

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«Тольяттинский государственный университет»

Институт машиностроения

(наименование института полностью)

Кафедра «Управление промышленной и экологической безопасностью»

(наименование кафедры)

20.04.01 Техносферная безопасность

(код и наименование направления подготовки)

Управление промышленной безопасностью, охраной труда и окружающей
среды в нефтегазовом и химическом комплексах

(направленность (профиль))

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

на тему Разработка мероприятий по повышению уровня промышленной безопасности путём внедрения риск-ориентированного подхода на объекте КС Микунь (на базе Санкт-Петербургского филиала ООО «Газпром проектирование»)

Студент	<u>А.А. Кононыхина</u>	_____
	(И.О. Фамилия)	(личная подпись)
Научный руководитель	<u>В.А. Филимонов</u>	_____
	(И.О. Фамилия)	(личная подпись)
Консультанты	<u>Т.А. Варенцова</u>	_____
	(И.О. Фамилия)	(личная подпись)
	_____	_____
	(И.О. Фамилия)	(личная подпись)

Руководитель программы д.п.н., профессор Л.Н.Горина _____
(ученая степень, звание, И.О. Фамилия) (личная подпись)

« ___ » _____ 2019г.

Допустить к защите

Заведующий кафедрой д.п.н., профессор Л.Н.Горина _____
(ученая степень, звание, И.О. Фамилия) (личная подпись)

« ___ » _____ 2019г.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ОПРЕДЕЛЕНИЯ.....	4
ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ	5
ВВЕДЕНИЕ.....	6
1 Теоретические основы риск-ориентированного подхода по определению уровня промышленной безопасности на опасных производственных объектах	10
1.1 Анализ нормативных документов по внедрению риск-ориентированного подхода по промышленной безопасности на опасных производственных объектах.....	10
1.2 Оценка опасностей, риска аварий на объекте (на примере КЦ №4 КС-12 «Микунь»).....	22
2 Проектирование мероприятий по снижению рисков на опасных производственных объектах.....	40
2.1 Определение и анализ нагрузок и воздействия на основные технологические трубопроводы КС	40
2.2 Методика оценки расчетного срока службы основных технологических трубопроводов газа компрессорной станции	52
2.3 Методика оценки назначенного срока службы основных технологических трубопроводов газа компрессорной станции по коррозионному состоянию.....	54
2.4 Устройство контроля целостности и сечения трубопровода как метод снижения риска аварий на ОПО	57
3 Опытно-экспериментальная апробация мероприятий по повышению уровня промышленной безопасности путем внедрения риск-ориентированного подхода на объекте КС Микунь.....	933
3.1 Результаты оценки расчетного срока службы основных технологических трубопроводов КЦ №4 КС-12 «Микунь»	933

3.2 Результаты оценки назначенного срока службы основных технологических трубопроводов КЦ №4 КС-12 «Микунь» по коррозионному состоянию	944
3.3 Определение срока безопасной эксплуатации объекта.....	955
3.4 Общая оценка риска аварий	999
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	1155
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ	1166

ОПРЕДЕЛЕНИЯ

Требования промышленной безопасности - условия, запреты, ограничения и другие обязательные требования, содержащиеся в настоящем Федеральном законе, других федеральных законах, принимаемых в соответствии с ними нормативных правовых актах Президента Российской Федерации, нормативных правовых актах Правительства Российской Федерации, а также федеральных норм и правил в области промышленной безопасности

Охрана труда - система сохранения жизни и здоровья работников в процессе трудовой деятельности, включающая в себя правовые, социально-экономические, организационно-технические, санитарно-гигиенические, лечебно-профилактические, реабилитационные и иные мероприятия.

Риск-ориентированный подход – метод организации и осуществления государственного контроля (надзора), при котором в предусмотренных настоящим Федеральным законом случаях выбор интенсивности (формы, продолжительности, периодичности) проведения мероприятий по контролю, мероприятий по профилактике нарушения обязательных требований определяется отнесением деятельности юридического лица, индивидуального предпринимателя и (или) используемых ими при осуществлении такой деятельности производственных объектов к определенной категории риска либо определенному классу (категории) опасности. Вредный производственный фактор - производственный фактор, воздействие которого на работника может привести к его заболеванию.

Безопасные условия труда - условия труда, при которых воздействие на работающих вредных и (или) опасных производственных факторов исключено либо уровни их воздействия не превышают установленных нормативов.

ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

- АВО аппарат воздушного охлаждения (газа);
- АДЭС аварийная дизельная электростанция;
- ВО вспомогательные объекты;
- ГИС газоизмерительная станция;
- ГПА газоперекачивающий агрегат;
- ГСМ горюче-смазочные материалы;
- ДП диспетчерский пункт;
- ЕСГ единая система газоснабжения;
- ЗПУ запорно-пусковое устройство;
- КС компрессорная станция;
- КЦ компрессорный цех;
- ЛПУМГ линейное производственное управление магистрального газопровода;
- ЛЭП линия электропередачи;
- МГ магистральный газопровод;
- ПЭБ производственно-энергетический блок;
- РТО ремонтно-техническое обслуживание;
- СКЗ станция катодной защиты;
- УКЗ установка катодной защиты;
- УПГТ установка подготовки газа к транспорту;
- УПИ устройство предоставления информации;
- УПТИГ установка подготовки топливного, пускового, импульсного газа;
- ЦДП центральный диспетчерский пункт;
- ЦПДУ центральное производственно-диспетчерское управление;
- ЭСН электростанция собственных нужд;
- ЭХЗ электрохимическая защита.

ВВЕДЕНИЕ

Объект КС Микунь (на базе Санкт-Петербургского филиала ООО «Газпром проектирование») относится к нефтегазовой отрасли. Эксплуатация нефтегазовых объектов, согласно статистике несчастных случаев и аварий, связана с рисками, - на нефтегазовых объектах существует риск аварий, не только приводящих к материальным потерям, но и наносящих ущерб окружающей среде, а также приводящих к жертвам и болезням людей.

Задача руководителей и специалистов в области охраны труда, промышленной и экологической безопасности найти наилучший вариант обеспечения безопасности при имеющихся в организации материальных ресурсах. Проблема применения риск-ориентированного подхода в нефтегазовой отрасли изучена недостаточно, а существующие методы оценки технологических рисков, дерево отказов и дерево событий очень трудоемки и мало пригодны для практических расчетов; методы теории надежности не учитывают влияние человеческого фактора на риск аварий и инцидентов. Все вышесказанное и определяет актуальность выбранной темы магистерской диссертации - «Разработка мероприятий по повышению уровня промышленной безопасности путём внедрения риск-ориентированного подхода на объекте КС Микунь (на базе Санкт-Петербургского филиала ООО «Газпром проектирование»)».

Объектом исследования является - промышленная безопасность на КС Микунь (на базе Санкт-Петербургского филиала ООО «Газпром проектирование»)».

Цель работы - повышение уровня промышленной безопасности на объекте КС Микунь (на базе Санкт-Петербургского филиала ООО «Газпром проектирование»)».

Задачи исследования:

1. Анализ нормативных документов по внедрению риск-ориентированного подхода по промышленной безопасности на опасных производственных объектах.

2. Оценка опасностей, риска аварий на объекте КЦ №4 КС-12 «Микунь».

3. Проектирование мероприятий по снижению рисков на опасных производственных объектах КС Микунь.

4. Опытно-экспериментальная апробация мероприятий по повышению уровня промышленной безопасности путем внедрения риск-ориентированного подхода на объекте КС Микунь.

В работе определен метод или методология проведения исследования - внедрение риск-ориентированного подхода к мероприятиям по безопасности.

Область применения – обеспечение безопасности объектов транспортировки природного газа и нефти и сопутствующей инфраструктуры; объектов хранения, распределения, отгрузки; объектов переработки, газо- и нефтехимии; объектов газораспределения и газификации, автомобильных газовых наполнительных компрессорных станций (АГНКС) и криогенных автозаправочных станций (КриоАЗС); объектов производства и инфраструктуры сжиженного природного газа (СПГ); объектов обустройства шельфовых месторождений; гидротехнических сооружений.

Теоретической и методологической основой исследования явились:

- научно-технические аспекты промышленной безопасности в области нефтегазовых предприятий, отраженные в работах таких исследователей, как: Сачков К.В., Деев В.Г., Клейменов А.В., Байтурин С.Р.;

- правовые, законодательные и нормативные документы.

Научная новизна исследования заключается в предоставлении результатов расчета социального риска, характеризующего тяжесть последствий (катастрофичность) аварийных ситуаций и применении риск-ориентированного подхода с целью их устранения.

Степень внедрения – предлагается реализация на КС Микунь способа управления эксплуатационными рисками трубопровода, а также устройства для контроля целостности и сечения трубопровода.

Теоретическая и практическая значимость работы состоит во внедрении риск-ориентированного подхода с целью повышения уровня промышленной безопасности на объекте КС Микунь (на базе Санкт-Петербургского филиала ООО «Газпром проектирование»).

Выводы исследования могут быть использованы на объектах нефтегазовой отрасли.

Положения, выносимые на защиту:

Выводы по анализу теоретических и нормативно-правовых документов по внедрению риск-ориентированного подхода по промышленной безопасности на опасных производственных объектах.

Результаты по оценке опасностей, риска аварий на объекте КЦ №4 КС-12 «Микунь».

Результаты патентного поиска, а также результаты по проектированию мероприятий для снижения рисков на опасных производственных объектах КС Микунь.

Итоги опытно-экспериментальной апробации мероприятий по повышению уровня промышленной безопасности путем внедрения риск-ориентированного подхода на объекте КС Микунь.

Степень достоверности и апробация результатов достигается внедрением способа управления эксплуатационными рисками трубопровода, а также устройства для контроля целостности и сечения трубопровода.

Опытно-экспериментальная работа, показала, что при эксплуатации как одного реконструируемого компрессорного цеха № 4, так и всех опасных производственных объектов, находящихся в зоне взаимной досягаемости поражающих факторов аварий, наибольшее число погибших от техногенных катастроф составляет 4 человека. Представленные материалы позволяют заключить, что суммарная частота аварий с гибелью людей для компрессорного

цеха № 4 составляет $3,342 \times 10^{-4}$ 1/год, а с учетом ближайших опасных производственных объектов - $5,752 \times 10^{-4}$ 1/год. Таким образом, на реконструируемый компрессорный цех приходится 58,1 % аварий с гибелью персонала.

1 Теоретические основы риск-ориентированного подхода по определению уровня промышленной безопасности на опасных производственных объектах

1.1 Анализ нормативных документов по внедрению риск-ориентированного подхода по промышленной безопасности на опасных производственных объектах

Согласно Федеральному закону от 21 июля 1997 г. № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»:

«Требования промышленной безопасности - условия, запреты, ограничения и другие обязательные требования, содержащиеся в настоящем Федеральном законе, других федеральных законах, принимаемых в соответствии с ними нормативных правовых актах Президента Российской Федерации, нормативных правовых актах Правительства Российской Федерации, а также федеральных нормах и правилах в области промышленной безопасности» [1].

«Требования промышленной безопасности должны соответствовать нормам в области защиты населения и территорий от чрезвычайных ситуаций, санитарно-эпидемиологического благополучия населения, охраны окружающей среды, экологической безопасности, пожарной безопасности, охраны труда, строительства, а также обязательным требованиям, установленным в соответствии с законодательством Российской Федерации о техническом регулировании» [1].

«Организация, эксплуатирующая опасный производственный объект, обязана:

- соблюдать положения настоящего Федерального закона, других федеральных законов, принимаемых в соответствии с ними нормативных правовых актов Президента Российской Федерации, нормативных правовых актов Правительства Российской Федерации, а также федеральных норм и правил в области промышленной безопасности;

- соблюдать требования обоснования безопасности опасного производственного объекта;
- обеспечивать безопасность опытного применения технических устройств на опасном производственном объекте;
- иметь лицензию на осуществление конкретного вида деятельности в области промышленной безопасности, подлежащего лицензированию в соответствии с законодательством Российской Федерации;
- уведомлять федеральный орган исполнительной власти в области промышленной безопасности или его территориальный орган о начале осуществления конкретного вида деятельности в соответствии с законодательством Российской Федерации о защите прав юридических лиц и индивидуальных предпринимателей при осуществлении государственного контроля (надзора) и муниципального контроля;
- обеспечивать укомплектованность штата работников опасного производственного объекта в соответствии с установленными требованиями;
- допускать к работе на опасном производственном объекте лиц, удовлетворяющих соответствующим квалификационным требованиям и не имеющих медицинских противопоказаний к указанной работе;
- обеспечивать проведение подготовки и аттестации работников в области промышленной безопасности;
- иметь на опасном производственном объекте нормативные правовые акты, устанавливающие требования промышленной безопасности, а также правила ведения работ на опасном производственном объекте;
- организовывать и осуществлять производственный контроль за соблюдением требований промышленной безопасности;
- создать систему управления промышленной безопасностью и обеспечивать ее функционирование;
- обеспечивать наличие и функционирование необходимых приборов и систем контроля за производственными процессами в соответствии с установленными требованиями;

– обеспечивать проведение экспертизы промышленной безопасности зданий, сооружений и технических устройств, применяемых на опасном производственном объекте, а также проводить диагностику, испытания, освидетельствование сооружений и технических устройств, применяемых на опасном производственном объекте, в установленные сроки и по предъявляемому в установленном порядке предписанию федерального органа исполнительной власти в области промышленной безопасности, или его территориального органа;

– предотвращать проникновение на опасный производственный объект посторонних лиц;

– обеспечивать выполнение требований промышленной безопасности к хранению опасных веществ;

– разрабатывать декларацию промышленной безопасности;

– заключать договор обязательного страхования гражданской ответственности в соответствии с законодательством Российской Федерации об обязательном страховании гражданской ответственности владельца опасного объекта за причинение вреда в результате аварии на опасном объекте;

– выполнять указания, распоряжения и предписания федерального органа исполнительной власти в области промышленной безопасности, его территориальных органов и должностных лиц, отдаваемые ими в соответствии с полномочиями;

– приостанавливать эксплуатацию опасного производственного объекта самостоятельно или по решению суда в случае аварии или инцидента на опасном производственном объекте, а также в случае обнаружения вновь открывшихся обстоятельств, влияющих на промышленную безопасность;

– осуществлять мероприятия по локализации и ликвидации последствий аварий на опасном производственном объекте, оказывать содействие государственным органам в расследовании причин аварии;

- принимать участие в техническом расследовании причин аварии на опасном производственном объекте, принимать меры по устранению указанных причин и профилактике подобных аварий;

- анализировать причины возникновения инцидента на опасном производственном объекте, принимать меры по устранению указанных причин и профилактике подобных инцидентов;

- своевременно информировать в установленном порядке федеральный орган исполнительной власти в области промышленной безопасности, его территориальные органы, а также иные органы государственной власти, органы местного самоуправления и население об аварии на опасном производственном объекте;

- принимать меры по защите жизни и здоровья работников в случае аварии на опасном производственном объекте;

- вести учет аварий и инцидентов на опасном производственном объекте;

- представлять в федеральный орган исполнительной власти в области промышленной безопасности, или в его территориальный орган информацию о количестве аварий и инцидентов, причинах их возникновения и принятых мерах» [1].

«Работники опасного производственного объекта обязаны:

- соблюдать положения нормативных правовых актов, устанавливающих требования промышленной безопасности, а также правила ведения работ на опасном производственном объекте и порядок действий в случае аварии или инцидента на опасном производственном объекте;

- проходить подготовку и аттестацию в области промышленной безопасности;

- незамедлительно ставить в известность своего непосредственного руководителя или в установленном порядке других должностных лиц об аварии или инциденте на опасном производственном объекте;

- в установленном порядке приостанавливать работу в случае аварии или инцидента на опасном производственном объекте;
- в установленном порядке участвовать в проведении работ по локализации аварии на опасном производственном объекте» [1].

Постановление Правительства РФ от 17 августа 2016 г. № 806 «О применении риск-ориентированного подхода при организации отдельных видов государственного контроля (надзора) и внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации» утвердило Правила отнесения деятельности юридических лиц и индивидуальных предпринимателей и (или) используемых ими производственных объектов к определенной категории риска или определенному классу (категории) опасности. Согласно данным Правилам:

«Оценка тяжести потенциальных негативных последствий возможного несоблюдения юридическими лицами и индивидуальными предпринимателями обязательных требований проводится с учетом возможной степени тяжести потенциальных случаев причинения вреда и (или) возможной частоты возникновения и масштаба распространения потенциальных негативных последствий в рамках подобных случаев причинения вреда и (или) с учетом трудности преодоления возникших в их результате негативных последствий возможного несоблюдения обязательных требований» [2].

В соответствии с приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 11 апреля 2016 года № 144 «Об утверждении Руководства по безопасности «Методические основы по проведению анализа опасностей и оценки риска аварий на опасных производственных объектах» - «на стадиях эксплуатации, реконструкции или технического перевооружения ОПО рекомендуется решать следующие задачи анализа риска аварий:

- уточнение и актуализация данных об основных опасностях аварий, в том числе, сведений, представленных в декларации промышленной безопасности ОПО, сведений об оценке максимального возможного количества

потерпевших для целей страхования ответственности; технических данных и организационной информации по обследованию технического состояния объекта;

- определение и контроль частоты и периодичности диагностирования технических устройств, зданий и сооружений на ОПО, в том числе методами неразрушающего контроля;

- проведение мониторинга степени аварийной опасности и оценки эффективности мер по снижению риска аварий на ОПО, в том числе для оценки эффективности систем управления промышленной безопасностью;

- разработка рекомендаций по обеспечению безопасности и при необходимости корректировка мер по снижению риска аварий;

- совершенствование инструкций по эксплуатации и техническому обслуживанию, планов мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварий на ОПО» [3].

Приказ Ростехнадзора от 26.12.2018 № 647 «Об утверждении Руководства по безопасности «Методика оценки риска аварий на опасных производственных объектах магистрального трубопроводного транспорта газа» «содержит рекомендации по методическим подходам, термины и определения, а также процедуру проведения и оформлению результатов количественного анализа риска аварий на ОПО МГ, которые используются при разработке:

- проектной документации на строительство или реконструкцию ОПО МГ;

- документации на техническое перевооружение, капитальный ремонт, консервацию и ликвидацию ОПО МГ;

- декларации промышленной безопасности ОПО МГ;

- обоснования безопасности ОПО МГ;

- плана мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварий на ОПО МГ;

– плана мероприятий по снижению риска аварий и других документов в составе документационного обеспечения систем управления промышленной безопасностью» [4].

«Анализ риска аварий на ОПО МГ является элементом системы управления промышленной безопасностью в эксплуатирующих организациях и представляет собой циклическую процедуру, включающую систематизацию всей доступной информации о состоянии ОПО МГ и его окружения с точки зрения промышленной безопасности, идентификацию опасностей, оценку риска аварий, анализ полученных показателей риска, разработку рекомендаций по снижению риска и проверку эффективности этих рекомендаций в следующем цикле анализа ОПО МГ» [4].

«На этапе эксплуатации ОПО МГ целями анализа риска являются:

– проверка соответствия условий эксплуатации требованиям промышленной безопасности;

– получение новой или уточнение существующей информации об основных опасностях и рисках на ОПО для персонала, населения и окружающей природной среды, в том числе при разработке вновь ДПБ, разработке паспортов безопасности и ОБ ОПО МГ;

– расстановка приоритетов при направлении имеющихся в эксплуатирующей организации ограниченных ресурсов на техническое обслуживание и обновление оборудования с целью оптимального распределения средств по составляющим ОПО МГ в соответствии с уровнями рассчитанного для них риска;

– разработка рекомендаций и мероприятий по снижению риска;

– совершенствование инструкций по эксплуатации и техническому обслуживанию, уточнение ПМЛЛПА ОПО МГ;

– оценка степени снижения риска в результате внесенных изменений в организационные структуры ОПО МГ, приемы практической работы и технического обслуживания ОПО МГ при совершенствовании системы управления промышленной безопасностью» [4].

«При реконструкции и техническом перевооружении ОПО МГ целями анализа риска являются:

- обеспечение информацией для разработки ДПБ, перечня мероприятий по гражданской обороне, мероприятий по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера для ОПО, ОБ или СТУ в составе проектной документации/документации на реконструкцию, техническое перевооружение ОПО МГ;

- выбор оптимальных (с учетом показателей риска) технических решений и размещения реконструируемых (перевооружаемых) составляющих ОПО МГ;

- уточнение информации об опасностях и рисках на ОПО МГ с учетом технико-технологических изменений объекта, связанных с реконструкцией (перевооружением) отдельных составляющих ОПО МГ (в том числе при декларировании промышленной безопасности);

- уточнение инструкций по эксплуатации и техническому обслуживанию, ПМЛЛПА» [4].

«Разработка рекомендаций базируется на результатах предшествующих этапов КолАР площадочных объектов, в частности, на результатах идентификации опасностей, расчета показателей риска и оценки степени аварийной опасности различных ОСПО и площадочных объектов в целом, которые используют для приоритизации мероприятий, направленных на компенсацию рисков и обеспечение безопасной эксплуатации площадочных объектов» [4].

«Мероприятия (технические решения и организационные меры) по снижению риска аварий рекомендуется разделять на две группы:

- меры, направленные на предупреждение аварий на ОСПО (уменьшение вероятности их возникновения);

- меры, направленные на снижение последствий возможных аварий на ОСПО» [4].

