

На правах рукописи



ЛАТЫПОВА ТАТЬЯНА ВИКТОРОВНА

**СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ СИСТЕМЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ПОЖАРНОЙ
БЕЗОПАСНОСТИ НА ОБЪЕКТАХ НЕФТЕГАЗОВОЙ
ПРОМЫШЛЕННОСТИ, ПОДВЕРЖЕННЫХ ОБРАЗОВАНИЮ
АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ**

Специальность 2.10.1. – Пожарная безопасность (технические науки)

АВТОРЕФЕРАТ

диссертации на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Уфа – 2025

Работа выполнена на кафедре «Пожарная и промышленная безопасность» Федерального государственного бюджетного образовательного учреждения высшего образования «Уфимский государственный нефтяной технический университет».

Научный руководитель: доктор технических наук, профессор
Хафизов Ильдар Фанилевич

Официальные оппоненты: **Самигуллин Гафур Халафович**
доктор технических наук, профессор
ФГБОУ ВО «Санкт-Петербургский университет
ГПС МЧС России» / кафедра физико-химических
основ процессов горения и тушения, профессор

Земенкова Мария Юрьевна
доктор технических наук, доцент
ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный
университет» / кафедра «Транспорт
углеводородных ресурсов», профессор

Ведущая организация: ФГБОУ ВО «Академия Государственной
противопожарной службы Министерства
Российской Федерации по делам гражданской
обороны, чрезвычайным ситуациям и ликвидации
последствий стихийных бедствий» (г. Москва)

Защита диссертации состоится «20» марта 2025 года в 10:00 на заседании диссертационного совета 24.2.428.06 при ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет» по адресу: 450064, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет» и на сайте www.rusoil.net.

Автореферат диссертации разослан «__» _____ 2025 года.

Ученый секретарь
диссертационного совета



Павлова Зухра Хасановна

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность темы исследования

Для предприятий нефтегазовой отрасли одной из важных задач является обеспечение пожарной безопасности. Согласно пункту 12 приказа МЧС № 533 одной из наиболее вероятных причин возникновения и развития пожароопасных ситуаций, представляющей опасность для жизни и здоровья людей, является следующее событие:

- разгерметизация технологического оборудования, вызванная различными внешними и внутренними факторами, в частности агрессивными химическими воздействиями, обусловленные коррозией металлических поверхностей.

К одним из основных объектов нефтегазового комплекса относятся нефтепроводы, представляющие собой сложное инженерное сооружение трубопроводного транспорта для бесперебойной доставки углеводородной смеси до пунктов её потребления. Ежедневное транспортирование большого количества нефти и нефтегазоконденсатного сырья приводит к интенсивному накоплению на внутренней поверхности трубопроводов нефтяных отложений, таких как асфальтосмолопарафиновые отложения (АСПО), что зачастую приводит к аварийным ситуациям и возникновению пожароопасной ситуации.

Многие авторы отмечают, что отложения АСПО на внутренних стенках нефтепровода приводят к активным коррозионным разрушениям, но механизм возникновения этого процесса раскрыт не полностью. С точки зрения пожарной безопасности существует риск возникновения пожароопасной ситуации за счет разгерметизации трубопровода в результате коррозии металлической поверхности, которая зачастую развивается незаметно и может привести к внезапному локальному разрушению. Если одновременно воздействует внутреннее давление, то это может вызвать полную разгерметизацию трубопровода. В случае непринятия своевременных мер в условиях повышенных температур и наличия других источников зажигания (например, образование пиррофорных соединений) возникает пожар разлива или взрыв паровоздушной смеси с последующим пожаром разлива нефти.

Последствия таких аварий губительны для окружающей среды, происходит загрязнение почв, водоемов, выброс опасных концентраций вредных веществ в атмосферу. Несчастные случаи, произошедшие от масштабных разрушений и пожаров, могут привести не только к получению различных травм, но и к гибели людей.

Во избежание пожарных и экологических опасностей на предприятиях нефтегазовой отрасли необходимо осуществлять мероприятия направленные на исключение образования локальных коррозионных разрушений, в частности по причине накопления АСПО на стенках нефтепроводов.

Различное множество условий разработки месторождений и физико-химических свойств транспортируемого углеводородного сырья побуждают применять индивидуальный подход и совершенствовать способы и методы борьбы с АСПО. В настоящее время одним из перспективных методов является химический, который получил широкое распространение на предприятиях нефтегазовой промышленности. Данный метод удаления отложений вызывает большой интерес, и требует тщательного подхода к подбору реагентов и обоснования эффективности их применения.

Таким образом, для обеспечения пожарной безопасности возникает актуальная задача совершенствования химического метода удаления АСПО, требующая проведения теоретических и экспериментальных исследований для обоснования её практической реализации.

Степень разработанности темы исследования

Прогнозирование ресурса безопасной эксплуатации технологического оборудования, подверженного внутренней коррозии при перекачке сероводородсодержащих сред, рассматривалось такими авторами, как Н.А. Гафаров, С.Н. Барышов, С.А. Сырбу, Д.Е. Бугай, Л.П. Худякова, И.И. Реформатская, И.Р. Бегишев, В.М. Кушнаренко и др.

Несмотря на успехи вышеупомянутых учёных, всё ещё остаются недостаточно изученными аспекты обеспечения пожарной безопасности на объекте трубопроводного транспорта, а также не полностью раскрыт механизм возникновения пожароопасной ситуации из-за внутренней коррозии нефтепровода. Наряду с коррозионным разрушением в нефтепроводах происходит интенсивное накопление отложений АСПО.

Поздний период решения проблемы с удалением отложений связан с работами таких авторов, как В.П. Тронов, А.З. Биккулов, В.Ю. Шолом, Р.Г. Нигматуллин, Ю.В. Шамрай, Н.Д. Грицев, Л.Г. Золотарева, Г.В. Романов и др. Более современные работы по разработке новых методов удаления АСПО и совершенствованию старых связаны с такими именами, как В.Н. Глущенко, В.Н. Силин, Ф.Ш. Хафизов, Л.М. Петрова, М.К. Рогачев, А.В. Шарифуллин, Э.М. Мухаметова, В.Г. Козин, Л.Р. Байбекова, Е.Ф. Смолянец и др.

Но, несмотря на многочисленные исследования в области удаления асфальтосмолопарафиновых отложений, универсальные способы и методы отсутствуют. Так как их разработка и совершенствование зависит от состава самих отложений, физико-химических свойств транспортируемого нефтяного сырья, особенностей месторождений, изменений термобарических условий эксплуатации углеводородных смесей и других факторов.

В отличие от работ упомянутых учёных, в рамках настоящего исследования рассматривается новый механизм инициирования пожароопасной ситуации в нефтепроводе, возникающий по причине неравномерности накопления АСПО,

который способствует интенсификации коррозионных процессов. А также предлагается новый способ исключения возникновения пожароопасной ситуации путем применения комплексного растворителя для удаления отложений, полученного с учетом полярности нефтяных углеводородов.

Цель работы

Исследование и разработка методов и средств обеспечения пожарной безопасности на объекте трубопроводного транспорта путем совершенствования химического метода удаления асфальтосмолопарафиновых отложений.

Задачи исследований:

1. Выполнить статистический анализ аварийных ситуаций и пожаров на объектах трубопроводного транспорта с определением основных причин их возникновения.

2. Обосновать возникновение коррозии при образовании АСПО и раскрыть механизм возникновения пожароопасной ситуации в условиях развития внутренней коррозии на нефтепроводах.

3. Разработать комплексный растворитель АСПО на основе нефтяных углеводородов с высокой растворяющей способностью и обосновать его эффективность.

4. Оценить пожарный риск на объекте трубопроводного транспорта в условиях возникновения внутренней коррозии из-за накопления АСПО и разработать организационно-технические мероприятия по обеспечению пожарной безопасности для исследуемого объекта.

