

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования

УФИМСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ АВИАЦИОННЫЙ
ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ

КУРСОВАЯ РАБОТА ПО ТЕМЕ:

**АНАЛИЗ РИСКА ВОЗНИКНОВЕНИЯ И ПРОГНОЗИРОВАНИЕ
ПОСЛЕДСТВИЙ ЧС, ОБУСЛОВЛЕННЫХ РАЗГЕРМЕТИЗАЦИЕЙ
МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ В УСЛОВИЯХ АРКТИКИ**

Выполнили магистранты 2 года обучения
факультета защиты в ЧС: Исмагилов Аяз Азатович,
Дорош Инна Васильевна, Хайдаршин Айдар Альфирович

Научный руководитель: к.г.н., доцент каф.
безопасности производства и промышленной экологии
ФГБОУ ВО «Уфимский государственный авиационный
технический университет» Нафикова Эльвира
Валериковна

Уфа 2020

Оглавление

Введение	3
1 Анализ проблем обеспечения безопасности функционирования нефтепродуктопроводов в условиях Арктики	6
1.1 Трубопроводный транспорт в Арктической зоне России	6
1.2 Классификация аварий и повреждений на магистральных нефтепродуктопроводах	10
2 Анализ причин возникновения чрезвычайных ситуаций на магистральных нефтепродуктопроводах в условиях Арктики	13
3 Прогнозирование последствий ЧС, обусловленных разгерметизацией магистральных трубопроводов	21
3.1 Общие сведения о магистральном нефтепродуктопроводе как об объекте исследования	22
3.2 Разработка сценариев развития чрезвычайной ситуации методом построения дерева событий	26
4 Мероприятия по предупреждению пожаров и взрывов на нефтепродуктопроводах	32
4.1 Применение беспилотных летательных аппаратов при прогнозировании ЧС на магистральных нефтепродуктопроводах в условиях Арктики	36
4.2 Коррозионный мониторинг и контроль трубопроводов	38
4.3 Экспериментальные методы по оценке качества перспективных материалов в условиях вечной мерзлоты	41
4.3.1 Выбор обоснования сплава TiNi	46
Заключение	47
Список литературы	47

Введение

Арктическая зона Российской Федерации занимает значительную территорию страны и отличается от других регионов особыми природно-климатическими условиями, в тоже время обладает огромным потенциалом роста дальнейшего развития отечественной нефтегазовой отрасли в ближайшие десятилетия. Согласно «Стратегии развития Арктической зоны Российской Федерации и обеспечения национальной безопасности на период до 2020 года» одним из приоритетных направлений ее развития является обеспечение экологической безопасности (ст. 7, п. «г»).

Как показывает мировой опыт, затраты на прогнозирование, оценку риска и обеспечение готовности к событиям чрезвычайного характера в 15 раз меньше по сравнению с затратами на предотвращение ущерба. Сценарии возможных аварий и чрезвычайных ситуаций на магистральных трубопроводах в условиях Арктики отличаются от типовых задержкой реагирования, требующей расчета предельных параметров системы ликвидации разливов нефти в зависимости от ряда факторов окружающей среды, таких как ветер, волнение моря, морской лед, видимость и т. д., и анализ частоты, продолжительности и времени возникновения условий, которые могут сделать невозможным проведение мер по ликвидации нефтяного разлива в определенном месте. Таким образом, развитие научно-методических основ анализа риска возникновения и прогнозирования последствий ЧС, обусловленных разгерметизацией магистральных трубопроводов в условиях Арктики является актуальным.

Целью данного проекта является оценка риска возникновения и реализации аварийных сценариев на магистральных нефтепродуктопроводах, прогнозирование последствий ЧС, обусловленных разгерметизацией магистральных нефтепродуктопроводов в условиях Арктики.

Для решения поставленной цели в проекте поставлены и решены следующие **задачи**:

1. провести анализ проблем обеспечения безопасности функционирования нефтепродуктопроводов в условиях Арктики;

2. выполнить анализ причин возникновения чрезвычайных ситуаций на магистральных нефтепродуктопроводах;
3. спрогнозировать последствия ЧС, обусловленных разгерметизацией магистральных трубопроводов по различным сценариям;
4. провести оценку перспектив применения беспилотных летательных аппаратов для мониторинга и прогнозирования развития ЧС, вызванных авариями на магистральных нефтепродуктопроводах;
5. оценить повышение устойчивости функционирования магистральных нефтепродуктопроводов за счет инженерных мероприятий по коррозионному мониторингу и контролю трубопроводов.

В работе использовались следующие методы: статистические методы для анализа причин возникновения чрезвычайных ситуаций на магистральных нефтепродуктопроводах; математические методы для расчета вероятности возникновения сценария чрезвычайной ситуации на нефтепродуктопроводах в условиях Арктики; методы моделирования в трехмерном пространстве для создания трехмерных моделей аварийного разрушения нефтепроводов по различным сценариям; экспериментальные методы для оценки термочувствительного материала TiNi основе ЭПФ в условиях агрессивных сред, которые применяются для термозапорных клапанов (обратные клапана), срабатывающих при пониженном /повышенном давлении /температуре.

Научная новизна проекта:

1. Адаптация методики руководящих документов по проведению оценки рисков в промышленной безопасности к особенностям протекания ЧС в арктических условиях. Определение вероятности реализации аварийных сценариев на магистральных нефтепродуктопроводах планируется проводить с использованием логико-графических методов построения дерева последствий (дерева событий), позволяющих определить возможные последствия, выявить основные типовые группы сценариев возможных аварий и чрезвычайных ситуаций на магистральных трубопроводах в условиях Арктики.

2. Расчет вероятности возникновения и разработка детальных сценариев 3д моделированием возможных аварийных ситуаций: с наибольшей вероятностью, наиболее опасного, с наихудшими экологическими последствиями. По смоделированным сценариям на примере условного участка магистрального трубопровода планируется оценка масштабов зоны ЧС, вызванной разгерметизацией магистрального нефтепродуктопровода, с учетом особенностей протекания ЧС в условиях Арктики и концепции задержки реагирования.

3. Проведены экспериментальные исследования по оценке термочувствительного материала TiNi на основе ЭПФ в условиях агрессивных сред, которые применяются для термозапорных клапанов (обратные клапана), срабатывающих при пониженном/повышенном давлении/температуре.

Научно-практическая значимость:

1. На основе полученных результатов данного проекта планируется разработка рекомендаций по работе систем и предприятий нефтегазового комплекса, ведущих разработки в Арктической зоне.

2. Внедрение результатов проекта при составлении технической документации при разработке планов мероприятий по ликвидации арктических разливов нефти применительно к заданным объектам нефтяной отрасли.

3. Объединить потенциалы образовательных и научных организаций и организаций в проведении прикладных научных исследований и разработок мирового уровня, получении конкурентоспособных технологий и продуктов и их последующей коммерциализации, а также подготовке кадров для решения научно-технологических задач с целью прорывного развития по приоритетным направлениям и повышения конкурентоспособности экономики страны.

Апробация: по теме проекта опубликованы **статьи РИНЦ**, основные положения которых докладывались на международных и всероссийских конференциях «Мавлютовские чтения 2019», «Зимняя школа аспирантов

2020», «Проблемы обеспечения безопасности (Безопасность 2020)», «Научные технологии в решении проблем нефтегазового комплекса 2019» и др.

1. АНАЛИЗ ПРОБЛЕМ ОБЕСПЕЧЕНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ НЕФТЕПРОДУКТОПРОВОДОВ В УСЛОВИЯХ АРКТИКИ

Система магистральных трубопроводов в Российской Федерации является стратегически важной составляющей экономики России, и играет уникальную роль в системе жизнеобеспечения и безопасности Российской Федерации.

В последние годы активно развивается трубопроводный транспорт для транспортировки углеводородного сырья акваторий арктических морей, обеспечения приема в систему магистральных нефтепроводов сырья с новых сухопутных месторождений Арктической зоны для дальнейшей поставки на нефтеперерабатывающие заводы, а также на экспорт. Идет активная работа по развитию Северного морского пути (СМП), который позволяет сократить путь из Азии в Европу на треть [1].

Магистральный нефтепродуктопровод (МНПП) является потенциально опасным промышленным объектом. При возникновении чрезвычайной ситуации на трубопроводном транспорте возможны различные варианты ее развития.

Для изучения особенностей рассматриваемой темы необходимо в первую очередь ознакомиться с характеристикой трубопроводного транспорта.

1.1 Трубопроводный транспорт в Арктической зоне России

Географическое разграничение в размещении районов добычи и переработки нефти привело к необходимости транспортирования большого количества нефти и нефтепродуктов. Наиболее рациональным способом

транспортировки жидких и газообразных углеводородов является трубопроводной транспорт. Основные объемы добываемых в российской Арктике углеводородов транспортируются до потребителей по системам магистральных трубопроводов (рис 1.1).



Рисунок 1.1 – Карта - схема системы транспортировки нефти и газа в российской Арктике (по данным рабочей группы Арктического совета по реализации программы арктического мониторинга и оценки (АМАР)).

Нефтепроводом принято называть трубопровод, предназначенный для перекачки не только нефти, но и нефтепродуктов. Когда хотят подчеркнуть, что перекачиваются именно нефтепродукты, то употребляют термин нефтепродуктопровод. В зависимости от вида перекачиваемого нефтепродукта трубопровод называют также бензинопроводом, керосинопроводом или мазутопроводом и т.д. [2]

В соответствии со СНиП 2.05.06-85 установлено четыре класса магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов в зависимости от

условного диаметра труб: 1 класс – более 1000 мм; 2 класс – 1000-500 мм; 3 класс – 500-300 мм и 4 класс – менее 300 мм.

Трубопроводы, транспортирующие продукцию скважин на площадях нефтяных месторождений, делятся:

1) по назначению - на нефтепроводы, газопроводы, нефтегазопроводы, нефтегазоводопроводы и водопроводы;

2) по напору – на напорные и безнапорные;

3) по рабочему давлению – на трубопроводы высокого (6,4 МПа и выше), среднего (1,6 МПа) и низкого (0,6 МПа) давления;

4) по способу прокладки – на подземные, полуподземные, надземные, наземные и подводные;

5) по функции – на выкидные линии, идущие от устьев скважин до групповой замерной установки; нефтяные, газовые, водяные и нефтегазоводяные сборы с коллектора; товарные нефтепроводы;

6) по гидравлической схеме работы – простые трубопроводы, без ответвлений и сложные с ответвлениями, к которым относятся также замкнутые (кольцевые) трубопроводы [3,4].

Все перечисленные трубопроводы по напору делятся на трубопроводы с полным заполнением трубы жидкостью и трубопроводы неполным заполнением трубы жидкостью. Трубопроводы с полным заполнением сечения трубы жидкостью называются напорными, а трубопроводы с неполным заполнением сечения могут быть как напорными, так и безнапорными.