«В первой группе мероприятий, которая имеет более высокий приоритет по отношению ко второй, предусматриваются меры по исключению разгерметизации ОСПО и предупреждению аварийных выбросов опасных веществ, такие как:

- применение материалов и конструкций технологического оборудования и трубопроводов, рассчитанных на обеспечение их прочности и надежной эксплуатации в рабочем диапазоне давлений и температур природного газа и других опасных веществ, а также внешних нагрузок;

- повышение категории участков технологических газопроводов, идентифицированных как участки с чрезвычайно высокой и высокой степенями опасности аварий;

- осуществление ежегодного контроля сосудов и трубопроводов на эрозионный износ методами ультразвуковой толщинометрии, ежегодного технического освидетельствования сосудов высокого давления;

- применение обвязки нагнетателей ГПА, устойчивой к вибрациям;

- увеличение объема контроля качества сварных и фланцевых соединений различными методами неразрушающего контроля;

- усиление контроля надлежащего состояния ограждения, охранной зоны площадочных объектов и зоны минимальных расстояний до сторонних объектов;

- повышение надежности защиты от общей коррозии и коррозии под напряжением стальных технологических трубопроводов и оборудования с помощью защитных изоляционных покрытий и установок ЭХЗ;

- проведение своевременных осмотров оборудования, ревизий запорной арматуры, оптимизированных (с учетом технического состояния) технического обслуживания и ремонтов, дефектоскопии, ежегодной подготовки объектов и оборудования к эксплуатации в осенне-зимних условиях;

- осуществление непрерывного контроля давления, температуры, уровня жидких веществ с помощью систем дистанционного контроля;

- использование предохранительных клапанов для предотвращения разгерметизации оборудования вследствие превышения давления;
- применение современной системы обнаружения утечек опасных веществ;
- повышение требований к качеству производства труб и оборудования, заводских испытаний, качеству доставки, погрузки (разгрузки), складирования и хранения труб и оборудования, качеству СМР;
- проведение периодических испытаний на прочность и герметичность технологического оборудования и трубопроводов;
- повышение эффективности охраны площадочных объектов и мер защиты от терроризма» [4].

«Во второй группе мероприятий предусматриваются меры по предупреждению развития аварий на площадочных объектах, локализации выбросов опасных веществ, локализации распространения поражающих факторов аварий, защите потенциальных реципиентов, такие как (пример для КС МГ):

- использование самых современных систем управления на площадочных объектах: агрегатных систем автоматического управления и регулирования, систем автоматического управления и регулирования компрессорных цехов (КЦ) КС, систем автоматического управления пожарообнаружением;
- применение технических решений, предусматривающих автоматическую защиту ГПА КС от недопустимых отклонений температуры, давления, уровня масла, вибрации и др. с их остановкой, отключением и сбросом газа из трубопроводной обвязки ГПА;
- применение технических решений, предусматривающих автоматическую защиту оборудования от недопустимого повышения и падения давления на входе и выходе КЦ, автоматическую остановку ГПА и КЦ при недопустимо высоких температурах газа на выходе цеха, дублирование управления аварийной остановкой КЦ, а также кранами узла подключения и

охранными кранами КС по радиоканалу, сигнализацию с оповещением о пожаре и загазованности в укрытиях ГПА и установке подготовки топливного газа с остановкой при пожаре и при повышенной концентрации газа в воздухе укрытия ГПА, управление пуском огнетушащего средства при идентификации пожара, сигнализацию с оповещением о пожаре и загазованности в зданиях КЦ;

- оптимизация мест постоянного размещения и маршрутов перемещения по территории КС различных категорий персонала, с целью предотвращения пребывания или максимального уменьшения времени пребывания в непосредственной близости от опасных технологических объектов КС тех категорий персонала, в обязанности которых не входит обслуживание данного оборудования;

- корректировка размеров зон минимальных расстояний до сторонних объектов;

- своевременное обновление и оптимизация "Плана мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварий", оптимизация периодичности проведения противоаварийных тренировок персонала ЛПУ МГ,

- оптимизация сил и средств для оперативной локализации и ликвидации аварий на площадочных объектах» [4].

«Выбор наиболее эффективных мер по снижению риска может быть выполнен двумя альтернативными способами:

- при заданных ресурсах формируют оптимальную группу мер безопасности, обеспечивающих максимальное возможное при этих ресурсах снижение риска аварий на наиболее опасных ОСПО и площадочных объектах;

- минимизируя затраты, выбирают оптимальную группу мер безопасности, обеспечивающих снижение риска аварий на ОСПО и площадочных объектах в целом до допустимых значений» [4].

При ремонте технологических трубопроводов должны соблюдаться правила, установленные Приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 12 марта 2013 г. № 101 «Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной

безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»».

«Участок трубопровода, подлежащий ремонту, должен быть отключен задвижками и заглушками от других трубопроводов, аппаратов и оборудования» [5].

«При разъединении фланцев в первую очередь должны освободиться нижние болты» [5].

«При разъединении фланцев трубопроводов для перекачки вредных веществ должны быть приняты соответствующие меры предосторожности против попадания этих продуктов на тело, особенно в глаза» [5].

«Работники, выполняющие эти работы, должны применять соответствующую спецодежду, перчатки, специальную обувь и закрытые СИЗ и (или) СИЗОД, обеспечивающие защиту от воздействия химических веществ» [5].

Приказ Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 6 ноября 2013 года № 520 «Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности для опасных производственных объектов магистральных трубопроводов»» определяет технологические регламенты на эксплуатацию магистральных трубопроводов.

«Технологический регламент на эксплуатацию ОПО МТ должен включать:

- технические характеристики ОПО МТ, оборудования площадочных сооружений и свойства перекачиваемых углеводородов;
- технологические режимы процесса транспортирования углеводородов ОПО МТ;
- порядок контроля за герметичностью (целостностью) трубопроводов и оборудования ОПО МТ;
- порядок обнаружения утечек;
- порядок контроля технологического процесса;

- порядок приема, сдачи и учета перекачиваемых углеводородов;
- принципиальные и технологические схемы линейной части ОПО МТ и площадочных сооружений (графическая часть);
- сжатый продольный профиль линейной части ОПО МТ (графическая часть);
- перечень и характеристика наиболее опасных участков;
- паспортные характеристики технических устройств, применяемых на ОПО МТ;
- перечень обязательных технологических и производственных инструкций по обеспечению безопасного ведения технологического процесса, технического обслуживания, а также действий работников в аварийных ситуациях и при инцидентах;
- раздел о безопасной эксплуатации производства» [6].

1.2 Оценка опасностей, риска аварий на объекте (на примере КЦ №4 КС-12 «Микунь»)

Краткие сведения об объекте.

Компрессорная станция (КС) «Микунь» является линейной станцией газопровода Ухта-Торжок. В составе станции несколько компрессорных цехов, оснащенных газоперекачивающими агрегатами единичной мощности 6 и 10 МВт.

В объем проектирования включена реконструкция КЦ № 4 КС «Микунь». В составе КЦ № 4 восемь ГПА ГТК-10-4, расположенных в едином здании КЦ, разделенным промвставкой на шеститурбинный и двухтурбинный отсеки. ГПА ГТК-10-4 введены в эксплуатацию в 1978 году, имеют наработку более 100 тыс. часов, выработали общий установленный ресурс, физически и морально устарели.

Замене подлежат два существующих ГПА ГТК-10-4 в двухтурбинном и два – в шеститурбинном отсеке на четыре новых ГПА-Ц-16РС/76-1,44 производства ОАО «СМНПО им. М.В. Фрунзе». Оставшиеся четыре ГПА ГТК-

10-4 в шеститурбинном отсеке КЦ демонтируются. Существующая универсальная газовая обвязка нагнетателей модернизируется для обеспечения параллельной работы и антипомпажной защиты новых агрегатов.

В объем технологического раздела проекта также включены работы по расширению существующей установки охлаждения газа, замене установки очистки газа с системой сбора дренажа, монтажу новой установки подготовки газа и реконструкции системы маслоснабжения.

Реконструкция объекта производится в условиях действующего компрессорного цеха. Для обеспечения непрерывности транспорта газа, предусматривается поэтапный ввод мощностей.

Первый этап:

- демонтаж двух агрегатов ГТК-10-4 (ст. №№ 47, 48) в двухтурбинной части существующего здания КЦ;
- монтаж на месте демонтированных ГПА новых ГПА-Ц-16РС/76-1,44 с доработкой существующих фундаментов;
- модернизация газовой обвязки новых ГПА и межцеховых технологических коммуникаций;
- монтаж новой установки очистки газа с системой сбора дренажа;
- расширение существующей установки охлаждения газа с монтажом дополнительных секций АВО;
- монтаж новой установки подготовки топливного и импульсного газа;
- прокладка новых коллекторов топливного и импульсного газа;
- модернизация системы маслоснабжения ГПА;
- демонтаж существующей установки очистки газа с системой сбора дренажа.

Второй этап:

- демонтаж двух агрегатов ГТК-10-4 (ст. №№ 45, 46) в шеститурбинной части существующего здания КЦ;

- монтаж на месте демонтированных ГПА новых ГПА-Ц-16РС/76-1,44 с доработкой существующих фундаментов;
- модернизация газовой обвязки новых ГПА и межцеховых технологических коммуникаций;
- модернизация системы маслоснабжения ГПА;
- демонтаж существующих ГПА ГТК-10-4 (ст. №№ 41 – 44);
- демонтаж существующей УПТИГ.

Объект реконструкции, КЦ № 4 КС «Микунь», эксплуатируется газокомпрессорной службой (ГКС) Микуньского линейно-производственного управления магистральных газопроводов (ЛПУМГ) ООО «Севергазпром» ОАО «Газпром».

Реконструируемый КЦ № 4 КС–12 «Микунь» находится на территории Усть – Вымского района Республики Коми, в 1,3 км от г. Микунь.

Район размещения КС относится к I «В» строительно-климатической зоне. Рельеф местности равнинный, спокойный, с незначительными перепадами в местах водотоков. Абсолютные отметки около 100 м.

В физико-географическом плане район площадки реконструкции приурочен к бассейну р. Вычегда и в геоморфологическом представляет участок водноледниковой равнины, осложнённый многочисленными понижениями, часто заторфованными, долинами малых рек, ложбинами стока. В геологическом строении преобладает преимущественное распространение водноледниковых отложений валдайского времени. Представлены они песками, суглинками, реже глинами. Локально вскрыты моренные суглинки. На пониженных участках развиты отложения голоценового горизонта - техногенные (искусственные образования–насыпной грунт, биогенные образования (торф, заторфованный грунт), аллювиальные отложения (пески, супеси, суглинки). Повсеместно залегает почвенно-растительный слой мощностью 0,2 - 0,3 м. Естественным основанием будут служить пески мелкие, реже средней крупности, суглинки, на отдельных участках торф, заторфованный грунт. Водовмещающими породами служит торф,

заторфованный грунт, пески различной крупности. Мощность водовмещающей толщи колеблется от нескольких сантиметров (спорадические воды в глинистых грунтах) до 3,3 м.

По данным многолетних наблюдений сведения о наблюдаемых в районе площадки КС «Микуньская» опасных природных процессах (землетрясениях, оползнях, селях, лавинах, абразии, переработке берегов, карсте, суффозии, просадочности пород, наводнениях, подтоплении, эрозии, ураганах, смерчах, цунами и др.), требующих превентивных защитных мер – в районе реконструируемого объекта не наблюдалось.

Реконструкция осуществляется в условиях действующей станции на застроенной и ранее спланированной территории.

Характер застройки площадки КС – промышленный, малоэтажный (один - три этажа).

В основу компоновочного решения генерального плана положено:

- технологическая схема;
- соблюдение противопожарных и технологических разрывов;
- зонирование территории на технологическую и вспомогательно-складскую.

Объемно-планировочные решения проектируемых зданий и сооружений на площадке выбраны с максимальной блокировкой различных производств, с учетом сокращения площади наружных ограждающих конструкций, с перспективой выполнения реконструкции и технического перевооружения, с учетом обеспечения высокого уровня архитектурных решений.

Климат района размещения КЦ № 4 КС «Микунь» отличается умеренно холодной зимой и умеренно теплым летом.

Средняя температура воздуха самого холодного месяца – января на рассматриваемой территории составляет минус 15,1 °С, а абсолютный минимум достигает минус 53 °С. Осадков выпадает 40 - 60 мм в месяц. Снежный покров достигает в среднем высоты 65 см, что объясняется отчасти длительностью его залегания. Число дней со снежным покровом равно 183. Выпадение снега

зачастую сопровождается сильными метелями со значительными скоростями ветра.

Весной переход среднесуточной температуры воздуха к положительным значениям наблюдается обычно в начале апреля. Однако заморозки нередки здесь и в июне. Количество осадков существенно не меняется и составляет в среднем за месяц 40 - 55 мм. Преобладают ветры юго-западного направления.

Самый теплый месяц лета – июль, его средняя температура воздуха составляет 16,5 °С, а абсолютный максимум температуры может достигать 36 °С. Количество осадков летом значительно увеличивается и составляет в среднем за месяц 70 - 80 мм.

Осенью юго-западные ветры снова становятся преобладающими. Температура воздуха довольно быстро падает. Переход среднесуточной температуры через 0 °С происходит в среднем 17 октября. Снежный покров устанавливается в среднем 2 ноября. Количество осадков незначительно уменьшается, составляя в месяц 60 - 75 мм.

Климатические условия, учитываемые при строительстве:

- расчетная температура наружного воздуха по наиболее холодной пятидневки (обеспеченностью 0,92) – -36 °С;
- расчетное значение веса снегового покрова для V снегового района - 320 кгс/м²;
- нормативное значение ветрового давления для I ветрового района - 23 кгс/м²;
- по данным климатического районирования - подрайон IV;
- по воздействию климата на технические изделия и материалы - район I2.

Гидрогеологические условия района работ характеризуются развитием трех водоносных горизонтов. Все вскрытые водоносные горизонты имеют тесную гидравлическую связь. Питание их осуществляется за счет инфильтрации атмосферных осадков, разгрузка происходит в местные базисы эрозии – с юго-запада в р. Чая, с северо-востока в безымянный ручей.

Нормативная глубина промерзания суглинков и глин 173 см, супесей и песков мелких - 211 см, для песков гравелистых и средней крупности - 226 см.

Преимущественно грунты являются среднепучинистыми.

По всем показателям к бетонам марки W-4 грунтовые воды неагрессивны.

По степени морозной пучинистости грунты в зоне промерзания являются сильнопучинистыми.

В качестве основного несущего слоя забивных свай рекомендуется использовать грунты московской морены и озерно-аллювиальные отложения. При этом следует учитывать наличие в московской морене неравномерное распределение валунного материала.

Реконструируемый компрессорный цех № 4 КС «Микунь» газопровода «Ухта-Торжок IV нитка» эксплуатируется газоконпрессорной службой ГКС действующего Микуньского ЛПУМГ ООО «Севергазпром».

При реконструкции цеха учитывалось, что будет сохраняться действующая структура управления предприятием, дополнительной численности персонала не предусматривается.

Общая численность рабочих и служащих Микуньского ЛПУМГ составляет порядка 550 человек, из них в производственной сфере занято порядка 480 чел.

Режим работы персонала ЛПУМГ в основном односменный, продолжительность смены – 8 часов с 8 00 до 17 00 ежедневно за исключением выходных дней.

Круглосуточно на площадке КС работает следующий персонал:

- начальник смены (дежурный диспетчер);
- оператор магистральных газопроводов;
- инженер по эксплуатации газовых объектов (сменный инженер);
- машинист технологических компрессоров – восемь человек;
- пожарный караул – четыре человека;
- оператор котельной;
- пост охраны два человека.

Количество работающих в максимальную смену на площадке КС «Микунь» составляет порядка 310 человек в ночное время порядка – 18 человек.

В зону действия поражающих факторов при возможных авариях на КЦ, развивающихся даже по самому неблагоприятному сценарию, населенные пункты не попадают.

К опасным производствам КЦ № 4 относятся технологические трубопроводы (сосуды, аппараты и газоперекачивающие агрегаты, где обращается природный газ под высоким давлением). Природный газ представляет собой в высшей степени легковоспламеняющееся вещество и в смеси с воздухом легко формирует горючие взрывоопасные смеси при его концентрации в воздухе от 5 до 15 % общего объема.

Опасность, связанную с возможным воспламенением газа и развитием пожара на территории КЦ при разрыве трубопроводов и сосудов высокого давления, представляют:

- газопроводы, арматура и тройники узла подключения КЦ, и, в частности, надземные участки труб, направленные в сторону основной территории КЦ;
- всасывающие и нагнетательные газопроводы-шлейфы;
- входные и выходные фильтры-сепараторы;
- пылеуловители;
- коллекторы, проходящие вдоль линии блоков ГПА;
- надземная «гитара» высокого давления;
- аппараты воздушного охлаждения газа (АВО);
- коллекторы и трубопроводы топливного газа;
- крановые узлы.

К опасным участкам КЦ относятся:

- места установки электрооборудования (электропомещения) с высоким напряжением, представляющим реальную опасность поражения персонала электрическим током;

- места установки вращающегося оборудования, включая турбины, компрессоры, электродвигатели, вентиляторы, насосы, моторы и генераторы, опасность которых связана с неожиданными автоматическими пусками оборудования;

- места установки автоматических и дистанционно управляемых кранов и клапанов, где возможна опасность при перемещении открытых подвижных частей такой арматуры, а также о дополнительной опасности, возникающей в результате неожиданного выпуска предохранительными или выпускными клапанами, а также автоматическими дыхательными клапанами большого количества газа, находящегося под высоким давлением, причем без предварительного предупреждающего сигнала.

Авария на компрессорном цехе возможна в связи с дефектами используемых материалов, подземной коррозией металла, от механических повреждений и стихийных бедствий, строительными нарушениями проектных решений, нарушениями режима эксплуатации и т.д.

Опасными производственными факторами трубопроводов являются:

- разрушение трубопровода или его элементов, сопровождающееся разлетом осколков металла и грунта;
- возгорание газа при разрушении трубопровода, открытый огонь и термическое воздействие пожара;
- взрыв газозвушной смеси;
- обрушение и повреждение сооружений и установок;
- пониженная концентрация кислорода, задымленность.

Нами идентифицирован Перечень факторов и основных возможных причин, способствующих возникновению и развитию аварий.

Факторами, инициирующими разрушение газопроводов, являются поверхностные повреждения и дефекты, предотвратить которые в полном объеме не представляется возможным. Происхождение и характер проявления их могут быть самыми различными. Так, например, вмятины, гофры, надрывы, оваллизация и другие механические повреждения возникают, как правило, в

результате внешних силовых воздействий и проявляются либо непосредственно в момент такого воздействия, либо в течение сравнительно небольшого промежутка времени после него. По причинам возникновения дефекты можно разделить на: коррозионные, строительные, сварных швов, стресскоррозионные и металлургические. Как правило, они имеют тенденцию к накопительному росту. Период их развития может быть довольно продолжительным, однако с определенной вероятностью дефект в любой момент может достичь критических размеров, следствием чего является разрушение трубопровода.

В подавляющем большинстве случаев разрушение происходит в результате образования трещины, распространяющейся по материалу с высокой скоростью. Можно считать, что процесс разрушения начинает затухать, когда составляющая этой скорости вдоль оси трубопровода становится меньше скорости звука в транспортируемом газе (порядка 400 м/с). При этом для прохождения трещиной пути от одного сварного стыка до другого требуется (в среднем) около 0,05 сек.

Исследования показали, что разрушение газопровода (эксплуатирующегося при кольцевых напряжениях в теле трубы ниже предела текучести) может произойти только при наличии в теле трубы сквозного дефекта (механического повреждения, трещины) с линейными размерами выше критических (примерно 0,25 диаметра). При этом протяженность разрушенного участка трубопровода может быть различной. На основании сопоставления результатов расчетов по энергетической теории со статистическими данными установлено, что для трубопроводов относительно малого диаметра (от 300 до 500 мм) линейная протяженность разрушенного участка не превышает 3 - 8 м (не более 20 калибров). Для трубопроводов диаметра 1200 мм протяженность таких разрушений может достигать до 34 - 36 м, а при диаметре 1400 мм эта величина лежит в пределах от 22 до 24 м.

Одним из потенциально опасных элементов на КЦ является технологическая обвязка перекачивающих агрегатов, которая представляет собой пространственную стержневую конструкцию, многократно статически

неопределимую с большим числом жестких и скользящих опор, испытывающую переменную возмущающую нагрузку со стороны нагнетателя.

Пространственные изгибы труб имеются не только вблизи соединений с нагнетателем, но также в местах переходов надземных участков в подземные.

Переменный характер нагружения трубопроводов обусловлен двумя причинами:

- пульсацией давления газа в процессе работы нагнетателя;
- изменением режимов работы нагнетателя (профилактические отключения).

Переменный характер нагружений не исчерпывается перечисленными выше видами. Имеется также широкий спектр вибрационных нагрузок, связанных с резонансными явлениями стержневой конструкции обвязки, газодинамическими процессами в потоках газа (особенно в углах поворота потока), высокочастотными составляющими вибрации агрегата и т.п.

Наиболее слабыми элементами обвязки нагнетателя являются участки с повышенным давлением на выходе из нагнетателя, сечения линейных кранов на тройниках и отводах.

Основной причиной разрушений указанных элементов линии нагнетания являются высокий уровень напряжений от внутреннего давления газа в линии нагнетателя и значительная концентрация напряжения в местах соединения труб с арматурой (на тройниках, кранах и отводах).

Из анализа данных по отказам и авариям на КС ОАО «Газпром» за последние пять - семь лет следует, что основными причинами и факторами, способствующими их возникновению, являлись:

- повышенная вибрация трубопроводов, а также просадки трубопроводов и опор (49 %);
- дефекты изготовления оборудования, в первую очередь фасонных частей и арматуры (23 %);
- погрешности монтажа (17 %);

– коррозия и износ (11 %).

Возможные аварийные и нештатные ситуации на КС, способы их обнаружения и вероятные причины возникновения приведены в таблице 1.