Объектом исследования являются нефтепроводы по транспортировке нефти и нефтегазоконденсатных смесей, подверженные образованию АСПО, возникновению сероводородной коррозии и образованию пиррофорных соединений. **Предмет исследования** – оценка эффективности применения растворителя асфальтосмолопарафиновых отложений, влияющего на снижение пожарного риска в нефтепроводе.

Научная новизна

1. Установлено, что неравномерные отложения АСПО на внутренней поверхности нефтепровода способствуют возникновению локальных вихревых потоков, разрушающих ингибиторную защиту и повышающих риск возникновения пожароопасных ситуаций.

2. Доказан способ снижения пожарных рисков при эксплуатации трубопроводов, подверженных воздействию АСПО, заключающийся в подборе оптимального компонентного состава растворителя с учетом полярности нафтеновых и ароматических углеводородов.

Теоретическая значимость

Теоретическая значимость диссертационной работы заключается в выявлении:

- механизма разрушения защитной ингибиторной пленки на металлической поверхности нефтепровода при накоплении АСПО;

- комбинированного эффекта в результате взаимодействия нафтеновых и ароматических углеводородов с учетом их полярности, повышающих эффективность растворения АСПО.

Практическая значимость

Получена регрессионная модель, которая позволяет прогнозировать величину пожарного риска при применении растворителя АСПО в нефтепроводе в зависимости от её растворяющей способности.

Получен принцип подбора растворителя с высокой моющей и растворяющей способностью в зависимости от группового состава АСПО и содержания полярных и неполярных углеводородов в растворителе.

Методология и методы исследований

Методология работы включала поэтапное выполнение лабораторных и аналитических исследований, основанных на анализе имеющихся данных о пожарных рисках и их источниках на объектах трубопроводного транспорта. Для выполнения экспериментальной части диссертационного исследования по определению эффективных растворителей для исследуемых образцов отложений АСПО и выявления механизма их действия применялись лабораторные аналитические методы испытаний и физико-химические методы исследования. Для решения практических задач по оценке безопасной эксплуатации нефтепроводов применялись аналитические и численные методы решения задач.

Положения, выносимые на защиту

1. Последовательная структура событий, характеризующая возникновение пожароопасной ситуации образующейся в результате накопления АСПО.

2. Результаты исследований по определению эффективных растворителей с высоким значением растворяющей способности.

3. Результаты оценки пожарного риска на нефтепроводе с учетом величины растворяющей способности растворителя АСПО.

Степень достоверности и апробация результатов

Основные положения, результаты теоретических и экспериментальных исследований, выводы и рекомендации работы докладывались на: II Международной научно-практической конференции «Актуальные проблемы и тенденции развития техносферной безопасности в нефтегазовой отрасли» (Уфа, 2019 г.); X Международной научной конференции «Наукоемкие технологии в решении проблем нефтегазового комплекса» (Уфа, 2020 г.), III Международной научно-практической конференции «Актуальные проблемы и тенденции развития техносферной безопасности в нефтегазовой отрасли» (Уфа, 2020 г.); IV международной научно-практической конференции «Актуальные проблемы и

тенденции развития техносферной безопасности в нефтегазовой отрасли» (Уфа, 2021 г.); VI международной научной конференции «Современные агротехнологии, экологический инжиниринг и устойчивое развитие» (Красноярск, Уфа, 2021 г.); Международной научно-практической конференции, посвященной 75-летию горно-нефтяного факультета УГНТУ и 100-летию ученого Спивака Александра Ивановича (Уфа, 2023 г.).

Соответствие диссертации паспорту специальности

Тема работы и содержание исследований соответствуют пунктам 6 и 14 области исследований, определяемой паспортом специальности 2.10.1. – «Пожарная безопасность»: «п.6 Исследование и разработка средств, методов и алгоритмов обеспечения пожаровзрывобезопасности технологических процессов и регламентных работ на стадии эксплуатации объектов защиты», «п.14. Исследование условий, разработка и совершенствование методов оценки и способов снижения пожарных рисков на объектах защиты и прилегающих к ним территориях».

Публикации по теме диссертации

Основные результаты диссертационной работы опубликовано в 13 научных трудах, в том числе 3 – в ведущих рецензируемых научных журналах, включенных в Перечень ВАК Минобрнауки России и 2 публикации – в изданиях, индексируемых в международных базах Scopus и Web of Science.

Структура и объем работы

Диссертационная работа состоит из введения, 4 глав, заключения и списка использованных источников, включающего 130 наименований. Работа изложена на 126 страницах машинописного текста, содержит 24 рисунка и 26 таблиц.

ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во **введении** обоснована актуальность темы, сформулированы цель и основные задачи исследований, обозначены основные положения, выносимые на защиту, приведена научная новизна, теоретическая и практическая значимость результатов работы.

В **первой главе** представлен анализ статистических данных аварийных ситуаций и пожаров на объектах трубопроводного транспорта, исследованы особенности образования АСПО в нефтепроводах и коррозионные процессы как причины возникновения пожароопасных ситуаций.

В ходе добычи и транспортировки нефтяного сырья образование АСПО начинается на внутренних поверхностях нефтепромыслового оборудования (промысловые и межпромысловые трубопроводы, нефтесборные коллекторы, выкидные линии и т.д.). Затем отложения накапливаются и в магистральных

нефтепроводах в результате изменений термобарических условий, возникающих при перемещении жидкости по длине трубопровода.

На основании годовых отчетов Ростехнадзора проведен анализ статистических данных по количеству аварий, пожаров, смертельного травматизма и нарушений требований пожарной и промышленной безопасности на опасных производственных объектах магистрального трубопроводного транспорта, результаты которого представлены в Таблице 1 и на Рисунке 1.

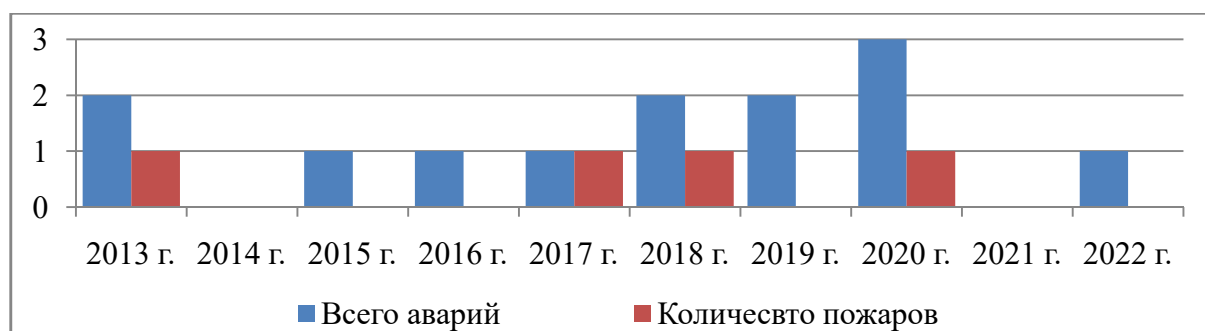


Рисунок 1 – Количество аварий и пожаров на магистральных нефтепроводах за 2013-2022 гг.

На Рисунке 1 представлена гистограмма, на которой отражено отношение количества пожаров относительно количества всех аварий на магистральных нефтепроводах. Согласно данным за 10 лет около 90 % всех прорывов на объектах магистрального трубопроводного транспорта произошли из-за коррозии металла, более 30 % аварий привели к пожарам.