Трубопроводы относятся к категории энергонапряженных объектов, отказы которых сопряжены, как правило, со значительным материальным и экологическим ущербом. Многочисленные отказы на технологических трубопроводах, транспортирующих пожаровзрывоопасные продукты, ядовитые компоненты и токсичные среды, приводят к локальным и масштабным загрязнениям окружающей среды, создают повышенный риск с точки зрения безопасности персонала и населения. Особую остроту

приобретает проблема надежности и экологической безопасности в системах магистрального трубопроводного транспорта газа, нефти и нефтепродуктопроводов. Отказ магистрального трубопровода, проявляющийся в местной потере герметичности стенки трубы, трубных деталей или в общей потере прочности в результате разрушения, приводит, как правило, к значительному экологическому ущербу с возможными непоправимыми последствиями для окружающей природной среды [5].

Хотя магистральный трубопровод и представляет собой непрерывную нитку, однако он имеет устройства, позволяющие отсекаать отдельные его участки в случае возникновения аварийных ситуаций с целью ограничения объема потерь транспортируемого продукта и уменьшения ущерба, наносимого природе при вытекании продукта из разрушенного участка. На нефтепродуктопроводах устанавливают задвижки (на газопроводах – краны).

Важными элементами линейной части трубопровода являются также различного рода узлы и детали: тройниковые соединения, переходы с одного диаметра на другой (переходник), устройство запуска очистных и контролирующих приборов (скребки, шары, поршни, сканирующие устройства и т.д.) и их выхода из трубы. Сложное производственное сооружение требует правильной эксплуатации, наличие высококвалифицированной рабочей силы, осуществляющей монтаж, обслуживание и ремонт трубопровода, а также предотвращение аварий и возможность возникновения чрезвычайной ситуации.

Магистральные нефтепродуктопроводы состоят из сложного комплекса разнохарактерных инженерных сооружений, имеющих разное функциональное назначение. Бесперебойная и надежная их эксплуатация достигается: укладкой сплошной нитки трубопровода от начального пункта до конечного, установкой средств перекачки (перекачивающих насосных станций – НС) через определенное расстояние, в соответствии с режимно-технологическим расчетом; устройством линий связи; строительством сооружений, обеспечивающих наблюдение за техническим состоянием

магистрала и проведение ремонтных (восстановительных) работ, строительством переходов через искусственные и естественные преграды и т.д. [6]

Несмотря на все функциональные и структурные изменения, происходящие в трубопроводном транспорте нефтепродуктов, основным способом их транспортирования остается последовательная перекачка разнотипных нефтепродуктов по одному трубопроводу.

1.2 Классификация аварий и повреждений на магистральных нефтепродуктопроводах

Аварии на магистральных трубопроводах происходят в результате отказов трубопроводов (нарушения работоспособности, связанного с внезапной полной или частичной остановкой трубопровода из-за нарушения герметичности трубопровода или запорной и регулирующей арматуры или из-за закупорки трубопровода).

Относительно действующих МНПП, расположенных на территории РФ РД 153–39.2–076–01[7] установлен единый порядок классификация аварий и повреждений.

Аварии, повреждения МНПП разделяются на три вида:

- аварии, повреждения линейной части МНПП;
- аварии, повреждения основного и вспомогательного оборудования сооружений ГПС, ПС, наливного пункта;
- аварии производственной связи при ее отсутствии более 2 часов.

Причинами аварий, повреждений МНПП являются:

- разрывы или трещины сварных соединений линейной части;
- дефекты металла труб;
- дефекты соединений и узлов, разрывы прокладок запорной арматуры, вызывающие необходимость их замены или ремонта, связанного с изменением режимов работы МНПП;

- коррозия металла труб, сварных соединений, вызванная электрохимической, почвенной или внутренней коррозией;
- механические повреждения трубопроводов при производстве работ в охранной зоне МНПП;
- ошибки эксплуатационного персонала [7];
- нарушения герметичности линейной части МНПП, запорной арматуры с целью хищения нефтепродукта, приводящие к загрязнению водоемов или водотоков нефтепродуктом или нарушению работоспособности МНПП;
- стихийные явления (оползни, землетрясения, паводки и др.).

Причинами аварий, повреждений основного и вспомогательного оборудования сооружений ГПС, ПС, НП являются:

- неисправности насосов, электродвигателей и их вспомогательных систем;
- выход из строя резервуаров (разрушение, разгерметизация днищ, поясов, поломки понтонов, взрывы паров топлива);
- выход из строя электрических распределительных устройств, трансформаторов;
- разрывы сварных соединений и металла труб на технологических трубопроводах;
- отказы стационарной запорной арматуры, вызывающие необходимость ее замены или ремонта, связанные с изменением режимов работы МНПП.

Аварии на МНПП могут сопровождаться одним или несколькими следующими событиями:

- смертельным(и) случаем(ями);
- травмированием с потерей трудоспособности или групповым травматизмом;
- воспламенением нефтепродукта или взрывом его паров;
- утечкой транспортируемого нефтепродукта в количестве более 1 т.

Нарушение исправного состояния МНПП, приведшее к безвозвратным потерям нефтепродуктов в ОПС в количестве 1 т и менее, классифицируется как повреждение.

Последствия аварий всех видов в зависимости от тяжести разделяются на три категории.

К последствиям 1 категории относятся аварии, приведшие:

- к смертельному случаю или травматизму с потерей работоспособности или групповому травматизму;
- к воспламенению нефтепродукта;
- нарушению работоспособности трубопровода более 24 часов или потерям перекачиваемого продукта в окружающую среду свыше 100 м³.

К последствиям 2 категории относятся аварии, приведшие к нарушению работоспособности трубопровода от 8 до 24 часов или потерям перекачиваемого продукта в окружающую среду от 10 до 100 м³.

К последствиям 3 категории относятся аварии, приведшие к нарушению работоспособности объекта трубопровода от 0,5 до 8 часов или потерям перекачиваемого продукта в окружающую среду от 1 до 10 м³.

Нарушение герметичности трубопровода, не подпадающее под определение аварии, классифицируется как повреждение [8].

2 АНАЛИЗ ПРИЧИН ВОЗНИКНОВЕНИЯ ЧРЕЗВЫЧАЙНЫХ СИТУАЦИЙ НА МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОДУКТОПРОВОДАХ В УСЛОВИЯХ АРКТИКИ

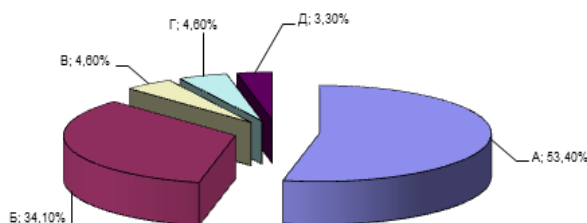
В эксплуатировавшихся МНПП повреждения возникали в основном из-за невыполнения в процессе строительства «Технических условий на производство строительно-монтажных работ по сооружению магистральных трубопроводов», а также из-за отступления и нарушений «Правил технической эксплуатации магистральных трубопроводов» [9].

Кроме того, повреждения появлялись вследствие неудовлетворительной организации защиты трубопроводов от почвенной коррозии и действия блуждающих токов, из-за повышенных температурных колебаний в течение года (и, следовательно, повышенных температурных напряжений в трубопроводе), в результате размыва грунта под трубопроводом на переходах через водные преграды, оползней, неравномерной осадки грунта после строительства и, наконец, вследствие поставки на строительство некачественных труб (слоистый прокат, неравномерность толщин листов сварных труб, дефекты в заводской сварке и т.д.) [10]. В экстремальных климатических условиях Арктики риск возникновения чрезвычайных ситуаций возрастает. В сибирской части Арктики зимой развивается антициклоническая циркуляция: отмечаются низкие температуры воздуха, небольшая облачность, незначительное количество осадков и слабые или умеренные ветры. Средние температуры самого холодного зимнего месяца – января составляют до $-45...-50^{\circ}\text{C}$. Минимальные температуры в этих районах иногда снижаются до $-55...-60^{\circ}\text{C}$. В результате сильного выхолаживания поверхности в этих районах постоянны инверсии температуры воздуха [11]. Для элементов технических систем, эксплуатируемых в условиях Севера, определяющим внешним фактором являются низкие температуры атмосферного воздуха, которые ухудшают основные физикомеханические свойства конструкционных материалов, повышают их склонность к хрупкому

разрушению как потенциальному источнику возможных аварий [12]. Неконтролируемое развитие аварийных ситуаций на объектах нефтегазового комплекса может привести к значительным разрушениям и к гибели людей.

С 2001 по 2019 г. зарегистрировано 900 случаев разрушения трубопроводов. Причем 41.3% составляют сквозные локальные повреждения (свищи), 33.7% – разрывы по монтажным кольцевым стыкам, 20% – разрывы по целому металлу труб и 5% – разрывы по заводским сварным швам.

Однако если рассмотреть разрушения трубопроводов по годам, то можно видеть следующую картину (рисунки 2.1, 2.2).



А – сквозные локальные повреждения (свищи), Б – разрывы по монтажным кольцевым стыкам, В – разрывы по целому металлу, Г – разрушения по заводским сварным швам, Д – другие причины

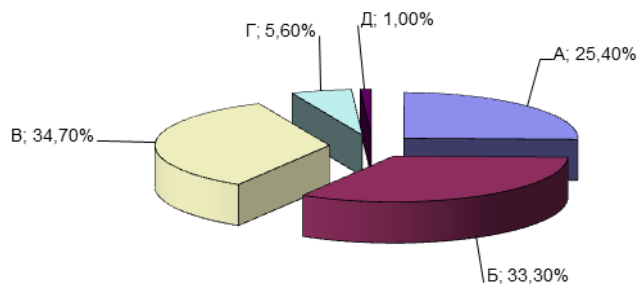
Рисунок 2.1 – Основные причины аварий на МНПП за период 2001–2005 гг.

Из рисунка 2.1 следует, что основными причинами аварий на МНПП за период 2001–2005 гг. являются сквозные локальные повреждения (свищи) и разрывы по монтажным кольцевым стыкам, а за период 2006–2019 гг. (см. рисунок 2.2) к этим причинам прибавилась еще одна не менее значимая, разрывы по целому металлу.

Свищи образуются в результате действия на трубопровод блуждающих токов и агрессивных почвенных вод.

В нашем случае 95% от общего числа свищей вызваны действием блуждающих токов (не была предусмотрена катодная защита, так как проекты трубопроводов были составлены значительно раньше

электрификации железных дорог, пролегающих вблизи них) и только 4-5% – агрессивными грунтами (почвенной коррозией).



А - сквозные локальные повреждения (свищи), Б - разрывы по монтажным кольцевым стыкам, В - разрывы по целому металлу, Г - разрушения по заводским сварным швам, Д – другие причины

Рисунок 2.2 – Основные причины аварий на МНПП за период 2006–2019 гг.

