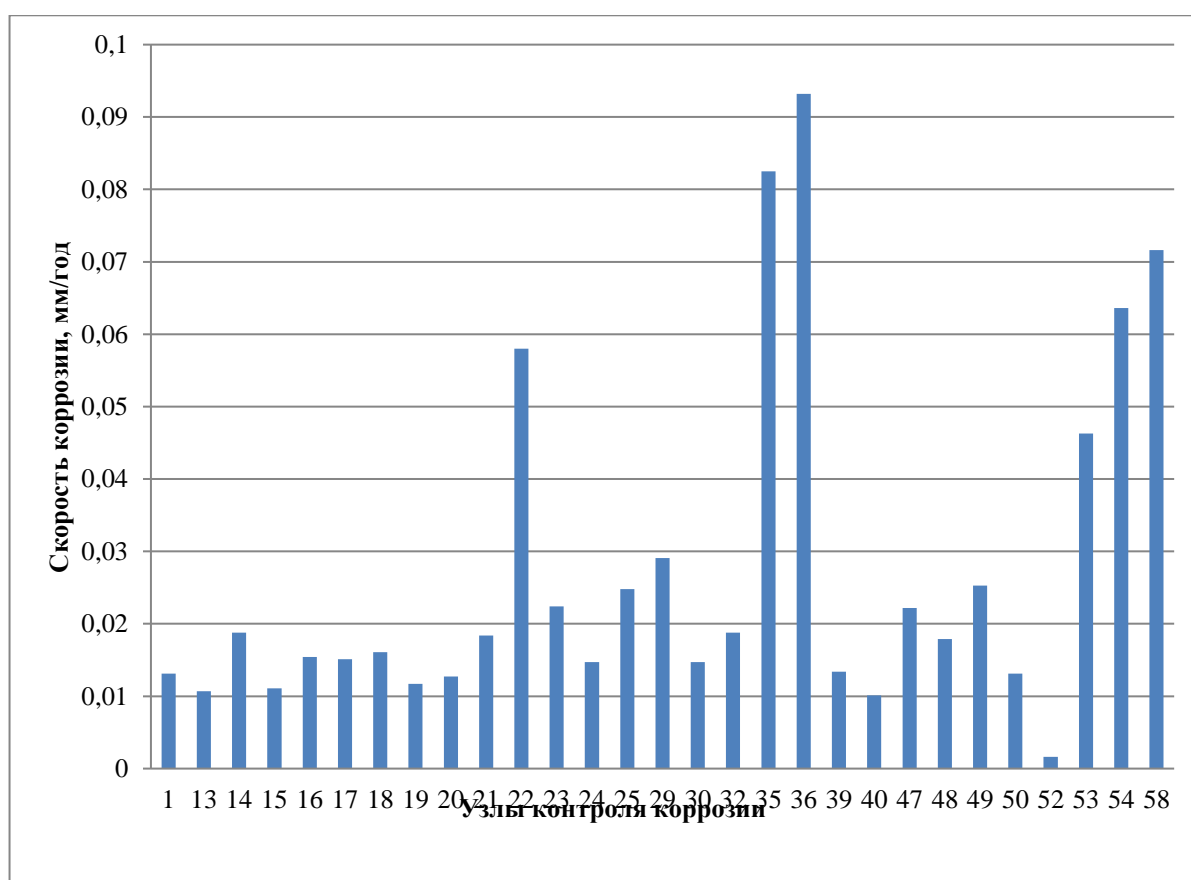


Рисунок 4.3 – Ранжирование мониторинга максимальной скорости коррозии по УЗК трубопроводов сероводородсодержащего месторождения за 2019 г.

Согласно полученным данным коррозионного мониторинга максимальной скорости коррозии (критерий оценки коррозионной агрессивности среды) по УЗК в 2015–2019 гг. (Рисунок 4.4) степень

коррозионной опасности отдельных участков трубопроводов сероводородсодержащего нефтегазового месторождения определяется как «Повышенная» и «Умеренная».

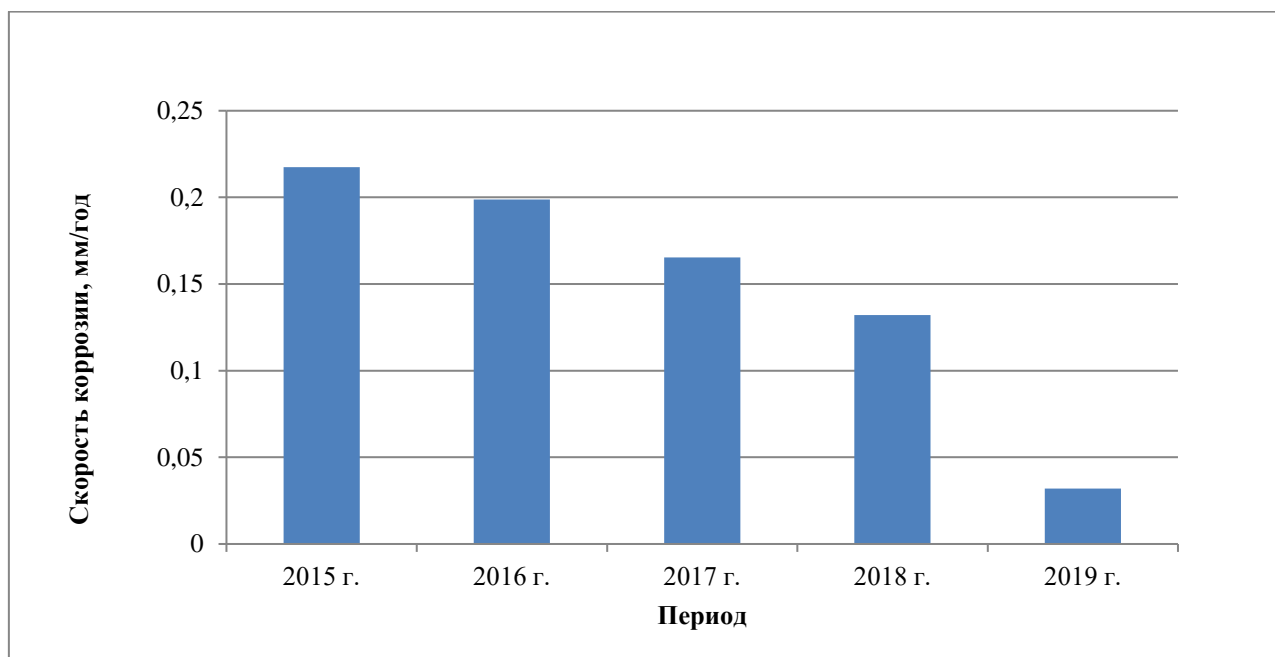


Рисунок 4.4 – Ранжирование мониторинга максимальной скорости коррозии по УКК трубопроводов сероводородсодержащего месторождения за 2015 – 2019 гг.

Анализ результатов мониторинга коррозии трубопроводов имеет целью установление вида и причин коррозии, выделение подверженных аномальной коррозии участков трубопроводной сети, определение изменений в составе транспортируемых сред. Результаты анализа используются для выработки стратегии применения противокоррозионных мероприятий, подтверждения эффективности применяемых мер защиты, разработки прогноза развития коррозионной ситуации для снижения частоты реализации пожароопасных ситуаций на сероводородсодержащих нефтегазовых месторождениях.

В Таблице 4.3 представлены результаты ранжирование УКК по кинетике протекания коррозии в зависимости от парциальных давлений углекислого газа и сероводорода, согласно полученным результатам в отчётный период (2019 г.).

Таблица 4.3 – Кинетика протекания коррозии трубопроводов сероводородсодержащего месторождения

УКК №	Рлин (среднее) кг/см ²	Содержание CO ₂ ,% (объемная доля) в газе	Содержание CO ₂ , мг/л	Содержание H ₂ S,% (объемная доля) в газе	Содержание H ₂ S, мг/м ³	Парциальное давление		Р _{co2} /Р _{h2s}	Кинетика коррозии (основное влияние газа)
						Р _{co2} кг/см ²	Р _{h2s} * 10 ⁻³ кг/см ²		
1	40	0,1	73,6	3	45900	0,04	1210	0,03	H ₂ S
13	40	0,1	73,6	4	61200	0,04	1613	0,02	H ₂ S
14	40	0	0	5	76500	0	2016	0	H ₂ S
15	40	0,1	73,6	5	76500	0,04	2016	0,02	H ₂ S
16	40	0	0	4	61200	0	1613	0	H ₂ S
17	40	0,1	73,6	5	76500	0,04	2016	0,02	H ₂ S
18	40	0	0	7	107100	0	2822	0	H ₂ S
19	40	0	0	6	91800	0	2419	0	H ₂ S
20	40	0,1	73,6	8	122400	0,04	3226	0,01	H ₂ S
21	40	0	0	8	122400	0	3226	0	H ₂ S
22	40	0	0	6	91800	0	2419	0	H ₂ S
23	40	0	0	5	76500	0	2016	0	H ₂ S
24	40	0,1	73,6	7	107100	0,04	2822	0,01	H ₂ S
25	40	0,1	73,6	5	76500	0,04	2016	0,02	H ₂ S
29	140	0	0	0,016	250	0	23,1	0	H ₂ S
30	40	0	0	6	91800	0	2419	0	H ₂ S
32	40	0,1	73,6	5	76500	0,04	2016	0,02	H ₂ S
35	4	0,1	36,8	0,016	250	0,004	0,7	6,1	H ₂ S
36	140	0	0	0,013	200	0	18,4	0	H ₂ S
39	40	1	693,5	4	61200	0,4	1613	0,25	H ₂ S
40	40	1	693,5	7	107100	0,4	2822	0,14	H ₂ S
47	4	0	0	6	91800	0	242	0	H ₂ S
48	250	0,5	1387,1	5	76500	1,25	12600	0,10	H ₂ S
49	250	0,1	277,4	3	45900	0,25	7560	0,03	H ₂ S
50	63	0,5	546,2	6	91800	0,315	3810	0,08	H ₂ S
52	40	0	0	4	61200	0	1613	0	H ₂ S
53	4	0,1	6,9	6	91800	0,004	242	0,02	H ₂ S
54	4	0,5	34,7	5	76500	0,02	202	0,10	H ₂ S
58	4	0,5	36,8	1	15300	0,02	40,3	0,5	H ₂ S

Приобретенные итоги свидетельствуют о том, что преобладающим механизмом коррозии трубопроводов сероводородсодержащего месторождения является именно сероводородная коррозия.

По солевому составу попутно добываемая вода во всех пунктах отбора проб относится к хлоридно – кальциевому типу (по Сулину В.А. [110–112]). Преобладает хлоридная соленость.

Анализ химического состава вод, значений водородного показателя и содержания железа и механических примесей месторождения свидетельствует о минерализации достаточной для протекания электрохимической коррозии, но в связи с отсутствием отдельного водного подслоя в транспортируемой среде на всех УКК степень коррозионной опасности оцениваются как «Повышенная» и/или «Умеренная» в этом случае.

Результаты коррозионного мониторинга скоростей общей коррозии в различных точках технологической цепи, до и после подачи ингибитора коррозии представлены в Таблице 4.4.

Отмечено, что наибольшая скорость общей коррозии, рассмотрен как критерий оценки коррозионной агрессивности среды, наблюдается в точках после нефтесборных коллекторах 1, 2, 3, что объясняется наличием совокупности коррозионных факторов, таких как: повышенная температура (плюс 450 °С), наличие сероводорода.

Таблица 4.4 – Скорость коррозии в нефтесборных коллекторах

Точка отбора пробы	Скорость коррозии, мм/год
Нефтесборный коллектор 1	0,0716
Нефтесборный коллектор 2	0,0825
Нефтесборный коллектор 3	0,0932

Смоделировано совместное присутствие в нефтесборных коллекторах применяемых реагентов для обнаружения возможного негативного влияния поглотителя сероводорода на защитные свойства ИК СНПХ–1004Р и СНПХ–1200. Результаты приведены в Таблице 4.5.

Таблица 4.5 – Защитная эффективность реагентов, применяемых для защиты от коррозии трубопроводов сероводородсодержащего месторождения

Ингибитор	Дозировка, мг/л	Защитный эффект, %
СНПХ – 1004Р	30	92
СНПХ – 1200	30	47

Отмечено, что в указанных концентрациях защитное действие СНПХ–1004Р практически не ухудшается. Защитный эффект составляет 92% при дозировке 30 мг/л.

На основании анализа результатов коррозионного мониторинга установлена высокая защитная эффективность в промышленных средах добывающих скважин сероводородсодержащего месторождения ингибитора коррозии СНПХ–1004Р. Защитный эффект данного реагента при дозировке 30 мг/л., составил 92%, что позволило рекомендовать его для защиты трубопроводов систем нефтесбора. Применение реагента СНПХ–1004Р обеспечит пожарную безопасность и снизит частоту пожароопасных ситуаций при эксплуатации трубопроводов, транспортирующих сероводородсодержащие нефтегазовые среды.

Анализ результатов мониторинга коррозии трубопроводов позволил установить основной вид коррозии, выявить подверженные аномальной коррозии участки трубопроводной сети, определить наиболее эффективный в промышленных средах сероводородсодержащего месторождения ингибитора коррозии СНПХ – 1004Р, применение которого позволяет снизить частоту реализации пожароопасных ситуаций при эксплуатации трубопроводов, транспортирующих сероводородсодержащие нефтегазовые среды [113].

4.2 Диагностирование технического состояния трубопроводов.

Условия и результаты проведенных расчетов по оценке пожарного риска трубопровода транспорта газа

Основным методом контроля за надежной и безопасной работой промышленных трубопроводов являются периодические ревизии, при которых проверяется состояние трубопроводов, их элементов и деталей.

При ревизии намеченного участка трубопровода проводят: наружный осмотр труб, «фланцевых соединений, их воротников, привалочных поверхностей, прокладок, крепежа, а также фасонных частей и арматуры, ультразвуковую толщинометрию труб, ультразвуковой контроль сварных швов; контроль состояния опор, крепежных деталей и выборочно прокладок фланцевых соединений, их воротников, привалочных поверхностей, прокладок, а также фасонных частей и арматуры, если таковые имеются на ревизируемом участке, испытание трубопровода в случаях производства на нем ремонтных работ».

Полученные результаты ревизии занесены в паспорт трубопровода и сопоставлены с первоначальными данными (после монтажа или результатами предыдущей ревизии).

Если при ревизии трубопровода будет обнаружено, что первоначальная толщина стенки трубы или другой детали под воздействием коррозии или эрозии уменьшилась, возможность дальнейшей работы трубопровода должна быть проверена расчетом [131].

При получении неудовлетворительных результатов ревизии дополнительных участков должна быть проведена генеральная ревизия этого трубопровода с ревизией пяти участков, расположенных равномерно по всей длине трубопровода.

В процессе эксплуатации и при ремонтах промышленных трубопроводов проводят диагностику их технического состояния.

Вид и объем диагностических обследований нефтепромысловых трубопроводов определяет техническая служба эксплуатирующей организации в зависимости от аварийности и с учетом результатов предыдущего обследования (ревизии, диагностики) в соответствии с НД методическими указаниями организации [113].

Периодичность диагностики устанавливается руководством эксплуатирующей организации в зависимости от условий эксплуатации, сложности рельефа и условий пролегания трассы, а также экономической целесообразности и приурочивается к ревизии участков нефтепромысловых трубопроводов, но она не должна быть реже: для трубопроводов I категории (1 раз в год), для трубопроводов II категории (1 раз в 2 года), для трубопроводов III категории (1 раз в 4 года), для трубопроводов IV категории (1 раз в 8 лет).

Срок последующего диагностирования технического состояния должен уточняться в зависимости от результатов предыдущего контроля.

Оценка состояния контролируемого участка промышленного трубопровода осуществляется согласно ГОСТ Р 56542–2015 [114] с учетом конкретных условий, ответственности контролируемого объекта и требуемой надежности контроля» [131]. Основным методом контроля промышленных трубопроводов является ультразвуковой.