Таблица 1 – Аварийность и смертность на объектах магистрального трубопроводного транспорта за 2013-2022 гг. по данным Ростехнадзора

Отчетный год	Количество аварий			Количество смертей		Количество выявленных нарушений требований пожарной и промышленной безопасности
	всего	на нефтепроводах	на нефтепроводах с пожарами	всего	в т.ч. на нефтепроводах	
2022 г.	7	1	0	3	1	7736
2021 г.	6	0	0	0	0	8743
2020 г.	11	3	1	3	1	7910
2019 г.	7	2	0	7	5	10716
2018 г.	12	2	1	0	0	10455
2017 г.	6	1	1	2	2	10255
2016 г.	11	1	0	0	0	10232
2015 г.	13	1	1	2	1	9307
2014 г.	8	0	0	2	0	7487
2013 г.	12	2	0	0	0	7322
Итого	93	13	4	19	10	82427

Анализ аварийных ситуаций на промысловых трубопроводах проведен в соответствии с открытыми данными Ростехнадзора, в ходе которого были отмечены случаи разгерметизации трубопроводов вследствие внутренней коррозии в результате образования АСПО на внутренних стенках труб. За 6 лет с 2017 г. по 2022 г. произошло 7 аварий с разгерметизацией нефтепровода, две из которых сопровождались возгоранием газодонефтяной эмульсии. При этом погиб один человек, один человек получил серьезные травмы, нанесён значительный урон окружающей среде, предприятия понесли большие экономические и экологические потери – в среднем свыше 30 миллионов рублей на одну аварию.

В результате проведенного анализа статистических данных об авариях на магистральных и промысловых нефтепроводах возникает вопрос о том, как образование АСПО влияет на развитие внутренней коррозии, которая может вызвать пожар.

В связи с этим исследованы коррозионные процессы в нефтепроводе с различным групповым составом АСПО, как причины возникновения пожароопасных ситуаций, факторы и характер их образования, а также методы борьбы. В местах коррозионного поражения возникают пирофорные отложения, и в случае разгерметизации нефтепровода (т.е. при контакте с кислородом воздуха), приводят к самовоспламенению и самовозгоранию.

Для борьбы с отложениями АСПО наиболее широко применяется химический метод удаления с использованием растворителей. Растворители подбираются опытным путем, их компонентный состав зависит от множества факторов, таких как особенность состава самих образовавшихся отложений и их физико-химических свойств, от состава углеводородного сырья, от внешних условий среды, от тепловых параметров углеводородной смеси, от геолого-физических условий разработки месторождения и других факторов. В связи с этим в первой главе приведены данные по составу и механизму формирования асфальтосмолопарафиновых отложений и анализу компонентного состава растворителей.

Вторая глава.

С целью разработки и совершенствования способов повышения пожарной безопасности в качестве объектов исследования рассматривались трубопроводы, нефти и нефтегазоконденсатные смеси Елгинского и Губкинского месторождений с разным химическим составом. Нефтепроводы подвержены образованию АСПО и возникновению внутренней сероводородной коррозии.

Губкинское месторождение – это нефтегазоконденсатное месторождение, которое обладает существенными запасами газа, нефти и газового конденсата. Оно расположено на территории Пуровского района Ямало-Ненецкого автономного округа Тюменской области. Наиболее крупными населенными

пунктами на рассматриваемой территории являются: районный центр Тарко-Сале (в 35 км к востоку) и железнодорожная станция Пурпе. По размеру запасов Губкинского нефтегазоконденсатное месторождение относится к классу крупных, а по виду пользования – к распределенному фонду.

Елгинское нефтяное месторождение располагается в восточной части Татарстана в Волго-Уральской нефтегазоносной области. В нем имеется четыре продуктивных горизонта богатые нефтяными продуктивными пластами, которые охватывают Сармановский, Тукаевский и Заинский районы. Поэтому оно относится к сложным месторождениям. По количеству запасов Елгинское месторождение относится к классу мелких и более 80% запасов являются трудно извлекаемыми.

В Таблице 2 приведена характеристика углеводородного сырья Губкинского и Елгинского месторождения. Нефтегазоконденсатная смесь Губкинского месторождения является парафиновой с содержанием парафина 21,4 %, при этом температура плавления парафина происходит при 37 °С, что очень усложняет условия эксплуатации трубопроводов. Нефть Елгинского месторождения является высокосмолистой с содержанием смол 29,02 %, при этом температура плавления парафина происходит при 27,7 °С, что также затрудняет условия транспортировки нефти по трубопроводам. Газонасыщенность исследуемых углеводородных смесей высокое, что повышает опасность добывания нефти и транспортирования её до дожимной насосной станции.

Таблица 2 – Физико-химические свойства исследуемого углеводородного сырья

Показатель	Значение	
	Губкинское месторождение	Елгинское месторождение
1 Плотность нефти при 15 °С, кг/м ³	848,1	922,12
2 Вязкость при 15 °С, мм ² /с	490	439,3
3 Содержание серы, %	1,58	2,84
4 Содержание парафина, %	21,4	3,58
5 Содержание смол, %	10,72	29,02
6 Содержание асфальтенов, %	4,56	9,4
7 Температура плавления парафина, °С	37	27,7
8 Температура застывания, °С	Ниже 10	Ниже 5
9 Температура пластовая, °С	33	26
10 Давление пластовое, МПа	14,1	12,2
11 Давление насыщения, МПа	9,8	8,7
12 Обводненность, %	89	93
13 Плотность попутно-добываемой воды, кг/м ³	1027	1036
14 Газонасыщенность, м ³ /т	~ 21,7	~ 16,0

В ходе диссертационного исследования использовались следующие методики и методы исследования:

- методика гравиметрических испытаний по оценке коррозионной стойкости металлов и сплавов;

- методика «корзинок» для определения эффективности растворителя асфальтосмолопарафиновых отложений;

- методика Маркуссона для исследования группового состава асфальтосмолопарафиновых отложений;

- методы молекулярной спектроскопии и зондовой микроскопии для исследования ингибиторной защиты – инфракрасная спектроскопия и атомно-силовая микроскопия соответственно.

Для оценки пожарного риска на рассматриваемом нефтепроводе использовалось программное обеспечение $TOXI^{+Risk}$ и методика, утверждённая приказом МЧС России от 26.06.2024 № 533 «Об утверждении методики определения расчетных величин пожарного риска на производственных объектах».

Матрица риска в $TOXI^{+Risk}$ представляет собой способ графического отображения поля потенциального риска на ситуационном плане. Для построения основных сценариев пожароопасных ситуаций используется метод логических деревьев событий, обуславливающий возникновение и развитие пожароопасных ситуаций.

В диссертационной работе устанавливается связь между величиной пожарного риска и переменных, определяющих эффективность удаления АСПО в нефтепроводе с помощью статистического метода анализа данных, такого как линейный регрессионный анализ. Он применяется с целью прогнозирования значения одной переменной (регрессанта) на основе значения другой, или нескольких других переменных (регрессоров или предикторов). Модель линейной регрессии представляет собой математическую формулу, которая позволяет предсказать зависимое значение от независимых переменных. Построение линейной регрессии означает подбор функции (построение линии), которая позволяет более точно описать данные.

В третьей главе приведены результаты исследования по изучению механизма разрушения ингибиторной пленки и коррозии металлической поверхности нефтепровода при накоплении АСПО.

С целью предупреждения пожароопасных ситуаций была проведена диагностика линейной части нефтепровода, транспортирующего сероводородсодержащее углеводородное сырье, в ходе которой были обнаружены обильные асфальтосмолопарафиновые накопления на внутренних стенках трубопровода (Рисунок 2).