Анализ произошедших аварий, показал, что в зависимости от года эксплуатации нефтепродуктопровода процентное отношение причин разрушений изменяется (таблица 2.1).

Таблица 2.1 – Разрушения (в % к общему числу) в период эксплуатации в зависимости от различных причин

Причины	Годы эксплуатации	
	4-й	5-й
Дефекты труб	17,5	18
Дефекты сварных швов (не заводских)	21	20
Дефекты строительно-монтажные	11	3,5
Коррозия	40	50,5
Нарушение правил эксплуатации	8,5	3
Другие причины	8,5	3

По представленным данным можно сделать вывод, что коррозионное разрушение трубопроводов занимает первое место, и с течением времени его доля увеличивается. Это связано с тем, что не были разработаны

устройства, позволяющие контролировать толщину стенок трубопровода в процессе эксплуатации.

Достаточно велика доля разрушений, связанных с различными дефектами (труб, сварных швов). Это также связано с невозможность своевременно диагностировать аварийное состояние трубопровода.

Оценка частоты возникновения отказов, приведенные и полученные в Саратовском региональном отделении Российской Экологической Академии (таблицу 2.2) [13].

Таблица 2.2 - Статистические вероятности различных сценариев развития аварии

Код	Наименование исходных и промежуточных событий	Частота отказов, событий·год ⁻¹
А	Пожар пролива нефти	
В	Инициация пожара	
С	Разгерметизация трубопровода	
1	Искра в проводке	$2,4 \times 10^{-2}$
2	Атмосферное электричество	$5,0 \times 10^{-5}$
3	Коррозия трубопровода	$2,4 \times 10^{-4}$
4	Структурный отказ насоса	$6,0 \times 10^{-5}$
5	«Гильотинное» разрушение трубопровода	$6,12 \times 10^{-5}$

В соответствии с формулами 2.1 и 2.2 проведем расчет вероятности пожара пролива нефти.

$$D_{\text{«ГП»}} = 1 - (1 - D_1)(1 - D_2) \cdot \dots \cdot (1 - D_n) ; \quad (2.1)$$

$$D_{\text{«ГП»}} = D_1 \times D_2 \times \dots \times D_n . \quad (2.2)$$

Вероятность возгорания:

$$P_B = 1 - (1 - P_1)(1 - P_2) = 1 - (1 - 2,4 \times 10^{-2})(1 - 5 \times 10^{-5}) = 1 \times 10^{-2}$$

Вероятность разгерметизации трубопровода:

$$P_C = 1 - (1 - P_3)(1 - P_4)(1 - P_5) = 1 - (1 - 2,4 \times 10^{-4})(1 - 6,0 \times 10^{-5})(1 - 6,12 \times 10^{-5}) = 3,6 \times 10^{-4}$$

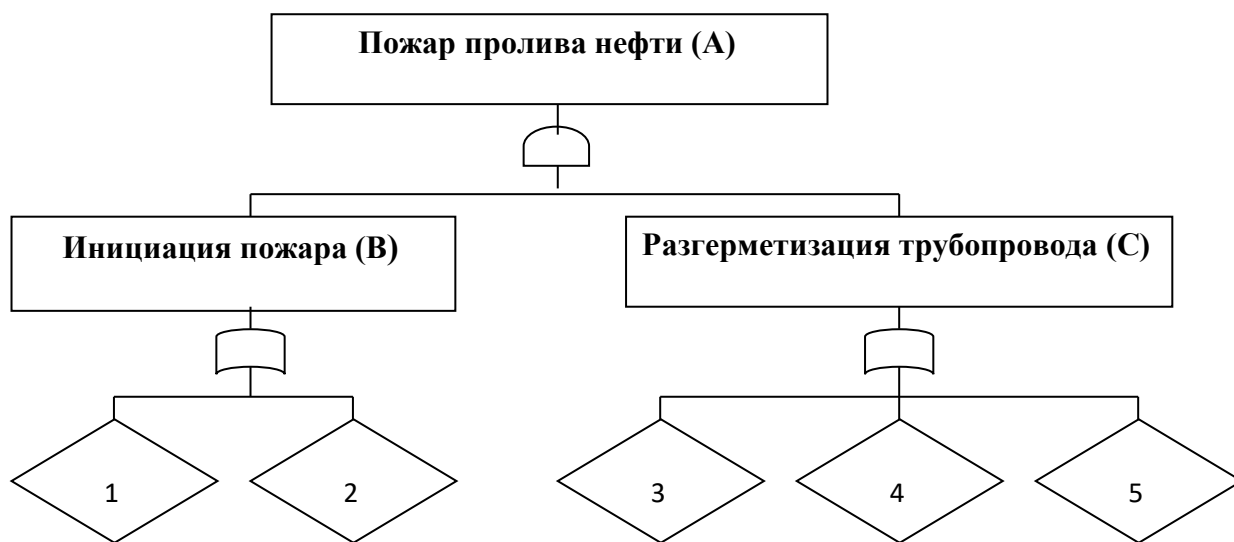
Вероятность пожара пролива нефти:

$$P_A = P_B \times P_C = 1 \times 10^{-2} \times 3,6 \times 10^{-4} = 3,6 \times 10^{-6}$$

Полученные результаты с помощью нечеткого подхода к оценке возможности несчастного случая, показывают, что мера возможности с наиболее вероятным событием её значение $3,6 \cdot 10^{-6}$.

Частота возникновения аварий на линейной части магистральных нефтепродуктопроводов по данным составляет $1,0 \cdot 10^{-5}$.

«Дерево отказов», позволяющее выявить комбинацию отказов (неполадок) оборудования, инцидентов, ошибок персонала и внешних техногенных и природных воздействий, приводящих к головному событию – разгерметизации нефтепровода представлена на рисунке 2.3 (дерево отказов для нежелательного события).



1 - искра в проводке; 2- атмосферное электричество; 3 - коррозия трубопровода; 4 - структурный отказ насоса; 5 - «гилютинное» разрушение трубопровода.

Рисунок 2.3 – Дерево отказов для нежелательного события – пожар пролива нефти

Взрыв паровоздушной смеси, как фактор поражения при авариях на трубопроводе не рассматривается, т. к. паровоздушная смесь взрывоопасной

концентрации при разливах на открытой поверхности образуются в небольшом слое, непосредственно над зеркалом разлива, и может служить лишь для инициирования воспламенения.

Анализ аварий, имевших место на линейных частях МНПП за время их эксплуатации, в том в арктической зоне и анализ статистических данных позволяет сформулировать основные причины возникновения аварий, представлены на диаграмме на рисунке 2.4.



Рисунок 2.4 – Основные причины аварий на линейных частях МНПП

Самыми распространёнными причинами аварий являются: коррозионное повреждение трубопроводов и внешнее воздействие техногенного характера. К внешнему воздействию техногенного характера в данном случае относим в основном повреждения трубопроводов землеройной и другой специальной техникой при производстве капитального ремонта.

В результате внешней и внутренней коррозии стенок труб могут образоваться свищи. Внешние свищи появляются при повреждении пассивной защиты (изоляция трубопровода) и нарушении режима работы

катодной защиты. Свищи от воздействия внутренней коррозии образуются в стенке трубы при недостаточной очистке транспортируемого нефтепродукта и образования отстоя подтоварной воды.

Прогнозирование повреждений наружной изоляции выполняется на основе анализа данных электрометрических измерений и режимов работы станций катодной защиты.

Обнаружение повреждений от внутренней и внешней коррозии возможно пропуском внутритрубного дефектоскопа.

Анализ аварий на нефте- и нефтепродуктопроводах показал, что основными причинами разрушений являются скрытые дефекты различного происхождения (металлургические, сварочные, механические, коррозионные). Основным способом предупреждения разрушений трубопроводов является техническое диагностирование в практике эксплуатации магистральных трубопроводов.

Наибольшую опасность при авариях на нефтепродуктопроводах представляет риск затопления территории, взрыва и возгорания паров нефтепродуктов при разливах, вследствие нарушения герметичности трубопроводов и оборудования, в результате причин возникновения возможных аварий.

Классический путь возникновения и развития аварий с нефтепродуктами:

- нарушение герметичности или разрушение оборудования, трубопровода;
- выброс (разлив) жидкой фазы нефтепродуктов на поверхность из трубопроводов вследствие их разгерметизации;
- разлив нефтепродуктов и загрязнение территории, подземных или открытых водных источников с последующим их испарением и образованием опасных концентраций паров нефтепродуктов (облако взрывопожароопасной концентрации паров нефтепродуктов) в приземном слое атмосферы;

– взрыв (пожар) паров нефтепродуктов (при появлении в парогазовом облаке источника зажигания);

– тепловое воздействие и влияние избыточного давления на соседние здания (сооружения) и ОПС [13].

Меры по предупреждению данных ЧС в основном связаны с осуществлением ремонта изношенного оборудования, ужесточением знаний и строгим соблюдением правил техники безопасности при проведении работ персоналом, обслуживающим технологические установки, разработка заранее подготовленного плана ликвидации ЧС для слаженной работы персонала опасного объекта и формирований РСЧС.

3 ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ПОСЛЕДСТВИЙ ЧС, ОБУСЛОВЛЕННЫХ РАЗГЕРМЕТИЗАЦИЕЙ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

Прогнозирование возможных ЧС техногенного характера один из основных этапов подготовки к их предупреждению и ликвидации. На основе прогнозов вырабатываются проектные, организационные и технические решения по обустройству и функционированию объектов.

Прогнозирование возможных ЧС, обусловленных авариями на магистральных нефтепродуктопроводах, осуществляется на основе анализа предыдущих ЧС на предприятиях, в учреждениях, организациях.

Наиболее значимыми задачами прогнозирования аварий на магистральных трубопроводах являются:

- вероятности возникновения чрезвычайных ситуаций и их социально-экономических последствий для обслуживающего персонала, населения и окружающей среды прилегающей территории, построение моделей таких ситуаций;

- потребности сил и средств для ликвидации прогнозируемых чрезвычайных ситуаций.

Для прогнозирования возможных разливов нефтепродукта и оценки воздействия этих разливов на население и прилегающие территории применяются современные геоинформационные технологии (ГИС-технологии), позволяющие заблаговременно принять меры по снижению рисков и обеспечению безопасности населения и территорий.

Моделирование разлива нефтепродукта с помощью ГИС позволяет:

- наиболее точно определить площадь загрязнения нефтепродуктом, количество собираемого нефтепродукта;

- установить степень негативного воздействия загрязнений нефтепродукта на население и объекты жизнеобеспечения, объекты производственной и социальной сферы;

- определить характер влияния разливов нефтепродукта на объекты окружающей среды;

- установить границы районов повышенной опасности, например, при возможном загрязнении населенных пунктов, зон особой значимости;
- строить поля риска, проводить зонирование территории по степени загрязнения;
- определять последовательность, сроки и наиболее эффективные мероприятия по предупреждению и ликвидации последствий возможных аварий, в том числе приводящих к ЧС.