Таблица 1 - Аварийные и нештатные ситуации на КС, способы обнаружения, причины возникновения

Описание ситуации	Способ обнаружения	Возможные причины
1	2	3
Аварийные ситуации		
1. Резкое падение давления газа на входе КС.	1. По показанию приборов, установленных на ГЩУ КС и МЩУ. 2. По изменению уровня звука работающих агрегатов.	1. Разрыв линейной части газопровода до крана № 20. 2. Самопроизвольное закрытие охранного крана (№ 19), линейного крана или кранов №№ 7, 7 ^а
2. Резкое падение давления газа на выходе КС.	1. По показанию приборов, установленных на ГЩУ КС и МЩУ агрегатов. 2. По изменению уровня звука работающих агрегатов.	Разрыв линейной части газопровода после крана № 20.
3. Разрыв газопровода и утечки газа на территории КС или узла подключения.	1. По характерному звуку истечения газа. 2. По показаниям приборов на ГЩУ.	Повреждение газопровода.
4. Пожар на технологических установках и на коммуникациях КС.	1. Визуально. 2. Срабатывание системы сигнализации о пожаре на ГЩУ.	1. Разрыв газопровода с искрообразованием. 2. Утечка газа с проникновением в щит местного управления установками. Неисправность электропроводки. Замыкание с искрообразованием.
5. Пожар в контейнерах ГПА блочного исполнения.	1. Визуально. 2. Срабатывание защит.	1. Утечка газа в отсеках ГТУ и нагнетателя с наличием искрообразования. 2. Попадание газа в отсек блока автоматики при искрообразовании. 3. Попадание масла на горячую поверхность с ГТУ, выхлопную шахту и т.п. 4. Наличие конденсата
6. Пожар в машинном зале.	1. Срабатывание сигнальных табло. 2. Визуально.	1. Наличие утечек масла или паров масла на горячие поверхности ГТУ. 2. Наличие утечек газа с искрообразованием. 3. Короткое замыкание в системе электроснабжения и системе автоматического управления.
7. Пожар в галерее нагнетателя.	Визуально.	Отказ системы уплотнения масло-газ. Разрушение деталей и узлов нагнетателя с искрообразованием при наличии

Продолжение таблицы 1

1	2	3
		утечек газа или паров масла.
8. Разрыв маслопроводов, утечка масла на газоперекачивающем агрегате.	1. Визуально 2. Срабатывание защиты по падению давления масла или по температуре подшипников.	Разрыв маслопроводов, неплотность фланцевых муфтовых соединений.
9. Разрыв трубных проволочек и утечка газа на газоперекачивающем агрегате.	1. Срабатывание защиты по загазованности. 2. По показаниям переносных газоанализаторов.	Неплотность фланцевых и муфтовых соединений, повреждение проволочек, разрыв трубных проволочек.
Нештатные ситуации		
1. Аварийный останов ГПА при срабатывании одной или нескольких штатных защит в строгом соответствии с алгоритмом аварийного останова.	Оповестительные табло, звуковая или световая сигнализация.	Во всех случаях срабатывания защит системы автоматического управления ГПА.
2. Аварийный останов ГПА при срабатывании одной или нескольких штатных защит и отказе в перестановке запорных кранов в технологической обвязке.	Оповестительные табло, звуковая и (или) световая сигнализация	1. Отказ в схеме управления кранами. 2. Отсутствие импульсного газа (перемерзание или разрыв трубных проволочек). 3. Неисправность в узлах управления кранами.
3. Достижение одним или несколькими параметрами работы ГПА уровня аварийной сигнализации и несрабатывание при этом штатной защиты.	По показаниям первичных приборов прямого контроля параметров работы агрегата.	Отказ в системе автоматического управления ГПА
4. Увеличение гидравлического сопротивления на входе в ЦБН сверх допустимых значений.	1. Сигнальное табло. 2. Показания контрольно-измерительных приборов.	1. Гидратообразование на защитной решетке 2. Засорение защитной решетки
5. Помпаж одного нагнетателя.	1. Изменение уровня звука работающего нагнетателя. 2. Повышение вибрации нагнетателя и трубопроводов. 3. Резкое колебание перепада масло-газ. 4. Резкое качение частоты вращения ТНД (СТ)	Резкое падение давления газа на входе нагнетателя или на входе КС

Продолжение таблицы 1

1	2	3
6.Звонок сигнализации и загорание табло ГПА; изменение индикации положения кранов пневмосхемы обвязки ЦБН на ГЩУ ГПА; характерный шум, возникший при остановке ГПА (давление стравливания газа из контура ЦБН через свечу № 5).	Срабатывание защиты в результате возникновения аварийного состояния.	

Из всего многообразия возможных аварий объектов газотранспортных систем, в том числе КС (КЦ), наибольшую опасность представляют аварии, связанные с разрывом трубопроводов на полное сечение. Возникновение таких аварийных разрывов газопроводов связано с физическими эффектами двух видов:

- внутренними - нестационарными процессами в самом трубопроводе, определяющими характер его разрушения и динамику выброса природного газа в атмосферу;

- внешними - определяющими воздействие первичных и вторичных поражающих факторов на человека и окружающую среду.

Внешние эффекты обусловлены:

- образованием первичной ударной волны сжатия за счет расширения в атмосфере природного газа, выброшенного из объема «мгновенно» разрушившейся части трубопровода длиной до 30 калибров, а также вторичных волн сжатия, образующихся при воспламенении газового «шлейфа» и расширении продуктов горения;

- образованием и разлетом осколков (фрагментов) разрушенного участка трубопровода;

- воспламенением газа и термическим воздействием пожара на человека и окружающую среду;

– токсическим воздействием составляющих природного газа и продуктов горения на живые организмы.

В ходе аварии сначала высвобождается только потенциальная энергия сжатого газа. При этом на процесс разрушения (распространения трещины) затрачивается лишь малая ее доля, которая, по мнению разных авторов, составляет от 2 до 10 %. Основная часть высвобождаемой энергии трансформируется в ударную волну, обладающую достаточно высокой поражающей способностью.

Блок-схема сценария аварии приведена на рисунке 1.

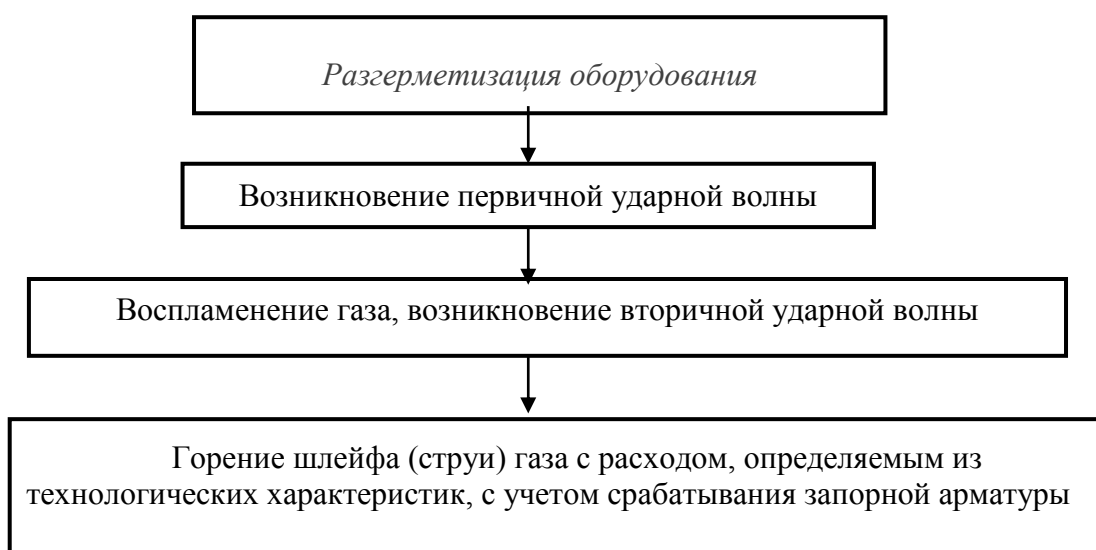


Рисунок 1 - Блок схема сценария аварии

Однако наиболее опасными являются аварии, связанные с возгоранием газа, которое может произойти с определенной задержкой вне трубопровода после смешения газа с воздухом до определенных концентраций (от 5 до 15 % об.) и появления источника зажигания. Как свидетельствуют наблюдения, период задержки воспламенения может составлять от нескольких десятых секунды до нескольких секунд. То есть происходит воспламенение уже сформировавшегося газоздушного потока с весьма высокой степенью турбулизации и неоднородной структурой.

В зависимости от взаимного расположения противоположных концов разорвавшейся трубы, ее диаметра, глубины укладки, параметров встречных газовых потоков, геометрии земляного новообразования и ряда других

факторов могут реализоваться две формы пожара. Первая - в виде близкого к вертикальному цилиндрического пламени («пожар в котловане»), вторая - в виде двух, направленных в разные стороны, горящих струй («струевое пламя»).

В случае воспламенения результирующего газового потока происходит быстрое вспышкообразное сгорание лишь малой части шлейфа. Основная же горячая масса не является гомогенной и сгорает со значительно меньшей скоростью относительно беспорядочно по объему (отдельными зонами). Вследствие этого формируется слабая вторичная волна избыточного давления с амплитудой в пределах от 15 до 20 кПа непосредственно у места разрыва, практически не представляющая опасности для человека, зданий и сооружений. В то же время, в результате пожара высвобождается значительное количество энергии. Таким образом, в случае возгорания газа основным поражающим фактором будет термическая радиация.

Если в начальный период времени после разрыва трубопровода не произойдет воспламенения выброса, то истекающий газ может распространиться на достаточно большие расстояния с образованием зон загазованности значительной протяженности. При объемных концентрациях газа от 5 до 15 % такие зоны становятся пожароопасными и могут в случае появления источника достаточной мощности огня привести к образованию вторичной волны избыточного давления и дефлаграционного пламени, представляющих серьезную опасность, как для человека, так и для окружающей среды. Однако вследствие резкого убывания интенсивности выброса газа уже в течение нескольких первых минут после разрыва зона загазованности, достигнув своих максимальных размеров, начинает резко уменьшаться.

Таким образом, с точки зрения негативного воздействия на человека и окружающую среду, наибольшую опасность представляют аварии с воспламенением газа в начальный период (непосредственно после разрыва газопровода). При этом характер горения газа и масштабы воздействия пожара

на окружающую среду зависят от большого числа и конкретного сочетания ряда факторов, основными из которых являются:

- рабочее давление газа, диаметр газопровода, место разрыва;
- способ прокладки трубопровода (подземный, надземный);
- общие размеры разрушения (линейный пробег трещины);
- характерные размеры (длина, ширина, глубина) и форма грунтового новообразования (траншея, котлован);
- свойства массива грунта;
- взаимное положение осей зафиксированных концов разрушенного трубопровода;
- распределение людей, зданий, сооружений и оборудования вокруг места разрыва;
- мероприятия по локализации и ликвидации аварии.

Все эти факторы можно условно разделить на ряд групп. К первой относят параметры чисто технологического плана (давление, диаметр трубы, расстояние между линейными кранами и т.д.), определяющие интенсивность и динамику выброса газа.

Факторы второй группы определяют интегральное газодинамическое поле взаимодействующих струй газа.

Третью группу составляют факторы, определяющие эффективность организационно-технических мероприятий по уменьшению последствий аварии.

Как уже было отмечено выше, в зависимости от:

- диаметра газопровода (энергетического потенциала);
 - условий его прокладки, характеристик грунта;
 - ряда других параметров –
- горение газа при авариях может протекать в двух основных вариантах:
- горение газового шлейфа, образующегося при истечении газа из двух концов поврежденного трубопровода с ориентацией потока, близкой к вертикальной («пожар в котловане»);

– независимое горение настильных (слабонаклонных к горизонту) струй, истекающих из разных концов трубопровода и ориентированных преимущественно вдоль трассы газопровода.

Для подземных трубопроводов больших диаметров преобладает второй тип пожара.

2 Проектирование мероприятий по снижению рисков на опасных производственных объектах

2.1 Определение и анализ нагрузок и воздействия на основные технологические трубопроводы КС

Классификация и общая характеристика нагрузок и воздействий.

Одним из наиболее важных факторов, который совместно с конструктивными решениями определяет сроки безопасной эксплуатации систем транспорта и переработки природного газа и их составляющих, является набор нагрузок и воздействий, которым подвергается каждая из них в определенных, сугубо индивидуальных, условиях эксплуатации. Технологические трубопроводы газа КС в период эксплуатации подвергаются широкому спектру нагрузок и воздействий, которые, в общем случае, носят пространственно-временной характер. На основании этого принимаемая к расчету информация о них должна рассматриваться с учетом фактора времени.

Определение проектных характеристик технологических трубопроводов газа КС как линейно протяженных пространственных конструкций производится с учетом определенного набора возможных внешних воздействий, которые в совокупности рассматриваются как некоторые стандартные условия их работы. По отношению к этим стандартным воздействиям и условиям применяется базовая упрощенная процедура расчета напряженно-деформированного состояния трубопроводов с устоявшимся набором критериев безопасности.

Помимо стандартных воздействий выделяют группу внешних факторов, именуемых нестандартными. Они реализуются при расположении проектируемых объектов на территориях со следующими характерными особенностями:

- заболоченность и возможность подтапливания;
- территории с карстовыми явлениями и подповерхностными пустотами;

- районы вечной мерзлоты;
- оползневые районы;
- сейсмоопасные зоны.

При рассмотрении нестандартных воздействий должны применяться строго индивидуальные подходы с выделением и отдельным рассмотрением потенциально опасных участков, подверженных влиянию определенного набора таких факторов. В этих случаях должна использоваться расширенная процедура анализа условий работы технологических трубопроводов газа КС и расчета их напряженно-деформированного состояния.

К наиболее распространенным ненормативным нагрузкам на подземные участки технологических трубопроводов газа КС следует отнести неконтролируемые подвижки грунтов (карстовые провалы, бугры пучения, оползни и т.п.) и механическое воздействие землеройной техники, как на сам трубопровод, так и на окружающий его грунтовый массив. Кроме того, в качестве опасной ненормативной нагрузки может выступать кратковременное превышение допускаемого нормативного уровня внутренним давлением на каком-либо технологическом участке при отклонениях от штатных гидравлических режимов.

На практике классификация стандартных условий нагружения производится по двум признакам:

- в зависимости от источника возникновения;
- в зависимости от общности процессов накопления повреждений.

Помимо силовых механических нагрузок, широко распространенным и опасным с точки зрения снижения ресурса трубопроводных конструкций воздействием является коррозия материала под влиянием агрессивных факторов окружающей среды (прежде всего, грунта и грунтовых вод) в местах нарушения целостности антикоррозионного покрытия. Такая коррозия приводит к появлению на наружной поверхности трубы локальных поверхностных дефектов. Менее распространенным, но не менее опасным фактором является абразивное воздействие на внутреннюю поверхность трубы

находящихся в потоке транспортируемой среды твердых частиц. Результатом его является эрозионное «вымывание» материала конструкции и снижение толщины стенки в нижних частях трубопровода, а также в местах его изгибов и поворотов.

К числу непроектных функциональных нагрузок могут быть отнесены: редкие сочетания нормативных нагрузок и воздействий, экстремальные нагрузки при отклонениях от штатных режимов работы элементов или нагрузки на частично работоспособную конструкцию, возникающие вследствие аварийных повреждений.

Для определения сроков безопасной эксплуатации проектируемых технологических трубопроводов КС необходим анализ и оценка всех действующих нагрузок и воздействий с целью разделения (реструктуризации) трубопроводных систем на составляющие с учетом условий их функционирования, формирования адекватных моделей прогноза динамики роста всех значимых видов дефектов, а также описания несущей способности трубопроводов.

Характеристика групп нагрузок и воздействий в зависимости от источника возникновения

В зависимости от источника возникновения различают следующие группы нагрузок и воздействий:

- функциональные;
- природно-климатические.

Основной составляющей первой группы нагрузок и воздействий являются так называемые нормативные нагрузки. Эта категория воздействий связана с определенным набором внешних факторов, обусловленных использованием конструкции по основному функциональному назначению. Основными нормативными нагрузками, действующими на трубопроводы газа, являются:

- внутреннее избыточное давление транспортируемого продукта;

- вибрационные нагрузки, вызванные неравномерностью работы газоперекачивающих агрегатов и передающиеся как по конструкции, так и за счет колебаний параметров транспортируемой среды;
- температурное воздействие, обусловленное применяемыми технологическими процессами;
- температурный перепад – разница между температурой воздуха при прокладке трубопровода и температурой окружающей почвы при его эксплуатации;
- вес трубопровода, транспортируемого продукта и грунта засыпки;
- нелинейное сопротивление окружающего грунта смещению трубопровода;
- другие нагрузки, определяемые конструкцией и условиями эксплуатации конкретной трубопроводной системы.

Характер, состав и уровень функциональных нагрузок определяется и в некоторой степени оптимизируется, начиная уже с ранних стадий проектирования. Наиболее важными параметрами, определяющими эти показатели, являются характеристики применяемых технологий, конструктивная схема технологических трубопроводов газа КС и режим их эксплуатации.

Часть нагрузок и воздействий, которым подвержены трубопроводы в процессе эксплуатации, обусловленная взаимодействием с окружающей средой, относится к природно-климатическим. Их состав, типы и уровни должны определяться на основе анализа принятых в проекте решений, детального исследования практики эксплуатации подобных конструкций в районе предполагаемого строительства, а также рассмотрения и обобщения данных внутритрубной диагностики для наиболее близких прототипов. Содержание, форма и объемы используемой информации о таких нагрузках и воздействиях должны соответствовать принятым к рассмотрению схемам нагружения и расчетным моделям функционирования трубопроводов по основному назначению.

В соответствии с установленными подходами при рассматриваемом диапазоне нагрузок в проектировании в качестве расчетной модели трубопровода для его расчета на внутреннее давление принимается модель тонкостенной цилиндрической оболочки без начальных несовершенств формы. Отечественные и зарубежные нормативно-методические документы, регламентирующие расчеты прочности трубопроводов различного назначения, определяют внутреннее давление как основной параметр при выборе толщины стенки и физико-механических характеристик материала конструкции. Опыт эксплуатации трубопроводов свидетельствует о том, что разрушения линейной части трубопроводов практически не связаны с исчерпанием несущей способности материала труб, поскольку вероятность повышения давления в трубопроводе выше номинального чрезвычайно низка.

При исследовании продольных или поперечных усилий применяется расчетная модель в виде стержневой системы со связями, представляющая совокупность прямолинейных и изогнутых участков.

Характеристика групп нагрузок и воздействий в зависимости от общности процессов накопления повреждений.

По признаку общности процессов накопления повреждений и деградации свойств конструкционных материалов, т.е. общности подходов, применяемых при анализе напряженно-деформированного состояния, могут быть выделены следующие группы нагрузок и воздействий:

- статические;
- переменные (циклические);
- динамические (ударные);
- вибрационные;
- коррозионные и коррозионно-механические;
- вызванные отклонениями от проектного положения и формы.

По своей сути абсолютное большинство нагрузок, относящихся к первой из приведенных выше групп, являются квазистатическими. При расчете технологических трубопроводов газа КС на действие таких нагрузок

определяющими являются различные типы прочностных критериев, форма представления которых может существенным образом отличаться (например, заданием предельных компонент напряжений или максимально допустимых размеров дефектов в стенке трубы).

Наличие переменных (циклических) нагрузок и воздействий требует при определении сроков безопасной эксплуатации технологических трубопроводов газа КС рассмотрения вопросов, связанных с накоплением усталостных повреждений и развитием трещин. Все необходимые расчеты выполняются по моделям многоциклового усталости (выносливости), малоциклового усталости и роста усталостных трещин. Расчет критических значений нагрузок в этом случае выполняется по критериям прочности с учетом временного фактора, характеризующего уровень накопленных в конструкции повреждений.

Динамические (ударные) нагрузки представляются как единовременные, вызванные, главным образом, аварийными режимами, повреждениями трубопроводов землеройной техникой или падением на него тяжелых твердых предметов.

Выделение коррозионно-механических нагрузок и воздействий в отдельную группу связано со специфическим механизмом накопления повреждений и изменением прочностных и деформативных свойств материалов в процессе их старения. При этом прогнозирование скорости коррозии на незащищенных изоляционным покрытием участках может быть выполнено двояко: путем пересчета динамических показателей с близкого прототипа проектируемой конструкции или по результатам ускоренных коррозионных испытаний образцов как в искусственных средах, так и в условиях максимально приближенных к реальным.

Значительное место при определении влияния коррозионно-механических процессов на трубопроводные конструкции занимает воздействие внешней и внутренней среды на физико-механические свойства трубной стали.

В общем случае, при длительной эксплуатации трубопроводов под влиянием водорода и агрессивных сред возможна реализация всего спектра явлений, включающих в себя снижение прочностных свойств и показателей деформативности конструкционной стали, развитие коррозионного растрескивания под напряжением с образованием множественных трещин, преимущественно ориентированных или в продольном направлении (под действием избыточного внутреннего давления), или в поперечном (в зонах действия растягивающих напряжений на изогнутых в плане или свободно провисших участках).

Для определения расчетного срока службы трубопровода в ряде работ используется подход основанный на эффекте старения материала трубы. В этом подходе для определения расчетного срока службы трубопроводов по фактору старения материала используют экспериментальные данные об изменении механических свойств (относительное удлинение или предел прочности) материала в процессе эксплуатации, так как считается, что переменный характер нагружения трубопроводов и агрессивное воздействие окружающей среды в течение длительных сроков эксплуатации могут вызвать деградацию механических свойств трубных сталей, приводящую к снижению несущей способности трубы.

Существует и полярная точка зрения, отрицающая эффект старения. Сложность исследований в этом направлении, прежде всего, определяется отсутствием данных об исходных характеристиках конкретных труб и значительным разбросом характеристик механических свойств материала. В качестве примера на рисунке 2 показан статистический разброс прочностных характеристик стали 19Г, построенный по данным сертификатов труб.