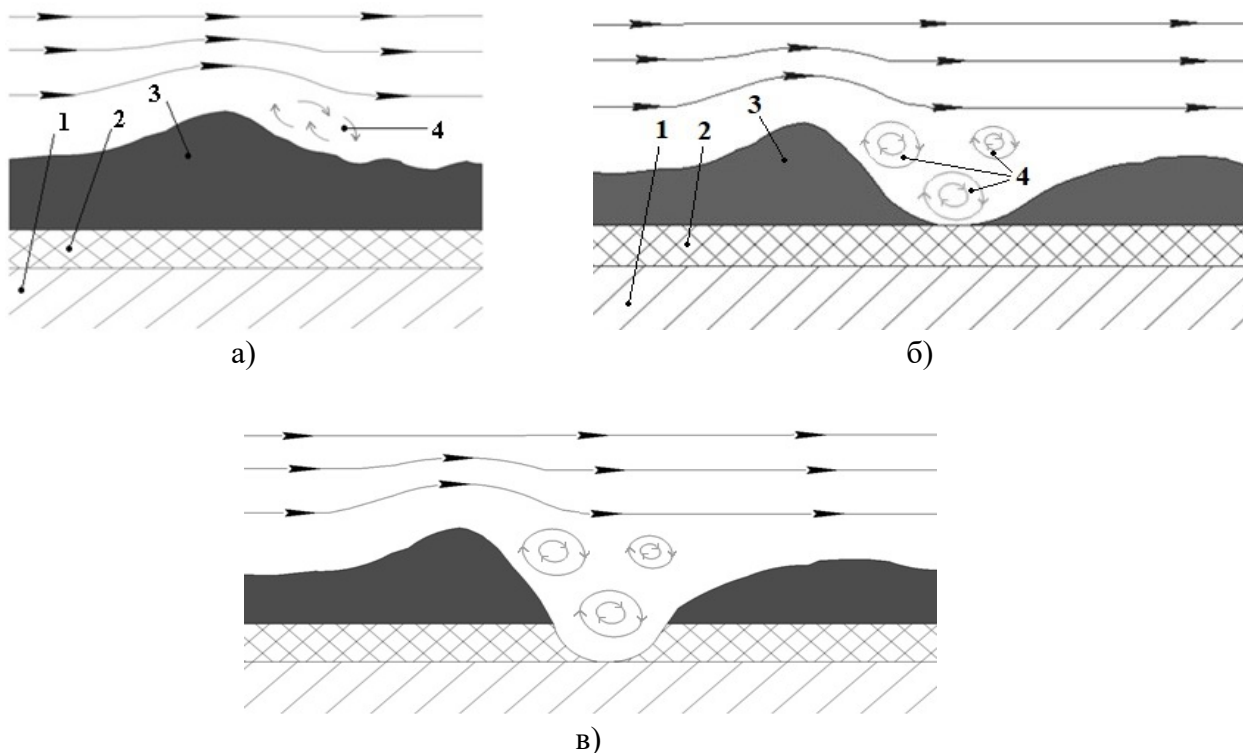
Несмотря на применяемые антикоррозионные покрытия на диагностируемом трубопроводе, были обнаружены локальные коррозионные разрушения на внутренних стенках, при этом коррозия оказалась наиболее

интенсивна в «застойных зонах», образованных по причине неравномерности формирования слоя АСПО (Рисунок 3, а).



Рисунок 2 – Отложения АСПО на внутренней стенке диагностируемого нефтепровода

По результатам литературных исследований, можно сделать вывод, что образование АСПО – это непредсказуемый процесс формирования прочных связей, который приводит к неравномерному накоплению АСПО в зависимости от изменений условий эксплуатации.



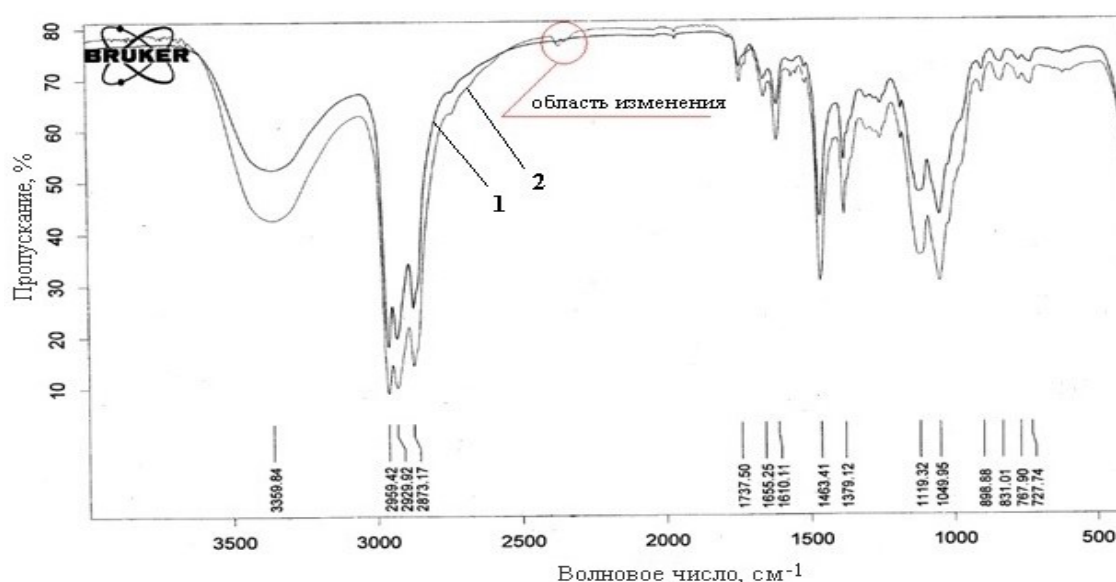
а) начало образования вихревого потока; б) разрушение части АСПО устойчивыми вихрями; в) разрушение пленки ингибитора коррозии под гидродинамическим воздействием; 1 – стенка нефтепровода; 2 – защитная пленка ингибитора коррозии; 3 – слой АСПО; 4 – вихри

Рисунок 3 – Вихревые потоки за выпуклым наростом АСПО

Как известно, в потоке вязкой жидкости при обтекании твердой поверхности округлой формы происходит образование вихрей. В диссертации представлено описание этого процесса.

В результате взаимодействия вихрей за образовавшимся «бугром» из нефтяных отложений формируется турбулентность течения жидкости (Рисунок 3, а, б). В области турбулентного возмущения часть образовавшегося АСПО разрушается (Рисунок 3, б). При длительном воздействии гидродинамических завихрений происходит локальное разрушение ингибиторной пленки, которое способствует обнажению поверхности металла, где продолжается интенсивное воздействие вихревых потоков (Рисунок 3, в).

В результате проведенного спектрального анализа установлено, что при гидродинамическом воздействии произошли изменения ИК-спектра исследуемого ингибитора коррозии в диапазоне волновых чисел от 2800 до 1800 см^{-1} (Рисунок 4), что характеризует изменение численности молекул в растворе ингибитора.



1 – график для исходного раствора; 2 – график для раствора подвергнутого волновому воздействию

Рисунок 4 – Графики ИК-спектров исследуемого ингибитора коррозии СНПХ до и после гидродинамического воздействия

В ходе исследования ингибитора коррозии с помощью метода атомно-силовой микроскопии выявили, что при волновых возмущениях защитную пленку он не образует, либо она настолько мала, что сканирующий зонд не может её обнаружить и замерить.

Были проведены исследования с целью проверки теоретических данных о разрушении под воздействием гидродинамических завихрений ингибиторной

плёнки, образующейся на поверхности металла для защиты от коррозии. Для этого использовался гравиметрический метод анализа коррозионной реакции металлических пластин с агрессивной средой в статическом состоянии.

Результаты средних значений скоростей коррозии для каждого параллельного опыта представлены в Таблице 3.

Таблица 3 – Результаты лабораторных испытаний на коррозионную активность

Испытуемая среда	Условия испытания	№ опыта	Скорость коррозии, г/м ² ·час	Среднее значение скорости коррозии, г/м ² ·час	Скорость коррозии, мм/год
модельная вода с ингибитором коррозии	без волновых воздействий	1	0,773	0,7245	0,81
		2	0,676		
модельная вода с ингибитором коррозии	с волновым воздействием	1	1,094	1,0205	1,14
		2	0,947		

По результатам испытаний видно, что после гидродинамических волновых воздействий скорость коррозии увеличилась примерно в 1,4 раза. Таким образом, можно сделать вывод, что при турбулентном движении жидкости разрушается ингибиторная пленка, что приводит к увеличению скорости коррозии.