Оценка максимальной глубины коррозионного разрушения и наработки трубопровода до отказа (свища) осуществляется путем периодического измерения толщины стенки на контрольных отрезках обследуемого трубопровода и статистической обработки результатов измерений.

Работы выполняются в следующей последовательности: выделение на обследуемом трубопроводе границ однородных по условиям коррозии участков, определение мест расположения на однородных по условиям коррозии участках контрольных отрезков, исходя из условий их доступности и равномерности расположения в пределах однородного участка, подготовка к проведению измерений, включающая удаление изоляции на контрольных

отрезках трубопроводов наземной и надземной прокладки или вскрытие подземного трубопровода и удаление изоляции на длине контрольного отрезка, проведение ультразвуковой толщинометрии, ультразвуковая дефектоскопия сварных соединений, восстановление изоляции и засыпка шурфа, замер глубины залегания трубопровода, обследование изоляционного покрытия, обработка данных с расчетом остаточного ресурса. Результаты контроля фиксируются в заключениях и заносятся в паспорт трубопровода определены в соответствии с РД» [131].

По результатам проведенного технического диагностирования трубопроводов, на основе которых для снижения пожарных рисков и предупреждения пожаров и взрывов формируется приоритетное ранжирование рисков промышленных трубопроводов для формирования программ ингибиторной защиты с учетом единого подхода оценки рисков промышленных трубопроводов.

Полевые работы выполняли в соответствии с Методическими указаниями по организации и исполнению программ диагностики промышленных трубопроводов и утвержденной программой производства работ организацией в зависимости от категории риска промышленного трубопровода.

По результатам диагностики проведена единая привязка в GPS зон с дефектами изоляции, наружными и внутренними потерями металла к плану и профилю трассы. На основании системного анализа этой информации для обеспечения дальнейшей безопасной эксплуатации нефтепромышленных трубопроводов назначены корректирующие мероприятия и мониторинг.

На основе анализа перечня потенциально–опасных участков, были обозначены места выполнения шурфовых работ и их расположение на схеме с учетом категории риска промышленного трубопровода.

Вероятность возникновения инцидентов (в баллах) оценивается на основании данных о фактической аварийности, наличии дефектов,

неустраненных хомутах и/или оценки остаточного ресурса трубопровода, определяемого по результатам его диагностики.

Наименование показателя: фактическое число инцидентов за предыдущие 5 лет (от даты на момент проведения оценки), инспектирование и диагностика, внутренняя защита, внешняя защита, суммарное количество дефектов первоочередного ремонта, неустраненных хомутов, условный остаточный ресурс.

Оценка тяжести последствий (в баллах) рассчитывается в зависимости от эксплуатационных параметров, трубопровода, характеристик транспортируемого продукта, природных условий и уровня негативного воздействия на окружающую среду в районе прокладки трассы трубопровода.

Показатели для нефтепроводов: объем транспортируемой нефти, экологическая значимость, наличие сероводорода в транспортируемом продукте, транспортируемый продукт, важность участка трубопроводов, давление в трубопроводе, включая новый показатель – пожарная значимость (повышенная пожарная опасность).

Группа риска трубопровода определяется произведением оценок вероятности оценок вероятности и последствий инцидента. По величине риска устанавливаются принадлежность каждого трубопровода и его текущем состоянии, к одной из четырех групп риска: Очень высокая (далее – ОВ), Высокая (далее – В), Средняя (далее – С), Низкая (далее – Н) в соответствии с М – 01.02.04 – 02 [116,117].

Диагностирование промысловых трубопроводов в шурфах, проводились в соответствии с М – 01.06.06 – 04 [113].

Проведено диагностирование промысловых трубопроводов (Рисунок 4.5), эксплуатирующих сероводородсодержащие нефтегазовые среды определяется в соответствии с типовой программой, согласно с М – 01.06.06 – 04 [113].



Рисунок 4.5 – Диагностирование промышленных трубопроводов

По результатам, проведенных работ по диагностированию технического состояния трубопроводов заполнялась дефектная ведомость на трубопровод. Она содержит информацию о местах расположения дефектов, типах и фактических параметрах дефектов, критериях отбраковки по каждому показателю, информацию о сроках и способах устранения дефектов.

Приоритетное ранжирование рисков промышленных трубопроводов делятся на: очень высокие риски (ОВ), высокие риски (В), средние риски (С), низкие риски (Н). Оценка рисков промышленных трубопроводов производится на основании данных заключений. Для этого на схему трубопроводов в его текущем состоянии наносятся следующие данные: о технических характеристиках трубопровода (протяженность, толщина стенки, диаметр, марка стали, год ввода), о конструктивных особенностях трубопровода (наличие камер пуска приема средств очистки и диагностики, наличие блоков

дозирования реагентов, наличие УКК, наличие боковых подключений других трубопроводов, наличие конструкций и оборудования предусмотренных по проекту), об особенностях прохождения трассы трубопровода (климатические условия, гидрогеологические условия, наличие переходов через естественные и искусственные преграды и прочее), о высоких отметках (альтитуда), по инцидентам за весь период эксплуатации, по результатам технического диагностирования и экспертизы промышленной безопасности (места шурфов, замеренные толщины стенок, выявленные дефекты, рассчитанный остаточный ресурс), по результатам внутритрубной диагностики (замеренные толщ стенок, выявленные дефекты, рассчитанный остаточный ресурс), о внутренней защите трубопровода (наружная изоляция, ее типе и способе нанесения, а также о наличии электрохимической и катодной защите), адресные данные с привязкой к трассе трубопровода по местонахождению не устраненных хомутов, дефекты первоочередного ремонта, по объемам транспортируемой продукции, по экологически значимому району, о наличии сероводорода в составе транспортируемой продукции, о виде транспортируемого продукта, о важности участка (стволовой, боковой), о рабочем давлении в трубопроводе.

По результатам технического диагностирования трубопроводов, на основе которых для снижения пожарных рисков и предупреждения пожаров и взрывов было сформировано приоритетное ранжирование рисков промысловых трубопроводов.

На основании указанной информации проведено приоритетное ранжирование рисков промысловых трубопроводов (Таблица 4.6) для снижения пожарных рисков для последующего включения в программу ингибиторной сероводородсодержащего месторождения в соответствии в соответствии с М – 01.02.04 – 02 [113,117].

Таблица 4.6 – Перечень трубопроводов сероводородсодержащего месторождения, на основании приоритетного ранжирования рисков промышленных трубопроводов с учетом нового показателя – пожарная значимость (повышенная пожарная опасность) для формирования программ ингибиторной защиты.

№ п/п	Назначение трубопровода	L, км	D, мм	t, мм	Группа риска трубопровода
1	2	3	4	5	6
1	Нефтесборный коллектор от АГЗУ-2 до УПН	1,6	114	6	В
2	Нефтесборный коллектор от АГЗУ-4 до УПН	2,0	159	5	В
3	Нефтесборный коллектор от АГЗУ-5 до УПН	2,6	159	7	В
4	Нефтесборный коллектор АГЗУ-10 – АГЗУ-6	2,6	159	7	Н
5	Нефтесборный коллектор АГЗУ-10 – АГЗУ-6	2,2	168	7	В
6	Нефтесборный коллектор АГЗУ-6 – АГЗУ-2	0,2	273	8	Н
7	Нефтесборный коллектор АГЗУ-2 - входная гребенка ППН	0,1	159	6	В
8	Нефтесборный коллектор АГЗУ-5 - входная гребенка ППН	5,2	127	6	С
9	Нефтесборный коллектор АГЗУ-3 - входная гребенка ППН	1,5	159	6	В
10	Нефтесборный коллектор АГЗУ-22 - АГЗУ-3	2,7	219	9	В
11	Нефтесборный коллектор АГЗУ 11 - УПНГ	3,9	159	6	С
12	Нефтесборный коллектор АГЗУ 8 – АГЗУ 6	2,4	273	10	В
13	Нефтесборный коллектор АГЗУ 1А - УПН	5,7	159	6	В
14	Нефтесборный коллектор ЗУ-3 - УПНГ	3,2	159	6	С
15	Нефтесборный коллектор ЗУ-5 - АГЗУ-2	4,6	168	12	В
16	Нефтесборный коллектор АГЗУ К-13 - СРГ-2	3,1	159	6	В
17	Нефтесборный коллектор ЗУ-10 – УПНГ	0,3	159	12	С

Продолжение Таблицы 4.6

1	2	3	4	5	6
18	Нефтесборный коллектор СРГ-1 - АГЗУ-3	0,2	219	16	С
19	Нефтесборный коллектор АГЗУ-7- АГЗУ-4 - УПН	0,1	159	12	С
20	Нефтесборный коллектор ЗУ-6- ЗУ-8 - УПН	0,3	159	12	В
21	Нефтесборный коллектор АГЗУ К-18 - УПН	2,8	159	12	С
22	Нефтесборный коллектор АГЗУ-3 – УПН	11,0	219	8	В
23	Нефтесборный коллектор АГЗУ-1 – УПН	3,5	159	6	В
24	Нефтесборный коллектор АГЗУ-9 – УПН	4,9	159	6	В
25	Нефтесборный коллектор К-102 - ЗУ-3	1,2	159	6	С
26	Нефтесборный коллектор К-19-УПН	12,0	273	10	В
27	Нефтесборный коллектор ЗУ-8-СРГ 2	10,0	219	8	В
28	Нефтесборный коллектор АГЗУ - К-18	0,5	159	12	Н
29	Нефтесборный коллектор ЗУ-8-СРГ	4,8	219	6	С
30	Нефтесборный коллектор К-1363 – К-3	7,6	159	12	Н

На основании [131] указанной информации производится деление трубопроводов (Рисунок 4.6) на участки для последующего включения в программу ингибиторной защиты для снижения пожарных рисков промысловых трубопроводов сероводородсодержащего месторождения. На основании расчетов группы риска, промысловые трубопроводы были включены в программу ингибиторной защиты с учетом нового показателя – пожарная значимость (повышенная пожарная опасность).

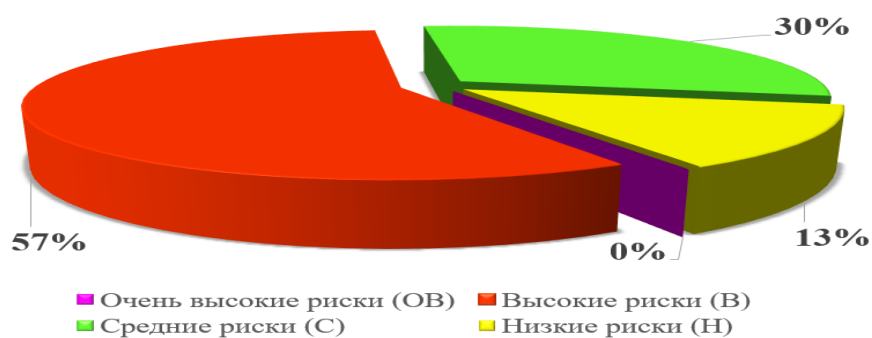


Рисунок 4.6 – Приоритетное ранжирование рисков промышленных трубопроводов для снижения пожарных рисков с учетом нового показателя пожарная значимость (повышенная пожарная опасность) для формирования программ ингибиторной защиты

Проведено приоритетное ранжирование рисков промышленных трубопроводов для снижения пожарных рисков, а также предупреждения пожаров и взрывов. На основании приоритетного ранжирования рисков, трубопроводы (нефтеборные коллектора) включены в программу ингибиторной защиты с учетом нового показателя – пожарная значимость (повышенная пожарная опасность): высокие риски – 57%, средние риски – 30%, низкие риски – 13%.

Для определения возможных сценариев возникновения и развития пожаров на трубопроводе транспорта газа был использован рекомендованный п. 17 Приказа МЧС России от 10.07.2009 г. № 404 метод построения логических деревьев событий (далее – логическое дерево).

Построение логического дерева событий позволило определить развитие возможных пожароопасных ситуаций и пожаров, возникающих вследствие реализации иницирующих пожароопасную ситуацию событий. Анализ дерева событий представляет собой «осмысливаемый вперед» процесс, то есть процесс, при котором исследование развития пожароопасной ситуации начинается с исходного события с рассмотрением цепи последующих событий, приводящих к возникновению пожара.

Сценарий возникновения и развития пожароопасной ситуации (пожара) на логическом дереве отражается в виде последовательности событий от исходного до конечного события (далее – ветвь дерева событий) [136].

Типовые сценарии определены для гипотетических аварий, характеризующихся полным разрушением трубопровода с максимальным выбросом опасных веществ и наименьшей вероятностью возникновения (наиболее опасные сценарии), а также для наиболее вероятных аварий, связанных с утечкой опасных веществ, при частичной разгерметизации фланцевых соединений, с менее тяжелыми последствиями и большей вероятностью возникновения (наиболее вероятные сценарии).

Трубопровод транспорта газа относится к категории объектов повышенного риска по взрывопожароопасности. В качестве топлива используется природный газ, который относится к группе веществ, образующих с воздухом взрывоопасные смеси.

Основными причинами, приводящими к авариям и пожарам на трубопроводах транспорта газа, могут быть: утечка газа в результате коррозионных повреждений, повреждение в результате природных явлений, повреждение, вызванное потерей прочности сварных стыков, разрушение под действием периодической нагрузки от проезжающей над ним транспортной и сельскохозяйственной техники и механическое повреждение в результате земляных работ в его охранной зоне, выполняемых с нарушениями.

Характерные аварии, происходящие на трубопроводах транспорта газа, можно условно разбить на две основные группы: аварии с катастрофическими последствиями и аварии с последствиями малых масштабов.

К авариям с катастрофическими последствиями относятся аварии, связанные с разрывами труб на полное сечение и сопровождающиеся большими потерями транспортируемого продукта, пожарами и взрывами, способными негативно воздействовать на окружающую среду.

К авариям с последствиями малых масштабов относятся аварии, связанные с утечкой газа через неплотности в соединительных элементах и

свищи в трубопроводах. Как правило, данные аварии не особо представляют опасности для людей и окружающей среды. Потери газа при таких авариях также невелики.

Исходя из принципов консервативной оценки, далее будут рассматриваться только аварии с катастрофическими последствиями.

С точки зрения потенциального воздействия на окружающую среду аварийное разрушение трубопровода транспорта газа сопровождается:

- образованием волн сжатия за счет расширения в атмосфере природного газа, заключенного под давлением в объеме «мгновенно» разрушившейся части трубопровода, а также волн сжатия, образующихся при воспламенении газового шлейфа и расширении продуктов сгорания,
- разлетом осколков (фрагментов) из разрушенной части трубопровода,
- термическим воздействием пожара на окружающую среду в случае воспламенения газа.

Аварийный процесс, в который вовлекается выброшенный объем природного газа, может развиваться по различным сценариям, зависящим от множества дополнительных факторов влияния, таких как:

- несущая способность грунта,
- состав грунта (содержание каменистых включений),
- скорость ветра, класс стабильности атмосферы, температура и влажность воздуха,
- наличие и распределение источников зажигания на прилегающей территории.

Если авария на трубопроводе транспорта газа с подземным способом прокладки имеет место на участке грунта с «нормальной» или «высокой» несущей способностью (глина, глинистые сланцы, галечниковый грунт, супесь с включениями гравия и гальки), то здесь более вероятен другой исход, когда смещение осей неповрежденных участков трубопровода транспорта газа не наблюдается. В этом случае истечение двух струй газа происходит вдоль

образовавшейся траншеи навстречу друг другу. Истекающие со звуковой скоростью струи непосредственно динамически взаимодействуют между собой, в результате чего скорость поступления результирующего потока газа в атмосферу значительно падает (до нескольких десятых метров в секунду).