В состав сил звена РСЧС организации осуществляющих, добычу нефти и газа, а также их транспортировку входят профессиональные аварийно-спасательные формирования, подготовленное и аттестованное на проведение работ по ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов (штатные или нештатные), аварийно-восстановительными бригадами, отряды добровольной пожарной дружины, ведомственной пожарной охраны (ВПЧ), добровольной газоспасательной дружины (ДГСД). Организационная структура и техническая оснащенность формирований зависит от их назначения и специфики их деятельности.

3.1 Общие сведения о магистральном нефтепродуктопроводе как об объекте исследования

Основным нефтеналивным терминалом Арктики является Варандей, расположенный в Печорском море. Он обслуживает месторождения на суше в Ненецком автономном округе и используется для перевалки добытой нефти на танкеры для последующего экспорта или транспортировки в порты России.

Восточно-Мессояхское нефтегазоконденсатное месторождение расположено в Тазовском районе Ямало-Ненецкого Автономного округа Российской Федерации в 605 км к Северо-Востоку от г. Салехард и в 340 км к северу от Новой Уренгой (рисунок 3.1) [14].

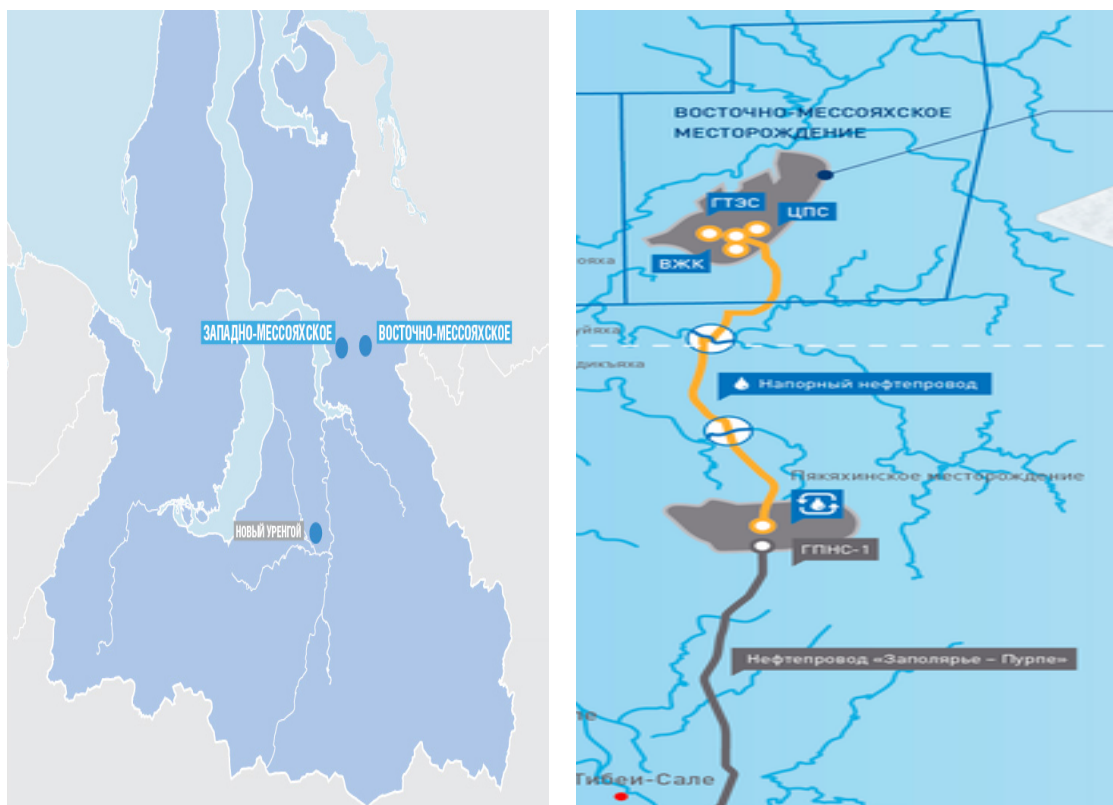


Рисунок 3.1 – Карта-схема расположения объекта исследования для моделируемой ЧС [14]

Приурочено к одноимённому локальному поднятию Мессояхско-Балахнинского нефтегазоносного пояса Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. Это самое северное из разрабатываемых нефтяных месторождений России, находящихся на суше.

Восточно-Мессояхское месторождение было открыто в 1990 году скважиной № 35 Главтюменьгеологии.

По отражающему горизонту «Б» поднятие оконтурено изогипсой - 2600 м и имеет площадь 210 км². Фундамент не вскрыт. В пределах Восточно-Мессояхского месторождения выявлены 6 нефтяных, 2 газоконденсатных, 1 нефтегазоконденсатная, 3 газонефтяных, 5 газоконденсатных и 4 газовых залежи тектонически экранированного типа. Коллектором являются песчаники с линзовидными прослоями глин.

Коллекторы – слабо-консолидированные, песчаники с линзовидными прослоями глин. Основным объектом разработки является пласт ПК 1-3, расположенный на небольших глубинах, представляющий собой

содержащие запасы высоковязкой нефти песчаные коллекторы. Некая неопределенность в понимании распространения флюидов в пределах пласта ПК₁₋₃ делает геологоразведочные работы (ГРП) интригующими.

Результаты интерпретации геофизических исследований скважин (РИГИС) и опробования пласта методом Modular Dynamics Tester (MDT) в новых скважинах выявила наличие, не предполагавшееся ранее в геологической модели чередования флюидных контактов [14].

Детальный литофациальный анализ свидетельствует, что пласт ПК₁₋₃ сформировался в континентальных условиях осадконакопления.

Пока пласт ПК₁₋₃ считается единым объектом, без выдержанных глинистых перемычек. В 2017 г в пласте ПК₁₋₃ уже была открыта залежь с промышленным притоком нефти.

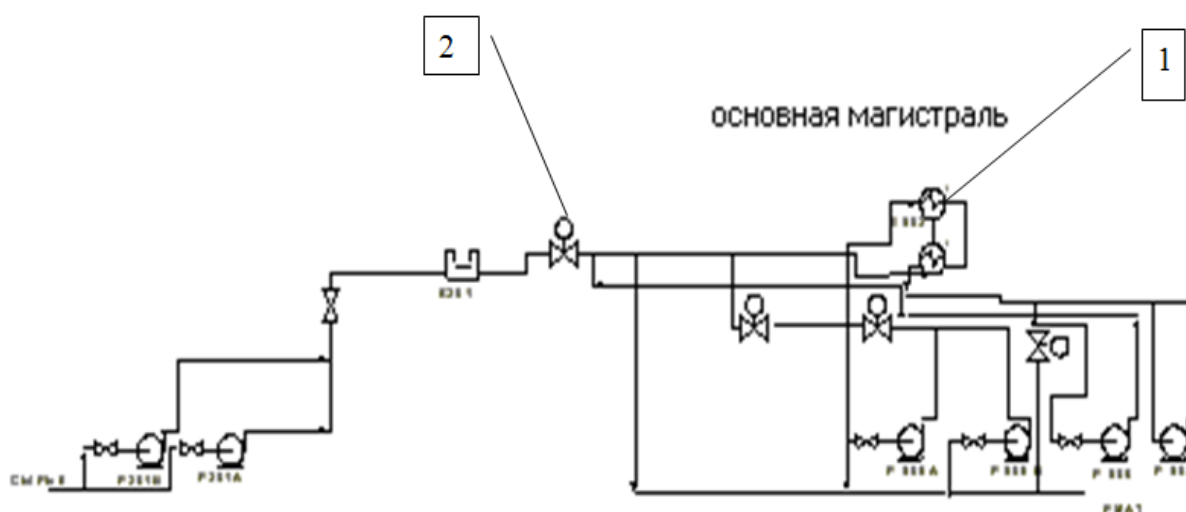
Подготовка к разработке месторождений началась в 2010 году. В октябре 2012 года в рамках опытно-промышленных работ была получена первая нефть с Восточно-Мессояхского нефтегазоконденсатного месторождения. В 2013 году сформирована концепция разработки месторождений, спроектированы ключевые инфраструктурные объекты. Добытая нефть будет поступать в магистральную нефтепроводную систему Заполярье – Пурпе. В 2014 году компания приступила к строительству необходимой инфраструктуры, в том числе напорного нефтепровода мощностью 7 млн тонн нефти в год и протяженностью порядка 100 км от Восточно-Мессояхского месторождения до головной нефтеперекачивающей станции нефтепровода «Заполярье – Пурпе».

Значительная часть территории округа – заболоченная низменность, лишь на юге – возвышенности Сибирские Увалы и Северо-Сосьвенская, на западе – отроги Полярного Урала высотой до 1333 м. Главные реки – Обь, Таз, Надым, Мессояха. Климат арктический и субарктический; средняя температура января от -22 до -26 градусов, средняя температура июля от +4 до +14 градусов; количество осадков – 200-400 мм в год. На всей территории округа распространена многолетняя мерзлота. Природно-климатическая зона

– арктическая мохово-лишайниковая и кустарничковая тундра, сменяющаяся к югу лесотундрой [14].

Согласно требованиям «Порядка разработки декларации безопасности промышленного объекта РФ», МНПП относится к особо опасным производствам, т.к. количество опасного вещества (нефтепродукты, входящие в группу легковоспламеняющихся жидкостей) обращающегося (транспортируемого) по МНПП превышает предельное количество 200 тонн.

Принципиальная схема магистрального нефтепродуктопровода представлена на рисунке 3.1 [18].



1 – перекачивающие насосы; 2 – автоматические задвижки

Рисунок 3.1 – Принципиальная схема магистрального нефтепродуктопровода

Наибольшую опасность представляют аварии, связанные с разгерметизацией трубопровода МНПП, т. к. при этом существует реальная вероятность выхода наружу нефтепродукта и образования опасных концентраций паров нефтепродукта на больших территориях. Для расчета выбирается наихудшие ситуации - разрушение трубопровода, заполненного дегазированными нефтепродуктами (углеводороды), в летний период, при пересечении МНПП с инженерными коммуникациями, с водными преградами, при разрушении трубопровода в непосредственной близости с населенными пунктами.

В данной работе рассмотрим аварийную ситуацию с опасным веществом – нефтяной эмульсией. В развитии исследований планируется рассмотреть аварийные ситуации и с другими нефтепродуктами.

3.2 Разработка сценариев развития чрезвычайной ситуации методом построения дерева событий

При оценке риска и возможных последствий аварий на магистральных нефтепродуктопроводах, в том числе приводящих к ЧС, использовались руководящие документы по проведению оценки рисков в промышленной безопасности (РД 03-418-01, ГОСТ Р 27.310-95) [15,16].

Определение вероятности реализации аварийных сценариев на магистральных нефтепродуктопроводах проводилось с использованием логико-графических методов построения дерева последствий (дерева событий), позволяющих определить возможные последствия.