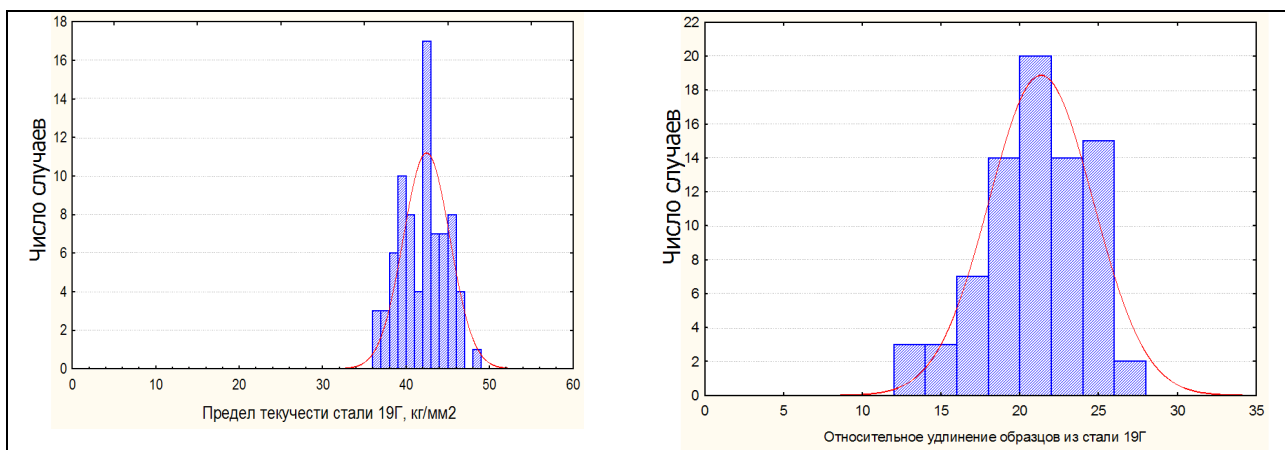
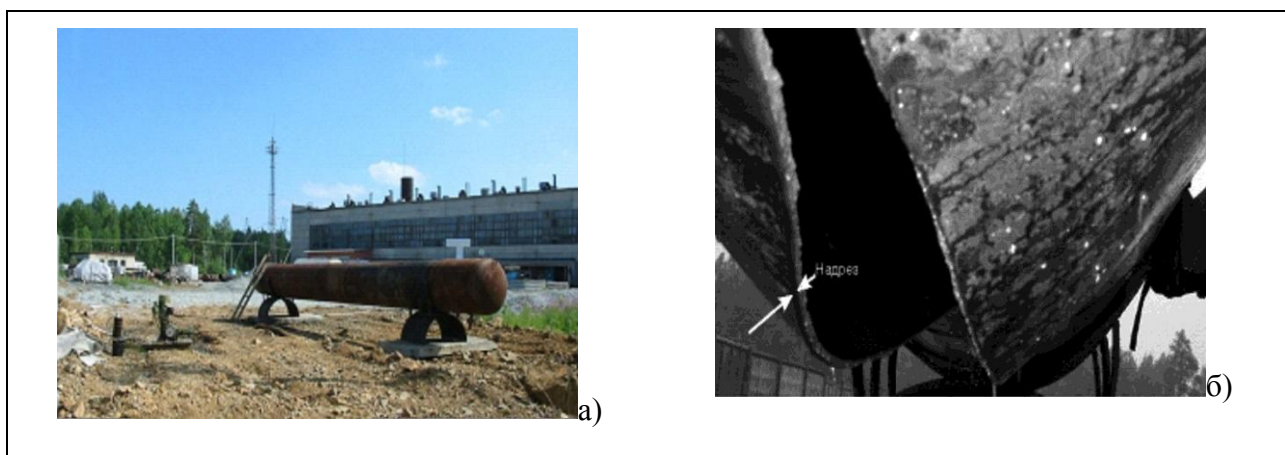


Рисунок 2 - Статистический разброс прочностных характеристик металла по данным сертификатов на трубы

Кроме того, существуют экспериментальные данные по испытаниям на циклическую и статическую прочность труб, длительные сроки (более 30 лет) эксплуатировавшихся в составе магистральных газопроводов, которые не подтверждают изменения механических свойств материала труб при таких сроках эксплуатации.

На рисунке 3 представлен пример испытаний на усталостную и статическую прочность катушки из труб, эксплуатировавшихся в составе МГ.



а) вид испытательного стенда;

б) общий вид разрушения

катушки МГ

Рисунок 3 - Пример испытаний на усталостную и статическую прочность катушки из труб, эксплуатировавшихся в составе МГ

Результаты проведенных испытаний показали, что значения фактических коэффициентов запаса прочности (по материалу) не превысили разброса

значений, установленных коэффициентом надежности по материалу. Таким образом, результаты проведенных испытаний катушек магистральных газопроводов, прошедших длительные циклы эксплуатации (от 34 до 47 лет), показывают, что трубы с незначительными дефектами коррозионного характера выдерживают переменные нагрузки, моделирующие срок эксплуатации газопроводов не менее 10 лет. При этом материал трубы не исчерпал несущую способность и, с учетом принятых коэффициентов запаса трубы, пригодны к дальнейшей эксплуатации.

На основании изложенного выше можно сделать вывод о том, что при определении расчетных сроков безопасной эксплуатации проектируемых трубопроводов учет изменения физико-механических свойств материалов в процессе эксплуатации (или их старение) производить нецелесообразно.

Наиболее характерным воздействием, связанным с отклонением проектируемых трубопроводов от проектного положения является его выпучивание. В данном случае наблюдается достижение предельного состояния на участке газопровода в виде общей потери устойчивости. Действующими нормативными документами предусмотрено проведение расчетов устойчивости трубопровода с учетом удерживающей способности грунта.

К этой же категории воздействий относятся также различного рода отклонения формы, связанные с местной потерей устойчивости трубопровода. Одним из наиболее часто встречающихся явлений такого рода будут дефекты типа оваллизации, возникновение которых в значительной степени зависит от имеемых изначальных предпосылок к такому виду повреждения. Исходя из этого, существующие нормативные документы регламентируют овальность труб на стадии поставки, проектирования газопроводов и их строительства. Основным доводом необходимости учета оваллизации труб при определении сроков безопасной эксплуатации в процессе эксплуатации является совпадение зоны повышенных напряжений на нижней образующей трубы с отмечаемыми на практике местами разрушений.

Выделение расчетных участков основных технологических трубопроводов КЦ №4 КС-12 «Микунь».

В соответствии с общепринятыми подходами к трубопроводу относят собственно трубу с линейной арматурой, линии технологической связи, защитные сооружения и т.д. Под трубопроводом понимается только труба (нитка из цельнотянутых или сварных труб с антикоррозионным покрытием).

При определении назначенных сроков службы элементы проектируемого узла группируют по участкам в зависимости, главным образом, от параметров нагруженности конструкций и уровней внешних воздействий на них. При этом основные характеристики трубопроводов, оказывающие определяющее влияние на способы реструктуризации (разбиения на участки) проектируемого объекта можно объединить в следующие группы:

- конструктивная схема прокладки трубопровода;
- координаты, определяющие ориентацию продольной оси трубопровода на всем протяжении трассы;
- основные пространственные характеристики конструктивных элементов с указанием допускаемых отклонений от номинальных размеров, включая искажения формы изделий (наружный и внутренний диаметры труб, толщина стенки, допускаемый нормативный разброс этих значений, допускаемое отклонение поперечного сечения трубы от круговой формы, геометрические характеристики формы сварных швов и т.п.);
- физико-механические, включая прочностные, свойства применяемых материалов и аналогичные характеристики металлов в зоне сварных швов. Состав и объем необходимой информации должен быть сформирован и скорректирован с учетом выбранных для реализации расчетных схем;
- данные о начальной, текущей дефектности материала труб, включая перечень возможных дефектов, данные о плотности и размещении дефектов в теле трубы;

- данные о технологии изготовления конструктивных элементов газопроводов;
- данные о способах укладки газопроводов и характеристиках внешней среды;
- применяемые для оценки несущей способности конструкции расчетная схема, физическая и математическая модели.

Выделение в качестве отдельной группы параметров, связанных с постановкой, формализацией и способами определения работоспособности конструкции представляется вполне обоснованным, поскольку они определяют состав, объем исходной информации, пути достижения и точность получаемых результатов.

Требования к используемым расчетным схемам, математическим моделям и методам решения поставленной задачи определяются геометрией трассы, способом прокладки, режимами эксплуатации, условиями взаимодействия с окружающей средой, а также внесенными в проектное задание необходимыми для оценивания критериями отказов и предельных состояний. Расчетные схемы должны соответствовать классификации участков трассы по принципу однородности условий возникновения отказов (предельных состояний) одного типа. Конкретный выбор расчетной схемы производится в соответствии с нормами СНиП для газопроводов и действующими нормативными документами.

Трубопроводы представляет собой пространственно протяженные конструкции, подвергающиеся в течение срока эксплуатации воздействию определенного набора внешних факторов. Неоднородность нагрузок и воздействий на различных участках газопроводов может явиться причиной различий в уровне долговечности их элементов.

Для определения назначенных сроков службы трубопроводы могут быть разбиты на расчетные участки. Цель разбиения состоит в выделении участков с однородными условиями эксплуатации. Однородность участка должна быть обеспечена в течение всего временного интервала, на котором прогнозируются

соответствующие показатели надежности и долговечности. При этом под однородностью понимается удержание на протяжении всего прогнозного периода параметров каждой из групп в определенных интервалах.

При разбиении проектируемого узла на участки с однородными условиями в первую очередь в рассмотрение принимаются особенности трассы: способ прокладки и конструктивные параметры трубопровода, грунтово-геологические факторы, нагрузки и воздействия. Обязательным условием обеспечения однородности в пределах участка является наличие единой конструктивной схемы трубопровода, постоянство геометрических характеристик и физико-механических свойств труб.

По результатам анализа характеристик конструктивных элементов трубопроводов и параметров внешней среды для проектируемых технологических трубопроводов КЦ № 4 КС-12 «Микунь», как показано в таблице 2.

Таблица 2 - Расчетные участки основных технологических трубопроводов КЦ № 4 КС-12 «Микунь»

Наименование основного технологического трубопровода	Наружный диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Температура, °С	Давление, МПа
1	2	3	4	5
Газ на установку очистки	1020	18	13	5,10
Газ к пылеуловителям	720	16	13	5,10
Газ от пылеуловителей	720	16	13	5,00
Газ от установки очистки к КЦ	1020	18	13	5,00
Газ на всас ГПА (подземный)	1020	18	13	5,00
Газ на всас ГПА (надземный)	720	16	13	5,00
Газ нагнетания (надземный)	720	16	48	7,46
Газ нагнетания (подземный)	720	16	48	7,46
Входной коллектор установки охлаждения газа	1020	18	48	7,46
Газ на АВО (подземный)	426	12	48	7,46
Газ на АВО (надземный)	426	12	48	7,46
Газ от АВО (надземный)	426	12	30	7,36
Газ от АВО (подземный)	426	12	30	7,36

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5
Выходной коллектор установки охлаждения газа	1020	18	30	7,36
Газ импульсный	159	6	30	7,36
Газ топливный	159	6	30	3,05

2.2 Методика оценки расчетного срока службы основных технологических трубопроводов газа компрессорной станции

В основу методики определения расчетного срока службы технологических трубопроводов газа КС на этапе проектирования положена оценка поврежденности газопровода от переменных нагрузок как функции времени эксплуатации [38].

Повреждаемость технологического трубопровода газа представляет собой функцию времени, характеризующую процесс накопления повреждений в трубопроводе. Нулевое значение функции соответствует началу эксплуатации трубопровода, а единица - моменту наступления предельного состояния. Повреждаемость технологического трубопровода газа включает составляющую от действия переменных эксплуатационных нагрузок и составляющую от дефектов или повышенного уровня напряжений в номинальном сечении трубы.

Оценка расчетного срока службы основных технологических трубопроводов КЦ №4 КС-12 «Микунь».

По умолчанию предполагается подземная прокладка основных технологических трубопроводов газа КС, в иных случаях надземная прокладка оговаривается специально. Коэффициент снижения долговечности для основных технологических трубопроводов КС принимается равным 1, в особых случаях его значение обуславливается отдельно [38].

Оценка расчетного срока службы трубопровода газа на установку очистки $\varnothing 1020 \times 18$ мм проведена в соответствии со следующими документами:

- ГОСТ 27.002-2015 Надежность в технике (ССНТ). Термины и определения [6];

- СТО Газпром 2-2.3-220-2008 «Методика мониторинга напряженно-деформированного состояния трубопроводных систем \высокой стороны\ КС» [7].

Характеристики трубопровода газа на установку очистки $\varnothing 1020 \times 18$ мм приведены в таблице 3.

Таблица 3 - Параметры трубопровода газа на установку очистки $\varnothing 1020 \times 18$ мм

Расчетное давление p , МПа	5,1
Температура эксплуатации T , С	13
Наружный диаметр D_n , мм	1020
Толщина стенки δ , мм	18

В таблице 4 приведены результаты вычислений параметров нагруженности и долговечности, а также рассчитанный по ним срок службы трубопровода газа на установку очистки $\varnothing 1020 \times 18$ мм.

Таблица 4 - Результаты расчета срока службы трубопровода газа на установку очистки $\varnothing 1020 \times 18$ мм

Кольцевые напряжения $\sigma_{ки}$, МПа	442,6
Эквивалентные напряжения от нулевого цикла σ_{Σ} , МПа	557,0
Усталостная поврежденность трубопровода за год эксплуатации D_y , 1/лет	0,0107
Расчетный срок службы T_n , лет	93,9

В соответствии с данными таблицы 4 расчетный срок службы трубопровода газа на установку очистки $\varnothing 1020 \times 18$ мм T_n составляет 93,9 лет.

Оценка расчетного срока службы трубопровода газа к пылеуловителям $\varnothing 720 \times 16$ мм.

Характеристики трубопровода газа к пылеуловителям $\varnothing 720 \times 16$ мм приведены в таблице .

Таблица 5 - Параметры трубопровода газа к пылеуловителям

Расчетное давление p , МПа	5,1
Температура эксплуатации T , °С	13
Наружный диаметр D_n , мм	720
Толщина стенки δ , мм	16
Коэффициент μ	0,3

В таблице 6 приведены результаты вычислений параметров нагруженности и долговечности, а также рассчитанный по ним срок службы трубопровода газа к пылеуловителям $\varnothing 720 \times 16$ мм.

Таблица 6 - Результаты расчета срока службы трубопровода газа к пылеуловителям

Кольцевые напряжения $\sigma_{ки}$, МПа	348,1
Эквивалентные напряжения отнулевого цикла $\sigma_{э}$, МПа	547,6
Усталостная поврежденность трубопровода за год эксплуатации D_y , 1/лет	0,0101
Расчетный срок службы T_n , лет	98,8

В соответствии с данными таблицы 6 расчетный срок службы трубопровода газа к пылеуловителям $\varnothing 720 \times 16$ мм T_n составляет 98,8 лет.

2.3 Методика оценки назначенного срока службы основных технологических трубопроводов газа компрессорной станции по коррозионному состоянию

Определение назначенного срока службы основных технологических трубопроводов газа КЦ №4 КС-12 «Микунь» по коррозионному состоянию производится по статистической модели роста относительной глубины коррозионных дефектов на газопроводе аналоге в соответствии с таблицей 7.

Таблица 7 - Минимальный и средний срок службы защитного покрытия

Тип защитного покрытия	Года службы (минимальных)	Года службы (средних)
1	2	3
Пленочное, трассового нанесения	8	12
Битумное, трассового нанесения	20	24
Покрытие заводского нанесения	25	30

Для определения срока безопасной эксплуатации по коррозионному состоянию используются данные ВТД 2007 г. участка 1,3-205 км МГ Пунга-Ухта-Грязовец IV (пуск в эксплуатацию – 1980 г.).

К моменту проведения ВТД срок эксплуатации МГ Пунга-Ухта-Грязовец IV составил 27 лет.

Определение назначенного срока службы газопровода на установку очистки $\varnothing 1020 \times 18$ мм по коррозионному состоянию.

Расчет назначенного срока службы газопровода на установку очистки $\varnothing 1020 \times 18$ мм по коррозионному состоянию был проведен в соответствии с методическими рекомендациями [37].

Расчет назначенного срока службы был проведен с учетом характеристик газопровода на установку очистки $\varnothing 1020 \times 18$ мм и МГ Пунга-Ухта-Грязовец IV, приведенных в таблице 8.

Таблица 8 - Параметры МГ Пунга-Ухта-Грязовец IV и газопровода на установку очистки

Газопровод (основной технологический трубопровод газа КС)	Давление p, МПа	Температура Tэ, °С	Диаметр Dн, мм	Толщина стенки δ , мм
1	2	3	4	5
МГ Пунга-Ухта-Грязовец IV	7,4	15	1420	16,5
Газопровод на установку очистки $\varnothing 1020 \times 18$ мм	5,1	13	1020	18

В таблице 9 приведены результаты статистической обработки данных ВТД участка 1,3-205 км МГ Пунга-Ухта-Грязовец IV и рассчитанный по ним назначенный срок службы газопровода на установку очистки $\varnothing 1020 \times 18$ мм по коррозионному состоянию.

Как следует из данных таблицы 9, назначенный срок службы газопровода на установку очистки $\varnothing 1020 \times 18$ мм по коррозионному состоянию составляет 34,3 лет.

Таблица 9 - Результаты расчета назначенного срока службы газопровода на установку очистки по коррозионному состоянию

Параметр закона распределения относительно глубины коррозионных дефектов на эксплуатируемом участке МГ, γ_{cor}	Прогнозируемое число коррозионных дефектов на участке МГ, n_{cor}	Скорость изменения параметра закона распределения относительно глубины коррозионных дефектов на участке эксплуатируемого МГ, V_{cor}	Интервал времени, в течение которого на основных технологических трубопроводах газа КС относительно глубина одного коррозионного дефекта достигнет величины $0,3, \tau_{cor}$, лет	Срок службы защитного покрытия, τ_{zn} , лет	Назначенный срок службы основных технологических трубопроводов газа КС по коррозионному состоянию, $T_{СБЭ}^{cor}$, лет
1	2	3	4	5	6
0,36	6050	0,0133	3,1	31,3	34,3

Определение назначенного срока службы трубопровода газа к пылеуловителям $\varnothing 720 \times 16$ мм по коррозионному состоянию.

Расчет назначенного срока службы трубопровода газа к пылеуловителям $\varnothing 720 \times 16$ мм по коррозионному состоянию был проведен в соответствии с методическими рекомендациями [38]. Расчет назначенного срока службы был проведен с учетом характеристик трубопровода газа к пылеуловителям $\varnothing 720 \times 16$ мм и МГ Пунга-Ухта-Грязовец IV, приведенных в таблице 10.

Таблица 10 - Параметры МГ Пунга-Ухта-Грязовец IV и трубопровода газа к пылеуловителям

Газопровод (основной технологический трубопровод газа КС)	Давление p , МПа	Температура $T_{э}$, °С	Диаметр D_n , мм	Толщина стенки δ , мм
1	2	3	4	5
МГ Пунга-Ухта-Грязовец IV	7,4	15	1420	16,5
Трубопровод газа к пылеуловителям $\varnothing 720 \times 16$ мм	5,1	13	720	16

В таблице 11 приведены результаты статистической обработки данных ВТД участка 1,3-205 км МГ Пунга-Ухта-Грязовец IV и рассчитанный по ним

назначенный срок службы трубопровода газа к пылеуловителям $\varnothing 720 \times 16$ мм по коррозионному состоянию.

Таблица 11 - Результаты расчета назначенного срока службы трубопровода газа к пылеуловителям по коррозионному состоянию

Параметр закона распределения относительно глубины коррозионных дефектов на эксплуатируемом участке МГ, γ_{cor}	Прогнозируемое число коррозионных дефектов в на участке МГ, n_{cor}	Скорость изменения параметра закона распределения относительно глубины коррозионных дефектов на участке эксплуатируемого МГ, V_{cor}	Интервал времени, в течение которого на основных технологических трубопроводах газа КС относительно глубина одного коррозионного дефекта достигнет величины $0,3, \tau_{cor}$, лет	Срок службы защитного покрытия, τ_{zn} , лет	Назначенный срок службы основных технологических трубопроводов газа КС по коррозионному состоянию, $T_{СБЭ}^{cor}$, лет
1	2	3	4	5	6
0,36	6050	0,0133	3,0	31,3	34,2

Как следует из данных таблицы 11, назначенный срок службы трубопровода газа к пылеуловителям $\varnothing 720 \times 16$ мм по коррозионному состоянию составляет 34 года.

2.4 Устройство контроля целостности и сечения трубопровода как метод снижения риска аварий на ОПО

Полезная модель относится к трубопроводному транспорту, в частности к эксплуатации трубопроводов, и предназначена для выявления мест сужений проходного сечения, состояния (отсутствия) внутренних покрытий, несанкционированных врезок в трубопровод, негерметичности (утечек) [16]. Также относится к измерительной технике и может быть использована при испытании строящихся трубопроводов для целей определения дефектов внутреннего покрытия и их позиционирования на трубопроводе (рисунок 4).

В основу полезной модели положена задача улучшения качества внутренней поверхности трубопровода и повышения качества эксплуатации путем диагностики внутреннего сечения трубопровода на наличие дефектов: сужений проходного сечения, отложений, изменений диаметра трубы, наличие несанкционированных врезок, утечек, наличие участков без внутреннего антикоррозионного покрытия [16].

Поставленная задача решается устройством контроля целостности и площади сечения трубопровода, состоящим из трубопровода, заглушки, манометра, поршня, центробежного насосного агрегата. При первом варианте диагностирования дополнительно имеются уплотнитель на заглушке и барабан с проволокой и регистратором расхода проволоки, а при втором варианте сигнализатор местонахождения и прибор глобального позиционирования.

В заявленном техническом решении поршень выполнен упругодеформируемым, причем его рабочий диаметр соответствует внутреннему диаметру трубопровода, а герметизируют кольцевую полость на торце трубопровода заглушкой с уплотнителем [16]. Для закачки жидкости в диагностируемый трубопровод врезают патрубок.

Диагностирование трубопровода выполняется путем пропуска упругодеформируемого поршня в трубопроводе под давлением, при этом работа центробежного насосного агрегата происходит с постоянным оборотом двигателя и при фиксированном положении выкидной задвижки. За счет изменения давления в большую или меньшую сторону и с привязкой этих скачков давления по длине трубопровода определяются аномалии внутреннего сечения трубопровода. Увеличение давления указывает на место сужения проходного сечения трубопровода (наличие отложений, деформация внутреннего покрытия и т.д.), а уменьшение на увеличение диаметра трубы, отсутствие внутреннего покрытия, наличие врезок или утечек. По величине перепада давления определяются размеры аномалий. При втором варианте возможно диагностирование трубопровода любой протяженности. Необходимо

отметить, что установка, принятая за прототип, определяет негерметичности трубопровода только на небольших протяженностях.