При воспламенении истекающего шлейфа газа из грунтового котлована происходит быстрое сгорание малой части шлейфа в дефлаграционном режиме с образованием волны избыточного давления. В зависимости от времени задержки воспламенения режим сгорания выброшенного газа может протекать по-разному. При «раннем» зажигании в период условно симметричного расширения исходного объема выброса газа величины избыточного давления незначительно превышают значения для первичной ударной волны (при адиабатическом расширении газа).

При «позднем» зажигании в условиях сформировавшегося шлейфа газа, величины избыточного давления пренебрежимо малы вследствие неомогенности газовой среды (далее – ГВС).

Построено логическое дерево событий для группы пожаровзрывоопасных сценариев, которые могут произойти при разгерметизации трубопровода транспорта (Рисунок 4.7).

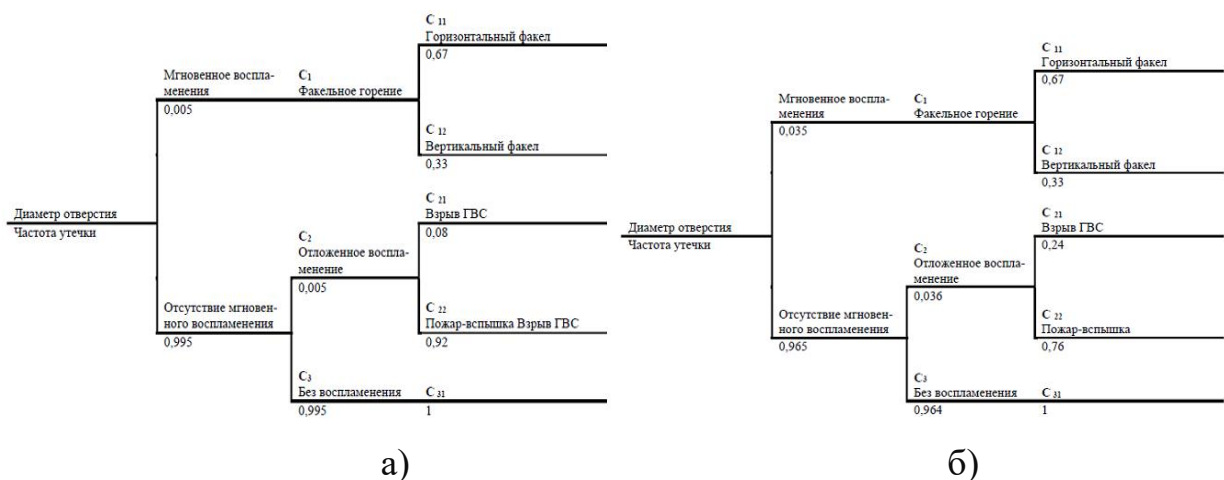


Рисунок 4.7 – Логическое дерево событий при разгерметизации трубопровода транспорта газа (а – Малый расход (<1) кг/с – номинальное среднее значение 0,5 кг/с, б – средний расход 1 – 50 кг/с – номинальное среднее значение 10 кг/с)

На основании проведенного анализа разработаны следующие сценарии:

Группа Сценариев C_1 – разгерметизация трубопровода транспорта газа перекачки природного газа с выбросом опасного вещества в окружающее пространство с мгновенным воспламенением.

Сценарий C_{11} . Разрыв линейной части трубопровода транспорта газа на полное сечение → истечение струй газа → мгновенное воспламенение → горение по «факельному» типу газа → горизонтальный факел → термическое воздействие на окружающую среду.

Сценарий C_{12} . Разрыв линейной части трубопровода транспорта газа на полное сечение → истечение струй газа → мгновенное воспламенение → горение по «факельному» типу газа → вертикальный факел → термическое воздействие на окружающую среду.

Группа Сценариев C_2 – разгерметизация трубопровода транспорта газа перекачки природного газа с выбросом опасного вещества в окружающее пространство без мгновенного воспламенения.

Сценарий C_{21} . Разрыв линейной части трубопровода транспорта газа на полное сечение → воспламенение при отсутствии мгновенного воспламенения → образование избыточного давления при образовании горючего газопаровоздушного облака и его последующем воспламенении (взрыв ГВС).

Сценарий C_{22} . Разрыв линейной части трубопровода транспорта газа на полное сечение → образование паровоздушной смеси вне загроможденном технологическим оборудованием пространстве и его зажигании относительно слабым источником (например, искрой) → сгорание этой смеси с небольшими видимыми скоростями пламени (пожар–вспышка)

Группа Сценариев C_2 – разгерметизация трубопровода транспорта газа перекачки природного газа с выбросом опасного вещества в окружающее пространство с последующим рассеиванием.

Сценарий C_3 . Разрыв линейной части трубопровода транспорта газа на полное сечение → образование ударной волны за счет энергии

расширяющегося газа → истечение струй газа → безопасное рассеивание газа в атмосфере.

Количество опасного вещества, участвующего в аварии, определено в зависимости от параметров технологического процесса – диаметр и давление трубопровода транспорта газа, длина трубопровода, отсекающийся задвижками.

Данные об опасном веществе (природный газ), перекачивающийся через трубопровод представлены ниже.

Пожаровзрывоопасные свойства природного газа приняты по метану: метан, CH_4 , горючий бесцветный газ. Молекулярная масса 16,04, плотность 0,7898 кг/м³ при 20 °С, температура кипения – 168 °С, коэффициент диффузии газа в воздухе 0,196 см²/с, теплота образования – 74,8 кДж/моль, теплота сгорания – 802 кДж/моль, температура самовоспламенения 537 °С. концентрационные пределы распространения пламени в воздухе 5,28 – 14,1% (об.), максимальное давление взрыва 706 кПа, максимальная скорость нарастания давления 18 МПа/с, нормальная скорость распространения пламени 0,338 м/с, минимальная энергия зажигания в воздухе 0,28 мДж. Средства и способы пожаротушения: объёмное тушение, охлаждение водой.

Количество поступившего в окружающее пространство горючего продукта (природного газа) при реализации пожароопасных ситуаций, связанных с разгерметизацией трубопровода транспорта газа рассматриваемого объекта, определялось, исходя из следующих предпосылок.

Принималось, что при разгерметизации трубопровода транспорта газа происходит струйное истечение при давлении 0,3 МПа с образованием вертикального факела в случае образования прокола или отверстия и с образованием горизонтального факела в случае полного разрушения трубопровода транспорта газа. Расстояние между задвижками принято 357,9 м. Время закрытия задвижек – 300 сек (ручное закрытие задвижек).

Исходные данные для расчета:

– атмосферное давление, $P_a = 105 \text{ Па}$;

- максимальное рабочее давление газа в трубопроводе транспорта газа, $P_V = 0,3 \cdot 10^6$ Па;
- показатель адиабаты, $\gamma = 1,256$;
- молярная масса газа, $M = 16,04$ кг/кмоль;
- рабочая температура газа, $t_p = 5$ °С;
- продолжительность отключения кранов с электроприводом, $\tau = 300$ с;
- расстояние между соседними кранами с электроприводом на рассматриваемом участке трубопровода транспорта газа составляет, $l_{уч} = 357,9$ м;
- внутренний диаметр трубопровода транспорта газа, $D_{тр} = 0,1308$ м;
- молярный объем газа при нормальных условиях, $M_0 = 22,413$ м³/кмоль;
- коэффициент истечения, $\mu = 0,8$.

Плотность газа в трубопроводе транспорта газа при рабочем давлении:

$$P_V = \frac{P_V \cdot M \cdot 273}{P_a \cdot V_0 \cdot (273 + t_p)} \approx 2,784 \text{ кг/м}^3. \quad (4.1)$$

Площадь сечения отверстия:

$$A_{hoi} = 0,785 \text{ dot} 2. \quad (4.2)$$

Согласно методике, массовая скорость истечения сжатого газа из трубопровода описывается соотношениями:

докритическое истечение:

$$G = A_{hol} \cdot \mu \left(P_V \cdot \rho_V \cdot \left(\frac{2 \cdot \gamma}{\gamma - 1} \right) \cdot \left(\frac{P_a}{P_V} \right)^{\frac{2}{\gamma}} \cdot \left\{ 1 - \left(\frac{P_a}{P_V} \right)^{\frac{\gamma - 1}{\gamma}} \right\} \right)^{\frac{1}{2}}, \quad (4.3)$$

при

$$\frac{P_a}{P_V} < \left(\frac{2}{\gamma + 1} \right)^{\frac{\gamma}{\gamma - 1}}, \quad (4.4)$$

сверхкритическое истечение:

$$G = A_{hol} \cdot \mu \left(P_V \cdot \rho_V \cdot \gamma \cdot \left(\frac{2}{\gamma + 1} \right)^{\frac{\gamma + 1}{\gamma - 1}} \right)^{\frac{1}{2}}, \quad (4.5)$$

при

$$\frac{P_a}{P_V} < \left(\frac{2}{\gamma + 1} \right)^{\frac{\gamma}{\gamma - 1}}, \quad (4.6)$$

где G – массовый расход, кг/с;

γ – показатель адиабаты газа;

A_{hol} – площадь отверстия, м²;

μ – коэффициент истечения (при отсутствии данных допускается принимать равным 0,8);

ρ_V – плотность газа в трубопроводе при давлении P_V , кг/м³.

Масса газа, кг, выходящего из трубопровода транспорта газа при постоянном давлении P_V , до отключения кранов с электроприводом:

$$M_1 = G \cdot \tau. \quad (4.7)$$

После отключения кранов истечение газа будет происходить при непрерывном падении давления в трубопроводе транспорта газа с P_v практически до P_a . Масса газа, кг, выходящего из трубопровода после ручного закрытия кранов определяется по формуле:

$$M_2 = \rho_V \cdot l_{\text{уч}} \cdot A_{\text{тр}}, \quad (4.8)$$

$l_{\text{уч}}$ – длина участка трубопровода;

$A_{\text{тр}}$ – площадь сечения трубопровода.

Результаты расчетов для –го типа разгерметизации представлены в Таблице 4.7.

Таблица 4.7 – Результаты расчетов параметров разгерметизации рассматриваемого трубопровода транспорта газа

Параметры	Диаметр отверстия истечения, мм				
	12,5	25,0	50,0	100,0	Разрыв
Площадь отверстия $A_{\text{hol}}, \text{ м}^2$	0,000123	0,000491	0,001963	0,007854	0,013437
Массовый расход газа $G, \text{ кг/с}$	0,069616	0,278464	1,113856	4,455424	7,622625
Масса газа, выходящего из газопровода до ручного закрытия, $M_1, \text{ кг}$	0,071397	0,285588	1,142352	4,569409	7,817638
Масса газа, выходящего из газопровода после ручного закрытия, $M_2, \text{ кг}$	721,69921	721,69921	721,69921	721,69921	721,69921
Общая масса природного газа, выходящего из поврежденного участка газопровода, $M, \text{ кг}$	721,77061	721,98480	722,84157	726,26862	729,51685

Прогнозирование размеров зон поражения тепловым излучением факелов при струйном истечении газа. При струйном истечении сжатых

горючих газов под давлением возникает опасность образования диффузионных факелов.

Длина факела L_F (м) при струйном горении определяется по формуле:

$$L_f = K \cdot G^{0,4}, \quad (4.9)$$

где G – расход продукта, кг/с.

K – эмпирический коэффициент, который при истечении сжатых газов принимается равным 12,5.

Ширина факела D_F (м) при струйном горении определяется по формуле:

$$D_F = 0,15 \cdot L_F. \quad (4.10)$$

Результаты i -го расчетов размеров факелов для j -го типа разгерметизации представлены в Таблице 4.8.

Таблица 4.8 – Результаты расчетов размеров факелов для i -го типа разгерметизации трубопровода транспорта газа

Размеры факела	Диаметр отверстия истечения, мм				
	12,5	25,0	50,0	100,0	Разрыв
Длина факела L_F , м	4,305	7,496	13,051	22,722	28,168
Ширина факела D_F , м	0,646	1,124	1,958	3,408	4,225

Прогнозирование размеров зон поражения тепловым излучением вертикальных факелов.

Исходные данные для проведения расчета:

- среднеповерхностная плотность теплового излучения пламени,
 $F_f = 200$ кВт/м²;
- угол отклонения пламени от вертикали под действием ветра, $\theta = 0$;

- длина факела L_F ;
- ширина факела D_F .

Угловой коэффициент облученности F_q определяли по формуле:

$$F_q = \sqrt{F_V^2 + F_H^2}, \quad (4.11)$$

где F_V, F_H – факторы облученности для вертикальной и горизонтальной площадок соответственно, определяемые для площадок, расположенных в 90° секторе в направлении наклона пламени, по следующим формулам:

$$F_V = \frac{1}{\pi} \cdot \left\{ \begin{array}{l} -E \cdot \arctg D + E \cdot \left[\frac{a^2 + (b+1)^2 - 2 \cdot a \cdot b \cdot (1+a \cdot \sin \theta)}{A \cdot B} \right] \cdot \arctg \left(\frac{A \cdot D}{B} \right) \\ + \frac{\cos \theta}{C} \cdot \left[\arctg \left(\frac{a \cdot b - F^2 \cdot \sin \theta}{F \cdot C} \right) + \arctg \left(\frac{F^2 \cdot \sin \theta}{F \cdot C} \right) \right] \end{array} \right\}, \quad (4.12)$$

$$a = \frac{2 \cdot L}{d},$$

$$b = \frac{2 \cdot X}{d},$$

$$A = \sqrt{(a^2 + (b+1)^2 - 2 \cdot a \cdot (b+1) \cdot \sin \theta)} \quad (4.13)$$

$$B = \sqrt{(a^2 + (b-1)^2 - 2 \cdot a \cdot (b-1) \cdot \sin \theta)}, \quad (4.14)$$

$$(4.15) C = \sqrt{(1 + (b^2 - 1) \cdot \cos^2 \theta)}, \quad (4.15)$$

$$D = \sqrt{\left(\frac{b-1}{b+1} \right)}, \quad (4.16)$$

$$E = \frac{a \cdot \cos \theta}{b - a \cdot \sin \theta}, \quad (4.17)$$

$$F = \sqrt{(b^2 - 1)},$$

$$F_H = \frac{1}{\pi} \cdot \left\{ \begin{array}{l} \arctg \left(\frac{1}{D} \right) + \frac{\sin \theta}{C} \cdot \left[\arctg \left(\frac{a \cdot b - F^2 \cdot \sin \theta}{F \cdot C} \right) + \arctg \left(\frac{F^2 \cdot \sin \theta}{F \cdot C} \right) - \right] \\ - \left[\frac{a^2 + (b+1)^2 - 2 \cdot (b+1) \cdot a \cdot \sin \theta}{A \cdot B} \right] \cdot \arctg \left(\frac{A \cdot D}{B} \right) \end{array} \right\} \quad (4.18)$$

$$a = \frac{2 \cdot L}{d},$$

$$b = \frac{2 \cdot X}{d},$$

$$A = \sqrt{(a^2 + (b+1)^2 - 2 \cdot a \cdot (b+1) \cdot \sin \theta)},$$

$$B = \sqrt{(a^2 + (b-1)^2 - 2 \cdot a \cdot (b-1) \cdot \sin \theta)},$$

$$C = \sqrt{(1 + (b^2 - 1) \cdot \cos^2 \theta)},$$

$$D = \sqrt{\left(\frac{b-1}{b+1}\right)}, \quad (4.19)$$

$$E = \frac{a \cdot \cos \theta}{b - a \cdot \sin \theta}, \quad (4.20)$$

$$F = \sqrt{(b^2 - 1)}, \quad (4.21)$$

где r – расстояние от геометрического центра вертикального факела до облучаемого объекта, м.