Любой сценарий, описывающий ЧС, вызванной техногенной аварией на магистральном нефтепродуктопроводе, начинается с инициирующего события (разгерметизации участка трубопровода, содержащего нефтепродукт), которое может возникнуть с некоторой частотой. Вероятность разгерметизации на линейных частях магистрального нефтепродуктопровода составляет $1 \cdot 10^{-3}$ событий/(км·год) [13].

На основании анализа аварий, произошедших на магистральных трубопроводах за время их эксплуатации, выявлены основные типовые группы сценариев возможных аварий и чрезвычайных ситуаций на магистральных трубопроводах.

Группа сценариев С1: разгерметизация магистрального трубопровода – выброс нефти – растекание нефти по территории – испарение легких углеводородов в атмосферу – рассеивание парогазового облака без последствий насыщение почвы нефтепродуктами в зоне его распространения (токсическое действие нефти) – интоксикация флоры и фауны.

Группа сценариев С2: разгерметизация магистрального трубопровода – выброс нефти – образование разлива на поверхности почвы – испарение паров нефти и образование повышенной концентрации паров нефти – наличие источников зажигания воспламенение (вспышка) легких углеводородов – пожар пролива – выброс продуктов горения – попадание персонала в зону влияния поражающих факторов (тепловое излучение, экстремальный нагрев среды, токсическое действие паров нефти) – интоксикация и получение ожогов.

Группа сценариев С3: разгерметизация магистрального трубопровод – выброс нефти – растекание нефти по территории – испарение легких углеводородов в атмосферу – распространение паров нефти по местности осаждение нефти за охранную зону МНПП (токсическое действие нефти) – интоксикация флоры и фауны.

Дерево событий, при разгерметизации нефтепродуктопровода на открытой поверхности, представлены на рисунке 3.2.

Вероятность каждого сценария развития аварийной ситуации определена как произведение частоты основного события на условную вероятность конечного события по формуле:

$$Q(A) = Q_{ав} \cdot Q(A)_{ус}, \quad (3.1)$$

где $Q_{ав}$ – вероятность возникновения инициирующего события разгерметизации трубопровода – $1 \cdot 10^{-3}$ событий/(км·год);

$Q(A)_{ус}$ – условная вероятность конечного события развития аварийной ситуации.



Рисунок 3.2 – Дерево событий, при разгерметизации нефтепродуктопровода

Рассчитаем вероятности возникновения сценариев группы С1:

$Q_{C1.1} = 1 \cdot 10^{-3} \cdot 0,6 = 6 \cdot 10^{-4}$ событий/(км·год) – (истечение нефти из трещины);

$Q_{C1.2} = 1 \cdot 10^{-3} \cdot 0,06 = 6 \cdot 10^{-5}$ событий/(км·год) – (истечение нефти из полного сечения).

Рассчитаем вероятности возникновения сценариев группы С2:

$Q_{C2.1} = 1 \cdot 10^{-3} \cdot 0,1 = 1 \cdot 10^{-4}$ событий/(км·год) – (истечение нефти из трещины);

$Q_{C2.2} = 1 \cdot 10^{-3} \cdot 0,02 = 2 \cdot 10^{-5}$ событий/(км·год) – (истечение дегазированной нефти из полного сечения).

Рассчитаем вероятности возникновения сценариев группы С3:

$Q_{C3.1} = 1 \cdot 10^{-3} \cdot 0,2 = 2 \cdot 10^{-4}$ событий/(км·год) – (истечение дегазированной нефти из трещины);

$Q_{C3.2} = 1 \cdot 10^{-3} \cdot 0,02 = 2 \cdot 10^{-5}$ событий/(км·год) – (истечение дегазированной нефти из полного сечения).

Таким образом, как показал расчет вероятности реализации сценариев наиболее вероятным сценарием развития ЧС является повреждение нефтепродуктопровода в результате дефектов труб и сварных

швов, растекание нефти по территории без последующего воспламенения с образованием разлива по рельефу местности, локализация и ликвидации истечения без опасных последствий.

С учетом вышеперечисленных типовых групп сценариев можно выделить следующие сценарии возникновения и развития ЧС:

– сценарий ЧС с наибольшей вероятностью возникновения относятся к сценариям С1 разлив нефти без последующего воспламенения ($P_{C1.1}=6 \cdot 10^{-4}$) и будет иметь место на линейном участке магистрального трубопровода.

– наиболее опасный сценарий, и сценарий ЧС с максимально негативным воздействием на окружающую среду относится к группе сценариев С2 ($P_{C2.1}=1 \cdot 10^{-4}$) и будет иметь место на линейном участке магистрального трубопровода, где в результате чего происходит разлив нефти есть источник возгорания вблизи нефтепродуктопровода – проведения работ вблизи нефтепродуктопровода (повреждения при производстве земляных работ, наезд тяжелого транспорта, и как вследствие возникновения источника зажигания (искры)).

Описание прогнозируемой ЧС:

15 июля в 11:30 в результате порыва магистрального нефтепродуктопровода на 179-м км участка магистрального нефтепродуктопровода (диаметр – 500 мм, давление – 6,2 МПа), в результате чего происходит разлив нефти. Аварийная ситуация не обнаружена персоналом. При испарении паров нефти образуется пожароопасная паровоздушная смесь, которая при возникновении источника зажигания (искра от сварочного аппарата) приводит к пожару пролива. Имитационная трехмерная модель ЧС, вызванной разгерметизацией МНПП, **разработана авторами настоящего проекта** и представлена на рисунке 3.3.

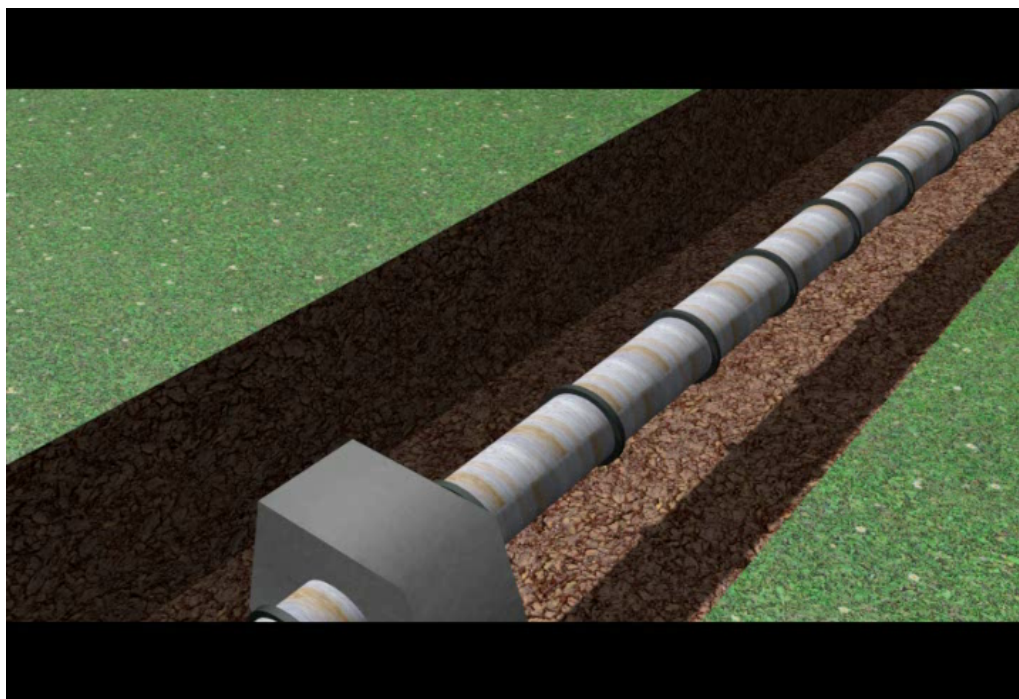


Рисунок 3.3 – Имитационная трехмерная модель ЧС, вызванной разгерметизацией МНПП

Пожар пролива инициирован сварочными работами, которые были проведены на участке вблизи испарения паров нефти. В результате воздействия теплового излучения пожара бригада ремонтников проводящие огневые работы (плановый ремонт) получают ожоги различных степеней тяжести. Причина отказа нефтепродуктопровода – коррозионное разрушение трубы, вызываемая блуждающими токами от заземляющих устройств подстанции, которая расположена вблизи прохождения линейного участка магистрального трубопровода.

Погода в момент аварии была ясная, без осадков, ветер – северо-восточный 3 м/с, температура воздуха составляет 10°C.

Летний период времени выбран в связи с тем, что при летней температуре интенсивность испарения паров нефти достигает наибольшего значения, и приводит к более значительным последствиям пролива.

Поражающим фактором данной чрезвычайной ситуации будет тепловое излучение пожара пролива.

Взрыв паровоздушной смеси, как фактор поражения при авариях на трубопроводе не рассматривается, т. к. паровоздушная смесь взрывоопасной

концентрации при разливах на открытой поверхности образуются в небольшом слое, непосредственно над зеркалом разлива, и может служить лишь для инициирования воспламенения.

4 МЕРОПРИЯТИЯ ПО ПРЕДУПРЕЖДЕНИЮ ПОЖАРОВ И ВЗРЫВОВ НА НЕФТЕПРОДУКТОПРОВОДАХ

Мероприятия по предупреждению пожаров и взрывов на МНПП направлены на недопущение выхода наружу (разлив) нефтепродукта, его испарения, образования взрывопожароопасных концентраций паров, а также образования (внесения) в опасное паровоздушное облако источников зажигания.

Выход наружу нефтепродуктов возможен при:

- нарушении герметичности МНПП, технологического трубопровода, запорной арматуры;
- выходом из нормального режима эксплуатации технических средств обеспечения и средств автоматики;
- ошибками производственного персонала;
- преднамеренными действиями (диверсиями).

Для предотвращения указанных выше причин разлива нефтепродуктов на МНПП, предусмотрены следующие технические решения с установкой соответствующего оборудования, приборов контроля и автоматизации управления технологическими процессами и сигнализации его происхождения обслуживающему персоналу:

- антикоррозионное покрытие наружных поверхностей трубопроводов, позволяющее снизить вероятность его разгерметизации за счет коррозионного разрушения;
- техническое обследование, диагностика и испытание в соответствии с требованиями «Правил технической эксплуатации МНПП и инструкции по их ремонту»;
- техническое обслуживание, ремонт и восстановление МНПП;
- соединение трубопровода и запорно-регулирующей арматуры выполняется сваркой или фланцами. Прокладки фланцевых соединений

изготавливаются из негорючих материалов, неразрушающимися при сборке (монтаже) и обеспечивающих герметичность соединений

Работы по ликвидации разлива нефтепродукта выполняются в соответствии с требованиями «Правил пожарной безопасности в Российской Федерации» (ППБ 01–03) [19], а также других нормативных документов, регламентирующих вопросы пожарной безопасности при эксплуатации нефтепродуктопроводного транспорта.