Использование данной полезной модели позволит определять местоположение дефектов трубопроводов, проводить их предупредительные ремонты, что в свою очередь приведет к снижению эксплуатационных расходов, затрат на электроэнергию за счет ликвидации сужающих участков трубопровода, количества отказов, потерь транспортируемой жидкости за счет нахождения несанкционированных мест врезок и утечек, а также позволит соблюдать требования охраны окружающей среды [16].

Контроль целостности и сечения трубопровода осуществляется неразрушающим методом, без проведения земляных работ и нарушения целостности трубы.

Положительными сторонами данного устройства являются простота конструкции, возможность использования существующего оборудования, малые эксплуатационные затраты, так как устройство контроля целостности и сечения трубопровода изготавливается из материалов совместимых с транспортируемой средой и широко используется в нефтехимической и нефтегазовой промышленности.

В предлагаемой полезной модели объединены многие возможности вышеперечисленных устройств и при работе с данным устройством не требуется высокой квалификации обслуживающего персонала.

Устройство контроля целостности и сечения трубопровода позволяет обеспечить надежность определения дефектных участков, на которых могут произойти отказы трубопровода. Оно не только регистрирует наличие дефектного участка, но и определяет его конкретное местоположение и характер дефекта [16].

Полезная модель относится к трубопроводному транспорту, в частности к эксплуатации трубопроводов, и предназначена для выявления мест сужений проходного сечения, состояния (отсутствия) внутренних покрытий, несанкционированных врезок в трубопровод, негерметичности (утечек). Также

относится к измерительной технике и может быть использована при испытании строящихся трубопроводов для целей определения дефектов внутреннего покрытия и их позиционирования на трубопроводе.

Предпосылки для создания полезной модели. Анализ существующего уровня техники в данной области показал следующее. Известно устройство для выявления, определения размеров и регистрации местонахождения выступающих внутрь дефектов и препятствий в трубопроводе [16]. Устройство содержит герметичный контейнер, установленный в корпусе, на котором закреплены эластичные манжеты, полностью перекрывающие внутреннее сечение трубопровода, последовательно соединенные датчики пути и размещенный внутри контейнера электронный блок, неподвижная часть которого закреплена на корпусе устройства, а подвижная часть установлена на сменном диске, шарнирно закрепленном на корпусе устройства соосно с манжетами.

Недостатком этого устройства является то, что оно направлено на выявление на внутренней поверхности трубопроводов только выступающих внутрь дефектов, а также сложность конструкции и невозможность исследования трубопроводов небольших диаметров.

Известно также устройство для измерения и неразрушающего контроля. Устройство для измерения и неразрушающего контроля материала трубопровода содержит цилиндрический носитель датчиков, расположенных по его окружной периферии, герметичный корпус, шарнирно соединенный с носителем и несущий соединенные с датчиками средства для обработки информации, а также блок питания. В зависимости от постановки задачи используются датчики различного типа, электрооптические, ультразвуковые и т.п.

Недостатками данного устройства являются сложность оборудования, сложность обслуживания и эксплуатации, невозможность диагностирования трубопроводов небольших диаметров [16].

Наиболее близким к заявленному техническому решению является, принятый нами в качестве прототипа способ определения местоположения дефекта покрытия внутренней поверхности трубопровода путем помещения гибкой кольцевой камеры в контролируемый трубопровод, с последующим заполнением ее воздухом, через центр которой пропущен трос, охватывающий камеру по дуге 180 градусов, и одним концом закрепленный в начале трубопровода, другим концом намотанный на барабан лебедки, имеющий датчик оборотов. Реализация задачи достигается тем, что предварительно создают постоянное испытательное давление в полости между началом трубопровода и кольцевой камерой, под действием которого перемещают кольцевую камеру по трубопроводу с заданной скоростью и по величине изменения испытательного давления определяют местоположение и количественные параметры дефектов.

Недостатком этого способа является ограниченность возможности определения дефектов (регистрируются только в виде сквозного отверстия, щели, отвода и т.п.), а также ограниченность длины испытуемого трубопровода из-за тяжести троса [16].

В основу полезной модели положена задача улучшения качества внутренней поверхности трубопровода и повышения качества эксплуатации путем диагностики внутреннего сечения трубопровода на наличие дефектов - сужение, наличие отложений, увеличение диаметра трубы, наличие мест врезок, порывов, наличие участков труб без внутреннего антикоррозионного покрытия («черных» вставок) [16].

Поставленная задача решается устройством контроля целостности и сечения трубопровода, состоящим из трубопровода, заглушки, манометра, поршня, центробежного насосного агрегата. При первом варианте диагностирования дополнительно имеются уплотнитель на заглушке и барабан с проволокой и регистратором расхода проволоки, а при втором варианте сигнализатор местонахождения и прибор глобального позиционирования.

В заявленном техническом решении поршень выполнен упругодеформируемым, причем его рабочий диаметр соответствует внутреннему диаметру трубопровода, а герметизируют кольцевую полость на торце трубопровода заглушкой с уплотнителем [16]. Для закачки жидкости в диагностируемый трубопровод врезают патрубок.

Диагностирование трубопровода выполняется путем пропуска упругодеформируемого поршня в трубопроводе под давлением, при этом работа центробежного насосного агрегата происходит с постоянным оборотом двигателя и при фиксированном положении выкидной задвижки. За счет изменения давления в большую или меньшую сторону и с привязкой этих скачков давления по длине трубопровода определяются аномалии внутреннего сечения трубопровода. Увеличение давления указывает на место сужения проходного сечения трубопровода (наличие отложений, деформация внутреннего покрытия и т.д.), а уменьшение на увеличение диаметра трубы, отсутствие внутреннего покрытия, наличие несанкционированных врезок или утечек [16]. По величине перепада давления определяются размеры аномалий. При втором варианте возможно диагностирование трубопровода любой протяженности. Необходимо отметить, что установка, принятая за прототип, определяет негерметичности трубопровода только на небольших протяженностях.

Заявленное техническое решение поясняется чертежами, где на рисунке 5 представлено устройство для контроля целостности и сечения трубопровода с привязкой аномалий по длине трубопровода с помощью проволоки - I вариант: 1 - трубопровод; 2- упругодеформируемый поршень; 3 - заглушка; 4 – полость трубопровода; 5 - патрубок; 6 - манометр; 7 - уплотнитель; 8 - барабан с лебедкой; 9 - регистратор расхода проволоки; 10 - проволока.

На рисунке 6 представлено устройство для контроля целостности и сечения трубопровода с привязкой аномалий по длине трубопровода с помощью сигнализатора местонахождения - II вариант: 1 - трубопровод; 2 - упругодеформируемый поршень; 3 - заглушка; 4 – полость трубопровода; 5 -

патрубок; 6 - манометр; 11 - сигнализатор местонахождения. Для привязки скачков давления к длине трубопровода используются следующие два варианта [16].

При I варианте используется оборудование для исследования скважин (или аналогичное) в которое входит барабан с проволокой, регистратор расхода проволоки и уплотнитель (лубликатор). Упругодеформируемый поршень скрепляется с проволокой и через уплотнитель (лубликатор) устанавливается в трубопровод. С движением упругодеформируемого поршня производится расход проволоки, который фиксируется регистратором и привязывается к показаниям манометра [16].

При II варианте к упругодеформируемому поршню крепится сигнализатор местонахождения. Места и участки трубопровода с дефектами определяются прибором глобального позиционирования по показаниям манометра и сигнализатора местонахождения. Данное устройство автономно и мобильно, позволяет диагностировать трубопроводы любых диаметров и протяженности [16].

Предлагаемое устройство для контроля целостности и сечения трубопровода с привязкой аномалий по длине трубопровода работает следующим образом:

I вариант:

В диагностируемый трубопровод 1 помещают упругодеформируемый поршень 2, с диаметром, соответствующим внутреннему диаметру трубопровода 1, закрепленный на проволоке 10. Проволока 10 пропущена через уплотнитель 7 в заглушке 3 и намотана другим концом на барабан лебедки 8, на котором имеется регистратор расхода проволоки 9. На конец трубопровода 1 при малом диаметре трубопровода 1 врезают дополнительный патрубок 5 для закачки жидкости, а при больших диаметрах труб, патрубок 5 врезают в заглушку 3 с уплотнителем 7. На патрубке 5 устанавливают манометр 6. Упругодеформируемый поршень 2 помещают в начало трубопровода 1. С помощью центробежного насосного агрегата в полость 4 трубопровода 1,

образованную упругодеформируемым поршнем 2 и заглушкой 3 подают жидкость с постоянным оборотом двигателя и при одном (фиксированном) положении выкидной задвижки. Поток жидкости должен обеспечить равномерное движение упругодеформируемого поршня 2. При движении упругодеформируемого поршня 2 в трубопроводе 1 на местах сужений или препятствий манометром 6 будет зафиксировано увеличение давления, а в местах увеличения диаметра трубопровода 1 (отсутствия внутреннего покрытия), несанкционированных врезок и утечек будет зафиксировано падение давления. По регистратору расхода проволоки 9 определяют местоположение и длину аномального участка. По величине и характеру изменения давления оценивают вид дефекта и его характеристики [16].

II вариант:

В диагностируемый трубопровод 1 помещают упругодеформируемый поршень 2, с диаметром, соответствующим внутреннему диаметру трубопровода 1, закрепленный с сигнализатором местонахождения 11. На заглушке 3 в начале трубопровода 1 врезают патрубок 5 для закачки жидкости. На патрубке 5 устанавливают манометр 6. Упругодеформируемый поршень 2 помещают в начало трубопровода 1. С помощью центробежного насосного агрегата в полость 4 трубопровода 1, образованную упругодеформируемым поршнем 2 и заглушкой 3 подают жидкость с постоянным оборотом двигателя и при одном (фиксированном) положении выкидной задвижки. Поток жидкости должен обеспечить равномерное движение упругодеформируемого поршня 2. При движении упругодеформируемого поршня 2 в трубопроводе 1 на местах сужений или препятствий манометром 6 будет зафиксировано увеличение давления, а в местах увеличения диаметра трубопровода 1, несанкционированных врезок и утечек будет зафиксировано падение давления. По сигнализатору местонахождения 11 через систему спутниковой навигации GPRS определяют местоположение и длину аномального участка в соответствии с изменениями давления на манометре 6, а по величине падения

или увеличения давления относительно давления в трубопроводе 1 на участках без аномалий, определяют вид и характеристики дефекта [16].

Использование данной полезной модели позволит определять местоположение дефектов трубопроводов, проводить их предупредительные ремонты, что в свою очередь приведет к снижению эксплуатационных расходов, затрат на электроэнергию за счет ликвидации сужающих участков трубопровода, количества отказов, потерь транспортируемой жидкости за счет нахождения несанкционированных мест врезок и утечек, а также позволит соблюдать требования охраны окружающей среды [16].

Контроль целостности и сечения трубопровода осуществляется неразрушающим методом, без проведения земляных работ и нарушения целостности трубы.

Положительными сторонами данного устройства являются простота конструкции, возможность использования существующего оборудования, малые эксплуатационные затраты, так как устройство контроля целостности и сечения трубопровода изготавливается из материалов совместимых с транспортируемой средой и широко используется в нефтехимической и нефтегазовой промышленности.

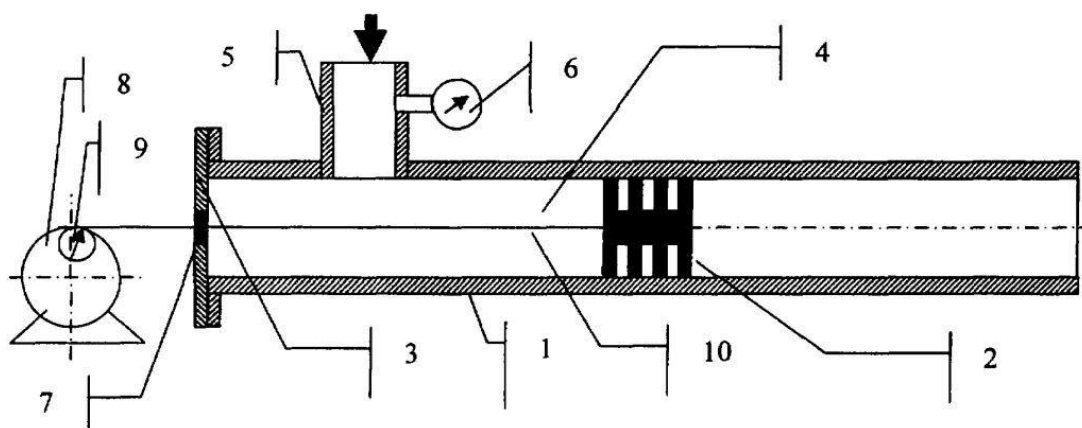
В предлагаемой полезной модели объединены многие возможности вышеперечисленных устройств и при работе с данным устройством не требуется высокой квалификации обслуживающего персонала.

Устройство контроля целостности и сечения трубопровода позволяет обеспечить надежность определения дефектных участков, на которых могут произойти отказы трубопровода. Оно не только регистрирует наличие дефектного участка, но и определяет его конкретное местоположение и характер дефекта [16].

Формула полезной модели

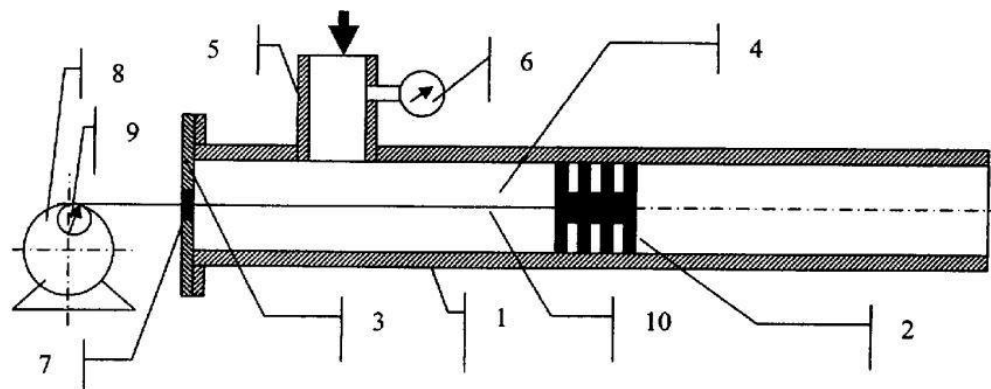
Устройство контроля целостности и сечения трубопровода, включающее трубопровод и состоящее из манометра, поршня, центробежного насосного агрегата, заглушки с уплотнителем, барабана с проволокой, регистратора

расхода проволоки или сигнализатора местонахождения и прибора глобального позиционирования, отличающееся тем, что поршень выполнен упругодеформируемым, причем его рабочий диаметр соответствует внутреннему диаметру трубопровода, при этом для закачки жидкости в диагностируемый трубопровод врезают патрубок, контроль изменения давления производится в герметичной полости, образованной между упругодеформируемым поршнем и заглушкой с уплотнителем на торце трубопровода, а работа центробежного насосного агрегата происходит при постоянных оборотах двигателя и при фиксированном положении выкидной задвижки [16].



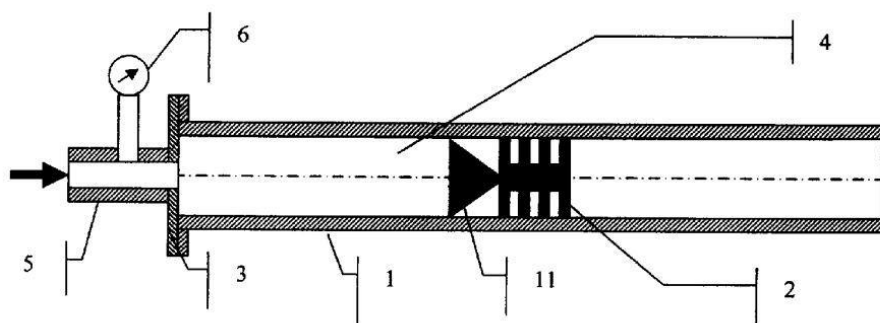
1 - трубопровод; 2- упругодеформируемый поршень; 3 - заглушка; 4 – полость трубопровода; 5 - патрубок; 6 - манометр; 7 - уплотнитель; 8 - барабан с лебедкой; 9 - регистратор расхода проволоки; 10 - проволока

Рисунок 4 - Общий вид устройства для контроля целостности и сечения трубопровода



1 - трубопровод; 2- упругодеформируемый поршень; 3 - заглушка; 4 – полость трубопровода; 5 - патрубок; 6 - манометр; 7 - уплотнитель; 8 - барабан с лебедкой; 9 - регистратор расхода проволоки; 10 - проволока

Рисунок 5 - Устройство для контроля целостности и сечения трубопровода (1 вариант)



1 - трубопровод; 2 - упругодеформируемый поршень; 3 - заглушка; 4 – полость трубопровода; 5 - патрубок; 6 - манометр; 11 - сигнализатор местонахождения

Рисунок 6 - Устройство для контроля целостности и сечения трубопровода с привязкой аномалий по длине трубопровода с помощью сигнализатора местонахождения (II вариант)

2.5 Способ управления эксплуатационными рисками трубопровода и система для него

Группа изобретений относится к трубопроводному транспорту и может быть использована в области управления эксплуатационными рисками технических объектов. Способ управления эксплуатационными рисками трубопровода включает мониторинг технического состояния трубопровода посредством измерения магнитного, электрического, теплового и акустического полей в качестве параметров текущего состояния трубопровода [15]. Измерения осуществляют при помощи распределенных или квазираспределенных волоконно-оптических датчиков, расположенных непрерывно по всей длине трубопровода в виде секций. В результате анализа отклонения измеренных полей от нормы, включенной в модель состояния трубопровода, выявляют на трубопроводе участки проявления отклонений. В указанных участках осуществляют местную диагностику состояния трубопровода. В случае обнаружения дефекта трубопровода при местной диагностике включают описание дефекта в модель состояния трубопровода для обнаружения указанного или аналогичного дефекта в дальнейшем или для предупреждения его возникновения.

Изобретение относится к области управления эксплуатационными рисками технических объектов и касается способа управления эксплуатационными рисками трубопровода, предназначенного для транспортировки газообразных и жидких веществ, например, природного газа или нефти, и системе для управления эксплуатационными рисками трубопровода [15].

Магистральный трубопровод, в особенности, если он предназначен для транспорта энергоносителей, является объектом повышенной опасности. Вследствие этого, эксплуатация такого трубопровода требует обеспечения высокого уровня безопасности, своевременного выявления источников опасности и своевременного и адекватного реагирования на них.

В настоящее время это, как правило, достигается с помощью размещения контрольно-измерительных приборов (датчиков и контроллеров) в отдельных, наиболее важных или потенциально опасных участках трубопровода. При таком подходе к эксплуатации трубопровода часть рисков минимизируется за счет постоянного повышения коэффициента готовности трубопровода (например, планово-предупредительного ремонта), другая часть рисков минимизируется за счет контроля эксплуатационных режимов в отдельно взятых точках трубопровода. Однако, остаются существенные риски, связанные с опасностью, возникающей в межремонтный период, особенно на участках, не охваченных средствами контроля.

За последние десятилетия подходы к техническому обслуживанию оборудования менялись от планово-предупредительного ремонта к проверкам на основе оценки риска. Эта тенденция направлена на увеличение времени эксплуатации оборудования и снижение времени простоев, вызванных необходимостью аварийного ремонта или неустойчивостью функционирования оборудования, что может в конечном счете вызвать его отказ и простой.

В международных и российских нормативных документах такой метод получил название RIMAP – Risk based Inspection and Maintenance Procedures - (Процедуры проверок и технического обслуживания на основе оценки риска). Термин Risk based Inspection можно понимать по-разному. В одном случае - так, что проверять трубопровод следует чаще там, где выше вероятность аварии. Однако часто определить такую вероятность затруднительно. При этом в период между инспекциями состояние трубопровода практически не контролируется. В другом случае - так, что там, где эксперты рисков не усматривают, можно либо вообще не проверять трубопровод, либо проверять с большой периодичностью [15].

Метод управления рисками объектов развивается во многих отраслевых кластерах, в том числе и в кластере трубопроводного транспорта энергоносителей. Например, разработаны и применяются «Методические указания по проведению анализа риска для опасных производственных

объектов газотранспортных предприятий ОАО «Газпром»» СТО Газпром 2-2.3-351-2009. В частности, этим стандартом при определении наиболее опасных составляющих магистральных газопроводов рекомендуется:

- выделение наиболее опасных участков анализируемого МГ по показателям риска;
- сравнительный анализ рассчитанных показателей риска со среднестатистическими показателями техногенных происшествий или рекомендуемыми критериями приемлемого риска.

При оценке и прогнозировании ожидаемых частот аварий на линейной части МГ данный стандарт предлагает учитывать статистические данные по количеству, частоте и причинам аварий. Из этого следует, что эксплуатирующим организациям рекомендуется создание, постоянная актуализация и анализ баз данных, содержащих информацию указанного рода. При этом, чем полнее будет эта база, тем более адекватным может быть прогноз аварий.

Однако в том же разделе указанного стандарта говорится, что «корректировки среднестатистической удельной частоты аварий осуществляются с помощью установленных экспертным путем весовых коэффициентов и шкалами балльных оценок факторов». Из этого следует, что:

- а) оценки удельной частоты аварий производятся периодически;
- б) разные группы экспертов для разных участков газопровода могут дать несогласованные оценки;
- в) влияние на трубопровод внешних факторов оценивается на основе экспертных балльных шкал и отражает реальную средовую обстановку весьма опосредованно.

При этом рекомендация стандарта относительно «учета влияния на вероятность нарушения целостности МГ различных внешних и внутренних факторов: природно-климатических условий, технико-технологических, эксплуатационных и возрастных параметров МГ и других факторов,

изменяющихся вдоль трассы МГ» - выглядит как пожелание, не подкрепленное ни методическими, ни инструментальными решениями.