Проведенные исследования позволили установить, что накопление отложений АСПО на внутренней поверхности нефтепровода приводит к разрушению ингибиторной пленки за счет образования турбулентного течения углеводородной смеси. Это приводит к обнажению металлической поверхности, что создает условие для возникновения пожароопасной ситуации. В третьей главе диссертации представлена структура инициирования пожароопасной ситуации в результате образования АСПО в нефтепроводе.

Изучен процесс растворения асфальтосмолопарафиновых отложений и произведена оценка эффективности новых комплексных растворителей для исследуемых объектов. Испытания проведены с двумя образцами отложений взятых с трубопроводов транспортирующих нефти и нефтегазоконденсатное сырье – с Губкинского месторождения (АСПО-1) и с Елгинского месторождения (АСПО-2), анализ которых представлен во второй главе.

Исследования проводились в соответствии с методикой «корзинок», которая описана во второй главе диссертации. С каждым образцом растворителя проведено 6 параллельных испытаний, результаты средних значений эффективностей представлены в Таблицах 4-5. В качестве модельной смеси для растворителя из нафтенных углеводородов был взят циклогексан (Р-1), для ароматических углеводородов – толуол (Р-2).

Для двух образцов отложений АСПО-1 и АСПО-2 с одинаковым составом растворителя получилось различное время растворения 165 и 240 минут

соответственно (Таблицы 4-5). Это свидетельствует о том, что один и тот же растворитель не может быть универсальным для всех типов отложений, что является актуальной проблемой в области разработки эффективного средства для удаления асфальтосмолопарафиновых отложений. В первом случае для образца отложений АСПО-1 наибольшую растворяющую способность проявил растворитель из нафтеновых углеводородов, во втором случае – растворитель из ароматических углеводородов.

Таблица 4 – Результаты средних значений эффективностей исследуемых растворителей с образцом отложений АСПО-1

Наименование растворителя	Моющая способность, %	Диспергирующая способность, %	Растворяющая способность, %	Время растворения, мин
Р-1	96,96	32,66	64,3	166
Р-2	98,1	46,2	51,9	165

Таблица 5 – Результаты средних значений эффективностей исследуемых растворителей с образцом отложений АСПО-2

Наименование растворителя	Моющая способность, %	Диспергирующая способность, %	Растворяющая способность, %	Время растворения, мин
Р-1	76,72	36,02	40,7	240
Р-2	96,51	43,44	53,1	240

В зависимости от содержания смол и асфальтенов по отношению к парафинам в АСПО растворитель действует по-разному. Для того чтобы разобраться с причиной расхождения данных полученных для двух образцов отложений АСПО, были проведены исследования по определению их компонентного состава в соответствии с методикой Маркуссона. Результаты исследований представлены в Таблице 6.

Исследования отложений по их компонентному составу показали, что в образце АСПО-2 содержится большое количество асфальтенов и смол в сравнении с первым образцом.

Основным критерием растворителя для удаления отложений в нефтепроводах является его высокая растворяющая и моющая способность при низкой диспергирующей способности. Для образца отложений АСПО-1, являющегося более парафинистым, наилучшую эффективность проявила модельная смесь из нафтеновых углеводородов. При этом среднее значение моющей способности высокое – свыше 96 %, а растворяющая способность – 64,3 %. Эффективное растворение образца отложений АСПО-2 проявилось в модельной смеси из ароматических углеводородов (53,1 %), что можно объяснить более высоким содержанием смол и асфальтенов, среднее значение моющей способности – 96,51 %.

Таблица 6 – Групповой состав исследуемых образцов отложений АСПО

Опытный образец	Процентное содержание, % масс.				$\frac{П}{А + С}$
	Асфальтены	Смолы	Парафины	Механические примеси	
АСПО-1	0,86	9,06	63,69	0,11	6,42
АСПО-2	2,44	16,9	48,7	3,4	2,52
Примечание: П – Процентное содержание парафина, % масс; А – Процентное содержание асфальтенов, % масс; С – Процентное содержание смол, % масс.					

Так как растворитель в зависимости от содержания смол и асфальтенов по отношению к парафинам в АСПО действует по-разному, для изучения механизма растворения нефтяных и ароматических углеводородов для образцов отложений АСПО-1 и АСПО-2 проведен ряд испытаний с растворителями: Р-3 (20 % циклогексана + 80 % толуола); Р-4 (30 % циклогексана + 70 % толуола); Р-5 (40 % циклогексана + 60 % толуола); Р-6 (50 % циклогексана + 50 % толуола); Р-7 (60 % циклогексана + 40 % толуола); Р-8 (70 % циклогексана + 30 % толуола). В Таблице 7 представлены средние значения моющей, растворяющей и диспергирующей способностей исследуемых растворителей.

Таблица 7 – Результаты средних значений эффективностей растворителей Р-3, Р-4, Р-5, Р-6, Р-7, Р-8 с образцами отложений АСПО-1 и АСПО-2

Наименование растворителя	Образец отложения	Моющая способность, %	Диспергирующая способность, %	Растворяющая способность, %	Время растворения, мин
Р-3	АСПО-1	98,97	33,41	64,56	165
	АСПО-2	97,59	26,69	70,9	240
Р-4	АСПО-1	99,36	40,27	59,1	165
	АСПО-2	98,49	23,99	74,5	240
Р-5	АСПО-1	98,58	42,18	56,4	165
	АСПО-2	98,47	31,97	66,5	240
Р-6	АСПО-1	99,49	35,3	64,2	165
	АСПО-2	99,03	32,13	66,9	240
Р-7	АСПО-1	98,85	30,99	67,86	165
	АСПО-2	97,24	31,84	65,4	240
Р-8	АСПО-1	99,22	40,42	58,8	165
	АСПО-2	87,17	21,47	65,7	240

Результаты исследований эффективностей растворителей в зависимости от концентраций ароматических и нефтяных углеводородов представлены на Рисунках 5-6.

Для образца отложений АСПО-1 с содержанием парафинов 63,69 % масс. наилучшие результаты растворения проявились при концентрациях нефтяных углеводородов – 20 %, 50-60 % и 100 % (Рисунок 5). Самым эффективным растворителем по трем показателям для АСПО-1 оказалась модельная смесь Р-7

с концентрацией нафтеновых углеводородов 60 %, в которой соотношение нафтеновых углеводородов к ароматическим углеводородам равно 3:2. Полученный растворитель имеет моющую способность 98,85 % и растворяющую способность 67,86 %, что выше значений, полученных с модельными смесями из «чистых» ароматических и «чистых» нафтеновых углеводородов и диспергирующую способность – 30,99 %, что ниже, чем у растворителей Р-1 и Р-2. Поэтому растворитель Р-7 можно рекомендовать к промышленным испытаниям на нефтепроводах транспортирующих углеводородное сырье Губкинского месторождения, с которого был взят опытный образец АСПО-1.