Коэффициент пропускания атмосферы τ определяется по формуле:

$$\tau = \exp[-7 \cdot 10^{-4} \cdot (X - 0,5 \cdot d)]. \quad (4.22)$$

Интенсивность теплового излучения q (кВт/м²) определяется по формуле:

$$q = E_f \cdot F_q \cdot \tau, \quad (4.23)$$

Последствия воздействия теплового излучения факелов при факельном горении на людей приведены в Таблице 4.9.

Таблица 4.9 – Величины qCR для различных степеней поражения человека

Степень поражения	Интенсивность излучения, кВт/м ²	Диаметр зоны поражения, м для разгерметизации с диаметром отверстия, мм				
		12,5	25,0	50,0	100,0	разрыв
1	2	3	4	5	6	7
Без негативных последствий в течение длительного времени	1,4	14,11	22,96	41,85	63,1	78,2

Продолжение Таблицы 4.9

1	2	3	4	5	6	7
Безопасно для человека в брезентовой одежде	4,2	8,25	14,0	27,0	39,0	48,4
Непереносимая боль через 20–30 с; Ожог 1 степени через 15–20 с; Ожог 2 степени через 30–40 с	7,0	6,1	10,5	18,25	27,5	34,1
Непереносимая боль через 3–5 с; Ожог 1 степени через 6–8 с; Ожог 2 степени через 12–16 с	10,5	4,66	8,01	13,9	20,8	25,8

Прогнозирование размеров зон поражения высокотемпературными продуктами сгорания газоздушных смесей при пожарах – вспышках.

Выход метана из поврежденного трубопровода транспорта газа, при отсутствии мгновенного воспламенения и скорости ветра менее 1 м/с, сопровождается образованием горючих газоздушных смесей – зон взрывоопасных концентраций. Радиус $R_{\text{НКПР}}$ (м) и высота $Z_{\text{НКПР}}$ (м) зоны, ограничивающие область концентраций, превышающих нижний концентрационный предел распространения пламени (далее – НКПР), при неподвижной воздушной среде определяется по формулам:

$$R_{\text{НКПР}} = 7,8 \left(\frac{m_{\text{В}}}{\rho_{\text{Г}} C_{\text{НКПР}}} \right)^{0,33} \text{ м}, \quad (4.24)$$

$$Z_{\text{НКПР}} = 0,26 \left(\frac{m_{\text{В}}}{\rho_{\text{Г}} C_{\text{НКПР}}} \right)^{0,33} \text{ м}, \quad (4.25)$$

где m_B – масса метана, принимающего участие в образовании зоны ВОК, кг;
 СНКПР = 5,28% (об.) – нижний концентрационный предел распространения
 пламени метана; ρ_Γ – плотность метана при $t_\Gamma = 20$ °С:

$$\rho_\Gamma = \frac{M}{V_0 \cdot (1 + 0,00367 \cdot t_\Gamma)}, \quad (4.26)$$

$$\rho_\Gamma = 0,67 \text{ кг/м}^3. \quad (4.27)$$

Сгорание горючей смеси в не загроможденном оборудовании, зданиями и сооружениями открытом пространстве и его зажигании относительно слабым источником зажигания обычно происходит с небольшой скоростью распространения пламени и носит название «пожара–вспышки». При этом амплитуды волны давления малы и не способны вызвать поражение людей или разрушить оборудование, сооружения и здания. При «пожаре–вспышке» происходит перенос пламени на расстояние, несколько превышающее размеры горючего газоздушного облака.

Радиус воздействия высокотемпературных продуктов сгорания газоздушного облака при «пожаре–вспышке» определяли по формуле:

$$R_{\text{п-в}} = 1,2 \text{ РНКПР}. \quad (4.28)$$

Результаты расчета максимальных размеров взрывоопасных зон и радиуса воздействия высокотемпературных продуктов сгорания газоздушного облака при «пожаре–вспышке» для j -го типа разгерметизации, сведены в таблицу 4.10.

Таблица 4.10 – Результаты расчета максимальных размеров взрывоопасных зон для j-го типа разгерметизации

Размеры факелы	Диаметр отверстия истечения, мм				
	12,5	25,0	50,0	100,0	Разрыв
Радиус $R_{НКПР}$ (м) зоны, ограничивающие область концентраций, превышающих нижний концентрационный предел распространения пламени	46,0	46,0	46,023	46,095	46,163
Высота $Z_{НКПР}$ (м) зоны, ограничивающие область концентраций, превышающих нижний концентрационный предел распространения пламени	1,533	1,533	1,534	1,536	1,539
Радиус воздействия высокотемпературных продуктов сгорания газовоздушного облака	55,2	55,206	55,227	55,313	55,395

Прогнозирование размеров зон поражения при быстром сгорании (взрыве) газовоздушной смеси в открытом пространстве. При контакте горючей газовоздушной смеси с источником зажигания возможно ее быстрое сгорание с образованием волны давления (ударной волны), воздействие которой может привести к гибели людей или разрушению соседнего оборудования, сооружений и зданий.

Исходные данные для проведения расчета:

- число атомов углерода в молекуле горючего, $n_c = 1$;
- число атомов водорода в молекуле горючего, $n_H = 4$;
- число атомов галоидов в молекуле горючего, $n_x = 0$;

- число атомов кислорода в молекуле горючего, $n_O = 0$;
- значение корректировочного параметра для метана, $\beta = 1, 14$;
- коэффициент участия горючего во взрыве, $Z = 0,1$;
- степень расширения продуктов сгорания, $\sigma = 7$;
- скорость звука в воздухе, $C_0 = 340$ м/с;
- удельная теплота сгорания для типичных углеводородов, $E_{уд0} = 44 \cdot 10^6$ Дж/кг;
- атмосферное давление, $\rho_0 = 101325$ Па;
- класс горючего вещества по степени чувствительности к возбуждению взрывных процессов – 4;
- класс окружающего пространства по степени загроможденности – IV;
- класс режима сгорания газозвушной смеси – 5 (дефлаграция).

Оценка опасных факторов пожара (далее – ОФП) при взрыве:

Определяли массу горючего вещества, содержащегося в облаке, с концентрацией между нижним и верхним концентрационными пределами распространения пламени:

$$m_T = m_M \cdot Z, \quad (4.29)$$

где m – масса метана, поступившего в открытое пространство, кг.

Находили удельную теплоту сгорания метана, Дж/кг, по формуле:

$$E_{уд} = \beta \cdot E_{уд0}. \quad (4.30)$$

Определяли стехиометрический коэффициент при кислороде в реакции сгорания:

$$k = n_C + \frac{n_H - n_X}{4} - \frac{n_O}{2}. \quad (4.31)$$

Определяли стехиометрическую концентрацию метана, % (об.), по формуле:

$$C_{СТ} = \frac{100}{1=4,84k}. \quad (4.32)$$

Концентрацию горючего в смеси $C_{Г}$ принимали равной стехиометрической.

Эффективный энергозапас горючей смеси, Дж, определяли из соотношения:

$$E = \begin{cases} m_{Г} \cdot E_{уд}, & \text{если } C_{Г} \leq C_{СТ} \\ m_{Г} \cdot E_{уд} \cdot \frac{C_{СТ}}{C_{Г}}, & \text{если } C_{Г} > C_{СТ} \end{cases} \quad (4.33)$$

Расчетную скорость фронта пламени, м/с, определяли по формуле:

$$u_{\rho} = k_1 \cdot m_{и}^{\frac{1}{6}}, \quad (4.34)$$

где k_1 – константа, равная 43.

Видимую скорость фронта пламени, м/с, находили из соотношения:

$$u = \begin{cases} u_{\rho}, & \text{если } u_{\rho} > 300 \\ 300, & u_{\rho} \leq 300 \end{cases} \quad (4.35)$$

Безразмерное расстояние от центра облака рассчитывали по формуле:

$$r_X = \frac{r}{\left(\frac{E}{p_0}\right)^{\frac{1}{3}}}, \quad (4.36)$$

где r – расстояние от центра облака, м.

Величину безразмерного давления определяли из соотношения:

$$p_X = \begin{cases} \left(\frac{u^2}{c_0^2} \right) \cdot \left(\frac{\sigma-1}{\sigma} \right) \cdot \left(\frac{0,83}{r_X} - \frac{0,14}{r_X^2} \right), & \text{если } r_X > 0,34 \\ \left(\frac{u^2}{c_0^2} \right) \cdot \left(\frac{\sigma-1}{\sigma} \right) \cdot \left(\frac{0,83}{0,34} - \frac{0,14}{0,34^2} \right), & \text{если } r_X \leq 0,34 \end{cases}. \quad (4.37)$$

Величину безразмерного импульса фазы сжатия находили из соотношения:

$$I_X = \begin{cases} W(1 - 0,4 \cdot W) \cdot \left(\frac{0,06}{r_X} + \frac{0,01}{r_X^2} - \frac{0,0025}{r_X^3} \right), & \text{если } r_X > 0,34 \\ W(1 - 0,4 \cdot W) \cdot \left(\frac{0,06}{0,34} + \frac{0,01}{0,34^2} - \frac{0,0025}{0,34^3} \right), & \text{если } r_X \leq 0,34 \end{cases}, \quad (4.38)$$

где

$$W = \frac{u}{c_0} \cdot \left(\frac{\sigma-1}{\sigma} \right). \quad (4.39)$$

Размерную величину избыточного давления, Па, определяли по формуле:

$$\Delta p = p_X \cdot p_0. \quad (4.40)$$

Размерную величину импульса фазы сжатия, Па·с, находили по формуле:

$$I^+ = I_X \cdot p_0^{\frac{2}{3}} \cdot \frac{E_0^{\frac{1}{3}}}{c_0}. \quad (4.41)$$

Детерминированные критерии поражения людей, в том числе находящихся в здании, избыточным давлением при сгорании газоздушных смесей в помещениях или на открытом пространстве приведены в Таблице 4.11.

Таблица 4.11 – Последствия воздействия взрывной волны

Степень поражения	Избыточное давление, кПа	Расстояние от центра облака, м для разгерметизации с диаметром отверстия, мм				
		12,5	25,0	50,0	100,0	разрыв
Полное разрушение зданий	100	–	–	–	–	–
50%–ное разрушение зданий	53	–	–	–	–	–
Средние повреждения зданий	28	–	–	–	–	–
Умеренные повреждения зданий (повреждение внутренних перегородок, рам, дверей и т.п.)	12	–	–	–	–	–
Нижний порог повреждения человека волной давления	5	39,2	39,2	39,3	39,5	40,0
Малые повреждения (разбита часть остекления)	3	75,6	75,7	75,8	76,0	76,3

Оценка последствий воздействия опасных факторов пожара на людей для различных сценариев его развития. Для определения условных вероятностей поражения применяли вероятностный критерий оценки поражающего действия опасных факторов пожара и взрыва.

В качестве вероятностного критерия поражения человека используется понятие пробитфункции. В общем случае пробит–функция описывается формулой:

$$P_r = a + b \cdot \ln S, \quad (4.42)$$

где a и b – константы, зависящие от степени поражения человека и вида объекта;

S – интенсивность воздействующего фактора.

Значения условной вероятности поражения человека рассчитывают по формуле:

$$Q(r) = \frac{1}{2\pi} \int_{-\infty}^{P_r-5} \exp\left(-\frac{P_r^2}{2}\right) dx. \quad (4.43)$$

Соотношения между величиной P_r и условной вероятностью поражения человека представлены в Таблице 4.12

Таблица 4.12 – Зависимость величины P_r и условной вероятности поражения человека

Условная вероятность поражения, %	Величина пробит-функции P_r									
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
0		2,67	2,95	3,12	3,25	3,36	3,45	3,52	3,59	3,66
10	3,72	3,77	3,82	3,87	3,92	3,96	4,01	4,05	4,08	4,12
20	4,16	4,19	4,23	4,26	4,29	4,33	4,36	4,39	4,42	4,45
30	4,48	4,50	4,53	4,56	4,59	4,61	4,64	4,67	4,69	4,72
40	4,75	4,77	4,80	4,82	4,85	4,87	4,90	4,92	4,95	4,97
50	5,00	5,03	5,05	5,08	5,10	5,13	5,15	5,18	5,20	5,23
60	5,25	5,28	5,31	5,33	5,36	5,39	5,41	5,44	5,47	5,50
70	5,52	5,55	5,58	5,61	5,64	5,67	5,71	5,74	5,77	5,81
80	5,84	5,88	5,92	5,95	5,99	6,04	6,08	6,13	6,18	6,23
90	6,28	6,34	6,41	6,48	6,55	6,64	6,75	6,88	7,05	7,33
–	0,00	0,10	0,20	0,30	0,40	0,50	0,60	0,70	0,80	0,90
99	7,33	7,37	7,41	7,46	7,51	7,58	7,65	7,75	7,88	8,09

Условная вероятность поражения человека при быстром сгорании (взрыве) газовой смеси.

Для оценки воздействия волны давления на человека, находящегося в здании, использовали пробит-функцию вида:

$$P_r = 5,0 - 0,26 \cdot \ln V; \quad (4.44)$$

$$V = \left(\frac{17500}{\Delta p}\right)^{8,4} + \left(\frac{290}{I^+}\right)^{9,3}. \quad (4.45)$$

Для определения условной вероятности поражения человека, находящегося вне здания, волной давления использовали пробит-функцию вида:

$$p_r = 5 - 5,74 \cdot \ln S, \quad (4.46)$$

$$S = \frac{4,2}{\bar{p}} + \frac{1,3}{\bar{t}}, \quad (4.47)$$

где

$$\bar{p} = \frac{\Delta p}{p_0}, \quad (4.48)$$

$$\bar{t} = \frac{I^+}{p_0^{0,5} m^{0,33}}, \quad (4.49)$$

Δp – избыточное давление волны давления, Па;

$p_0 = 101325$ Па – атмосферное давление;

I^+ – импульс волны давления, Па·с m – масса тела человека, кг (принято $m = 70$ кг).

Условная вероятность гибели людей при реализации сценария взрыва газовой смеси в зависимости от расстояния от эпицентра взрыва приведена в Таблице 4.13.

Таблица 4.13 – Вероятность гибели людей при реализации взрыва

Вероятность гибели, %	Расстояние от центра облака, м для разгерметизации с диаметром отверстия, мм				
	12,5	25,0	50,0	100,0	разрыв
1%	46,5	46,9	47,4	48,4	49,8
10%	41,5	41,9	42,3	43,2	44,4
25%	31,0	31,3	31,6	32,2	33,2
50%	–	–	–	–	1,02
90%	–	–	–	–	–
99%	–	–	–	–	–
100%	–	–	–	–	–

Условные вероятности поражения человека тепловым излучением факелов при струйном истечении газа.

Для поражения человека тепловым излучением величина пробит-функции описывается формулой:

$$Pr = -12,8 + 2,56 \cdot \ln(t \cdot q^{\frac{4}{3}}), \quad (4.50)$$

где t – эффективное время экспозиции, с; q – интенсивность теплового излучения, кВт/м².

Величина эффективного времени экспозиции t определяется по формулам:

$$t = t_0 + \frac{x}{u}, \quad (4.51)$$

где t_0 – характерное время, за которое человек обнаруживает пожар и принимает решение о своих дальнейших действиях, s (может быть принято равным 5);

x – расстояние от места расположения человека до безопасной зоны (зона, где интенсивность теплового излучения меньше 4 кВт/м²);

u – средняя скорость движения человека к безопасной зоне, м/с (принимается равной 5 м/с).

Условная вероятность поражения человека, попавшего в зону непосредственного воздействия пламени факела, принимается равной 1.

Условная вероятность гибели людей при реализации сценария факельного горения в зависимости от расстояния от эпицентра аварии приведена в Таблице 4.14.

Таблица 4.14 – Вероятность гибели людей при реализации факельного горения

Вероятность гибели, %	Расстояние от факела, м				
	для разгерметизации с диаметром отверстия, мм				
	12,5	25,0	50,0	100,0	разрыв
1%	2,5	5,0	10,0	17,25	21,39
10%	1,94	3,69	7,5	13,11	16,26
25%	1,34	3,08	6,35	10,92	13,54
50%	0,73	2,54	5,18	9,18	11,38
90%	–	–	3,0	6,33	7,85
99%	–	–	–	4,6	5,7
100%	–	–	–	3,45	4,28

Рассчитаем оценку индивидуального пожарного риска на территории объекта.