Из патента РФ №2563419 известна Система мониторинга (СМ) технического состояния трубопровода, принцип которой основан на выявлении неоднородностей физических полей, непрерывно измеряемых вдоль трубопровода. При выходе контролируемых неоднородностей физических полей за допустимые пределы (уставки), система извещает эксплуатационный персонал о возникновении нештатной ситуации с локализацией не хуже 1 секции трубопровода (например, до 100 м). При этом, в системе мониторинга хранится полный набор данных, характеризующий возникшую неоднородность. Исследование нештатной ситуации, включая поиск возможного дефекта и его описание, осуществляются с помощью Средств локальной диагностики трубопровода (СД). Методика проведения диагностического обследования, включающая организационные и технические рекомендации, описана, например, в СТО Газпром 2-2.3-095-2007. После выявления дефекта трубопровода эксплуатационный персонал с помощью Системы управления (СУ) трубопроводом осуществляет необходимые мероприятия по изолированию, парированию и/или устранению выявленного дефекта. В качестве примера применяемой системы управления трубопроводом может быть указан комплекс линейной телемеханики «Магистраль-2».

Известны также системы управления ресурсами (СУР), задачей которых является «оценка текущего технического состояния трубопровода и дальнейшего оптимального планирования эксплуатационных, ремонтных и строительных мероприятий, направленных на повышение целостности и надежности трубопроводно-транспортной системы». В качестве примера такой системы можно привести программный комплекс ИТТ PIMS.

Следует отметить, что ни одна из перечисленных выше систем, а также ни одно их подмножество не обладают способностью управления эксплуатационными рисками магистрального трубопровода.

В качестве системообразующего элемента, дающего возможность эксплуатирующему персоналу управлять эксплуатационными рисками трубопровода, предлагается система управления рисками на основе вышеизложенного способа.

Таким образом, наиболее близким аналогом изобретения являются способ и система, раскрытые в патенте РФ №2563419. Указанный способ представляет собой способ мониторинга технического состояния трубопровода, включающий измерение параметров текущего состояния трубопровода датчиками, установленными на трубопроводе, определение отклонения текущих параметров состояния трубопровода от нормы, получение адаптированной к текущему состоянию модели состояния трубопровода и оценку дальнейшего состояния трубопровода с учетом полученной адаптированной модели, отличающийся тем, что в качестве текущих параметров состояния трубопровода в непрерывном режиме измеряют магнитное, электрическое, тепловое и акустическое поля, при этом используют распределенные или квазираспределенные волоконно-оптические датчики, расположенные непрерывно по всей длине трубопровода в виде секций, анализируют отклонения измеренных полей от нормы, выявляют на трубопроводе участки проявления отклонений, осуществляют местную диагностику состояния трубопровода в указанных участках и, при отсутствии неисправности, адаптируют модель состояния трубопровода к текущему состоянию путем включения в указанную модель описания выявленного отклонения [15].

Указанная система представляет собой систему мониторинга технического состояния трубопровода, содержащую набор датчиков для измерения параметров текущего состояния трубопровода, систему сбора данных и систему обработки измеренных параметров состояния трубопровода, отличающуюся тем, что в ней использованы распределенные или квазираспределенные волоконно-оптические датчики, расположенные непрерывно по всей длине трубопровода в виде секций для измерения в

непрерывном режиме магнитного, электрического, теплового и акустического полей, при этом система мониторинга снабжена блоком хранения данных измеренных полей, блоком анализа отклонений текущих параметров состояния трубопровода, блоком адаптации модели состояния трубопровода к текущему состоянию, блоком формирования данных об отклонении текущего состояния трубопровода от модели состояния трубопровода и устройством отображения информации, причем система сбора данных подключена к блоку хранения данных измеренных полей, который подключен к блоку анализа отклонений текущих параметров состояния трубопровода, который первым выходом подключен к блоку адаптации модели состояния трубопровода к текущему состоянию, а вторым выходом - к блоку формирования данных об отклонении текущего состояния трубопровода от модели состояния трубопровода, а блок адаптации модели состояния трубопровода к текущему состоянию подключен к блоку формирования данных об отклонении текущего состояния трубопровода от модели состояния трубопровода, который подключен к устройству отображения информации [15].

Недостатком наиболее близкого аналога является применение методологии RIMAP, предполагающей опосредованность самого понятия «риск», когда между реальной опасностью и необходимостью реакции на нее стоит некий интерпретатор, например группа экспертов. При этом RIMAP является методологией, в которой присутствует несколько последовательных и зачастую - «офф-лайн» звеньев: сбор информации о потенциально опасных участках трубопровода, ее статистическая обработка и регистрация, экспертная оценка, проведение профилактических или ремонтных мероприятий. Способ и система, раскрытые в патенте РФ №2563419, не позволяют управлять эффективно эксплуатационными рисками трубопровода при наличии дефектов [15].

Таким образом, задачей настоящего изобретения является создание способа и системы, лишенных вышеописанных недостатков.

Задача решается за счет создания способа управления эксплуатационными рисками трубопровода, включающего мониторинг технического состояния трубопровода посредством измерения магнитного, электрического, теплового и акустического полей в качестве параметров текущего состояния трубопровода при помощи распределенных или квазираспределенных волоконно-оптических датчиков, расположенных непрерывно по всей длине трубопровода в виде секций, анализа отклонения измеренных полей от нормы, включенной в модель состояния трубопровода, выявления на трубопроводе участков проявления отклонений и осуществления местной диагностики состояния трубопровода в указанных участках, отличающегося тем, что в случае обнаружения дефекта трубопровода при местной диагностике включают описание дефекта в модель состояния трубопровода для обнаружения указанного или аналогичного дефекта в дальнейшем или для предупреждения его возникновения [15].

Также задача решается за счет создания системы управления эксплуатационными рисками трубопровода, включающей систему мониторинга технического состояния трубопровода, содержащую распределенные или квазираспределенные волоконно-оптические датчики, расположенные непрерывно по всей длине трубопровода в виде секций для измерения в непрерывном режиме магнитного, электрического, теплового и акустического полей, блок адаптации модели состояния трубопровода к текущему состоянию, блок формирования данных об отклонении текущего состояния трубопровода от модели состояния трубопровода, устройство отображения информации, средства местной диагностики, систему управления трубопроводом и систему управления ресурсами трубопровода, отличающейся тем, что она дополнительно содержит блок обработки и хранения данных, характеризующих отклонение измеренных полей от нормы, блок определения коэффициента корреляции между показателями, характеризующими отклонение измеренных полей от нормы, и показателями, характеризующими дефект, полученными при местной диагностике, блок ведения каталога дефектов и блок прогнозирования

дефектов, при этом блок обработки и хранения данных подключен к блоку определения коэффициента корреляции, который подключен к блоку ведения каталога дефектов, который подключен к блоку прогнозирования дефектов [15].

Техническим результатом изобретения является создание полного пространственного и временного охвата трубопровода средствами выявления рисков состояния; выявление возникновения эксплуатационных рисков трубопровода и реагирование на них в реальном масштабе времени; исключение экспертного звена из процедуры оценки величины выявленных рисков, обеспечение возможности управления активами магистрального трубопровода на основе выявленных рисков и повышение эффективности управления эксплуатационными рисками трубопровода при установлении наличия дефектов, в частности, за счет обнаружения или предупреждения появления таких или аналогичных дефектов в дальнейшем [15].

Изобретение поясняется следующими рисунками.

На рисунке 7 представлена реализация способа управления эксплуатационными рисками трубопровода.

Зоны ответственности перечисленных групп компетенций показаны горизонтальными областями. Действия, последовательно отражающие шаги реализации способа, показаны в виде пронумерованных функциональных блоков, соотнесенных с группами компетенций. Результаты выполнения функций и переходы от одного функционального блока к другому показаны поименованными стрелками [15].

На рисунке 8 представлена структура системы управления эксплуатационными рисками магистрального трубопровода.

Способ осуществляется следующим образом.

Известны волоконно-оптические датчики физических полей распределенного и квазираспределенного типов, отличающиеся по степени локализации измеряемого параметра. Так, в распределенных датчиках параметр может быть измерен в любой точке волокна, а в квазираспределенных датчиках

- в специально созданных участках волокна, располагаемых сколь угодно близко друг от друга [15].

На трубопровод устанавливается система мониторинга технического состояния по патенту РФ №2563419, которая выявляет в реальном времени наличие и скорость развития неоднородностей физических полей. Выявленные неоднородности по каждому физическому полю описываются семейством функций $\langle F \rangle$, числовые значения которых постоянно актуализируются в ходе мониторинга [15].

Выход показателей неоднородностей физических полей за допустимые пределы (скорость развития или миграции неоднородностей) рассматривается как риск, связанный с влиянием на работоспособность трубопровода внутренних и/или внешних источников потенциальной опасности. Показатели, характеризующие отклонение измеренных полей от нормы (выход за уставки) можно назвать Полевым Индикатором Риска (ПИР).

ПИР по каждому виду физических полей в соответствии со способом по патенту РФ №2563419, выражается числовыми показателями (в виде значений полевых функций F , а также их первых и вторых производных по времени и координате). Величина этих числовых показателей характеризует степень риска, связанного с этим ПИР, и не требует какой-либо дополнительной экспертной оценки риска [15].

Если выявленные ПИР достаточно велики, то система мониторинга автоматически локализует (указывает местонахождение) участков проявления ПИР (например, с точностью до секции), т.е. автоматически идентифицирует потенциально опасные участки трубопровода.

Созданная, например, в соответствии с «СТО Газпром 2-2.3-095-2007. Методическими указаниями по диагностическому обследованию линейной части магистральных газопроводов» команда специалистов осуществляет местную диагностику состояния трубопровода в местах локализации ПИР и документирует выявленные дефекты (составляет перечень дефектов, выполняет

их классификацию по имеющимся отраслевым справочникам, а также количественное и качественное описание выявленных дефектов) [15].

Далее, на основании информации о выявленных дефектах, эксплуатирующий персонал принимает меры к устранению выявленного дефекта. В соответствии с отраслевыми нормативными требованиями эксплуатирующие организации вносят описания и числовые показатели выявленных в ходе диагностики дефектов трубопровода в соответствующую базу данных. Числовые показатели выявленных ПИР автоматически сохраняются в системе мониторинга (в Блоке анализа отклонения текущих параметров состояния трубопровода). Таким образом, в ходе эксплуатации для каждого участка трубопровода (например, для дистанции) создаются и постоянно актуализируются два комплекта данных:

1. Перечень ПИР и их числовые показатели, хранимые в Системе управления рисками;
2. Перечень дефектов трубопровода и их числовые показатели, выявленные и документированные в ходе местной диагностики и хранимые в системе управления трубопроводом .

Таким образом, составляется описание дефекта, включающее показатели, характеризующие отклонение измеренных полей от нормы, и показатели, характеризующие дефект, полученные при местной диагностике.

Далее, с помощью статистических методов автоматически вычисляются корреляции между элементами обоих списков и определяют коэффициент корреляции между показателями, характеризующими отклонение измеренных полей от нормы, и показателями, характеризующими дефект, полученными при местной диагностике, а именно: устанавливается, встречается ли данный ПИР одновременно с каким-либо из выявленных дефектов трубопровода; проверяется наличие корреляции между динамикой изменения ПИР (скорость роста или скорость миграции) и значимостью обнаруженного дефекта; проверяется наличие корреляции между ПИР по определенному физическому полю и типом установленного дефекта (определенным по отраслевому

классификатору дефектов); проверяется наличие корреляции между выявленным конкретным дефектом и одновременным проявлением нескольких ПИР по разным физическим полям (эффекты второго порядка) [15];

Таким образом, установленные коэффициенты корреляции «ПИР/дефект» являются оценкой вероятности обнаружения дефекта при выявлении соответствующего Полевого индикатор риска. Иными словами, коэффициент корреляции характеризует степень риска проявления дефекта при совпадении показателей, характеризующих отклонения измеренных полей от нормы в текущий момент времени, с соответствующими показателями, характеризующими отклонения измеренных полей от нормы, полученными ранее [15].

Числовые характеристики семейства полевых функций <ФПИР> по всем физическим полям для однажды выявленного ПИР статистически обрабатываются и хранятся в системе мониторинга вплоть до момента выявления и описания связанного с ним дефекта трубопровода. При этом все данные по полевым функциям, относящимся к конкретному ПИР, снимаются системой мониторинга в реальном времени с малым временным дискретом (например, 1 миллисекунда) и к ним могут быть применены математические методы оптимальной цифровой фильтрации (выделение слабых сигналов на фоне сильного шума) и гармонического анализа (появление новых гармоник или изменение показателей существующих гармоник) [15].

Совокупность полевых данных, позволяющих однозначно идентифицировать состояние физических полей в месте и в момент проявления дефекта, можно назвать Сигатурой Полевого Индикатора Риска СПИР. Сигатура ПИР представляет собой аналитическое, табличное или графическое описание функций отклонения измеренных полей от нормы и/или их производных по времени или направлению. Для удобства интерпретации ряд показателей, включенных в состав сигнатуры, целесообразно представлять в графическом виде [15]. Например, в качестве Сигнатуры Полевого Индикатора Риска СПИР можно использовать:

1. Аналитическое, табличное или графическое описание функций отклонения измеренных полей от нормы и/или их производных по времени или направлению.

2. Совокупность локальных пиков функций отклонения измеренных полей от нормы и/или их производных по времени или направлению.

3. Совокупность амплитуд и частот гармоник функций отклонения измеренных полей от нормы.

К моменту выявления и описания дефекта ДПИР, связанного с данным ПИР, в системе мониторинга формируется статистически представительная и устойчивая сигнатура СПИР из полевых функций и их производных, а также спектра гармоник, характерных для этого ПИР. В дальнейшем, если подобная сигнатура S будет наблюдаться у другого ПИР, с известной вероятностью следует ожидать, что соответствующий этому ПИР дефект D будет иметь такие же характеристики, что и у предыдущего ПИР [15].

Оценка условной вероятности обнаружения дефекта ДПИР по результатам анализа выявленной сигнатуры СПИР осуществляется на основе коэффициентов корреляции «ПИР/дефект» [15].

Далее, на основе полученных совокупностей полевых данных (сигнатур) и коррелирующих с ними дефектов создают классификатор дефектов для определения типа дефекта. На основе классификатора дефектов описывают выявленные в ходе местной диагностики дефекты и создают каталог дефектов [15]. В классификаторе дефектов множество выявляемых на трубопроводе дефектов группируют в подмножества, называемые классами. Например, заданы: информация о классах, описание всего множества и описание информации об дефекте, принадлежность которого к определенному классу неизвестна. Требуется по имеющейся информации о классах и описании дефекта установить, к какому классу относится этот дефект [15]. Постановка и существующие методы распознавания образов описаны в известном уровне техники. Соответствие классифицированного дефекта полевому образу дефекта

устанавливается на основе оценки условной вероятности обнаружения дефекта ДПИР по результатам анализа выявленной сигнатуры СПИР [15].

Далее по результатам анализа совокупностей полевых данных, накопленных за установленный временной интервал на установленном участке трубопровода, с использованием каталога дефектов составляют прогнозную дефектную ведомость (ПДВ) этого участка трубопровода, на основе которой принимают решение о проведении мероприятий по устранению дефектов или предупреждению их возникновения [15].

По совокупности ПДВ, составляемых в соответствии с техническим регламентом эксплуатирующей организации, вырабатываются мероприятия по управлению рисками трубопровода, а именно, по устранению дефектов или предупреждению их возникновения, такие как проведение внеплановой диагностики и/или предупредительного ремонта, изменение эксплуатационных режимов трубопровода или реконструкция трубопровода [15].

Таким образом, в ходе мониторинга технического состояния трубопровода и местной диагностики создают постоянно обновляемый список пар «неоднородность поля, вышедшая за уставку (прогнозируемый риск) - выявленный дефект (реализовавшийся риск)», описывают количественные показатели пар неоднородностей физических полей и установленных дефектов, выявляют наличие в списке повторяемости показателей в парах, рассматривают показатели повторяющихся неоднородностей физических полей как полевые образы соответствующих дефектов и каталогизируют эти полевые образы дефектов; выявляют факты приближения (но невыхода за пределы) показателей неоднородностей физических полей к установленным уставкам, сравнивают показатели таких неоднородностей с каталогизированными полевыми образами дефектов, и, при нахождении в каталоге описанного полевого образа дефекта, рассматривают такое совпадение как риск появления соответствующего дефекта трубопровода, составляют прогнозную ведомость дефектов для тех участков трубопровода, на которых эти факты приближения выявлены и

минимизируют этот риск посредством ремонтно-профилактических мероприятий на этих участках трубопровода.

В способе по изобретению выход показателей неоднородностей физических полей за пределы нормы рассматривается как риск ; величина этих числовых показателей характеризует степень риска , связанного с этим ПИР, и не требует какой-либо дополнительной экспертной оценки риска; риски выявляются в он-лайнном режиме; участки проявления ПИР автоматически локализуют потенциально опасные участки трубопровода; установленные коэффициенты корреляции «ПИР/дефект» являются оценкой вероятности обнаружения дефекта при выявлении соответствующего ПИР; проактивное управление рисками на основе применения Прогнозной Дефектной Ведомости [15].

Способ реализуется персоналом, эксплуатирующим магистральный трубопровод, разбитым на пять групп компетенций:

- персонал, занятый в мониторинге технического состояния трубопровода;
- персонал, занятый управлением эксплуатационными рисками трубопровода;
- персонал, осуществляющий местную диагностику дефектов трубопровода;
- персонал, осуществляющий управление технологическим процессом транспорта продуктовой среды;
- персонал, отвечающий за планирование эксплуатационных, ремонтных и строительных мероприятий, направленных на повышение целостности и надежности трубопроводно-транспортной системы.

Один из вариантов воплощения способа заключается в следующем. По результатам выявления и измерения развития неоднородностей физических полей трубопровода 1 определяют, превышены ли уставки. При этом после получения числовых значений полевых функций $\langle F \rangle$, зафиксированных в момент проявления ПИР запрашивают и сохраняют данные о выявленном ПИР

2. Если уставки превышены, происходит формирование Полевого Индикатора Риска (ПИР). Далее получают массив <ФПИР> и формируют сигнатуру ПИР 3. Сигнатуры ПИР представляют в графическом виде и анализируют 4, после чего формируют и комплектуют диагностическую бригаду 5 и выполняют местную диагностику трубопровода 6. В случае отсутствия дефекта паспортируют ПИР и снимают его с анализа 7. В случае выявления дефекта описывают его 8, создают карточку дефекта и устраняют или парируют дефект 10. При этом с помощью описания дефекта <ДПИР> в терминах классификатора и числовых представлений сигнатур <СПИР> вычисляют корреляции между <СПИР> и <ДПИР> 11 и определяют условную вероятность дефекта $P(D/S)$. Также, после описания дефекта 8, используя данные по дефектам, актуализируют базу данных по дефектам 9. Далее с использованием условной вероятности дефекта $P(D/S)$, записи базы данных по дефектам и числовых представлений сигнатур <СПИР> актуализируют каталог полевых образов дефектов 12, получают классификатор дефектов, использующийся при описании дефекта, также получают полевые синдромы дефектов, прогнозируют дефекты трубопровода на основе анализа сигнатур 13 и составляют прогнозную дефектную ведомость, на основе которой принимают превентивные меры по минимизации эксплуатационных рисков 14, вырабатывая поток работ и ресурсов или план обследований трубопровода [15].

В предпочтительном варианте осуществления изобретения система содержит блок информационного обмена, при помощи которого она получает информацию от системы мониторинга и средств местной диагностики и передает ее в систему управления ресурсами. Входы блока информационного обмена могут быть подключены к блоку формирования данных об отклонении текущего состояния трубопровода, средствам местной диагностики, блоку обработки и хранения данных, блоку прогнозирования дефектов и системе управления трубопроводом, а выходы подключены к устройству отображения информации, блоку определения коэффициента корреляции, блоку обработки и хранения данных и к системе управления ресурсами. Выходы блока обработки

и хранения данных могут быть подключены к блоку определения коэффициента корреляции, блоку ведения каталога дефектов и блоку прогнозирования дефектов. В блоке обработки и хранения данных обрабатываются и хранятся совокупности полевых данных, позволяющих однозначно идентифицировать состояние физических полей в месте и в момент проявления дефектов [15].

Позицией 15 обозначена система мониторинга (СМ), содержащая блок адаптации модели состояния трубопровода к текущему состоянию 16, блок формирования данных об отклонении текущего состояния трубопровода от модели состояния трубопровода 17 и устройство отображения информации 18. Позицией 19 обозначены средства местной диагностики дефектов трубопровода, наличие, состав и порядок использования которых предписываются нормативными документами владельцев трубопровода.

Система идентификации и прогнозирования дефектов (СИПД) обозначена позицией 20. В ее состав входят:

- блок 21 информационного обмена, с помощью которого осуществляется информационное взаимодействие как между внутренними блоками СИПД, так и между СИПД системой и смежными системами;
- блок 22 обработки и хранения данных о выявленных ПИР, задачей которого является вычисление сигнатур в цифровом и графическом представлении и предоставление этой информации в смежные блоки;
- блок 23 определения коэффициента корреляции «ПИР-Дефект», вычисляющий а) коэффициенты корреляции между фактически установленными дефектами и индикаторами риска и б) условные вероятности обнаружения дефекта в зависимости от сигнатуры ПИР;
- блок 24 ведения каталога дефектов, являющийся базой данных, в которой хранятся описания всех ранее установленные дефектов, сопоставленные им сигнатуры и вычисленные для них условные вероятности (Дефект/Сигнатура);

- блок 25 прогнозирования дефектов, задачей которого является поиск для полевой сигнатуры, зафиксированной системой мониторинга на любом участке трубопровода в произвольный момент времени, наиболее близкой сигнатуры, для которой был ранее установлен конкретный дефект. Критерии установления близости сигнатур могут быть либо изначально нормированы, либо задаваться извне персоналом, управляющим эксплуатационными рисками трубопровода. Результатом работы блока 25 является выдача списка потенциальных дефектов участка трубопровода, сформированного на основе анализа полевых сигнатур, зафиксированных системой мониторинга на этом участке. В соответствии с ранее введенным определением, назовем такой список прогнозной дефектной ведомостью этого участка трубопровода.

- система 26 управления ресурсами является внешним информационным абонентом по отношению к системе управления эксплуатационными рисками. Именно по ее запросу осуществляется сбор информации о состоянии трубопровода в системе мониторинга 15 и подготовка прогнозных дефектных ведомостей в блоке прогнозирования дефектов 25 [15].