Планы ликвидации разлива нефтепродуктов содержат следующие мероприятия, направленные на предупреждение возникновения пожара:

- определение газоопасных и пожароопасных зон;
- введение режима запрета допуска в опасные зоны посторонних лиц и транспортных средств, не принимающих участие в аварийных работах;
- введение режима допуска на территорию опасных зон персонала и техники, участвующих в ликвидации последствий аварийного выхода нефтепродуктов;
- оповещение об опасности жителей населённого пункта, где произошел разлив нефтепродукта, а также производителей работ (рабочие, водители автотранспорта и т. п.), которые могут оказаться в опасных зонах;
- порядок, условия и маршруты эвакуации населения и производителей работ с территории, оказавшейся в опасной зоне, а также при наличии реальной угрозы в ней оказаться в результате распространения разлив нефтепродукта;
- порядок определения концентрации и температуры вспышки паров нефтепродукта в воздушной среде рабочей зоны;
- порядок проведения огневых работ и применения технических средств при ликвидации аварии;
- порядок ввода особого противопожарного режима и другие мероприятия.

Границы газоопасной зоны устанавливаются руководителем работ по ликвидации разлива нефтепродукта на основании результатов контроля

загазованности воздуха. При этом ширина опасной зоны находится на расстоянии более 200 метров от ареала распространения нефтепродукта.

По периметру опасной зоны, в том числе вблизи населённых пунктов, производственных объектов, на пересечениях с автомобильными, пешеходными и железными дорогами, устанавливаются предупредительные знаки. Количество предупредительных знаков выбирается из расчёта их видимости с любой точки опасной зоны.

При необходимости, по согласованию с местными органами самоуправления, вблизи населённых пунктов и на пересечении с дорогами дополнительно устанавливаются дежурные посты.

Места разлива нефтепродуктов ограждаются красными флажками, а в тёмное время суток – световыми сигналами и освещаются фонарями напряжением не более 12В с уровнем взрывозащиты, соответствующим категории и группе взрывоопасной смеси.

Вблизи производства аварийных работ находится автомобиль пенного тушения, цистерна вместимостью 1500 л, заполненная водо-пенным раствором, с пожарной мотопомпой, а также первичные средства пожаротушения (кошма, асбестовое полотно, огнетушители и т. д.) в количестве, предусмотренном нарядом-допуском на выполнение работ повышенной опасности.

В газоопасной зоне запрещается проводить любые работы, не связанные с ликвидацией аварийной ситуации.

Допуск в опасную зону разрешается только персоналу, занятому в аварийных работах. Проезд на территорию газоопасной зоны до полного устранения последствий аварии разрешается только транспорту аварийных бригад. При этом транспорт с двигателями внутреннего сгорания должен быть оборудован искрогасителями.

Жители населённых пунктов, а также работники предприятий, расположенных вблизи разлива нефтепродукта, оповещаются об опасности по заранее разработанной схеме (с обходом зданий, сооружений и

помещений и дублированием сообщений по радио и громкоговорящей связи) и, в случае необходимости, временно эвакуируются в безопасное место по маршрутам, предусмотренным в плане ликвидации возможных аварий.

В рабочей зоне до начала работ и ежечасно в период их выполнения определяется концентрация паров нефтепродукта в воздухе. При появлении явных признаков увеличения концентрации паров нефтепродуктов, а также при резком изменении погодных условий (изменение направления ветра, повышение температуры, уменьшение облачности и т. п.) проводятся дополнительные замеры концентрации паров.

Пробы воздуха отбираются у кромки пятна нефтепродукта на высоте 1 м от поверхности в соответствии с требованиями РД 52.04.186–89. Анализ пробы воздуха проводится лаборантом при помощи переносного газоанализатора (УГ–2, ПГФ 2МІ–ІЗГ, ГВ–3, ГХП–3М) или хроматографами типа «Газохром 310», ХПМ–4, ХПМ–5.

Результаты замеров заносятся в специальный журнал.

В случае использования при аварийных работах технических средств и оборудования, ограниченных по применению во взрывоопасных средах, в зоне разлива нефтепродукта наряду с определением концентрации паров нефтепродуктов производится отбор проб и определение температуры вспышки паров нефтепродукта.

Пробы паров нефтепродукта отбираются на расстоянии более чем 0,5 м от кромки его пятна пробоотборником, укрепленном на шесте. Лица, участвующие в отборе пробы одевают противогазы. Пробы отбираются по периметру пятна не менее чем в трёх точках.

При температуре вспышки паров нефтепродукта 61°С и ниже допускается применение только оборудования взрывозащитного исполнения и инструментов, изготовленных из материалов, исключая образование искр при ударах.

В случае непосредственной пожарной опасности для прилегающих предприятий и населённых пунктов руководитель работ по ликвидации

разлива нефтепродукта выходит с предложением в органы государственной власти или органы местного самоуправления на соответствующих территориях об установлении особого противопожарного режима.

При возникновении пожара в период ликвидации разлива нефтепродукта руководителем тушения пожара является прибывшее на пожар старшее оперативное должностное лицо пожарной охраны.

В этом случае руководитель работ по ликвидации разлива нефтепродукта и все работники, находящиеся в его распоряжении, поступают в распоряжение руководителя тушения пожара.

Опыт эксплуатации нефтепроводного транспорта показывает, что несмотря на существующий большой объем методов и средств повышения безопасности эксплуатации нефтепроводного транспорта, велика вероятность возникновения ЧС. Поэтому на основе статистической обработки данных о подобных ЧС, имевших место на нефтегазодобывающих предприятиях, необходимо рассмотреть мероприятия по прогнозированию ЧС на нефтепроводном транспорте.

4.1 Применение беспилотных летательных аппаратов при прогнозировании ЧС на магистральных нефтепродуктопроводах в условиях Арктики

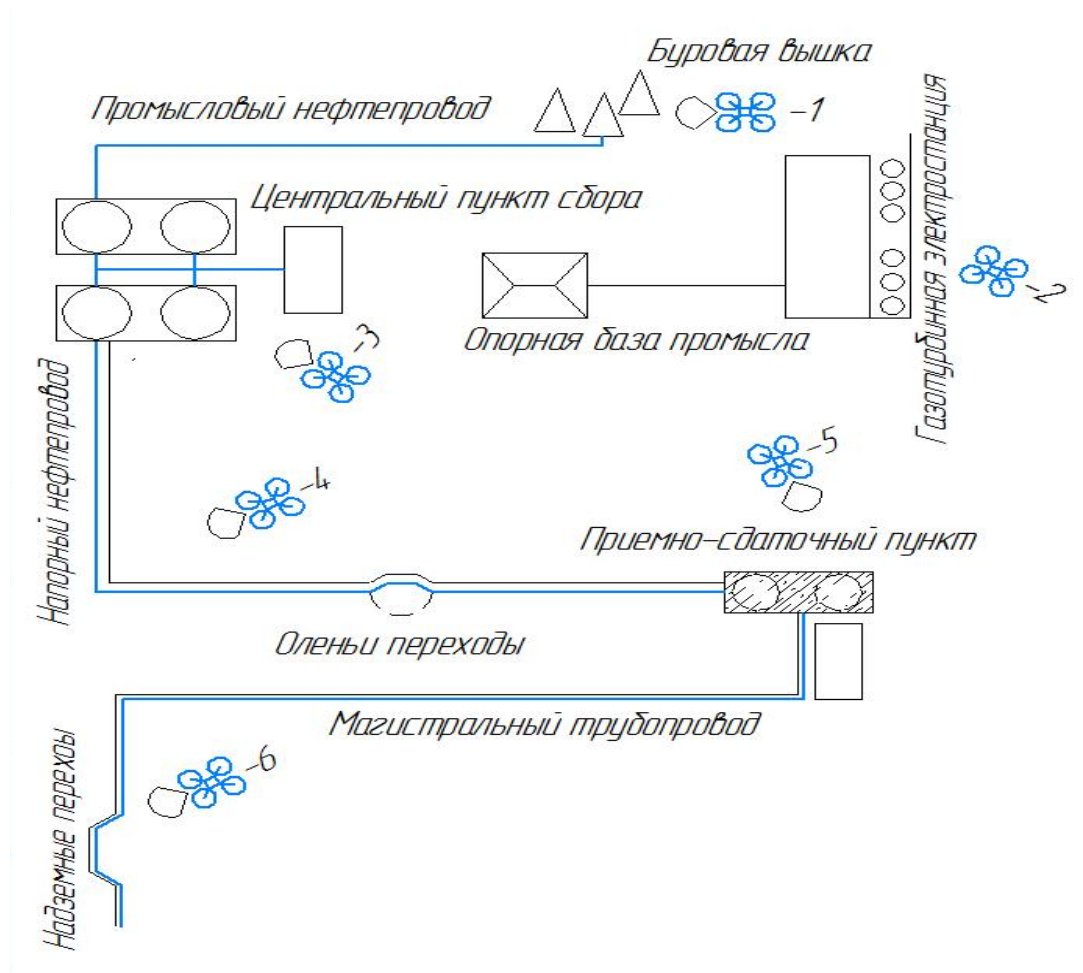
Текущее состояние нефтегазовой отрасли России открывает возможности по дальнейшему развитию комплекса, при условии преодоления некоторых трудностей в лице дефицита современного оборудования и недостатка технологий для реализаций перспективных проектов на арктическом шельфе, а также на месторождениях со сложными условиями разработки. Одной из таких технологий можно назвать использование комплекса по наблюдению за состоянием магистралей нефтепроводов с помощью беспилотных летательных аппаратов (БПЛА).

БПЛА приобрело широкое применение благодаря легкой доступности и широким возможностям в различных сферах геологоразведки. Так, при

помощи дронов, можно эффективно контролировать объекты добычи углеводородов, осуществлять мониторинг текущего состояния строительных площадок на месторождениях и предотвращение серьезных повреждений на этапе эксплуатации благодаря запланированной работе беспилотных устройств (плановые полеты). Мониторинг нефтяных месторождений можно дополнить применением различных методов сбора информации для расширения возможностей в части получения точных данных и предотвращения потерь, а прикладная технология мониторинга окружающей среды применима для более качественного контроля за воздействием на экологию. Использование таких технологий, как мониторинг вегетационного индекса, позволяет выявлять области повышенного воздействия на окружающую среду [21]. Для возможности проведения расчетов состояния окружающей среды посредством биоиндикации была разработана программа для ЭВМ (№ 2020613102).

Для обнаружения непосредственно самих разливов нефти возможна установка на БПЛА датчиков СВЧ-радиометрии, радиолокатора, лазерного локатора, инфракрасных и ультрафиолетовых спектрометров и др. Они позволяют выявить аварийную ситуацию, провести дистанционный спектральный анализ, в ходе которого рассчитываются площадь и толщина слоя нефтяного пятна, и дают возможность получения изображения. Тем самым использование БПЛА с датчиками обнаружения позволит своевременно ликвидировать аварии на нефтяных объектах и поможет снизить риск дальнейшего загрязнения окружающей среды [21].