Величина индивидуального риска R_m (год⁻¹) для работника m объекта при его нахождении на территории объекта для сценария С1 взрыва

топливовоздушного облака определяется по формуле (п. 38 Приказ МЧС от 10.07.2009 №404):

$$R_m = \sum_{i=1}^I q_{im} \cdot P(i), \quad (4.52)$$

где q_{im} – вероятность присутствия работника m в i -ой области территории объекта;

$P(i)$ – величина потенциального риска в i -ой области территории объекта, год⁻¹. Определяется по формуле (п. 24 Приказ МЧС от 10.07.2009 г. №404):

$$P(a) = \sum_{j=1}^J Q_{di}(a) \cdot Q_j, \quad (4.53)$$

где J – число сценариев развития пожароопасных ситуаций (пожаров, ветвей логического дерева событий);

Q_j – частота реализации в течение года i -го сценария развития пожароопасных ситуаций, год⁻¹ (Таблица 4.15);

Таблица 4.15 – Вероятность возникновения аварийных ситуаций для трубопровода транспорта газа

Диаметр аварийного отверстия, мм	Сценарий				
	C ₁₁	C ₁₂	C ₂₁	C ₂₂	
1	2	3	4	5	6
12,5	6,36·10 ⁻⁹	3,14·10 ⁻⁹	7,53·10 ⁻¹⁰	8,69·10 ⁻⁹	1,89·10 ⁻⁸
25,0	2,65·10 ⁻⁹	1,3·10 ⁻⁹	3,13·10 ⁻¹⁰	3,61·10 ⁻⁹	7,87·10 ⁻⁹

Продолжение Таблицы 4.15

1	2	3	4	5	6
50,0	$1,04 \cdot 10^{-9}$	$5,12 \cdot 10^{-10}$	$1,23 \cdot 10^{-10}$	$1,42 \cdot 10^{-9}$	$3,1 \cdot 10^{-9}$
100,0	$4,35 \cdot 10^{-10}$	$2,15 \cdot 10^{-10}$	$5,15 \cdot 10^{-11}$	$5,94 \cdot 10^{-10}$	$1,3 \cdot 10^{-9}$
Разрыв	$8,37 \cdot 10^{-11}$	$4,13 \cdot 10^{-11}$	$9,91 \cdot 10^{-12}$	$1,14 \cdot 10^{-10}$	$2,49 \cdot 10^{-10}$
	$1,06 \cdot 10^{-8}$	$5,21 \cdot 10^{-9}$	$1,25 \cdot 10^{-9}$	$1,44 \cdot 10^{-8}$	$3,15 \cdot 10^{-8}$

$Qdj(a)$ – условная вероятность поражения человека в определенной точке территории (а) в результате реализации i -го сценария развития пожароопасных ситуаций, отвечающего определенному инициирующему аварии событию. Ожидаемое число пострадавших из числа обслуживающего персонала объекта при реализации рассмотренных наиболее опасных сценариев развития аварий принимается в зависимости от величины зон действия поражающих факторов аварий на опасном объекте, исходя из предположения, что аварийная разгерметизация и дальнейшее развитие аварии происходит в момент временного пребывания обслуживающего и/или ремонтного персонала на объекте.

В Таблицах 4.16 – 4.17 приведены основные расчетные величины, полученные при оценки индивидуального пожарного риска трубопровода транспорта газа среднего давления диаметром 160 мм.

Таблица 4.16 – Индивидуальный пожарный риск группы физических лиц – Персонал

Число одновременно находящихся людей	Число рискующих	Коэф. присутствия	Коэффициенты защищенности от			Индивидуальный риск, 1/год
			токсик	взрывов	термического воздействия	
1	1	1,00	0,00	0,00	0,00	$3,1 \cdot 10^{-8}$

Таблица 4.17 – Индивидуальный пожарный риск группы физических лиц – Третьи лица

Наименование/ Число одновременно находящихся людей (чел)	Число рискующих	Коэф. присутствия	Коэффициенты защищенности от			Индивидуальный риск, 1/год
			токсик	взрывов	термического воздействия	
Жилая зона	1100	1,0	0,00	0,00	0,00	$3,15 \cdot 10^{-9}$

Нормативные значения величин пожарного риска изложены в Федеральном законе от 22.07.2008 № 123 – ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности».

На основании выше изложенного, возможно сделать вывод об условиях соответствия объекта защиты требованиям пожарной безопасности, что значение индивидуального пожарного риска на территории трубопровода транспорта газа, который составляет $R_m = 3,1 \cdot 10^{-9}$ и не превышает допустимых значений. Расчетная величина индивидуального пожарного риска на территории Объекта не превышает нормативного значения равного одной

миллионной в год, установленного ст. 79 ч.1 ФЗ №123 «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности».

Объект защиты – «Трубопровод транспорта газа», на момент проведения оценки величин пожарного риска соответствует одному из условий обеспечения пожарной безопасности, установленному ст. 6 ФЗ 123 «Технический регламент от требованиях пожарной безопасности».

Результаты исследований, расчетов и испытаний подтверждают обеспечение пожарной безопасности объекта защиты в соответствии с частью 7 ст. 6 ФЗ №123 «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности».

4.3 Предупреждение пожаров и взрывов на трубопроводах сероводородсодержащего месторождения

В соответствии с Федеральным законом [118], трубопроводы, технологическое оборудование и резервуары, эксплуатируемые на нефтепромыслах, относятся к опасным производственным объектам. Принятие федеральных законов способствовало появлению многочисленных нормативно–методических разработок и документов, касающихся вопросов промышленной и экологической безопасности. Внедрение систем контроля загазованности на объектах обустройства месторождений предусматривается «Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности» [43].

В соответствии со ст. 5 ФЗ-123 законодательно закреплено, что каждый объект защиты должен иметь систему обеспечения пожарной безопасности, целью создания которой является предотвращение пожара, обеспечение безопасности людей и защита имущества при пожаре. В СОПБ объекта защиты включена СПП – комплекс организационных мероприятий и технических средств, исключающих возможность возникновения пожара на объекте защиты (ст. 2 ФЗ-123) [135].

Для предупреждения пожаров, взрывов и реализации СПП смонтирована система технических средств обнаружения – автоматизированная система мониторинга (далее – АСМ). АСМ предназначена для обнаружения утечек газа на трубопроводах и проведения непрерывного мониторинга на территории сероводородсодержащего месторождения и прилегающих к ним территориях, а также доведения информации до надзорных органов и населения, проживающего в зоне воздействия объектов в случае возникновения пожара, взрыва (Рисунок 4.8).

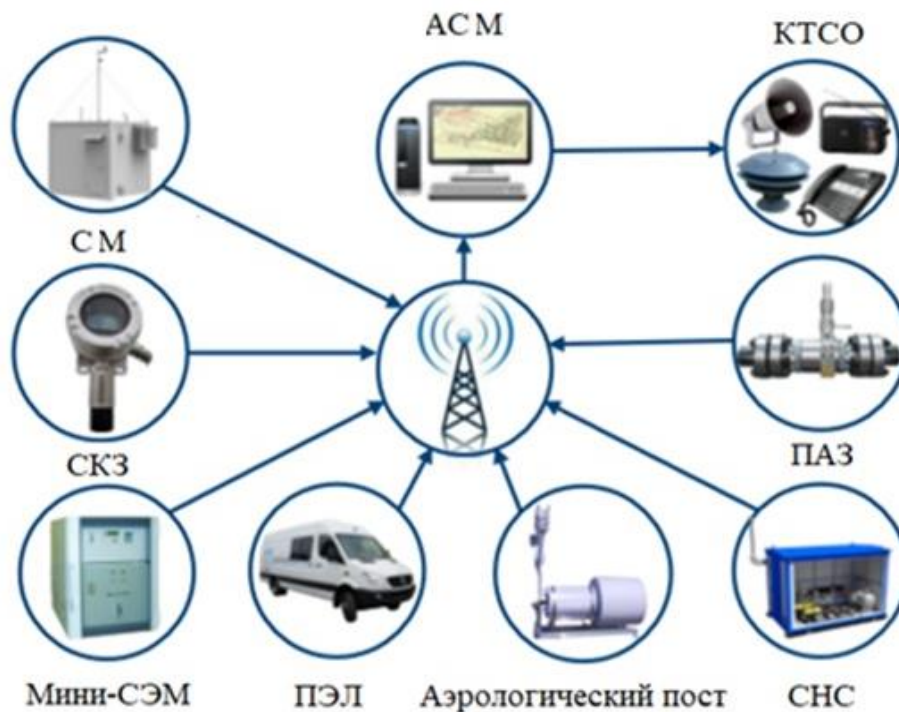


Рисунок 4.8 – Автоматизированная система мониторинга

Система технических средств обнаружения представляет собой единый аппаратно–программный комплекс, состоящий из стационарных станций мониторинга, передвижных экологических лабораторий, сети датчиков контроля загазованности, аэрологического поста, технических средств оповещения, средств передачи данных, серверов и автоматизированных рабочих мест пользователей.

СОПБ объекта защиты создана с целью предотвращения пожара, обеспечение безопасности людей, а также эффективного обеспечения безопасности на сероводородсодержащем месторождении за счет: автоматического контроля состояния качества атмосферного воздуха в масштабе времени, близком к реальному; повышения оперативности проведения анализа и оценки результатов экологического мониторинга, и, как следствие, увеличения скорости принятия решений на всех уровнях управления, подвергающихся автоматизации; автоматического решения расчетно–аналитических задач, включая моделирование распространения загрязняющих веществ в атмосферном воздухе и предупреждение неблагоприятных для населения состояний качества атмосферного воздуха; оперативного доведения информации до вовлеченных структурных подразделений и руководства компании в случае необходимости осуществления действий с их стороны, оперативного доведения информации до надзорных органов, МЧС и оповещения населения, проживающего в зоне воздействия опасных промышленных объектов, с целью минимизации рисков в случае возникновения чрезвычайных ситуаций, улучшения повышения информативности экологических данных за счет программных средств визуализации, графического и табличного представления информации; снижения трудозатрат на формирование отчетной документации с результатами экологического мониторинга [133].

АСМ предназначена для комплексной автоматизации обеспечения процессов деятельности эксплуатирующей организации в части исполнения следующих процессов: осуществления контроля за состоянием атмосферного воздуха на сероводородсодержащем месторождении и в населенных пунктах, расположенных в зоне влияния производственных объектов эксплуатирующей организации и прилегающих к нему районов; полного и достоверного учета оперативной информации по состоянию атмосферного воздуха на сероводородсодержащем месторождении и в населенных пунктах, расположенных в зоне влияния производственных объектов

эксплуатирующей организации, а также состоянию станций экологического мониторинга, передвижных экологических лабораторий и датчиков загазованности; систематического сбора ежесуточной оперативной информации по состоянию атмосферного воздуха на сероводородсодержащем месторождении и в населенных пунктах, расположенных в зоне влияния производственных объектов эксплуатирующей организации, поступающей от структурных подразделений, станций мониторинга, передвижных экологических лабораторий, датчиков загазованности и в соответствии с нормативными документами и установленной отчетностью, непрерывного круглосуточного сбора, накопления и хранения оперативной информации о состоянии атмосферного воздуха на сероводородсодержащем месторождении и в населенных пунктах, расположенных в зоне влияния производственных объектов эксплуатирующей организации, а также состоянии станций экологического мониторинга, передвижных экологических лабораторий и датчиков загазованности, координации работ цехов, служб, подрядных организаций при выполнении работ, связанных с выбросом загрязняющих веществ в окружающую среду, выполнения этих работ при получении предупреждения об ожидаемых неблагоприятных метеорологических условиях и при получении информации о загрязнении атмосферного воздуха (превышение предельно допустимой концентрации (далее – ПДК)); координации действий всех подразделений совместно с Центральной инженерно–технологической службой (далее – ЦИТС) в условиях чрезвычайной ситуации, формирования и предоставления информации по установленным формам отчетности и в установленные сроки, выполнения прогнозных задач распространения загрязняющих веществ в окружающей среде при превышении допустимых концентраций.

АСМ имеет функционально и территориально распределенную структуру, включающую сеть, сеть датчиков контроля загазованности и программно–технические комплексы, согласованно управляющие всеми процессами автоматизированного сбора, обработки, хранения и

представления данных непрерывных измерений параметров качества атмосферного воздуха и метеопараметров и состояния оборудования.

АСМ состоит из: комплекса технических средств (далее – КТС), включающего измерительные средства, аппаратное обеспечение.

Измерительные средства АСМ предназначены для выполнения непрерывных автоматических измерений в приземном слое атмосферного воздуха массовых (или объемных) концентраций загрязняющих веществ, а также метеорологических параметров и выделяются по функциональному назначению: станции мониторинга – для непрерывного контроля качества (с заданной метрологической точностью) атмосферного воздуха на границе территории населенных пунктов, находящихся в зоне потенциального воздействия объектов сероводородсодержащего месторождения, передвижных экологических лабораторий – для мобильного контроля качества атмосферного воздуха в подфакельных зонах с учетом изменяющейся метеорологической обстановки, датчики контроля загазованности – для контроля выбросов и утечек на трубопроводах.

По функциональному назначению в системе выделены следующие подсистемы: подсистема сбора данных предназначена для систематизированного сбора, сохранения данных измерительного комплекса, информации о работе станций в системе, а также мониторингу состояния оборудования, перебоев и ошибок в сборе данных; геоинформационная подсистема предназначена для сбора, обработки и хранения пространственных данных по объектам системы, а также для выполнения пространственных операций над ними; подсистема ситуационный центр предназначена для автоматического анализа результатов экологического мониторинга атмосферного воздуха, автоматизированного решения расчетно–аналитических задач, включая задачи моделирования распространения загрязняющих веществ в атмосферном воздухе; подсистема обработки и анализа данных предназначена для обеспечения поддержки принятия решений благодаря многоуровневому анализу собранных данных; подсистема

администрирования предназначена для управления конфигурациями всех подсистем АСМ, позволяет разграничить доступ для разных групп пользователей системы, как к определенным ее функциям, так и к отображаемым данным, кроме того, подсистема предназначена для протоколирования действия пользователя; подсистема обмена данными предназначена для формирования интерфейсов и выборок данных с целью обмена с внешними информационными системами, а также загрузки нормативно–справочной и прочей информации в АСМ для нормального ее функционирования; подсистема ведения нормативно–справочной информации предназначена для ведения собственных справочников, а также автоматической синхронизации справочников с внешними информационными системами.

Информационный обмен между подсистемами АСМ, составляющими их компонентами и модулями осуществляется в следующих режимах: эпизодически по команде пользователя; периодически по заданному расписанию, по запросу одного из модулей или компонентов подсистем АСМ.

В рамках реализации подсистемы обмена данными обеспечено информационное взаимодействие со следующими внешними системами: автоматизированной системой диспетчерского контроля и управления; станциями экологического мониторинга; автоматизированной системой оперативного диспетчерского управления сероводородсодержащего месторождения.

Для системы определены следующие режимы функционирования: штатный режим (режим, обеспечивающий выполнение функций системы), сервисный режим (режим для проведения реконfigurирования, обновления и профилактического обслуживания), аварийный режим.

Основным режимом функционирования системы является штатный режим функционирования. В штатном режиме обеспечена круглосуточная доступность функций системы 7 дней в неделю (24x7). Для обеспечения штатного режима функционирования системы необходимо соблюдать

требования и выдерживать условия эксплуатации программного обеспечения, указанные в соответствующих технических документах (техническая документация, инструкции по эксплуатации и т.д.).