Система мониторинга 15 непрерывно анализирует динамику изменения физических полей трубопровода, и, в случае выхода изменений за допустимые пределы, выдает в СИПД 20 соответствующий сигнал. СИПД интерпретирует этот сигнал как индикатор возникновения эксплуатационного риска (ПИР, полевой индикатор риска) [15]. По получении этого сигнала СИПД считывает из СМ массив данных по состоянию физических полей, описывающий этот ПИР, анализирует информацию с помощью блока 22 и выдает данные на устройство отображения информации 18 СМ в удобном для интерпретации графическом виде. На основе этой информации эксплуатирующий персонал формирует задание на проведение местной диагностики по данному ПИР-инциденту. Задание формируется и выдается в СД в формализованном виде, дающем необходимую информацию для формирования диагностической бригады и комплектования оборудованием [15].

После проведения необходимых диагностических процедур, вытекающих из полученного задания, бригада либо подтверждает наличие дефекта, либо не обнаруживает дефекта. В последнем случае, на основании заключения бригады, СИПД снимает данный ПИР с контроля, а с помощью блока адаптации модели 16 персонал формирует для данного ПИР соответствующие уставки. Если же дефект, соответствующий заданию, выявлен на трубопроводе, диагностическая бригада составляет карточку дефекта в формальном виде, пригодном для занесения описания этого дефекта в базу данных по дефектам, созданную и поддерживаемую в СД. На основании карточки дефекта эксплуатационный персонал с помощью СУ устраняет выявленный дефект. Этим завершается процедура управления реализовавшимся риском, первоначально указанным системой мониторинга как полевой индикатор риска (ПИР). Описанный цикл можно назвать «Реактивное управление эксплуатационным риском трубопровода», поскольку он является реакцией на реализовавшийся риск. Однако, методология управления рисками RIMAP, в первую очередь, направлена на предупреждение реализации возникшего риска. Поэтому Система управления эксплуатационными рисками, как инструмент RIMAP, наиболее эффективна в цикле «проактивное управление эксплуатационным риском трубопровода» [15].

Цикл проактивного управления рисками инициируется системой управления ресурсами 26, по запросу которой блок 21 информационного обмена запрашивает данные из блока 17 Системы мониторинга для затребованного участка трубопровода (например, дистанции в терминах патента №2563419). По этому запросу Блок 17 выдает массивы полевых функций <F> обо всех отклонениях физических полей, выявленных в течение заданного промежутка времени, но не выходящих за пределы имеющихся уставок. Для каждого полученного отклонения блок 22 обработки и хранения данных формирует соответствующую сигнатуру и выдает ее в блок 25 прогнозирования дефектов. Блок 25 запрашивает из блока 24 ведения каталога дефектов синдромы дефектов, наиболее близкие к анализируемым сигнатурам. Если в

каталоге 24 обнаруживается такой синдром, то блок 25 прогнозирования включает дефект, обладающий этим синдромом, в прогнозную дефектную ведомость с указанием условной вероятности этого дефекта $P(D/S)$. После обработки всех отклонений, полученных из блока 17, блок 25 завершает формирование прогнозной дефектной ведомости заданного участка трубопровода и выдает ее в систему 26 управления ресурсами. На основании полученной Прогнозной дефектной ведомости Система 26 планирует поток ресурсов и работ для устранения спрогнозированных потенциальных дефектов. Таким образом происходит увязка всех систем в он-лайнный контур управления рисками [15].

В одном из вариантов воплощения данные об уставках, определяемых в блоке адаптации модели состояния трубопровода к текущему состоянию трубопровода 16 передаются в блок формирования данных об отклонении текущего состояния трубопровода от модели состояния трубопровода 17. Сформированные таким образом данные передаются на устройство отображения информации (АРМ диспетчера) 18, после чего формируется задание на проведение местной диагностики с использованием средств местной диагностики 19. По результатам местной диагностики в блок адаптации модели 16 могут быть переданы рекомендации на изменение уставки. В случае устранения дефекта на устройство отображения информации 18 передается запись об устранении дефекта, а в систему управления трубопроводом 27 передается карточка дефекта. Также данные по дефектам через блок информационного обмена 21 передаются в виде <ФПИР> в блок обработки и хранения данных о выявленных ПИР 22, откуда полученные сигнатуры <СПИР> передаются в блок ведения каталога дефектов 24, блок прогнозирования дефектов 25 и блок определения коэффициента корреляции 23, позволяющий определить условную вероятность дефекта $P(D/S)$, которая также закладывается в блок ведения каталога дефектов 24. Далее полученные синдромы дефектов передаются в блок прогнозирования дефектов 25, где вырабатывается прогнозная дефектная ведомость, которая через блок

информационного обмена 21 передается системе управления ресурсами трубопровода 26. Система управления ресурсами 26 вырабатывает поток ресурсов и работ для поддержания работоспособности трубопровода для системы управления трубопроводом 27 [15].

Формула изобретения:

1. Способ управления эксплуатационными рисками трубопровода, включающий мониторинг технического состояния трубопровода посредством измерения магнитного, электрического, теплового и акустического полей в качестве параметров текущего состояния трубопровода при помощи распределенных или квазираспределенных волоконно-оптических датчиков, расположенных непрерывно по всей длине трубопровода в виде секций, анализа отклонения измеренных полей от нормы, включенной в модель состояния трубопровода, выявления на трубопроводе участков проявления отклонений и осуществления местной диагностики состояния трубопровода в указанных участках, отличающийся тем, что, в случае обнаружения дефекта трубопровода при местной диагностике, включают описание дефекта в модель состояния трубопровода для обнаружения указанного или аналогичного дефекта в дальнейшем или для предупреждения его возникновения [15].

2. Способ по п. 1, отличающийся тем, что описание дефекта включает показатели, характеризующие отклонение измеренных полей от нормы, и показатели, характеризующие дефект, полученные при местной диагностике.

3. Способ по п. 2, отличающийся тем, что после получения описания дефекта определяют коэффициент корреляции между показателями, характеризующими отклонение измеренных полей от нормы, и показателями, характеризующими дефект, полученными при местной диагностике.

4. Способ по п. 3, отличающийся тем, что коэффициент корреляции характеризует степень риска проявления дефекта при совпадении показателей, характеризующих отклонения измеренных полей от нормы в текущий момент времени, с соответствующими показателями, характеризующими отклонения измеренных полей от нормы, полученными ранее.

5. Способ по п. 3, отличающийся тем, что при определении коэффициента корреляции устанавливают зависимость динамики изменения показателей, характеризующих отклонение измеренных полей от нормы, от значимости дефекта.

6. Способ по п. 3, отличающийся тем, что при определении коэффициента корреляции устанавливают зависимость показателя, характеризующего отклонение измеренного поля от нормы, от типа дефекта.

7. Способ по п. 3, отличающийся тем, что при определении коэффициента корреляции устанавливают зависимость одновременного проявления показателей, характеризующих отклонение различных измеренных полей от нормы, от типа дефекта.

8. Способ по п. 2, отличающийся тем, что для показателей, характеризующих отклонение измеренных полей от нормы, определяют совокупности полевых данных, позволяющих однозначно идентифицировать состояние физических полей в месте и в момент проявления дефектов.

9. Способ по п. 8, отличающийся тем, что совокупность полевых данных представляет собой аналитическое, табличное или графическое описание функций отклонения измеренных полей от нормы и/или их производных по времени или направлению.

10. Способ по п. 9, отличающийся тем, что совокупность полевых данных представляет собой совокупность локальных пиков функций отклонения измеренных полей от нормы и/или их производных по времени или направлению.

11. Способ по п. 9, отличающийся тем, что совокупность полевых данных представляет собой совокупность амплитуд и частот гармоник функций отклонения измеренных полей от нормы.

12. Способ по п. 8, отличающийся тем, что на основе полученных совокупностей полевых данных и коррелирующих с ними дефектов создают классификатор дефектов для определения типа дефекта.

13. Способ по п. 12, отличающийся тем, что на основе классификатора дефектов описывают выявленные в ходе местной диагностики дефекты и создают каталог дефектов.

14. Способ по п. 13, отличающийся тем, что по результатам анализа совокупностей полевых данных, накопленных за установленный временной интервал на установленном участке трубопровода, с использованием каталога дефектов составляют прогнозную дефектную ведомость этого участка трубопровода, на основе которой принимают решение о проведении мероприятий по устранению дефектов или предупреждению их возникновения.

15. Способ по п. 14, отличающийся тем, что мероприятиями по управлению рисками трубопровода являются проведение внеплановой диагностики и/или предупредительного ремонта, изменение эксплуатационных режимов трубопровода или реконструкция трубопровода.

16. Система управления эксплуатационными рисками трубопровода, содержащая распределенные или квазираспределенные волоконно-оптические датчики, расположенные непрерывно по всей длине трубопровода в виде секций для измерения в непрерывном режиме магнитного, электрического, теплового и акустического полей, блок адаптации модели состояния трубопровода к текущему состоянию, блок формирования данных об отклонении текущего состояния трубопровода от модели состояния трубопровода, устройство отображения информации, средства местной диагностики, систему управления трубопроводом и систему управления ресурсами трубопровода, отличающаяся тем, что она дополнительно содержит блок обработки и хранения данных, характеризующих отклонение измеренных полей от нормы, блок определения коэффициента корреляции между показателями, характеризующими отклонение измеренных полей от нормы, и показателями, характеризующими дефект, полученными при местной диагностике, блок ведения каталога дефектов и блок прогнозирования дефектов, при этом блок обработки и хранения данных подключен к блоку

определения коэффициента корреляции, который подключен к блоку ведения каталога дефектов, который подключен к блоку прогнозирования дефектов.

17. Система по п. 16, отличающаяся тем, что она содержит блок информационного обмена, при помощи которого она получает информацию от блока формирования данных об отклонении текущего состояния трубопровода и средств местной диагностики и передает ее в систему управления ресурсами.

18. Система по п. 17, отличающаяся тем, что входы блока информационного обмена подключены к блоку формирования данных об отклонении текущего состояния трубопровода, средствам местной диагностики, блоку обработки и хранения данных, блоку прогнозирования дефектов и системе управления трубопроводом, а выходы подключены к устройству отображения информации, блоку определения коэффициента корреляции, блоку обработки и хранения данных и к системе управления ресурсами.

19. Система по п. 16, отличающаяся тем, что выходы блока обработки и хранения данных подключены к блоку определения коэффициента корреляции, блоку ведения каталога дефектов и блоку прогнозирования дефектов.

20. Система по п. 16, отличающаяся тем, что в блоке обработки и хранения данных обрабатываются и хранятся совокупности полевых данных, позволяющих однозначно идентифицировать состояние физических полей в месте и в момент проявления дефектов [15]

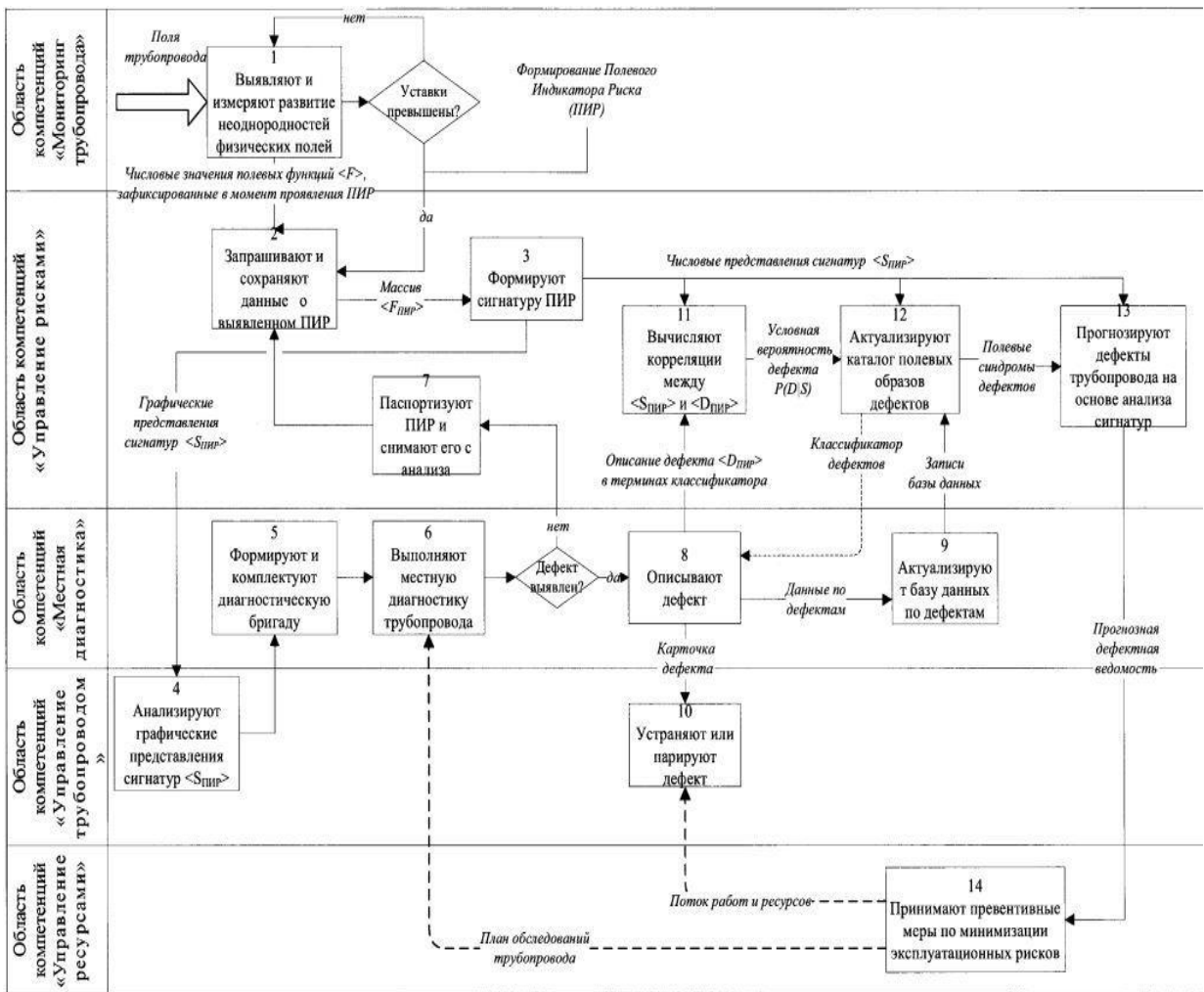


Рисунок 7 - Реализация способа управления эксплуатационными рисками трубопровода [15]

3 Опытнo-экспериментальная апробация мероприятий по повышению уровня промышленной безопасности путем внедрения риск-ориентированного подхода на объекте КС Микунь

3.1 Результаты оценки расчетного срока службы основных технологических трубопроводов КЦ №4 КС-12 «Микунь»

Результаты оценки расчетного срока службы основных технологических трубопроводов газа КЦ №4 КС-12 «Микунь» приведены в таблице 12.

Таблица 12 - Результаты оценки расчетного срока службы основных технологических трубопроводов газа КЦ № 4 КС-12 «Микунь»

Наименование основного технологического трубопровода газа	Наружный диаметр трубопровода, мм	Толщина стенки трубопровода, мм	Температура эксплуатации, °С	Расчетное давление, МПа	Расчетный срок службы, лет
1	2	3	4	5	6
Газ на установку очистки	1020	18	13	5,10	93,9
Газ к пылеуловителям	720	16	13	5,10	98,8
Газ от пылеуловителей	720	16	13	5,00	99,3
Газ от установки очистки к КЦ	1020	18	13	5,00	94,4
Газ на всас ГПА (подземный)	1020	18	13	5,00	78,7
Газ на всас ГПА (надземный)	720	16	13	5,00	84,5
Газ нагнетания (надземный)	720	16	48	7,46	73,9
Газ нагнетания (подземный)	720	16	48	7,46	71,5
Входной коллектор установки охлаждения газа	1020	18	48	7,46	80,2
Газ на АВО (подземный)	426	12	48	7,46	90,7
Газ на АВО (надземный)	426	12	48	7,46	93,7
Газ от АВО (надземный)	426	12	30	7,36	95,4
Газ от АВО (подземный)	426	12	30	7,36	92,8
Выходной коллектор установки охлаждения газа	1020	18	30	7,36	81,7
Газ импульсный	159	6	30	7,36	98,1
Газ топливный	159	6	30	3,05	91,9

Как следует из результатов расчетов минимальный расчетный срок службы основных технологических трубопроводов газа КЦ №4 КС-12 «Микунь» составляет 71,5 лет.

3.2 Результаты оценки назначенного срока службы основных технологических трубопроводов КЦ №4 КС-12 «Микунь» по коррозионному состоянию

Результаты оценки назначенного срока службы основных технологических трубопроводов газа КЦ №4 КС-12 «Микунь» по коррозионному состоянию приведены в таблице 13. В таблице также приведены основные характеристики (температура, давление, диаметр и толщина стенки трубы).

Таблица 13 - Результаты оценки назначенного срока службы основных технологических трубопроводов газа КЦ №4 КС-12 «Микунь» по коррозионному состоянию

Наименование технологического трубопровода газа	Наружный диаметр, мм	Толщина стенки трубопровода, мм	Температура эксплуатации, °С	Расчетное давление, МПа	Назначенный срок службы, лет
1	2	3	4	5	6
Газ на установку очистки	1020	18	13	5,10	34,3
Газ к пылеуловителям	720	16	13	5,10	34,2
Газ от пылеуловителей	720	16	13	5,00	34,2
Газ от установки очистки к компрессорному цеху	1020	18	13	5,00	34,3
Газ на всас ГПА (подземный)	1020	18	13	5,00	34,3
Газ нагнетания (подземный)	720	16	48	7,46	31,6
Входной коллектор установки охлаждения газа	1020	18	48	7,46	31,8
Газ на АВО (подземный)	426	12	48	7,46	31,2
Газ от АВО (подземный)	426	12	30	7,36	32,3
Выходной коллектор установки охлаждения газа	1020	18	30	7,36	32,9
Газ импульсный	159	6	30	7,36	31,4
Газ топливный	159	6	30	3,05	31,7

Таким образом, расчеты показывают, что минимальный назначенный срок службы основных технологических трубопроводов газа КЦ №4 КС-12 «Микунь» по коррозионному состоянию составляет 31,2 лет. До истечения указанного срока необходимо провести техническое диагностирование основных технологических трубопроводов газа КЦ №4 КС-12 «Микунь» с целью оценки фактического технического состояния, определения сроков

повторной диагностики и определения видов и объемов необходимых ремонтно-восстановительных мероприятий.

3.3 Определение срока безопасной эксплуатации объекта

Основные методологические подходы и порядок определения сроков службы и сроков безопасной эксплуатации проектируемых систем определены с учетом требований, изложенных в СТО Газпром 2-3.5-252-2008 Методика продления срока безопасной эксплуатации магистральных газопроводов ОАО «Газпром», а также результатов научно-практических работ на действующих газопроводах, проведенных ООО «ВНИИГАЗ» и другими специализированными организациями отрасли. В основу методики расчетного определения назначенного ресурса технологических трубопроводов положена оценка поврежденности газопровода. При определении срока службы и срока безопасной эксплуатации компрессорной станции в целом в качестве базовой принята модель с последовательным соединением элементов, для которой надежность убывает при увеличении числа её составляющих, а ресурсные показатели не превышают минимальных величин для любого из ее элементов.

Под проектным сроком службы технологического трубопровода газа понимается календарный срок его эксплуатации до перехода в предельное состояние, при котором его дальнейшее использование по назначению недопустимо или нецелесообразно. Сроком безопасной эксплуатации (назначенным ресурсом) технологического трубопровода газа КС считается его календарная наработка от начала эксплуатации до момента проведения обязательного диагностирования с целью принятия решения об условиях его дальнейшей эксплуатации. Таким решением может быть либо продление срока безопасной эксплуатации без проведения ремонта, либо его продление при условии выполнения определенного объема ремонтных работ (ограничения эксплуатационных характеристик), либо вывод из эксплуатации участка трубопровода с возможной его заменой на новый в случае необходимости.

В исследовании использованы методические и расчетно-аналитические подходы, изложенные в «Методических рекомендациях по расчетам конструктивной надежности магистральных газопроводов» (РД 51-4.2-003-97), «Методических указаниях по оценке работоспособности участков магистральных газопроводов с коррозионными дефектами» (СТО Газпром 2-2.3-112-2007) и в других нормативно-методических документах.

При оценке проектного срока службы и сроков безопасной эксплуатации применялись следующие методы оценки показателей ресурса:

- детерминистические, которые использованы при расчетной оценке сроков службы конструктивных элементов с геометрическими концентраторами напряжений по условиям усталости;
- методы вероятностно-статистического моделирования, при оценке показателей ресурса на основе математического моделирования эволюции объекта с прогнозируемым техническим состоянием.

При назначении срока безопасной эксплуатации использован наиболее консервативный подход, который предполагает определение этого показателя для объекта в целом на уровне, который бы не превышал минимального значения назначенных сроков службы для выделенных расчетных участков. Прогнозирование сроков безопасной эксплуатации основных технологических трубопроводов газа КЦ №4 КС-12 «Микунь» производилось путем экстраполяции эксплуатационных показателей, оцениваемых статистическими методами по данным обследований участков действующих магистральных газопроводов и компрессорных станций, подверженных аналогичному набору нагрузок и внешних воздействий.

Для основных технологических трубопроводов газа принят типизированный режим нагружения, состоящий из нулевых циклов, экстремум нагрузки которых равен расчетному давлению. Все параметры долговечности определены для случая эксплуатации объекта в предусмотренном проектом режиме, когда в качестве расчетного принято фактическое (определенное гидравлическим расчетом) давление.

При расчетной оценке сроков службы и назначенного ресурса технологических трубопроводов газа компрессорной станции к рассмотрению приняты следующие группы повреждающих факторов:

- поверхностные коррозионные повреждения в форме общей, язвенной и ручейковой коррозии;
- коррозионно-механическое растрескивание металла труб под напряжением;
- накопление усталостных повреждений, зарождение и развитие дефектов под действием повторно-переменных нагрузок и воздействий механической природы;
- старение материала в процессе эксплуатации под действием внешней среды и эксплуатационных нагрузок.