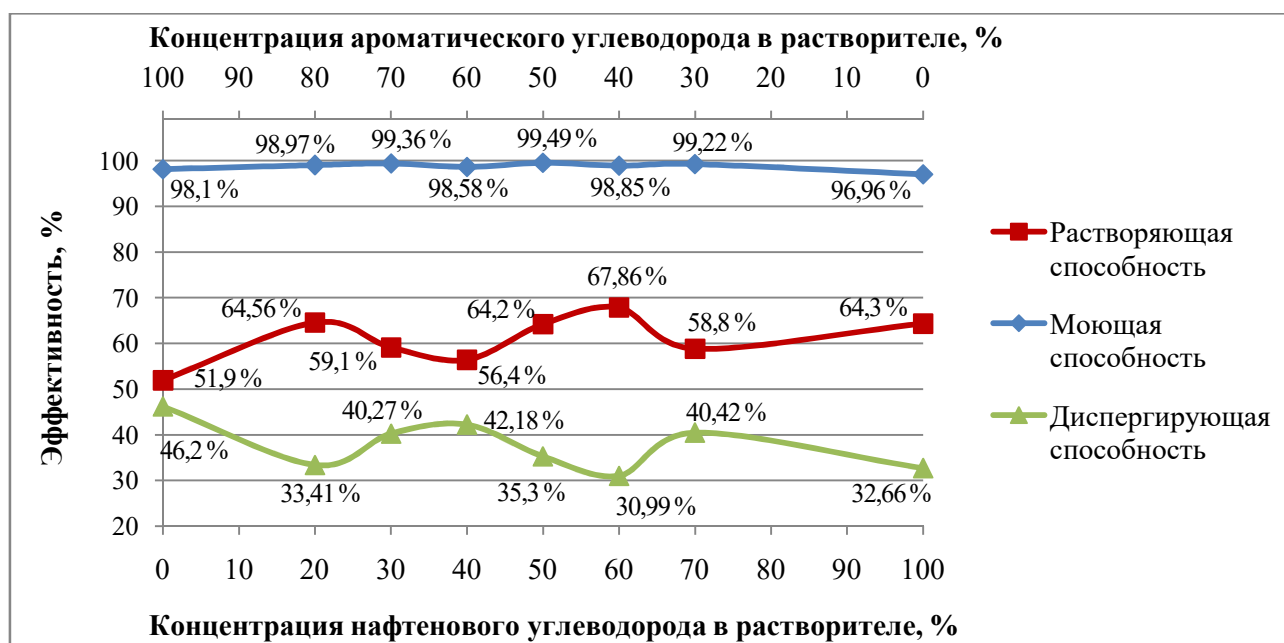


Рисунок 5 – Средние значения эффективностей исследуемых растворителей в зависимости от концентрации в них нафтеновых и ароматических углеводородов для образца отложений АСПО-1

Для образца отложений АСПО-2 с содержанием парафинов 48,7 % масс. наилучшие результаты растворения проявились при концентрациях нафтеновых углеводородов – 20-50% при этом максимальные значения растворяющей способности лежат в пределах концентраций 20-35% (Рисунок 6). Самым эффективным растворителем по трем показателям для АСПО-2 оказалась модельная смесь Р-4 с концентрацией нафтеновых углеводородов 30 %, в которой соотношение нафтеновых углеводородов к ароматическим углеводородам равно 3:7. Полученный растворитель имеет моющую способность 98,49 % и растворяющую способность 74,5 %, что выше значений, полученных с модельными смесями из «чистых» ароматических и «чистых» нафтеновых углеводородов и диспергирующую способность – 23,99 %, что ниже, чем у растворителей Р-1 и Р-2. Поэтому растворитель Р-4 можно рекомендовать

к промысловым испытаниям на нефтепроводах транспортирующих углеводородное сырье с Елгинского месторождения, с которого был взят опытный образец АСПО-2.

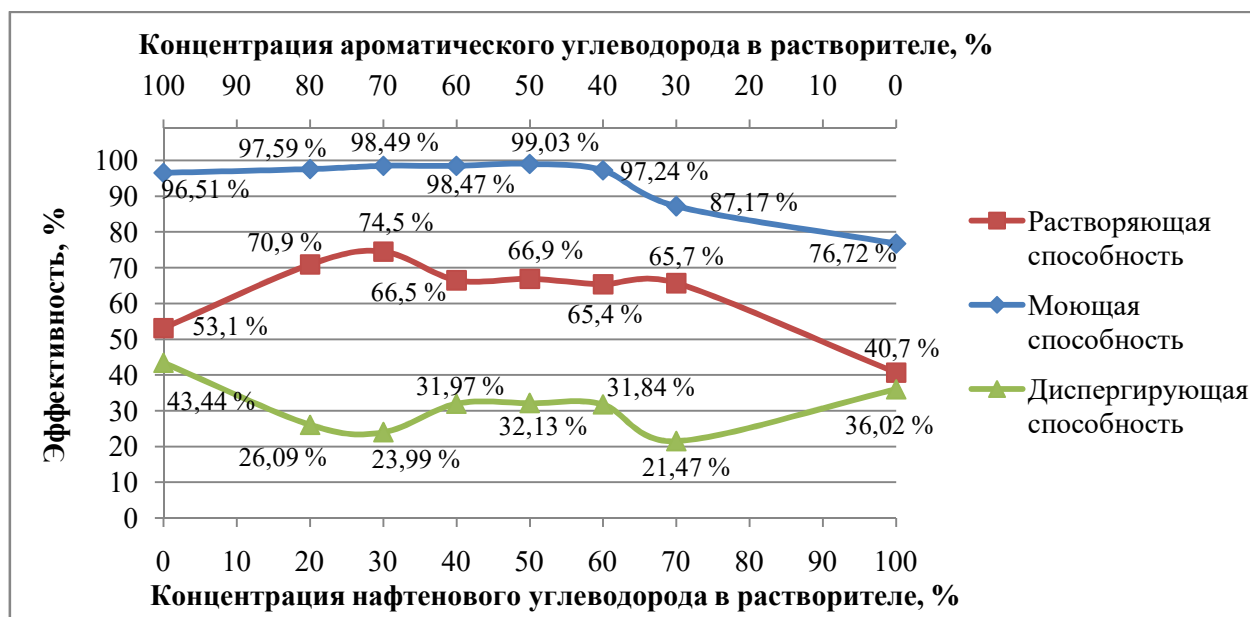


Рисунок 6 – Средние значения эффективностей исследуемых растворителей в зависимости от концентрации в них нефтяных и ароматических углеводородов для образца отложений АСПО-2

По графикам, представленным на Рисунках 5-6, видно, что наличие нефтяных углеводородов в испытуемых растворителях с различным их соотношением к ароматическим углеводородам в каждом случае повысил растворяющую способность. Из чего можно утверждать, что в исследуемых растворителях повышается эффективность растворения АСПО-1 и АСПО-2 путем взаимодействия ароматических и нефтяных углеводородов. При их смешении не образуется новый продукт, но положительный эффект растворения объясняется полярностью веществ, которая характеризуется электроотрицательностью между двумя связанными атомами.

Например, асфальтены и смолы являются полярными компонентами отложений, также как и ароматические углеводороды, которым свойственна полярность в силу наличия электрического дипольного момента, возникающего вследствие разной электроотрицательности. Парафины относятся к неполярным веществам, а нефтяные углеводороды являются неполярными соединениями, так как отсутствует общий диполь в молекуле и из-за равной электроотрицательности. Как известно, подобное растворяет подобное. Таким образом, каждый углеводород в разработанных растворителях, выполняет свои

задачи, т.е. ароматический углеводород растворяет полярные компоненты АСПО – асфальтены и смолы, а нафтенный углеводород – неполярный парафин.

Четвертая глава.

Проведена оценка пожарного риска на объекте трубопроводного транспорта, результат которой заключается в сопоставлении расчетных величин с соответствующими нормативными значениями, установленными Федеральным законом от 22 июля 2008 г. № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности». Оценка была проведена на примере линейного участка магистрального нефтепровода, подверженного образованию АСПО при транспортировке сероводородсодержащего нефтегазоконденсатного сырья

Основные характеристики рассматриваемого участка магистрального нефтепровода:

- протяженность участка – 2000 м;
- пропускная способность – 32-45 млн. тонн нефти в год;
- диаметр трубопровода – 1020 мм;
- толщина стенки – 16 мм;
- давление рабочее – 5 МПа;
- категория трубопровода – III;
- класс прочности – К 52;
- марка стали нефтепровода – 17Г1С;
- температура стенки нефтепровода при эксплуатации – 9 °С;
- тип изоляции – стальная оцинкованная оболочка.