Сервисный режим функционирования используется для выполнения операций подготовки и проведения испытаний или настройки подсистем, входящих в состав системы. В данном режиме система в целом и/или отдельные подсистемы, входящие в состав системы, становятся недоступными для пользователей. В данном режиме осуществляется техническое обслуживание, реконфигурация, модернизация аппаратно–программного комплекса и совершенствование подсистем, входящих в состав системы. Режим позволяет проводить диагностирование инцидентов или проблем, связанных со сбоями или авариями в работе системы, а также устранять аварийные ситуации.

Система обеспечивает переход в аварийный режим того узла системы, на котором произошел отказ инфраструктурных компонентов или подсистем, входящих в состав системы, при отсутствии резервных компонент (процессоров, серверов, хранилищ, телекоммуникационного оборудования и т.д.). Узел системы переходит в аварийный режим при возникновении нештатной ситуации и невозможности его штатной работы. В случае перехода узла системы в аварийный режим, система выдаёт соответствующее сообщение обслуживающему персоналу, который переводит систему в сервисный режим.

Представленный инцидент [121], в результате которого была установлена (смонтирована) автоматизированная система контроля загазованности окружающей среды на системе транспорта нефти и газа для обнаружения и контроля выбросов/утечек, которая интегрируется в систему обеспечения газовой безопасности сероводородсодержащего месторождения.

Система контроля загазованности (далее – СКЗ) на трубопроводах предназначена для непрерывного автоматического контроля газовой среды на объектах сероводородсодержащего месторождения.

СКЗ обеспечивает детектирование выбросов/утечек сероводорода, способных оказать негативное воздействие на здоровье персонала предприятия, подрядных организаций, а также окружающую среду.

Основными задачами СКЗ являются: определение превышения концентрации сероводорода в газовой среде над заданными (пороговыми) значениями, детектирование выбросов сероводорода в непосредственной близости от потенциального источника аварийного выброса; передача сигнала о газовой опасности в органы управления технологическими процессами, обеспечивающие задействование средств противоаварийной защиты (клапаны–отсекатели), а также сил и средств ликвидации аварий; включение предупреждающей и аварийной световой и звуковой сигнализации на специализированных постах, расположенных на стойках у подъездных путей/входа на технологическую площадку.

Системы контроля загазованности строятся на основе газосигнализаторов (датчиков) электрохимического типа, что определяет ряд их особенностей: определение концентрации в диапазонах предельно допустимых концентраций сероводорода в воздухе рабочей зоны (1 – 10 мг/м³). ПДК р.з. сероводорода в воздухе в рабочей зоне – 10 мг/м³, в смеси с углеводородами – 3 мг/м³ [122], непрерывность измерений, короткое время установления показаний и, как следствие, оперативность детектирования выброса; компактность, возможность использования во взрывозащищенном исполнении, возможность размещения в непосредственной близости от источников аварийного выброса, невысокая, относительно других средств экологического мониторинга (станций экологического мониторинга), стоимость датчиков. Возможность построения насыщенной разветвленной мониторинговой сети.

В результате оценки достаточности существующей сети газосигнализаторов СКЗ определено, что одним из основных направлений повышения ее эффективности является понижение порога срабатывания датчика, позволяющее детектировать большее количество выбросов

сероводорода, обладающих изначально низкой интенсивностью выброса или допороговой концентрацией сероводорода в точке детектирования (в результате рассеивания в атмосферном воздухе).

По трубопроводам транспортируется попутный нефтяной газ, с содержанием сероводорода до 6% в смеси с углеводородами. Контроль загазованности по превышению ПДК (H_2S – сероводород) предусматривается: на каждом узле запорной и регулирующей арматуры, на узлах запуска и приема очистных поршней, на узлах врезки.

Одним из основных средств обеспечения безопасности, работающих на сероводородсодержащем месторождении, является непрерывный контроль воздушной среды.

В качестве первичных приборов загазованности по сероводороду смонтированы газоанализаторы ССС – 903М (Рисунок 4.10), с диапазоном измерения $0...10 \text{ мг/м}^3$ с порогом сигнализации превышения ПДК (H_2S – сероводород): 1 порог – 1 мг/м^3 – предупредительная сигнализация, 2 порог – 3 мг/м^3 – аварийная сигнализация.



Рисунок 4.9 – Газоанализатор ССС–903М

Для непрерывного контроля утечек и загазованности воздуха рабочей зоны сероводородсодержащего месторождения смонтированы стационарные

газоанализаторы ССС – 903. Газоанализатор ССС – 903 обеспечивают высокий уровень контроля загазованности на опасном производственном объекте.

В систему поступает информации от: стационарных станций экологического мониторинга, обеспечивающих непрерывный контроль качества атмосферного воздуха на границе населенных пунктов, находящихся в зоне потенциального воздействия трубопроводов сероводородсодержащего месторождения; системы контроля загазованности, датчиков контроля загазованности, обеспечивающих контроль выбросов и утечек на трубопроводах, аэрологического поста, обеспечивающего измерение профилей температуры, контроль повторяемости категорий устойчивости атмосферы, контроля возникновения, развития и разрушения температурных инверсий; передвижных экологических лабораторий, предназначенных для мобильного контроля качества атмосферного воздуха в подфакельных зонах с учетом изменяющейся метеорологической обстановки; автоматической системы управления технологическими процессами (информация о технологическом режиме оборудования, аварийных событиях) [123].

4.4 Выводы по четвертой главе

Коррозионный мониторинг на этапе разработки и совершенствовании методов оценки и способов снижения пожарных рисков, предупреждение пожаров и взрывов при эксплуатации трубопроводов, транспортирующих сероводородсодержащие нефтегазовые среды.

На основании полученных данных коррозионного мониторинга максимальная скорость коррозии (критерий оценки коррозионной агрессивности среды) по УКК в 2015 – 2019 гг. определяется как «Повышенная» и «Умеренная» трубопроводов сероводородсодержащего месторождения.

Установлена высокая защитная эффективность в промышленных средах добывающих скважин сероводородсодержащего месторождения ингибитора

коррозии СНПХ–1004Р. Защитный эффект данного реагента при дозировке 30 мг/л., составил 92%, что позволило рекомендовать его для защиты трубопроводов систем нефтесбора. Применение реагента СНПХ–1004Р обеспечит пожарную безопасность и снизит частоту пожароопасных ситуаций при эксплуатации трубопроводов, транспортирующих сероводородсодержащие нефтегазовые среды.

Проведено приоритетное ранжирование рисков промышленных трубопроводов для снижения пожарных рисков, а также предупреждения пожаров и взрывов. На основании приоритетного ранжирования рисков, трубопроводы (нефтесборные коллектора) включены в программу ингибиторной защиты, с учетом нового показателя – пожарная значимость (повышенная пожарная опасность): высокие риски – 57%, средние риски – 30%, низкие риски – 13%. Исследованы условия, проведен анализ и разработаны сценарии возможных аварий. Рассчитан индивидуальный пожарного риска на территории трубопровода транспорта газа, который составляет $R_m = 3,1 \cdot 10^{-9}$ и не превышает допустимых значений. Расчетная величина индивидуального пожарного риска на территории объекта не превышает нормативного значения равного одной миллионной в год. Результаты исследований, расчетов и испытаний подтверждают обеспечение пожарной безопасности объекта защиты в соответствии с частью 7 ст. 6 ФЗ №123 «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности».

Для предупреждения пожаров, взрывов и реализации СПП смонтирована система технических средств обнаружения – автоматизированная система мониторинга, предназначенная для обнаружения утечек газа на трубопроводах и проведения непрерывного мониторинга на территории сероводородсодержащего месторождения и прилегающих к ним территориях, а также доведения информации до надзорных органов и населения, проживающего в зоне воздействия объектов в случае возникновения пожара, взрыва.

Заключение

1. Проведен анализ литературных данных, а также анализ опыта технической эксплуатации трубопроводов нефтегазовой отрасли, в ходе которых было выявлено, что отказы и повреждения трубопроводов при эксплуатации могут привести к аварийной разгерметизации и выбросу опасных веществ в окружающую среду, пожарам и взрывам на объекте. Согласно общей статистике аварий на объектах нефтегазовой отрасли за 2017 – 2021 год, представлена детальная статистика: 31% – выброс горючих веществ, пожар, 17% – разрушение сооружений, 35% – повреждение, разрушение технических устройств, 17% – неконтролируемый взрыв. Отказы и повреждения трубопроводов при эксплуатации в основном происходят в результате сероводородного растрескивания и язвенной коррозии металла, вызванных значительным содержанием сероводорода в технологических средах, нарушением технологии сварочно–монтажных работ, несоблюдения режимов термообработки сварных швов или ее отсутствие, приводящим к образованию дефектов в сварных швах, а также наличием металлургических дефектов.

2. В работе доказан способ снижения пожарных рисков при эксплуатации трубопроводов, транспортирующих сероводородсодержащие нефтегазовые среды за счет применения тонкостенных электросварных нефтегазопроводных труб из стали 05ХГБ. Полученные результаты свидетельствуют, что максимальная скорость локальной коррозии стали 20 и стали 05ХГБ – соответственно 0,75 и 0,06 мм/год, т.е. коррозионная стойкость стали 05ХГБ на 91,9% превосходит аналогичный показатель у стали 20. Величина общей и локальной коррозии, согласно замерам гравиметрии ОСК №1 из стали 05ХГБ составила 0,00 мм/год. Результаты проведенных гравиметрических исследований и опытно–промышленных испытаний трубы из стали 05ХГБ, позволили рекомендовать нефтегазопроводные трубы из стали 05ХГБ для снижения пожарных рисков на объектах

сероводородсодержащего месторождения с содержанием в добываемом сырье сернистого водорода до 6 %.

3. В ходе исследований для снижения частоты пожароопасных ситуаций, провели оценку эффективности ингибиторов коррозии и их оптимальных дозировок для системы нефтесбора. На основании анализа результатов лабораторно–стендовых испытаний установлена высокая защитная эффективность в промышленных средах системы нефтесбора сероводородсодержащего месторождения ингибитора коррозии СНПХ – 1004Р. Данный ингибитор снизит частоту пожароопасных ситуаций в системе нефтесбора, его защитный эффект при дозировке 25 мг/л., составляет 92%.

4. Проведено приоритетное ранжирование рисков промышленных трубопроводов для снижения пожарных рисков, а также предупреждения пожаров и взрывов. На основании приоритетного ранжирования рисков, трубопроводы (нефтесборные коллектора) включены в программу ингибиторной защиты с учетом нового показателя – пожарная значимость (повышенная пожарная опасность): высокие риски – 57%, средние риски – 30%, низкие риски – 13%. Исследованы условия, проведен анализ и разработаны сценарии возможных аварий. Рассчитан индивидуальный пожарный риск на территории трубопровода транспорта газа, который составляет $R_m = 3,1 \cdot 10^{-9}$

5. Для предупреждения пожаров, взрывов и реализации СПП смонтирована система технических средств обнаружения – автоматизированная система мониторинга, предназначенная для обнаружения утечек газа на трубопроводах и проведения непрерывного мониторинга на территории сероводородсодержащего месторождения и прилегающих к ним территориях, а также доведения информации до надзорных органов и населения, проживающего в зоне воздействия объектов в случае возникновения пожара, взрыва.

Список использованных источников

1. Антонов, В.Г. Оценка свойств материалов до и после длительной эксплуатации в сероводородсодержащих средах / В.Г. Антонов, В.П. Афанасьев, А.В. Рощупкин // «Проблемы диагностирования и оценки остаточного ресурса оборудования и трубопроводов, работающих в сероводородсодержащих средах» материалы заседания НТС. – М.: ИРЦ Газпром, 1998. – С. 47–53.
2. Гафаров, Н.А. Коррозия и защита оборудования сероводородсодержащих нефтегазовых месторождений / Н.А. Гафаров, А.А. Гончаров, В.М. Кушнарченко. – М.: Недра, 1998. – 437 с.
3. Гафаров, Н.А. Определение характеристик надежности и технического состояния оборудования сероводородсодержащих нефтегазовых месторождений / Н.А. Гафаров, А.А. Гончаров, В.М. Кушнарченко. – М.: ООО Недра–Бизнесцентр, 2001. – 239 с.
4. Гафаров, Н.А. Анализ отказов оборудования и трубопроводов Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения / Н.А. Гафаров, А.А. Гончаров, В.М. Кушнарченко, Д.Н. Щепинов, Ю.А. Чирков // Защита металлов. – 2003. – Т. 39. – № 3. – С. 328–331.
5. Гафаров, Н.А. Ингибиторы коррозии. Диагностика и защита от коррозии под напряжением нефтегазопромыслового оборудования / Н.А. Гафаров, В.М. Кушнарченко, Д.Е. Бугай, А.А. Гончаров, Ю.А. Чирков. – М.: Химия, 2002. – Т. 2. – 367 с. – ISBN 5–7245–1205–Х.
6. Гафаров, Н.А. Анализ повреждений оборудования и трубопроводов на объектах добычи, переработки и транспорта продукции Оренбургского НГКМ: обз. информ. / Н.А. Гафаров, А.В. Митрофанов, А.А. Гончаров, А.Я. Третьяк, Б.В. Киченко. – М.: ООО «ИРЦ Газпром», 2000. – 63 с.
7. Гончаров, А.А. О некоторых повреждениях оборудования и трубопроводов на различных объектах добычи и транспорта продукции

Оренбургского ГКМ / А.А. Гончаров, А.В. Митрофанов, А.Я. Третьяк, Б.В. Киченко // Защита от коррозии и охрана окружающей среды. – 1996. – № 12. – С. 2–11.

8. Нургалиев, Д.М. Опыт эксплуатации шлейфов скважин газопромыслового управления ООО «Оренбурггазпром»: обз. инф. / Д.М. Нургалиев, С.В. Строганов, А.С. Гамов, С.В. Пастухов, Ф.А. Колпаков, А.Б. Киченко. – М.: ООО «ИРЦ Газпром», 2007. – 203 с.

9. Бауэр, А.А. Надежность трубопроводов, транспортирующих сероводородсодержащие нефтегазовые среды: монография / А.А. Бауэр, В.М. Кушнарченко, А.Е. Пятаев, Ю.А. Чирков, Д.Н. Щепинов. – Оренбург: «ОренПечать», 2015г.– 506 с. – ISBN 978–5–600–01163–3.

10. Кушнарченко, В.М. Дефекты и повреждения деталей и конструкций / В.М. Кушнарченко, В.С. Репях, Е.Ю. Чирков, Е.В. Кушнарченко. – Оренбург: ООО «Руссервис», 2012. – 531с. – ISBN 978–5–904627–16–4.

11. Осгуда, В.Р. Остаточные напряжения в металлах и металлических конструкциях: сборник статей; под ред. В.Р. Осгуда. – М.: Из-во иностр. лит., 1957. – 395 с.

12. Винокуров, В.А. Сварные конструкции. Механика разрушения и критерии работоспособности / В.А. Винокуров, С.А. Куркин, Г.А. Николаев; под ред. Б.Е. Патона. – М.: Машиностроение, 1996. – 576 с. – ISBN 5–217–02776–2.

13. Кушнарченко, В.М. Анализ причин отказов оборудования и трубопроводов / В.М. Кушнарченко, В.С. Репях, Е.В. Кушнарченко, Е.Ю. Чирков // Вестник ОГУ. – 2010. – №10. – С.153–159 .

14. Кушнарченко, В.М. Физическая природа разрушения: учебное пособие / В.М. Кушнарченко, Ю.А. Чирков, В.Ю. Полищук, В.С. Репях. – Оренбург: Оренбургский государственный университет, 2014. – 371 с.

15. Андреюк, Е.И. Микробная коррозия и ее возбудители / Е.И. Андреюк, В.И. Билай, Э.З. Коваль, И.А. Козлова. – Киев: Наукова думка, 1980. – 288 с.