Рассмотрим применение БПЛА на примере Мессояхского месторождения. На рисунке 4.1 показаны примерные точки мониторинга:



1 – буровая вышка, 2 – газотурбинная электростанция, 3 – центральный пункт сбора, 4 – напорный нефтепровод, 5 – приемно-сдаточный пункт, 6 – наземные переходы

Рисунок 4.1 – Карта-схема точек мониторинга БПЛА аварийных разливов на МНПП на примере Мессояхского месторождения

Основная функция БПЛА на данных участках – контроль над состоянием эксплуатируемых площадок на месторождениях и предотвращение серьезных повреждений на пунктах благодаря запланированной работе БПЛА.

4.2. Коррозионный мониторинг и контроль трубопроводов

Коррозионный мониторинг необходим для систематического сбора, накопления и анализа данных об изменении во времени коррозионного состояния защищаемых объектов, средств и параметров, а также условий и

интенсивности коррозионного воздействия внутренних и внешних факторов на металлические конструкции и сооружения [23].

Основными мерами мониторинга являются:

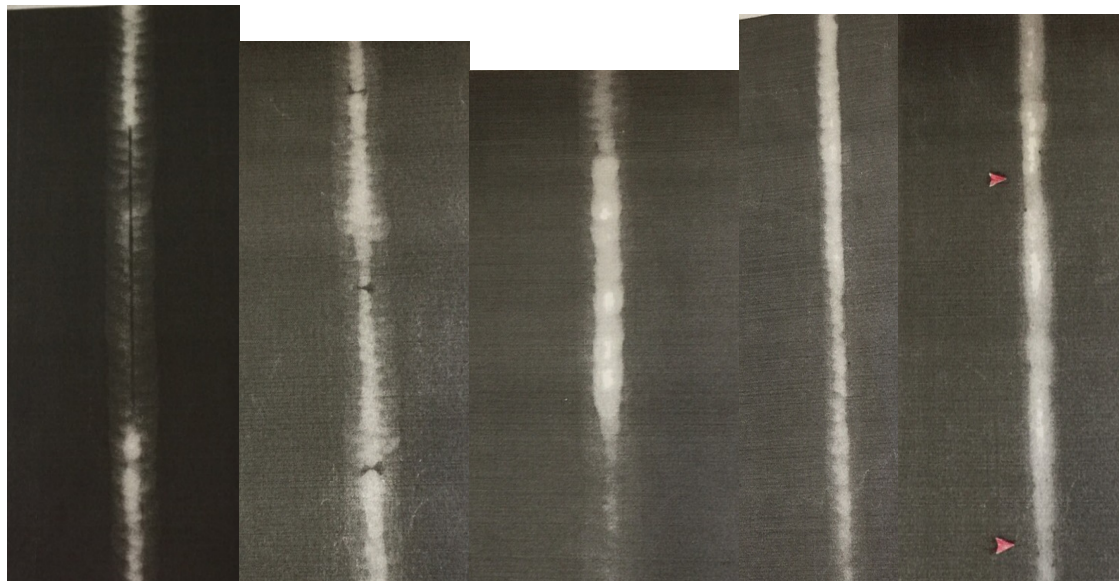
- определение коррозионной активности нефтепромысловых сред;
- подбор и контроль ингибиторов коррозии и их эффективных дозировок для защиты НПО и трубопроводов;
- подбор антикоррозионных покрытий для защиты технологического оборудования;
- испытания труб с повышенным ресурсом эксплуатации (изготовленных из антикоррозионных сталей, с разными типами покрытий);
- мониторинг скважин;
- изучение, контроль бактерицидной активности химических реагентов;
- отслеживание периода восстановления популяций бактерий.
- мониторинг коррозионного состояния нефтепромыслового оборудования и трубопроводов;
- мониторинг коррозионной активности нефтепромысловых сред.

Дефектологические испытания труб с повышенным ресурсом эксплуатации, являются наиболее эффективными и более надежными способами контроля дефектов.

Существуют различные методы контроля такие как: (ВИК) -визуально измерительный контроль, (РК)-радиационный контроль, (УЗК)-ультразвуковой контроль и т. д. РК метод позволяет обнаруживать дефекты сварных швов (утяжины, непровар, пор т. д.) для стальных изделий толщиной до 200 мм. Схему просвечивания обычно выбирают исходя из толщины и диаметра трубы. Большинство труб Мессояхинского месторождения составляет 530 мм в диаметре, тогда для последующего просвечивания лучше выбирать панорамную схему, так как источник излучения находится в центре и способен обеспечить одновременный контроль всех швов за одну

экспозицию. Возможные дефекты после проявления рентгеновской пленки представлены на рисунке 4.2.

Возможные дефекты на МНПП представлены на рисунке 4.2:



а - непровар в корне шва, б - неметаллические включения, в - превышение проплава, г - смещение кромок, д - пористость

Рисунок 4.2 – Возможные дефекты швов на МНПП

Для минимизации потерь и контроля трубопроводов необходимы комплексные меры, это возможно в том числе с помощью использования (УВД)-ультразвукового внутритрубного дефектоскопа, который передвигается по трубопроводу записывая полученные данные. Применяется для проверки пропускной способности, а также предупреждения возникающих трещин с помощью эхоимпульсов, перед пуском УВД по трубопроводу необходимо запустить профилимер-прибор для проверки прохождения основного магнитного дефектоскопа. Профилимер проверяет геометрические размеры, вмятины и шероховатости.

Необходимо также учитывать меры радиационной безопасности при рентгеновской дефектоскопии [23]. Для дефектоскописта важно определить

правильное место просвечивания с помощью дозиметра, а также границу безопасной зоны.

4.3 Экспериментальные методы по оценке качества перспективных материалов в условиях вечной мерзлоты

Одной из основной причин неисправностей нефтепроводов является коррозия, однако учитывая условия вечной мерзлоты, необходимо также контролировать внешние механические воздействия, например запорную арматуру.

Часто на производстве, из-за минусовой температуры приходится предварительно прогревать паром (паровая машина) или горячей водой арматуру. Жидкость и конденсат, который течет по нефтепроводу/трубопроводу замерзает, затрудняя работу клапанов для возможного перекрытия, что может повлечь за собой порыв трубы. Основным фактором для лучшей работы клапанов является его прочность, а также предел текучести, который характеризует быстроедействие срабатывания, что очень важно при перепадах температур. Поэтому было бы целесообразно внедрять новые материалы для повышения эксплуатационных свойств, таковым является никелид титана на основе эффекта памяти формы.

4.3.1 Выбор обоснования сплава TiNi

В последние двадцать лет широкое распространение получают конструкционные материалы нового поколения, так называемые интеллектуальные материалы (ИМ) [24]. К числу интеллектуальных материалов относятся материалы с эффектом памяти формы (ЭПФ). Эффект памяти формы представляет собой восстановление формы конструктивного элемента, которую ему придали при температуре фазового превращения,

если этот элемент будет нагрет. При этом восстанавливается пластическая деформация в пределах 6,8 %.

На конец 20 века ЭПФ был обнаружен более чем у 20 сплавов. Кроме TiNi данный эффект был обнаружен в следующих системах: AuCd, CuZnAl, CuAlNi, и др. [25]

Для выбора материала сравним механические и физические характеристики наиболее известных сплавов TiNi и CuZnAl, данные приведены в таблице 4.1, графически на рисунке 4.3.

Таблица 4.1 - Сравнение механических /физических характеристик

№ п/п	Показатели	TiNi	Cu-Zn-Al
I	Температура плавления, °С	1300	1020
II	Плотность г/см ³	6,5	8
III	Теплопроводность при 20°С	18	120
IV	Предел прочности, МПа	1100	800
V	Удлинение при разрыве, %	50	15
VI	Предел текучести, МПа	800	350
VII	Модуль Юнга, Гпа	80	100
VIII	Усталостная прочность, МПа	350	270
IX	Размер зерна, мкм	100	150

Исходя из таблицы 4.1, видно, что характеристики TiNi выше нежели чем, Cu-Zn-Al, что можно объяснить уникальной кристаллической решеткой. Однако для выбора полноты картины необходимо воссоздать условия термоциклических-термоциклирования (ТЦ) нагрузок чтобы понять, насколько в процессе нагрузок может выдерживать материал и его быстродействие в условиях агрессивной среды.

Задачи исследования:

- 1) Имитация условий ТЦ;
- 2) Результаты испытаний после ТЦ по сравнению с исходными до ТЦ;
- 3) Анализ структуры просвечивающей электронной микроскопии (ПЭМ).

Имитация условий ТЦ: для создания реальных условий эксплуатации в работе в качестве материала для исследования был использован интерметаллид системы TiNi. Застехиометрический сплав Ti₄₉Ni₅₁ - производства МАТЭКС, Россия, основная фаза - аустенитная, имеющая B2 кристаллическую решетку, и фазу обогащенную никелем Ti₂Ni₃. Термоциклирование образцов в различных исходных состояниях осуществлялось путем последовательного погружения образцов в жидкий азот (-196° С), с последующим нагревом до температуры 140°С, что заведомо ниже и выше температур M_n прямого и A_k обратного мартенситного превращения, нагрев образцов проводился на плитке. Число термоциклов «нагрев – охлаждение» составило от 0 до 100 (n=20, n=100). Толщина образцов, подвергнутых ТЦ, в сечении была менее 1 мм, что обеспечивало их быстрый прогрев и охлаждение. Время выдержки составило t=8 мин для обеспечения полного нагрева/охлаждения образцов.

Результаты механических испытаний

Результаты механических испытаний на растяжение сплава Ti₄₉Ni₅₁ представлены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 -Результаты механических испытаний на растяжение сплава Ti₄₉Ni₅₁

ДО ТЕРМОЦИКЛИРОВАНИЯ			
Состояние		σ _т , МПа	σ _в , МПа
КЗ	<u>Закалка 800°С</u>	<u>460±20</u>	<u>1045±30</u>
	Отжиг 250°С	570±25	935±30
	<u>Отжиг 400°С</u>	<u>595±20</u>	<u>910±30</u>
УМЗ	<u>Закалка</u>	<u>960±20</u>	<u>1125±30</u>
	Отжиг 250°С	980±20	1120±30
	<u>Отжиг 400°С</u>	<u>1037±20</u>	<u>1182±30</u>
ПОСЛЕ ТЕРМОЦИКЛИРОВАНИЯ			
КЗ+ТЦ	(n=20)	<u>665±20</u>	<u>1020±20</u>
	(n=100)	<u>635±20</u>	<u>985±30</u>
	(n=20) +отжиг 250°С	660±20	895±25
	(n=100) +отжиг 250°С	670±20	1100±30

	(n=20) +отжиг 400°C	690±20	980±20
	(n=100) +отжиг 400°C	570±20	935±25
УМЗ+ТЦ	(n=20)	950±20	1176±25
	(n=100)	1170±20	1362±25
	(n=20) +отжиг 250°C	1036±20	1242±25
	(n=100) +отжиг 250°C	1160±25	1318±25
	(n=20) +отжиг 400°C	1040±25	1220±25
	(n=100) +отжиг 400°C	1165±25	1300±25

В таблице 4.2 представлены результаты механических испытаний на растяжение, где: σ_m -предел текучести, σ_σ -предел прочности. Основные выводы по полученным данным приведены для КЗ, УМЗ после ТЦ по сравнению с исходными до ТЦ, выводы обобщены.