Оценка пожарного риска и построение полей потенциального риска проводилась для следующих двух случаев:

– определение индивидуального риска на линейном участке нефтепровода с использованием растворителя АСПО, который путем эффективного удаления отложений обеспечивает предотвращение локальной коррозии (случай № 1);

– определение индивидуального риска на линейном участке магистрального нефтепровода, на котором не применен растворитель АСПО, т.е. в ходе эксплуатации из-за накопления отложений разрушается защитная пленка ингибитора коррозии (случай № 2).

Для определения удельных частот реализации аварийной разгерметизации для рассматриваемого участка магистрального нефтепровода в зависимости от размера и типа повреждения использовались данные среднестатистической доли аварии, представленных в приложении № 6 к Приказу № 533. С помощью программного комплекса $TOXI^{Risk}$ были определены величины коллективного и индивидуального риска для двух рассматриваемых случаев (Таблица 8).

Индивидуальный риск на рассматриваемом объекте магистрального нефтепровода при применении растворителя для удаления отложений и предотвращения коррозии (случай № 1) составил $2,3 \cdot 10^{-7}$, что меньше

нормативного значения, определенного Федеральным законом № 123 (статья 93). В случае разрушения защитной пленки ингибитора коррозии под воздействием гидродинамических завихрений по причине накопления АСПО, индивидуальный риск повысился и составил $1,43 \cdot 10^{-6}$, при этом превышает нормативное значение.

Полученные значения индивидуального риска показывают необходимость применения дополнительных мер по обеспечению пожарной безопасности на рассматриваемом объекте.

Таблица 8 – Количественные показатели оценки пожарного риска для рассматриваемого линейного участка магистрального нефтепровода

Рассматриваемый случай	Число одновременно находящихся людей	Число riskующих	Коэффициент присутствия	Коллективный риск, чел/год	Индивидуальный риск, 1/год
случай №1	1	1	1.00	$2,3 \cdot 10^{-7}$	$2,3 \cdot 10^{-7}$
случай №2	1	1	1.00	$1,43 \cdot 10^{-8}$	$1,43 \cdot 10^{-6}$

В программном комплексе $TOXI^{+Risk}$ были построены ситуационные планы полей потенциального риска при реализации основных поражающих факторов, которые проиллюстрированы на Рисунке 7.

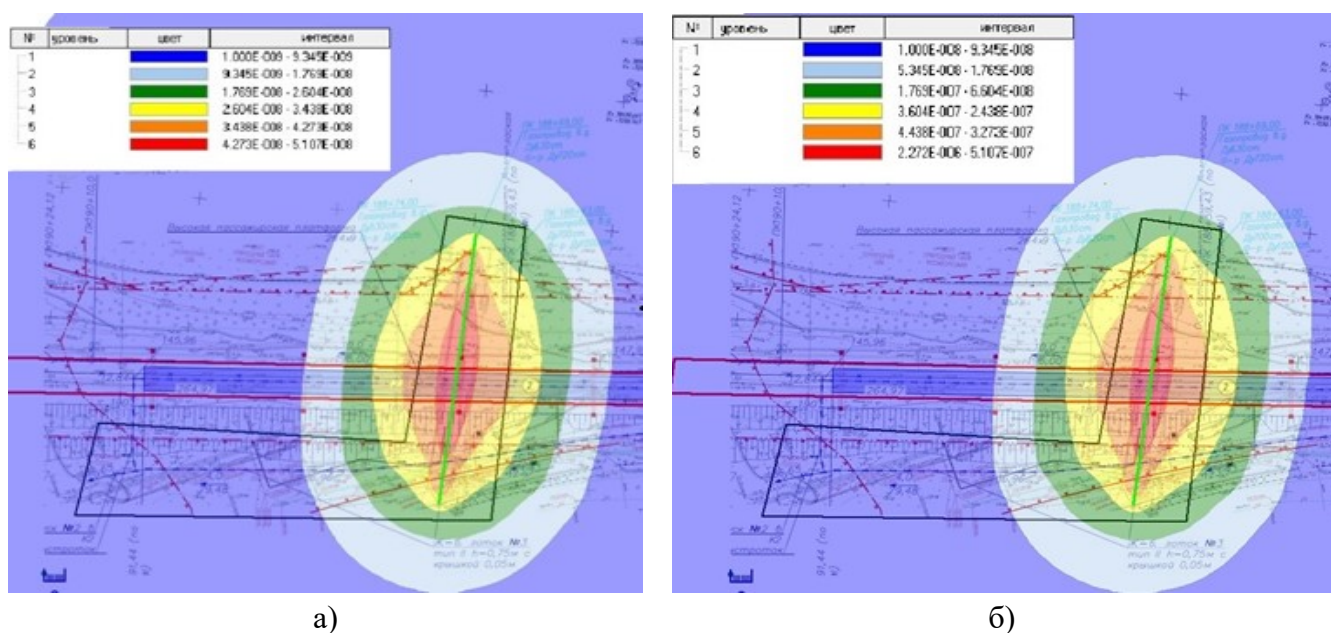


Рисунок 7 – Ситуационные планы полей потенциального риска для наиболее вероятного и опасного сценарий развития пожароопасной ситуации при разгерметизации нефтепровода: а) после обработки растворителем АСПО, б) без применения растворителя

В Таблице 9 сведены исходные данные для статистического исследования зависимости переменной Y (величина пожарного риска, 10^{-6}) и двумя

независимыми переменными X_1 и X_2 – объем растворителя необходимого для закачки в трубопровод (м^3) и растворяющая способность (в долях) соответственно. Верхняя строка в таблице 9 характеризует случай, когда в нефтепроводе не применяется растворитель для удаления АСПО.

Таблица 9 – Исходные данные для построения регрессионной модели

№ п/п	Объем растворителя в трубопроводе, м^3	Растворяющая способность	Величина пожарного риска, 10^{-6}
1	1	0,01	1,43
2	59,74	0,519	0,58
3	64,36	0,588	0,43
4	60,99	0,645	0,31
5	63,66	0,678	0,23

Уравнение регрессии (регрессионная модель) для исследуемого нефтепровода примет вид:

$$Y = a + b_1 \cdot X_1 + b_2 \cdot X_2 = 1,4487 + 0,00455 \cdot X_1 - 2,2126 \cdot X_2 \quad (1)$$

Константа a оценивает агрегированное влияние прочих (кроме учтенных в модели X_i) факторов на результат Y и означает, что величина пожарного риска на исследуемом объекте (Y) при отсутствии X_i составила бы $1,4487 \cdot 10^{-6}$, что превышает нормативное значение. Коэффициент b_1 указывает, что с увеличением X_1 на 1, значение пожарного риска увеличивается на 0,00455, а коэффициент b_2 указывает, что с увеличением X_2 на 1, значение пожарного риска снижается на 2,2126. Таким образом, получены универсальные коэффициенты b_1 и b_2 , учитывающие содержание в растворителе АСПО полярных и неполярных углеводородов.

Регрессионный анализ показал, что применение растворителя (Р-7) снижает величину индивидуального пожарного риска примерно в 6,2 раза и не превышает установленное нормативное значение. Полученную модель в виде уравнения можно использовать как способ оценки прогнозирования величины пожарного риска в магистральном нефтепроводе при применении растворителя АСПО.

На основе анализа пожарной опасности нефтепровода установлено превышение нормативного значения пожарного риска. В связи с этим был разработан комплекс организационно-технических мероприятий по обеспечению пожарной безопасности на объекте магистрального нефтепровода, направленных на исключение возникновения пожароопасной ситуации по причине развития внутренней коррозии вследствие накопления АСПО, включающий ряд мероприятий:

1. Диагностирование трубопровода на наличие АСПО с помощью определения гидравлической характеристики нефтепровода.
2. Отбор отложений и определение их группового состава.

3. Подбор растворителя и определение его необходимого объема.

4. Проведение процедуры очистки нефтепровода от АСПО в соответствии с правилами пожарной безопасности при работе с растворителями.

5. Определение гидравлического параметра нефтепровода после удаления АСПО с целью оценки эффективности применения растворителя.