16. Голованенко, С.А. Влияние легирующих элементов и структуры на сопротивление конструкционных сталей водородному охрупчиванию / С.А.

Голованенко, В.Н. Зикеев, Е.Б. Серебрянная и др. // МИТОМ, 1978.– N 1. – С. 2–14.

17. Dvorachek, L.M. High Strength Steels for H 42 OS Servis / L.M. Dvorachek // Material Performance. – 1976. – № 5. – P. 9 – 12.

18. Карвацкий, Л.М. Влияние марганца на сульфидное растрескивание стали / Л.М. Карвацкий, В.П. Коваль // Коррозия и защита нефтепромыслового оборудования, 1978. – № 5. – С. 25–26.

19. Перепеличенко, В.Ф. Металл и оборудование для сероводородсодержащих нефтей и газов / В.Ф. Перепеличенко, Ю.И. Рубенчик, В.Д. Щугорев. – М.: Недра–Бизнесцентр, 2001. – 359 с. – ISBN: 978–5–8365–0070–2.

20. Troiano, A.R. Hydrogen Sulfide Stree Corrosion Cracking in Materials fo Ceothermal Power / A.R. Troiano, R.F. Henemann // Materials Performace. – 1979. – V.18. – № 1. – P. 31 – 38.

21. Sumitomo Metals Seamless Oil Country Tubular Goods // Simito Metal Industries. – LTD, June, 1976. – 12 p.

22. Teraski, F. The Hydrogen Induced Cracking Sucseptibilities of Various Kinds of Commerc.Rolled Steels under Wet Hydrogene Sulfide / F. Teraski, A. Ikeda, M. Tekejama, S. Okamoto // Environement. TheSumitomoSearch. – 1978. – № 19. – P. 103 – 111.

23. Иино, И. Водородное вспучивание и растрескивание / И. Иино, А. Некаσιμο, Х. Мацудо, К. Ямада; перевод ВЦП N B–27457, 1980 // Босекугидзюцу. – Т. 27. – №8. – 1978. – С. 312–424.

24. Шрейдер, А.В. Влияние водорода на нефтяное и химическое оборудование / А.В. Шрейдер, И.С. Шпарбер, Ю.И. Арчаков. – М.: Машиностроение, 1979. – 144 с.

25. Deegan, D.C. Stress Corrosion Cracking Behavior of ASTM A517 Grade F Steel in Liquid Ammonia Environments / D.C. Deegan, B.E. Wilde. – Corrosion. – NACE, 1973. – № 8. – P. 310– 315.

26. NACE MR0175–2009. Material Requirements. Sulfide Stress Cracking Resistance Metallic Materials for Oil field Equipment. – Texas: NACE Internashional, 2009. – 18 p.

27. СТО Газпром 2–4.1–223–2008 Технические требования к электросварным сероводородостойким трубам. – Москва: открытое акционерное общество «Газпром», 2008 – 24 с.

28. Чирков, Ю.А. Методика и оборудование для проведения входного контроля изделий:/Чирков Ю.А., Печеркин В.В., Кушнарченко Е.В. // Сборник материалов четвертой международной научной конференции «Прочность и разрушение материалов и конструкций». – М.: РАЕ, 2005. – С. 96–97.

29. Яхин, Р.М. Входной контроль арматуры, труб и соединительных деталей трубопроводов / Яхин Р.М., Овчинников П.А., Коротков Д.В., Кушнарченко В.М., Сураев В.В., Кушнарченко Е.В // VI Международная научно–техническая конференция «Диагностика оборудования и трубопроводов, подверженных воздействию сероводородсодержащих сред» материалы научной конференции. – Оренбург: Россия: ИПК «Газпромпечатъ», 2008. – С. 92–99.

30. ГОСТ 2.601–2019. Единая система конструкторской документации. Эксплуатационные документы. – М: «СТАНДАРТИНФОРМ», 2021. – 12 с.

31. ТР ТС 010/2011 Технический регламент Таможенного союза «О безопасности машин и оборудования»

32. СТО–03.01.07.01.05 «Порядок проведения входного контроля материально–технических ресурсов при поступлении на склад».

33. РД 03–606–03. Инструкция по визуальному и измерительному контролю. – М.: Федеральное государственное унитарное предприятие «Научно-технический центр по безопасности в промышленности Госгортехнадзора России», 2004. – 103 с.

34. Положение по входному контролю оборудования, арматуры и материалов ПАО «Газпром нефть».
35. СТО Газпром 2–4.1–1019–2015. Детали соединительные в сероводородостойком исполнении. Общие технические условия.
36. ГОСТ 1497–84. Металлы. Методы испытаний на растяжение. – М: «СТАНДАРТИНФОРМ», 2008. – 19с.
37. ГОСТ 9454–78. Металлы. Методы испытаний на ударный изгиб при пониженной, комнатной и повышенной температурах. – М: ИПК издательство стандартов, 1979. – 7с.
38. ГОСТ 6996–66. Соединения сварные. Методы определения механических свойств. – М: «СТАНДАРТИНФОРМ», 2006. – 31с.
39. NACE Standard TM0284–2003 Standard Tens Method Evaluation of Pipeline and pressure Vessel Steels for Resistance to Hydrogen–Induced Cracking. –10p.
40. СТО Газпром 2–5.1–148–2007 Методы испытаний сталей и сварных соединений на коррозионное растрескивание под напряжением. – М.: ОАО «Газпром», 2007. – 43с.
41. NACE Standard TM0177—2005. Standard Test Method. Laboratory Testing of Metals for Resistance to Sulfide Stress Cracking and Stress Corrosion Cracking in H₂S Environments. URL: <https://pdfslide.us/documents/nace-tm-0177-2005.html> (дата обращения: 10.05.2019).
42. ГОСТ 9.901.1–89 (ИСО 7539/1–87 СТ СЭВ 6748–89) Единая система защиты от коррозии и старения (ЕСЗКС). Металлы и сплавы. Общие требования к методам испытаний на коррозионное растрескивание. – М.: Министерством авиационной промышленности СССР, 1991. – 6с.
43. Приказ Ростехнадзора от 15.12.2020 N 534 (ред. от 19.01.2022) «Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности» «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (Зарегистрировано в Минюсте России 29.12.2020 N 61888).

44. Бугай, Д.Е. Методика определения степени защиты сталей ингибиторами от коррозионно–механического разрушения в сероводородсодержащих минерализованных средах: РД 39–0147103–324–96 / Д.Е. Бугай, М.Д. Гетманский, В.М. Кушнарченко и др. // – Уфа: ВНИИСПТнефть, 1996. – 25 с.

45. Иофа, З.А. О механизме действия сероводорода и ингибиторов на коррозию железа в кислых растворах / З.А. Иофа // Защита металлов, 1980. – Т.16. – № 3. – С. 295–300.

46. Легезин, Н.Е. Противокоррозионная защита систем добычи, сбора и транспорта природного газа с применением ингибиторов: автореф. дис. докт. тех. наук / Н.Е. Легезин. – М.: ВНИИГАЗ, 1998. – 46 с.

47. Маняченко, А.В. Обеспечение работоспособности трубопроводов путем совершенствования ингибиторной защиты / А.В. Маняченко, С.В. Пастухов, В.М. Кушнарченко, В.С. Репях, Е.В. Кушнарченко, А.В. Ляшенко // Диагностика оборудования и трубопроводов, подверженных воздействию сероводородсодержащих сред: материалы VI Международной научно-практической конференции. – Оренбург: ИПК «Газпромпечатъ», 2006. – С. 193–198.

48. Рахманкулов, Д.Е., Ингибиторы коррозии. Том 4. Теория и практика противокоррозионной защиты нефтепромыслового оборудования и трубопроводов / Д.Л. Рахманкулов, Д.Е. Бугай, А.И. Габитов, А.А. Гоник, Р.Ж. Ахияров, А.А. Калимуллин. – М.: Химия, 2007. – 300 с.

49. Кушнарченко, В.М. Диагностирование объектов нефтегазовой промышленности / В.М. Кушнарченко, Н.А. Быстрова, Ю.А. Чирков, Д.И. Галкин, А.А. Травкин. – М.: МГТУ им. Н.Э. Баумана, 2013. – 244 с. – ISBN 978–5–7038–3790–0.

50. Гафаров, Н.А. Положение о диагностировании технологического оборудования и трубопроводов предприятия «Оренбурггазпром», подверженных воздействию сероводородсодержащих сред / Н.А. Гафаров,

А.А. Гончаров, Д.М. Нургалиев, А.В. Митрофанов, В.М. Кушнарченко. – М.: ИПК «Газпромпечатъ», 1998. – 86 с.

51. Барышов, С.Н. Оценка поврежденности, несущей способности и продление ресурса технологического оборудования. Модели. Критерии. Методы / С.Н. Барышов. – М.: Недра – Бизнесцентр, 2007. – 287 с.

52. Каменщиков, Ф.А. Борьба с сульфатвосстанавливающими бактериями на нефтяных месторождениях: монография / Ф.А. Каменщиков, Н.Л. Черных. – М.: Ижевск: НИЦ «Регулярная и хаотичная динамика», Институт компьютерных исследований, 2007. – 412 с. – ISBN 978–5–93972–621–4.

53. Кушнарченко, В.М. Биокоррозия стальных конструкций / В.М. Кушнарченко, Ю.А. Чирков, В.С. Репях., В.Г. Ставищенко // Вестник ОГУ. – 2012. – № 6. – С. 160–164.

54. Кушнарченко, В.М. Разрушение элементов конструкций, контактирующих с коррозионными средами / В.М. Кушнарченко, С.В. Пастухов, Ю.А. Чирков, Кушнарченко Е.В. // «Прочность и разрушение материалов и конструкций» материалы 4–й МНК. – М.: РАЕ, 2005. – С. 82 – 84.

55. Узяков, Р.Н. Влияние твердости на сероводородное растрескивание сталей / Р.Н. Узяков, В.М. Кушнарченко, В.С. Репях, Ю.А. Чирков // Вестник ОГУ. – 2014. – №10. – С. 194 – 198.

56. Чирков, Ю.А. Механизм повреждения стальных изделий при воздействии наводороживающих сред / Ю.А. Чирков, В.М. Кушнарченко, А.П. Фот, В.С. Репях, В.Г. Ставищенко // Вестник ОГУ. – 2012. – № 4. – С. 284–288.

57. Чирков, Ю.А. Повреждения трубопроводов ОНГКМ и определение интенсивности их отказов / Ю.А. Чирков, Е.В. Кушнарченко, А.А. Бауэр, Д.Н. Щепинов // Территория нефтегаз. – 2008. – №12. – С. 46–49.

58. ГОСТ Р 53678–2009 (ИСО 15156–2:2003) Нефтяная и газовая промышленность. Материалы для применения в средах, содержащих

сероводород, при добыче нефти и газа. – М: «СТАНДАРТИНФОРМ», 2019. – 9 с.

59. ГОСТ 5640–68 Сталь. Металлографический метод оценки микроструктуры листов и ленты. – М: государственный комитет СССР по стандартам, 1968. – 17 с.

60. ГОСТ 1778–70 (ИСО 4967–79). Сталь. Металлографические методы определения неметаллических включений. – М: «СТАНДАРТИНФОРМ», 2011. – 27 с.

61. Юдаш, С.Г. Анализ причин отказов трубопроводов, транспортирующих сероводородсодержащие нефтегазовые среды / С. Г. Юдаш, В. А. Бишель, Р. Ф. Мамбетов, В. М. Кушнаренко, Р. Н. Узяков, Е. В. Ганин // Интеллект. Инновации. Инвестиции. – 2017. – № 2. – С. 70–77.

62. ГОСТ 7565–81 (ИСО 377–2–89) Чугун, сталь и сплавы. Метод отбора проб для определения химического состава. – М: «СТАНДАРТИНФОРМ», 2008. – 8 с.

63. ГОСТ 9013–59 (ИСО 6508–86) Металлы. Метод измерения твердости по Роквеллу. М: ИПК издательство стандартов, 2002. – 5 с.

64. РД 50–672–88 Методические указания. Расчеты и испытания на прочность. Классификация видов изломов металлов. – М: государственный комитет СССР по стандартам, 1989. – 47 с.

65. Феллоуз, Дж. Фрактография и атлас фрактограмм / Дж. Феллоуза; пер. с англ. Дж. Феллоуза. – М.: Металлургия, 1982. – 45 с.

66. ГОСТ 14019–2003. Материалы металлические. Метод испытания на изгиб. – Минск: межгосударственный совет по стандартизации, метрологии и сертификации, 2003. – 3 с.

67. Мамбетов, Р.Ф. Анализ причины отказа трубопровода транспорта сероводородсодержащего газа и система контроля загазованности на трубопроводах сероводородсодержащего месторождения / Р.Ф. Мамбетов, В.М. Кушнаренко, В.С Репях // Научно–технический журнал «Защита

окружающей среды в нефтегазовом комплексе». – 2019. – № 5. – С. 22–26.
ISSN 2411–7013

68. Мамбетов, Р. Ф. Причины сквозного повреждения сварного соединения трубопровода / Р.Ф. Мамбетов, В.М. Кушнарченко, Ф.Ш. Хафизов, И.Ф. Хафизов // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2020. – Т. 10. – № 1. – С. 42–52. DOI: 10.28999/2541–9595–2020–10–1–42–51.

69. ГОСТ 18895–97. Сталь. Метод фотоэлектрического спектрального анализа. – Минск: межгосударственный совет по стандартизации, метрологии и сертификации, 1997. – 9 с.

70. ГОСТ 5639–82 Стали и сплавы. Методы выявления и определения величины зерна. – М: ИПК издательство стандартов, 2003. – 7 с.

71. СТ 1050–88. Прокат сортовой, калиброванный, со специальной отделкой поверхности из углеродистой качественной конструкционной стали. – М: «СТАНДАРТИНФОРМ», 2010. – 20 с.

72. ГОСТ ИСО 15156–1–2012. Нефтяная и газовая промышленность. Материалы для применения в средах, содержащих сероводород, при добыче нефти и газа. – Минск: Евразийский совет по стандартизации, метрологии и сертификации, 2012. – 13 с.

73. Кушнарченко, В.М. Причины разрушения лопаток ТВД агрегата ГТК–10И / Н.И. Сорокин, Д.В. Кириллов, В.М. Кушнарченко, В.С. Репях // «Диагностика оборудования и трубопроводов, подверженных воздействию сероводородсодержащих сред» материалы VII МНТК. – Оренбург: ООО Агентство «Пресса», 2008. – С. 258–266.

74. NACE MR0175—2002. Standard Material Requirements. Sulfide Stress Cracking Resistant Metallic Materials for Oilfield Equipment. URL: <https://pdfslide.us/documents/nace-standardmr0175-2002.html> (дата обращения: 10.05.2019).

75. Моисеев, В.П. Анализ причин отказов оборудования скважин / В.П. Моисеев, Р.Ф. Мамбетов, В.М. Кушнарченко, В.С. Репях., Е.В. Ганин // Нефтегазовое дело. – 2017. – Т. 15. – № 1. – С. 181–185.

76. Мамбетов, Р. Ф. Сероводородное растрескивание штока вентиля манометра / Р.Ф. Мамбетов // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2019. – № 1 (109). – С. 34–42.

77. ТУ 14–3Р–77–2004 «Трубы бесшовные сероводородостойкие».

78. ТУ–14–3–460–2009 Трубы стальные бесшовные для паровых котлов и трубопроводов.

79. ТУ–14–3р–55–2001 Трубы стальные бесшовные для паровых котлов и трубопроводов.

80. ГОСТ 3728–78 Трубы. Метод испытания на загиб. – М: «СТАНДАРТИНФОРМ», 2010. – 2 с.

81. ANSI/NACE TM0177–2016. Стандартный метод испытаний. Лабораторные испытания металлов на устойчивость к сульфидному растрескиванию под напряжением и коррозионному растрескиванию под напряжением в среде H₂S.