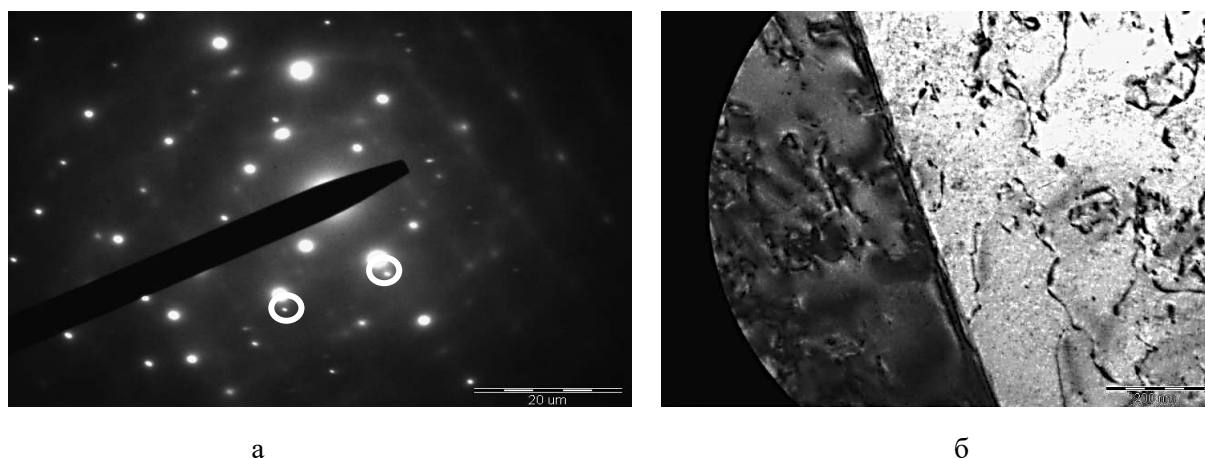
(КЗ+ТЦ): Согласно результатам механических испытаний на растяжение КЗ+ТЦ n=20,100, n=20,100+400°C приводит к повышению пределов текучести, но снижению предела прочности по сравнению с исходным КЗ до ТЦ, из-за перенасыщения ТЦ.

(УМЗ+ТЦ): согласно результатам механических испытаний на растяжение УМЗ+ТЦ n=20,100, n=20,100+400° приводит к более значительному повышению пределов текучести, и повышению пределов прочности, из-за повышенной плотности дислокации.

В целом УМЗ+ТЦ показывают лучшие характеристики чем до ТЦ, предполагается что увеличив количество термоциклов до n=500 пределы текучести и прочности, будут расти. Так как в УМЗ+ТЦ повышается предел прочности, который предполагает выделение упрочняющих частиц то необходимо проанализировать структуру ПЭМ.

Анализ структуры ПЭМ

Так как сплав $Ti_{49}Ni_{51}$ стареющий, то предполагается выделение упрочняющих частиц старения. Для определения природы выделившихся частиц провели ПЭМ на образце в крупнозернистом состоянии после ТЦ при старении $T=250^\circ$. Данная температура выбрана не случайно, так как именно в интервале $250-400^\circ$ происходит интенсивное старение. На рисунке 4.3 представлена электронограмма(а) и микроструктура (б) после КЗ+ТЦ $n=100$ $T=250^\circ$.



а

б

а - электронограмма, б - структура

Рисунок 4.4 – Типичные изображения ПЭМ структуры

Таким образом, проанализировав структуру ПЭМ мы убедились, что выделяются частицы Ti_3Ni_4 , на электронограмме (а) заметно видны рефлексы выделившихся частиц, которые упрочняют материал.

Заключение

Проведен анализ проблем обеспечения безопасности функционирования нефтепродуктопроводов в условиях Арктики.

Проведен анализ проблем обеспечения безопасности функционирования нефтепродуктопроводов в условиях Арктики. Магистральные нефтепродуктопроводы относятся к взрыво – и пожароопасным объектам, поэтому рассмотрение вопроса риска возникновения чрезвычайных ситуаций на таких объектах имеет высокую значимость для обеспечения безопасности технологических процессов и охраны окружающей среды. Спрогнозированы последствия ЧС, обусловленных разгерметизацией магистральных трубопроводов по различным сценариям. Построение сценариев возникновения и развития ЧС, вызванной аварией на магистральном нефтепроводе, производилось с помощью метода «дерево событий».

Выявлено, что вероятность возникновения инициирующего события (разгерметизация трубопровода) равна $1 \cdot 10^{-3}$ событий/(км·год). Установлено, что при возникновении разгерметизации нефтепродуктопровода последующее развитие аварийных ситуаций возможно по трем группам сценариев.

Произведен расчет вероятности развития ЧС, который показал, что наиболее вероятным сценарием развития аварии является разлив нефти без последующего воспламенения ($P=6 \cdot 10^{-4}$)

Проведена оценка перспектив применения беспилотных летательных аппаратов для мониторинга и прогнозирования развития ЧС, вызванных авариями на магистральных нефтепродуктопроводах

Оценено повышение устойчивости функционирования магистральных нефтепродуктопроводов за счет инженерных мероприятий по коррозионному мониторингу и контролю трубопроводов. Экспериментально оценен выбор обоснования перспективного материала TiNi на основе ЭПФ.

Список литературы

1. Нефтегазовый клондайк Арктики [Электронный ресурс] / Центральное диспетчерское управление топливно-энергетического комплекса. Режим доступа: http://www.cdu.ru/tek_russia/articles/1/545/ (Дата обращения: 23.11.2019).
2. Абрамян С.Г. Управление экологичностью реконструкции и капитального ремонта магистральных трубопроводов. ВолгГАСУ, 2007.-67 с.
3. Бородавкин П.П., Березин В.П., Шадрин О.Б. Подводные трубопроводы. М.: Недра, 1979.-415 с.
4. Левин С.И. Подводные трубопроводы. М.: Недра, 1970. - 288 с.
5. Охрана окружающей среды/Воздействие на окружающую среду объектов трубопроводного транспорта [Электронный ресурс] / Режим доступа: https://studbooks.net/1883160/tovarovedenie/ohrana_okruzhayushey_sredy (Дата обращения: 23.11.2019).
6. Бережковский М.И. Трубопроводный транспорт химичечких продуктов. – Л.:Химия, 1979.- с.191
7. РД 153-39.2-076-01. Инструкция по техническому расследованию причин аварий и повреждений магистральных нефтепродуктопроводов, учету аварий и повреждений и списанию безвозвратных потерь нефтепродуктов.
8. РД 153-112-014-97 Инструкция по ликвидации аварий и повреждений на магистральных нефтепродуктопроводах.
9. РД 39-30-114-78 Правил технической эксплуатации магистральных трубопроводов
10. Галеев В. Б., Сощенко Е. М., Черняев Д. А. Ремонт магистральных трубопроводов и оборудования нефтеперекачивающих станций. Изд-во "Недра", 1968. Стр. 224.
11. Арктика // Большая советская энциклопедия: 3-е изд. — Т. 2: Ангола — Барзас / Гл. ред. А. М. Прохоров. — М.: Сов. энцикл., 1970. — С. 203—205.

12. Махмутов, Н.А., Лыглаев А. В., Большаков А. М. Хладостойкость: Метод инженерной оценки. — Новосибирск: Наука, 2011. — 195 с.

13. Козлитин, А.М., Попов А.И., Козлитин П.А. Теоретические основы и практика анализа техногенных рисков. Вероятностные методы количественной оценки опасностей техносферы. Саратов: СГТУ, 2002. 178 с.

14. Восточно-Мессояхское нефтегазоконденсатное месторождение (НГКМ) [Электронный ресурс] / Режим доступа: <https://neftegaz.ru/tech-library/mestorozhdeniya/141786-vostochno-messoyakhskoe-neftegazokondensatnoe-mestorozhdenie-ngkm/> (Дата обращения: 02.11.2019)

15. РД 03-418-01 Методические указания по проведению анализа риска опасных производственных объектов

16. ГОСТ 27.310-95 Надежность в технике (ССНТ). Анализ видов, последствий и критичности отказов. Основные положения

17. Газпром-нефть [Электронный ресурс] / Режим доступа: <https://www.gazprom-neft.ru/company/major-projects/messoyaha/> (Дата обращения: 02.11.2019)

18. Махмутов, Н.А., Прогнозирование возникновения чрезвычайных ситуаций на объектах нефтегазового комплекса и ликвидация последствий аварийных разливов нефтепродуктов в арктических климатических условиях / Махмутов Н.А., Лебедев М.П., Большаков А.М. – Якутск: ФГБУН Институт проблем нефти и газа Сибирского отделения РАН, – 2016. – С. 90-99.

19. ППБ 01-03. Правила пожарной безопасности в Российской Федерации. – Москва, – 2003.

20. Звуйковский, Н.И. Беспилотные технологии [Электронный ресурс] / Н.И. Звуйковский // Применение дронов в нефтегазовой отрасли. Режим доступа: <https://www.pwc.ru/ru/oil-and-gas/assets/og-journal.pdf> (дата обращения: 12.11.2019).

21. Шарафутдинов, А.А. Применение беспилотных летательных аппаратов для дистанционного мониторинга окружающей среды / А.А. Шарафутдинов, С.А. Имамутдинов, А.Н. Мухаметьянова и др. //

Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2018. – № 2. – С. 99-116.

22. СТО Газпром 9.0-001-2009. Защита от коррозии. Основные положения. – М.: ОАО «Газпром» – ООО «ВНИИГАЗ», 2009.

23. Санитарно-эпидемиологические правила и нормативы: СанПиН 2.6.1.3164-14. Гигиенические требования по обеспечению радиационной безопасности при рентгеновской дефектоскопии (с изменениями на 30 октября 2017 года): нормативно-технический материал. – 2014. – 14 с.

24. Формостабильные и интеллектуальные конструкции из композиционных материалов / Г.А. Молодцов, В.Е. Биткин, В.Ф. Симонов, Ф.Ф. Урмансов. – М.: Машиностроение, 2000. – 352 с.

25. Ооцука К. Сплавы с эффектом памяти формы / К.Ооцука, К.Симидзу, Ю. Судзуки. Под ред. Х. Фунакубо. – М.: Металлургия, 1990. – 224с.