При повторной обработке диагностируемого нефтепровода растворителем АСПО пункты 2-3 разработанных мероприятий проводить только при значительных изменениях условий эксплуатации и большого расхождения значений перепада давления по длине трубопровода при повторной обработке от значений гидравлической характеристики нефтепровода при первичной обработке.

В соответствии с мерами пожарной безопасности разработан порядок работы с растворителем АСПО и правила пожарной безопасности при использовании растворителя для удаления асфальтосмолопарафиновых отложений в трубопроводе, которые представлены в четвертой главе диссертации.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Согласно данным Ростехнадзора за 10 лет с 2013 года по 2022 год около 90 % всех инцидентов на магистральных нефтепроводах произошли вследствие коррозионных разрушений. Из них более 30 % аварий привели к пожарам. В период с 2017 года по 2022 год выявлено 7 аварий на промысловых трубопроводах из-за несвоевременного удаления отложений, способствующих коррозионным разрушениям. Две аварии сопровождались возгоранием газодонефтяной эмульсии со смертельным исходом.

2. По результатам исследования установлено, что коррозионное разрушение металла происходит при проявлении гидродинамических завихрений из-за неравномерности образования отложений АСПО. Под действием вихрей разрушается защитная пленка ингибитора коррозии, что инициирует локальное разрушение стенок нефтепровода. В сероводородсодержащем углеводородном сырье на коррозионной поверхности возникают пиррофорные соединения, которые при контакте с кислородом самовоспламеняются и моментально приводят к пожару.

3. Для исследуемых образцов отложений получены комплексные растворители путем взаимодействия нафтеновых и ароматических углеводородов, совместное действие которых проявилось в повышении растворяющей способности свыше 67 % и моющей способности свыше 98 %. Комбинированный эффект обусловлен смешением двух углеводородов разной полярности, благодаря чему растворитель воздействует на каждую компонентную составляющую АСПО.

4. В результате оценки пожарного риска на магистральном нефтепроводе установлено, что при разрушении плёнки ингибитора коррозии вследствие образования гидродинамических вихрей, вызванных неравномерным накоплением АСПО, индивидуальный риск превышает нормативное значение. Предложены организационно-технические мероприятия по обеспечению пожарной безопасности на объекте трубопроводного транспорта, которые включают диагностику трубопровода на наличие отложений путем вычисления гидравлического параметра трубопровода и удаление АСПО с помощью растворителя в соответствии с правилами пожарной безопасности.

Основные положения диссертации опубликованы в 13 научных изданиях, наиболее значимые из которых:

- в ведущих рецензируемых научных журналах, рекомендованных ВАК Министерства науки и высшего образования РФ:

1. Муфтахова, Э.Д. Изучение влияния ультразвуковых колебаний на химический растворитель для удаления асфальтосмолопарафиновых отложений / Э.Д. Муфтахова, **Т.В. Васильева**, И.Ф. Хафизов, Ф.Ш. Хафизов, Р.М. Султанов // Научный электронный журнал «Техносферная безопасность». – Екатеринбург: Уральский институт ГПС МЧС России. – 2019. – № 2 (23). – С.42-48.

2. Муфтахова, Э.Д. Подбор химического состава для удаления асфальтосмолопарафиновых отложений в магистральных трубопроводах / Э.Д. Муфтахова, **Т.В. Васильева**, И.Ф. Хафизов, Ф.Ш. Хафизов, И.В. Озден // Научный электронный журнал «Техносферная безопасность». – Екатеринбург: Уральский институт ГПС МЧС России. – 2020. – № 1 (26). – С.89-93.

3. Муфтахова, Э.Д. Разработка технологической схемы получения растворителя для удаления асфальтосмолопарафиновых отложений с целью обеспечения пожарной и промышленной безопасности / Э.Д. Муфтахова, **Т.В. Васильева**, И.Ф. Хафизов, Ф.Ш. Хафизов // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2020. – № 5. – С.27-38.

- в рецензируемых научных изданиях, включенных в международную базу данных Scopus

4. Баулин О.А. Пути повышения промышленной безопасности при эксплуатации газонефтяных скважин / О.А. Баулин, И.Ф. Хафизов, **Т.В. Васильева**, Э.Д. Муфтахова, // Безопасность труда в промышленности. – 2021. – № 5. — С. 48–52. – DOI: 10.24000/0409-2961-2021-5-48-52

5. Khafizov, I.F. Improvement of the method of removing asphaltresin- paraffin deposits to ensure the safety of technological processes / I.F. Khafizov, E.D. Muftakhova **T.V. Latypova** // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – vol. 981. – 2022. – P. 1-7. – DOI: 10.1088/1755-1315/981/3/032058

- в прочих изданиях:

6. Муфтахова, Э.Д. Влияние ультразвука на растворитель на основе газового конденсата для удаления асфальтосмолопарафиновых отложений / Э.Д. Муфтахова, **Т.В. Васильева** // Материалы II Междунар. науч.-практ. конф. «Актуальные проблемы и тенденции развития техносферной безопасности в нефтегазовой отрасли». – Уфа: Изд-во УГНТУ. – 2019. – С. 161-162.

7. Васильева, Т.В. Растворители асфальтосмолопарафиновых отложений на основе газового конденсата / **Т.В. Васильева**, Э.Д. Муфтахова // Материалы

II Междунар. науч.-практ. конф. «Актуальные проблемы и тенденции развития техносферной безопасности в нефтегазовой отрасли». – Уфа: Изд-во УГНТУ. – 2019. – С. 163-164.

8. Васильева, Т.В. Повышение промышленной безопасности на объектах нефтегазовой отрасли путем удаления асфальтосмолопарафиновых отложений / **Т.В. Васильева**, Э.Д. Муфтахова // Материалы X Междунар. науч. конф. «Наукоемкие технологии в решении проблем нефтегазового комплекса». – Уфа: РИЦ БашГУ. – 2020. – С. 183-184.

9. Муфтахова, Э.Д. Накопления отложений влияющие на безопасную эксплуатацию нефтяных скважин / Э.Д. Муфтахова, **Т.В. Васильева** // Материалы III Междунар. науч.-практ. конф. «Актуальные проблемы и тенденции развития техносферной безопасности в нефтегазовой отрасли». – Уфа: УГНТУ. – 2020. – С. 284-285.

10. Муфтахова, Э.Д. Анализ аварийных ситуаций на нефтяных скважинах обусловленных образованием АСПО / Э.Д. Муфтахова, **Т.В. Васильева** // Материалы III Междунар. науч.-практ. конф. «Актуальные проблемы и тенденции развития техносферной безопасности в нефтегазовой отрасли». – Уфа: УГНТУ. – 2020. – С. 285-287.

11. Хафизов, Ф.Ш. Метод холодного стержня для оценки эффективности удалителя асфальтосмолопарафиновых отложений / Ф.Ш. Хафизов, **Т.В. Латыпова**, Ю.С. Иванова // Материалы IV Междунар. науч.-практ. конф. «Актуальные проблемы и тенденции развития техносферной безопасности в нефтегазовой отрасли». – Уфа: УГНТУ. – 2021. – С. 97-98.

12. Муфтахова, Э.Д. Влияние нафтеновых углеводородов на эффективность растворителя асфальтосмолопарафиновых отложений / Э.Д. Муфтахова, **Т.В. Латыпова** // Материалы IV Междунар. науч.-практ. конф. «Актуальные проблемы и тенденции развития техносферной безопасности в нефтегазовой отрасли». – Уфа: УГНТУ. – 2021. – С. 102-103.

13. Хафизов, И.Ф. Предупреждение пожароопасных ситуаций на промысловых трубопроводах / И.Ф. Хафизов, **Т.В. Латыпова**, Ф.Ш. Хафизов, И.В. Озден // Сетевое издание «Нефтегазовое дело». – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2024. – № 4. – С.20-36.