82. NACE TM0284–2016. Метод испытания. Оценка сталей для трубопроводов и сосудов под давлением на стойкость к водородному растрескиванию.

83. ANSI/API 5L Трубы для трубопроводов. Технические условия Сорок четвертое издание, 1 октября 2007 Дата введения в действие: 1 октября 2008.

84. ГОСТ 1050–2013Metalлопродукция из нелегированных конструкционных качественных и специальных сталей. Общие технические условия. – М: «СТАНДАРТИНФОРМ», 2014. – 32 с.

85. ГОСТ 9940–81 Трубы бесшовные горячедеформированные из коррозионно–стойкой стали. – М: «СТАНДАРТИНФОРМ», 2007. – 3 с.

86. ГОСТ 1050–2013 Металлопродукция из нелегированных конструкционных качественных и специальных сталей. – М: «СТАНДАРТИНФОРМ», 2014. – 29 с.

87. Кушнаренок, В. М., Стойкость конструкционных материалов изделий при воздействии сероводородсодержащих сред / В.М. Кушнаренок, Ю.А. Чирков, К.Н. Материнко, Е.В. Кушнаренок, Н.В. Безматерных // «Диагностика оборудования и трубопроводов, подверженных воздействию сероводородсодержащих сред» материалы XI МНТК. – Оренбург, 15–18 ноября 2016 г.

88. Мамбетов, Р.Ф. Промысловые испытания стальных труб на сероводородсодержащем месторождении / Р.Ф. Мамбетов, В.А. Свинцов, В.М. Кушнаренок // Безопасность труда в промышленности. – 2019. – № 7. – С. 49–55.

89. ГОСТ 9.901.1–89 (ИСО 7539/1–87 СТ СЭВ 6748–89) Единая система защиты от коррозии и старения. Металлы и сплавы. Общие требования к методам испытаний на коррозионное растрескивание. – М: государственный комитет СССР по управлению качеством продукции и стандартам, 1991. – 13 с.

90. ANSI/NACE MR0175/ISO 15156. Materials for Use in H₂S-containing Environments in Oil and Gas Production. URL: <https://www.bsee.gov/sites/bsee.gov/files/technicalpresentations/bsee/howie-nace.pdf> (дата обращения: 10.05.2019).

91. ANSI/NACE TM0284—2016–SG. Evaluation of Pipeline and Pressure Vessel Steels for Resistance to Hydrogen-Induced Cracking. URL: <https://store.nace.org/ansi-nace-tm0284-2016> (дата обращения: 10.05.2019).

92. ГОСТ 9012—59. Металлы. Метод измерения твердости по Бринеллю. – М: «СТАНДАРТИНФОРМ», 2007. – 31 с.

93. Мамбетов, Р. Ф. Промысловые испытания труб из стали 20 и стали 05ХГБ на сероводородсодержащем месторождении / Р.Ф. Мамбетов, В.А. Свинцов, В.М. Кушнаренок // «Актуальные проблемы науки и техники –

2019» материалы XII Международной научно-практической конференции молодых. – Уфа: УГНТУ, 2019. – Т. 1. – С. 169-171

94. ГОСТ 9.014—78. Единая система защиты от коррозии и старения. Временная противокоррозионная защита изделий. Общие требования. – М: «СТАНДАРТИНФОРМ», 2005. – 47 с.

95. ТУ 1380–062–05757848–2014 – Трубы стальные электросварные прямошовные нефтегазопроводные повышенной коррозионной стойкости из стали марки 05ХГБ. Технические условия.

96. ТУ 14–ЗР–1128—2007 – Трубы стальные бесшовные хладостойкие для газопроводов, газлифтных систем добычи нефти и обустройства газовых месторождений.

97. Мамбетов, Р. Ф. Промысловые испытания стальных труб на сероводородосодержащем месторождении / Р.Ф. Мамбетов // «Новые технологии в газовой промышленности» материалы XIII Всероссийской конференции молодых ученых, специалистов и студентов. – М.: РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина, 2019. – С. 327-328.

98. РД 39–0147103–362–86 «Руководство по применению антикоррозионных мероприятий при составлении проектов обустройства и реконструкции объектов нефтяных месторождений». – Уфа: Миннефтепром СССР, 1987. – 42 с.

99. Горняк, А.А. Коррозия нефтепромыслового оборудования и меры ее предупреждения / А.А. Гоник. – 2–е изд., перераб. и доп. – М.: Недра, 1976. – 192 с.

100. Тронов, В.П. Очистка вод различных типов для использования в системе ППД / В.П. Тронов, А.В. Тронов. – Казань: ФЭН, 2001. – 560 с.

101. Тронов, А.В. Научное обоснование и создание комплекса технологий очистки нефтепромысловых вод для повышения эффективности разработки нефтяных месторождений: дис...д–ра техн. наук: 25.00.17 / Тронов Анатолий Валентинович. – Бугульма, 2001. – 320 с.

102. РД 39–3–611–81 Методика оценки коррозионной агрессивности нефтепромысловых сред и защитного действия ингибиторов коррозии при помощи коррозиметров. – Уфа: Миннефтепром СССР, 1982. – 19 с.

103. Мамбетов, Р.Ф. Оценка эффективности ингибиторов коррозии для защиты промысловых трубопроводов сероводородсодержащего месторождения / Р.Ф. Мамбетов, В.М. Кушнарченко // «Нефтепромысловая химия» материалы VI Международной (XIV Всероссийской) научно-практической конференции. – М.: РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина, 2019. – С. 49-51.

104. РД 39–3–973–83 Методика контроля микробиологической зараженности нефтепромысловых вод и оценка защитного и бактерицидного действия реагентов. – Уфа: Миннефтепром СССР, 1984. – 2 с.

105. Мамбетов, Р. Ф. Оценка эффективности ингибиторов коррозии для защиты промысловых трубопроводов сероводородсодержащего месторождения [Электронный ресурс] / Р. Ф. Мамбетов, В. М. Кушнарченко // Технологии нефти и газа, 2019. – № 4. – С. 25–32.

106. Махмотов, Е.С. Возможность оценки развития коррозионных процессов на внутренней поверхности нефтепровода / Е.С. Махмотов, С.Г. Алексеев, Т.К. Алдыяров, А.Г. Дидух, А.Н. Нефедов, С.Е. Кудайбергенов, Х.А. Абдулин // Нефть и газ. – 2013. – № 1. – С. 45–50.

107. Монахов, А.Н. Система комплексного коррозионного мониторинга установки первичной переработки нефти / А.Н. Монахов, П.Н. Трофимов, А.Л. Алякритский, С.В. Елизаров // СТА. – 2006. – № 2.

108. Techniques for corrosion monitoring. Ed. by Lietai Yang, Woodhead Publishing Limited, 2008.

109. СТО Газпром 9.0–001–2018. Защита от коррозии. Основные положения. – М.: ОАО «Газпром», 2018. – 4 с.

110. Сулин, В.А. Гидрогеология нефтяных месторождений / В.А. Сулин. – М. – Л.: Гостоптехиздат, 1948. – 479 с.

111. Сулин, В.А. Воды нефтяных месторождений СССР / В.А. Сулин. – М. – Л.: Главная редакция горно–топливной литературы, 1935. – 367 с.
112. Сулин, В.А. Условия образования, основы классификации и состав природных вод, в частности вод нефтяных месторождений / В.А. Сулин. – М.: Ленинград: Изд-во академии наук СССР в М., 1948. – 1 т.
113. Мамбетов, Р.Ф. Контроль коррозии как метод повышения безопасности трубопроводов, транспортирующих сероводородсодержащие нефтегазовые среды / Р.Ф. Мамбетов, В.М. Кушнарченко, Н.А. Конькова, И.В. Ефремов // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2020. – № 3. – С. 109-129.
114. М–01.06.06–04 Методические указания по организации и исполнению программ диагностики промышленных трубопроводов. – М.: ОАО «Газпром нефть», 2010. – 2 с.
115. ГОСТ Р 56542–2015 Контроль неразрушающий. Классификация видов и методов. – М: «СТАНДАРТИНФОРМ», 2015. – 7 с.
116. М–01.02.04–02 «Приоритезация рисков промышленных трубопроводов для формирования программ надежности». методический документ.
117. СП 366.1325800.2017. Свод правил. Промысловые трубопроводы. Оценка технических решений на основе анализа риска. – М: «СТАНДАРТИНФОРМ», 2018. – 12 с.
118. Федеральный закон N 116–ФЗ от 21.07.1997 (ред. от 29.07.2018). О промышленной безопасности опасных производственных объектов. – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>
119. Федеральный закон N 68–ФЗ от 21.12.1994 (ред. от 03.08.2018). О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера. – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>
120. Федеральный закон N 184–ФЗ от 27.12.2002 (ред. от 29.07.2017). О техническом регулировании. – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>

121. Мамбетов, Р.Ф. Анализ причины отказа трубопровода транспорта сероводородсодержащего газа и система контроля загазованности на трубопроводах сероводородсодержащего месторождения / Р.Ф. Мамбетов, В.М. Кушнарченко, В.С. Репях // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. – 2019. – № 5. – С. 22-26. DOI: 10.33285/2411–7013–2019–5(290)–22–26.

122. ГН 2.2.5.3532–18. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны. – Режим доступа: <https://www.garant.ru>

123. Мамбетов, Р. Ф. Автоматизированная система контроля загазованности на трубопроводах сероводородсодержащего месторождения / Р.Ф. Мамбетов, В.М. Кушнарченко, И.В. Ефремов, И.Ф. Хафизов // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2020. – № 1. – С. 21-41.

124. Чирков, Ю.А. Совершенствование методов повышения безопасности трубопроводов сероводородсодержащих месторождений: дис. ... д-ра техн. наук : 05.26.03 / Юрий Александрович Чирков. – Оренбург: ОГУ, 2010. – 355 с.

125. Кушнарченко, Е.В. Повышение безопасности трубопроводов сероводородсодержащих месторождений: дис. ... канд. техн. наук: 05.26.03 / Кушнарченко Елена Владимировна. – Оренбург: ОГУ, 2008. – 158 с.

126. Иоффе, А.В. Надежность элементов погружного оборудования при эксплуатации в условиях коррозионно–активных сред. исследование причин преждевременных отказов /А.В. Иоффе, Р.А. Липатов, А.О. Зырянов // Инженерная практика. – 2017. – №1(02) – С. 47–56

127. Завьялов, В.В. Проблемы эксплуатационной надежности трубопроводов на поздней стадии разработки месторождений / В. В. Завьялов. – Москва: ВНИИОЭНГ, 2005. – 331 с.

128. Низамов, К.Р. Повышение эксплуатационной надежности нефтепромысловых трубопроводов: дис. ... д-ра техн. наук: 25.00.17 / Низамов Камиль Разетдинович. – Уфа, 2001. – 299 с.

129. Айманов, Р.Д. Разработка и защитные свойства ингибиторов сероводородной и углекислотой коррозии стали на основе азот-фосфорсодержащих соединений: дис. ... канд. техн. наук: 05.17.03 / Айманов Рустем Данирович. – Казань, 2009. – 162 с.

130. Хафизов Ф.Ш. Совершенствование методов повышения пожарной безопасности трубопроводов при транспортировке сероводородсодержащих углеводородов / И.Ф. Хафизов, Ф.Ш. Хафизов, А.С. Килинбаева // Известия вузов. Нефть и газ. – 2016. – № 2. – С. 115–119.

131. РД 39–132–94 Правила по эксплуатации, ревизии, ремонту и отбраковке нефтепромысловых трубопроводов. – М.: НПО ОБТ, 1994. – 22 с.

132. Мамбетов, Р. Ф. Оценка и приоритезация рисков промышленных трубопроводов, транспортирующих сероводородсодержащие нефтегазовые среды / Р.Ф. Мамбетов, В.М. Кушнарченко, Ф.Ш. Хафизов, И.Ф. Хафизов // Сетевое издание «Нефтегазовое дело». – 2022. – № 6. – С. 76-91.

133. Мамбетов, Р.Ф. Обеспечение технологической безопасности на объектах нефтегазодобычи сероводородсодержащего месторождения / Р.Ф. Мамбетов, Л.В. Сорокина, В.М. Кушнарченко, Ф.Ш. Хафизов, И.Ф. Хафизов // «Актуальные проблемы и тенденции развития техносферной безопасности в нефтегазовой отрасли» материалы IV Международной научно-практической конференции. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 24-27.

134. Mambetov, R.F. Causes of the field flowline weld joint rust-through damage / R F. Mambetov, V.M. Kushnarenko, F. Sh. Hafizov // Pipeline Science and Technology. – 2020. – № 1(2). – v. 4.

135. Федеральный закон от 22.07.2008 N 123–ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности».

136. Приказ МЧС России от 10.07.2009 N 404 «Об утверждении методики определения расчетных величин пожарного риска на производственных объектах».

137. Мамбетов, Р. Ф. Совершенствование способа пожарной безопасности трубопроводного транспорта сероводородсодержащих

нефтегазовых сред / Р.Ф. Мамбетов, Ф.Ш. Хафизов, В.М. Кушнарченко, И.Ф. Хафизов, Л.В. Сорокина // Сетевое издание «Нефтегазовое дело». – 2023. – № 1. – С. 84-106.

138. Мамбетов, Р.Ф. Совершенствование методов повышения пожарной безопасности трубопроводов, транспортирующих сероводородсодержащие нефтегазовые среды с применением ингибитора коррозии / Р.Ф. Мамбетов, Ф.Ш. Хафизов, И.Ф. Хафизов, В.М. Кушнарченко, Л.В. Сорокина // «Нефтепромысловая химия» материалы X Международной (XVIII Всероссийской) научно-практической конференции. – М.: РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2023. – С. 113-116.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

(справочное)

Справка о внедрении в учебный процесс

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ	
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ «УФИМСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ НЕФТЯНОЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ» (ФГБОУ ВО «УГНТУ»)	
ул. Космонавтов, 1, г. Уфа, Республика Башкортостан, 450064. Тел.: (347) 242-03-70, http://www.ugntu.net , E-mail: info@ugntu.net ИНН 0277006179, ОГРН 1020203079016, ОКТЕД 023069150, КПП 027701001	
02.06.23 № 90-68/25	
На № _____ от _____	В диссертационный совет Д 24.2.428.06

СПРАВКА
об использовании материалов диссертации
в учебном процессе

Материалы диссертационной работы на тему: «Повышение пожарной безопасности эксплуатации трубопроводов, транспортирующих сероводородсодержащие нефтегазовые среды» автора Мамбетова Рината Фларидовича используются в учебном процессе кафедры «Пожарная и промышленная безопасность» Федерального государственного бюджетного образовательного учреждения высшего образования «Уфимский государственный нефтяной технический университет» (ФГБОУ ВО «УГНТУ»):

1. По дисциплинам «Управление производственной безопасностью на предприятиях нефтегазодобывающей отрасли» и «Управление техносферной безопасностью технологических процессов» для магистров по направлению подготовки 21.04.01 «Нефтегазовое дело» магистерская программа: Проектирование, управление разработкой и эксплуатация газовых и нефтегазоконденсатных месторождений, 20.04.01 «Техносферная безопасность» магистерская программа: Системы техносферной безопасности в нефтегазовой отрасли.
2. По дисциплине «Надежность технических систем и техногенный риск», для специалистов по специальности: 20.05.01 «Пожарная безопасность» специализация: Пожарная и промышленная безопасность в чрезвычайных ситуациях и охрана труда.
3. По дисциплине «Надежность технических систем и техногенный риск», для бакалавров по направлению подготовки: 20.03.01 «Техносферная безопасность» профиль: Техносферная безопасность в нефтегазовой отрасли.

Проректор по научной и инновационной работе
ФГБОУ ВО «УГНТУ»
д-р техн. наук, профессор

И.Г. Ибрагимов

Ф.Ш. Хафизов
8(347)2431813