Оценка сроков безопасной эксплуатации основных технологических трубопроводов КЦ №4 КС-12 «Микунь» по коррозионному состоянию производилась путем экстраполяции на объекты полученных по данным внутритрубной диагностики 2017 года эксплуатационных показателей участка 1,3-205 км газопровода МГ Пунга-Ухта-Грязовец IV, содержащихся в информационной базе ОАО «Газпром» «Инфотех». Расчет ресурсных показателей сварных соединений выполнялся в предположении, что в них допускаются дефекты, которые технически не могут быть обнаружены современными средствами диагностики.

На основании анализа результатов выполненных теоретических и экспериментальных исследований сделан вывод о том, что определять проектный срок службы технологических трубопроводов газа компрессорной станции на основе подходов, связанных с изменением физико-механических свойств материалов в процессе эксплуатации (старением) и появлением отклонений от начальных форм конструкций, нецелесообразно.

При назначении ресурса технологических трубопроводов газа компрессорной станции применен ряд широко известных, апробированных

методических подходов, численных алгоритмов и расчетно-экспериментальных методов.

В соответствии с принятыми подходами срок службы КЦ №4 КС-12 «Микунь» следует установить равным 71 году. В основу методики по его определению положена оценка поврежденности газопроводов от переменных нагрузок. Наиболее подверженными негативному влиянию усталостных повреждений оказались нагнетательные газопроводы ГПА.

Выполненные расчеты показали, что множественное появление критических дефектов, обусловленных коррозионными процессами, возможно через 31 год эксплуатации КЦ №4 КС-12 «Микунь». Выполненные расчеты показали, что появление критических дефектов, обусловленных стресс-коррозионными процессами, возможно через 33 года эксплуатации КЦ №4 КС-12 «Микунь».

Результаты оценки сварных соединений основных технологических трубопроводов газа рассматриваемой компрессорной станции свидетельствуют о том, что для нагнетательных газопроводов ГПА появление трещин ожидается через 35 лет. По истечении этого периода возможно разрушение указанных участков. Заданная вероятность безотказной работы разобширительной арматуры компрессорной станции находится в диапазоне от 28 до 35 лет, однако назначенный срок службы кранов не ограничивает срок безопасной эксплуатации всей КС, так как указанные краны являются заменяемым оборудованием. Для исключения критического отказа кранов КС они должны быть заменены до истечения срока их безопасной эксплуатации.

Таким образом, основываясь на результатах выполненного анализа и расчетных оценок по представленным выше схемам, срок безопасной эксплуатации (назначенный ресурс) КЦ №4 КС-12 «Микунь» следует установить равным 31 году исходя из расчетных показателей оценки опасности коррозионных повреждений. До истечения указанного срока следует провести полное обследование основных технологических трубопроводов газа КС с целью определения их технического состояния и порядка дальнейшей

эксплуатации. Представленные выше результаты целесообразно использовать при разработке технических регламентов, для долгосрочного планирования технически возможной производительности рассматриваемой компрессорной станции, а также времени проведения технического диагностирования и экспертизы промышленной безопасности с целью продления сроков безопасной эксплуатации основных технологических трубопроводов.

3.4 Общая оценка риска аварий

Частота аварий с полным разрушением участков трубопроводов и технологического оборудования высокого давления компрессорных цехов может быть оценена величинами, приведенными в таблице 14.

Таблица 14 - Интенсивность аварийных отказов технологических элементов КС

Наименование трубопровода или агрегата	Частота, 1/(м*год)
1	2
МГ на участках, прилегающих к КС со стороны нагнетания, включая узлы подключения	$3 \cdot \lambda_{\text{МГ ср}}$
МГ на участках, прилегающих к КС со стороны всасывания, включая узлы подключения	$0,19 \cdot \lambda_{\text{МГ ср}}$
Входной газопровод-шлейф, подземный	$2,0 \times 10^{-7}$
Выходной газопровод-шлейф, подземный	$4,0 \times 10^{-7}$
Всасывающие коллектор и трубопроводы ГПА, \varnothing 1020 мм, коллектор и трубопроводы пускового контура, \varnothing 426 - 700 мм	$6,0 \times 10^{-7}$
Нагнетательный коллектор (\varnothing 1020 мм) и трубопроводы ГПА (\varnothing 700 мм), подземные	$9,0 \times 10^{-7}$
Всасывающие трубопроводы ГПА (\varnothing 700 мм), надземные, трубопроводы пускового контура (\varnothing 426 мм), надземные	$12,0 \times 10^{-7}$
Нагнетательные трубопроводы ГПА (\varnothing 700 мм), надземные	$15,0 \times 10^{-7}$
Трубопроводы топливного газа, \varnothing 200 мм	$6 \cdot 10^{-7}$
Трубопроводы, менее \varnothing 200 мм	$12 \cdot 10^{-7}$
ГПА	1×10^{-4} на агрегат/год
Пылеуловители	$2,5 \times 10^{-5}$ на сосуд/год
АВО, УПТПГ	$2,5 \times 10^{-5}$ на блок/год
Крановые узлы, тройники	$1,5 \times 10^{-5}$ на элемент/год

Интенсивность аварийных разрывов надземных трубопроводов обвязки будем определять с учетом проектных режимов использования соответствующих аппаратов и механизмов. При этом примем допущение о том,

что при неработающем оборудовании возможность возникновения аварии на обеспечивающих его системах отсутствует. Результаты интенсивности аварий для участков магистральных газопроводов и переемычки его приведены в таблице 15.

Таблица 15- Интенсивность аварийных разрывов линейных участков магистральных газопроводов

Наименование участка	Диаметральный коэффициент	Интенсивность аварий, 1/км в год	
		Средняя по газотранспортному предприятию	Значение для конкретного участка
1	2	3	4
Участки газопроводов Ду 1400 на нагнетании КС	0,68	$0,542 \times 10^{-6}$	$1,107 \times 10^{-5}$
Участки газопроводов Ду 1400 на всасывании КС	0,68	$0,542 \times 10^{-6}$	$7,011 \times 10^{-7}$
Участки газопроводов Ду 1200 на нагнетании КС	1,61	$0,542 \times 10^{-6}$	$2,619 \times 10^{-5}$
Участки газопроводов Ду 1200 на всасывании КС	1,61	$0,542 \times 10^{-6}$	$1,659 \times 10^{-6}$

В таблице 16 приведены расчетные величины частот реализации наиболее масштабных сценариев аварий на технологических участках рассматриваемого компрессорного цеха, рассчитанные с учетом протяженности участков, количества устанавливаемого оборудования и установленного проектом режима его эксплуатации.

Таблица 16 - Вероятности реализации сценариев аварий на технологических участках КЦ № 4

Но ме р уча стк а	Наименование	Вероятност ь разрушени я участка, 1/год	Вероятность реализации сценариев			
			$C_{гр1}$	$C_{гр2}$	$C_{гр3}$	$C_{гр4}$
1	2	3	4	5	6	7
1	Дальние секции входного газопровода-шлейфа	$1,748 \times 10^{-4}$	$4,20 \times 10^{-5}$	$6,29 \times 10^{-5}$	-	$6,99 \times 10^{-5}$
2	Ближние секции входного газопровода-шлейфа и коллектор установки очистки газа	$3,066 \times 10^{-4}$	$7,36 \times 10^{-5}$	$1,10 \times 10^{-4}$	-	$1,23 \times 10^{-4}$
3	Входные и выходные газопроводы пылеуловителей (надземные пространственно изогнутые)	$1,000 \times 10^{-4}$	-	-	$5,00 \times 10^{-5}$	$5,00 \times 10^{-5}$
4	Выходной коллектор ПУ, всасывающий трубопровод и входной коллектор ГПА (кольцевой)	$3,600 \times 10^{-4}$	$8,64 \times 10^{-5}$	$1,30 \times 10^{-4}$	-	$1,44 \times 10^{-4}$
5	Всасывающие трубопроводы ГПА (надземные пространственно изогнутые)	$1,080 \times 10^{-4}$	-	-	$5,40 \times 10^{-5}$	$5,40 \times 10^{-5}$
6	Нагнетательные трубопроводы ГПА (надземные пространственно изогнутые)	$1,35 \times 10^{-4}$	-	-	$6,76 \times 10^{-5}$	$6,76 \times 10^{-5}$
7	Нагнетательный трубопровод ГПА	$4,320 \times 10^{-4}$	$1,04 \times 10^{-4}$	$1,56 \times 10^{-4}$	-	$1,73 \times 10^{-4}$
8	Входной коллектор АВО	$7,200 \times 10^{-5}$	$1,73 \times 10^{-5}$	$2,59 \times 10^{-5}$	-	$2,88 \times 10^{-5}$
9	Трубопроводы АВО газа (надземные пространственно	$2,500 \times 10^{-4}$	-	-	$1,25 \times 10^{-4}$	$1,25 \times 10^{-4}$

Продолжение таблицы 16

1	2	3	4	5	6	7
	изогнутые)					
10	Ближние секции выходного газопровода-шлейфа и выходной коллектор установки воздушного охлаждения газа	$6,768 \times 10^{-4}$	$1,62 \times 10^{-4}$	$2,44 \times 10^{-4}$	-	$2,71 \times 10^{-4}$
11	Дальние секции выходного газопровода-шлейфа	$3,552 \times 10^{-4}$	$8,52 \times 10^{-5}$	$1,28 \times 10^{-4}$	-	$1,42 \times 10^{-4}$
12	Надземный пространственно изогнутый трубопровод пускового контура	$1,080 \times 10^{-4}$	-	-	$5,40 \times 10^{-5}$	$5,40 \times 10^{-5}$
13	Подземный трубопровод пускового контура	$1,620 \times 10^{-4}$	$4,05 \times 10^{-5}$	$4,05 \times 10^{-5}$	-	$8,10 \times 10^{-5}$

На основании приведенных выше данных можно сделать вывод о том, что наиболее вероятным сценарием аварии для рассматриваемого объекта (КЦ № 4) будет разрыв ближней к КЦ секции подземного выходного газопровода-шлейфа без возгорания на начальном этапе (сценарий С4-10). Вероятность его реализации оценивается величиной $2,71 \times 10^{-4}$ 1/год.

Для оценки степени потенциальной опасности рассматриваемого объекта необходимо определить поле распределения уровней потенциального риска на его промышленной площадке и окружающей территории. Для этого все крупные технологические трубопроводы рассматриваемых опасных производственных объектов разбивают на участки небольшой длины, которые можно было бы считать точечными объектами, для каждого из них производятся расчеты зон поражения по рассмотренной выше схеме, а затем выполняется численное интегрирование с учетом частот реализации сценариев аварий. Для аварий на объектах рассматриваемого компрессорного цеха выполнены все необходимые расчеты с учетом взаимного расположения потенциально опасных участков.

На рисунке 9 приведен результат этих расчетов в виде распределения потенциального риска, обусловленного авариями на технологических участках КЦ № 4 по территории производственной площадки цеха.

Из расчетов следует, что зона с наибольшим уровнем опасности (потенциальный риск гибели человека $6,5 \div 7,0 \times 10^{-4}$ 1/год) территориально сконцентрирована в районе между аппаратами воздушного охлаждения, пылеуловителями и ГПА реконструируемого цеха, а зона опасных (выше $1,0 \times 10^{-6}$) уровней риска охватывает значительную часть производственной площадки компрессорной станции.

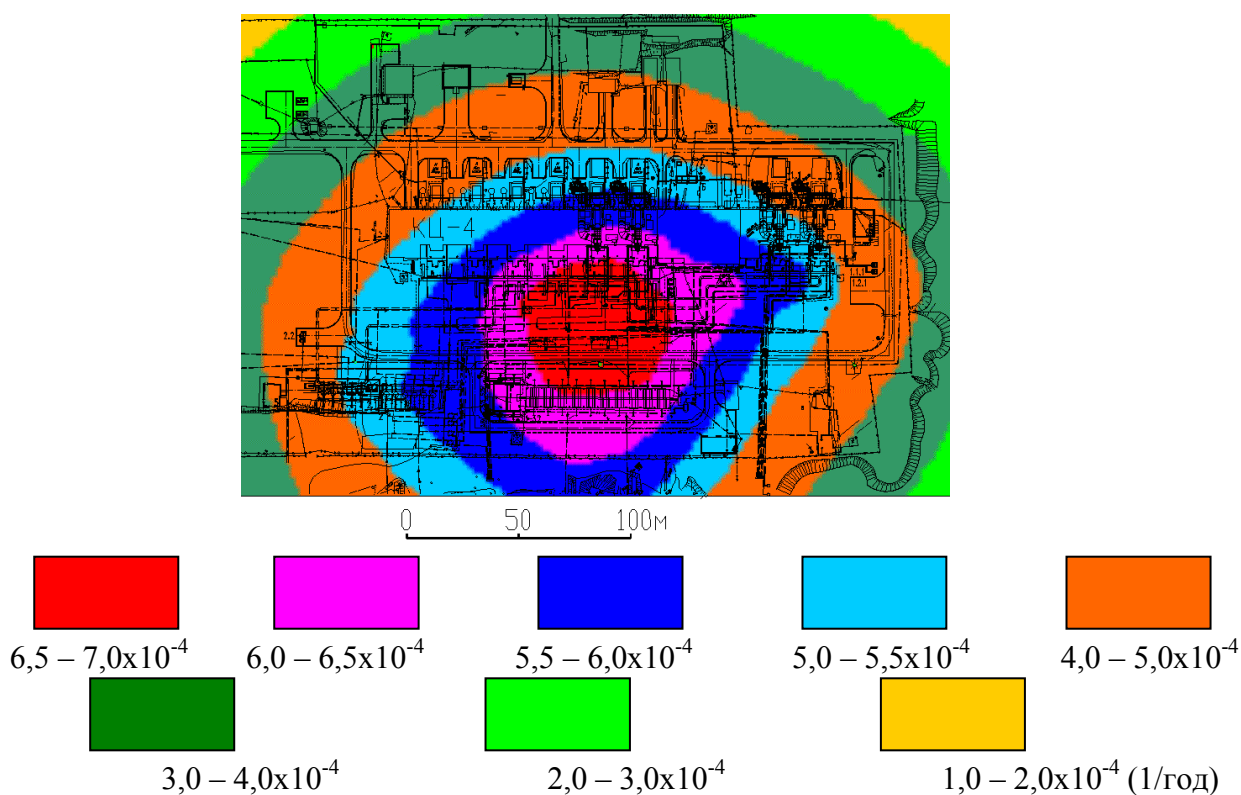


Рисунок 9 - Распределение потенциального риска на промышленной площадке КЦ № 4 КС «Микунь» от аварий на ее оборудовании и трубопроводах без учета соседних опасных объектов

Результаты расчетов потенциального, индивидуального и коллективного рисков персонала КС «Микунь» при возможных наиболее крупных авариях на трубопроводах и оборудовании реконструируемого компрессорного цеха № 4 приведены в таблице 17. При выполнении расчетов весь персонал разделен на группы исходя из мест размещения на промышленной площадке и режима его

работы. Считается, что исполнение должностных обязанностей может производиться либо в дневную смену (8 часов в день – дневной режим, в таблице обозначен буквой Д), либо в круглосуточном режиме (К). Во втором случае принято, что в соответствии с Трудовым кодексом одна из смен находится на объекте, а три – за его пределами (отдыхают).

При составлении карт рабочего времени все округления и обобщения проводились с ошибкой в сторону увеличения, поэтому полученные величины рисков можно рассматривать как верхние оценки.

Расчеты выполнены с учетом того, что основную часть времени большинство персонала находится в служебных помещениях, а пребывание его на наиболее опасных участках составляет 1 - 2 часа в день.

Огнестойкость несущих конструкций зданий принята на уровне 1,5 часов.

В случае срабатывания разобщительной отсечной арматуры в штатном режиме периоды горения газовых выбросов на КС будут относительно непродолжительными, поэтому потери защитных и несущих функций зданий и сооружений не произойдет.

Коэффициент ослабления термической радиации зданиями и сооружениями принят равным отношению общей площади оконных проемов к суммарной площади стен здания, т.е. на уровне 0,05 – 0,07, как и в других подобных областях инженерной практики.

Проведенные оценочные расчеты показывают, что наибольшему индивидуальному риску от возможных аварий на объектах КЦ № 4 подвергаются специалисты этого цеха, исполняющие обязанности посменно круглосуточно, в должностные обязанности которых входит систематическое пребывание на открытых площадках в районе размещения установок АВО газа, пылеуловителей и ГПА. При этом максимальный индивидуальный риск производственного персонала цеха может достигать уровня $2,476 \times 10^{-5}$ 1/год.

Индивидуальный риск персонала, размещающегося в административном корпусе КЦ № 4, составляет $3,681 \times 10^{-6}$ 1/год, а в здании ПЭБ - $3,769 \times 10^{-6}$ 1/год.

Индивидуальный риск персонала в операторной КЦ-3/ЗБИС и работающего только в дневную смену без посещения района расположения оборудования высокой стороны КЦ находится на уровне $5,698 \times 10^{-7}$ 1/год.

Влияние рассматриваемого компрессорного цеха на распределение уровней потенциального риска по производственной площадке наиболее удаленного компрессорного цеха № ЗБИС относительно невелико.

Таблица 17 - Показатели риска персонала КС «Микунь» от возможных аварий на участках КЦ № 4

Основное место пребывания	Кол. чел.	Режим работы	Уровень потенц. риска, 1/год	Защита помещения	Средний индивид. риск группы, 1/год	Коллективный риск группы, 1/год
1	2	3	4	5	6	7
ПЭБ КЦ-4	2	К	$5,482 \times 10^{-4}$	+	$3,769 \times 10^{-6}$	$7,538 \times 10^{-6}$
Администр. корпус КЦ-4	3	Д	$5,636 \times 10^{-4}$	+	$3,681 \times 10^{-6}$	$1,107 \times 10^{-5}$
Производств. пом. КЦ-4	7	Д	$5,534 \times 10^{-4}$	+	$3,624 \times 10^{-6}$	$2,536 \times 10^{-5}$
Помещение службы энергоснабжения	5	Д	$3,829 \times 10^{-4}$	+	$2,507 \times 10^{-6}$	$1,254 \times 10^{-5}$
Склад масел	1	Д	$3,725 \times 10^{-4}$	+	$2,439 \times 10^{-6}$	$2,439 \times 10^{-6}$
Операторная КЦ-3/ЗБИС	2	К	$8,702 \times 10^{-5}$	+	$5,983 \times 10^{-7}$	$1,197 \times 10^{-6}$
Операторная КЦ-3/ЗБИС	6	Д	$8,702 \times 10^{-5}$	+	$5,698 \times 10^{-7}$	$3,419 \times 10^{-6}$
Мех. мастерские	7	Д	$1,341 \times 10^{-4}$	+	$8,837 \times 10^{-7}$	$6,186 \times 10^{-6}$
АСУ и ТМ	2	Д	$1,856 \times 10^{-4}$	+	$1,215 \times 10^{-6}$	$2,430 \times 10^{-6}$
Район ПУ КЦ-4	1	К	$5,153 \times 10^{-4}$	-	$4,911 \times 10^{-6}$	$4,9110 \times 10^{-6}$

Продолжение таблицы 17

1	2	3	4	5	6	7
Район ПУ КЦ-4	1	Д	$5,153 \times 10^{-4}$	-	$7,029 \times 10^{-6}$	$7,029 \times 10^{-6}$
Район ГПА КЦ-4	1	К	$5,456 \times 10^{-4}$	+	$5,209 \times 10^{-6}$	$5,209 \times 10^{-6}$
Район ГПА КЦ-4	1	К	$4,698 \times 10^{-4}$	+	$4,486 \times 10^{-6}$	$4,486 \times 10^{-6}$
Район АВО КЦ-4	1	Д	$6,683 \times 10^{-4}$	-	$1,823 \times 10^{-5}$	$1,823 \times 10^{-5}$
Район АВО КЦ-4	1	К	$6,683 \times 10^{-4}$	-	$6,381 \times 10^{-6}$	$6,381 \times 10^{-6}$
Район ПУ КЦ-3	1	Д	$9,437 \times 10^{-5}$	-	$1,287 \times 10^{-6}$	$1,287 \times 10^{-6}$
Район ПУ КЦ-3	1	К	$9,437 \times 10^{-5}$	-	$9,011 \times 10^{-7}$	$9,011 \times 10^{-7}$
Район ГПА КЦ-3	1	К	$1,248 \times 10^{-4}$	-	$2,384 \times 10^{-6}$	$2,384 \times 10^{-6}$
Укрытие ГПА № 31	1	Д	$5,332 \times 10^{-5}$	+	$1,455 \times 10^{-6}$	$1,455 \times 10^{-6}$
Укрытие ГПА № 32	1	Д	$7,306 \times 10^{-5}$	+	$1,993 \times 10^{-6}$	$1,993 \times 10^{-6}$
Укрытие ГПА № 33	1	Д	$9,870 \times 10^{-5}$	+	$2,693 \times 10^{-6}$	$2,693 \times 10^{-6}$
Укрытие ГПА № 34	1	Д	$1,318 \times 10^{-4}$	+	$3,595 \times 10^{-6}$	$3,595 \times 10^{-6}$
Укрытие ГПА № 35	1	Д	$1,705 \times 10^{-4}$	+	$4,653 \times 10^{-6}$	$4,653 \times 10^{-6}$
Укрытие ГПА № 36	1	Д	$2,192 \times 10^{-4}$	+	$5,971 \times 10^{-6}$	$5,971 \times 10^{-6}$
Район АВО КЦ-3	1	Д	$3,872 \times 10^{-5}$	-	$1,056 \times 10^{-6}$	$1,056 \times 10^{-6}$
Район АВО КЦ-3	1	К	$3,872 \times 10^{-5}$	-	$3,697 \times 10^{-7}$	$3,697 \times 10^{-7}$
Район ПУ КЦ-ЗБИС	1	Д	$9,217 \times 10^{-6}$	-	$6,287 \times 10^{-8}$	$6,287 \times 10^{-8}$
Район ПУ КЦ-ЗБИС	1	К	$9,217 \times 10^{-6}$	-	$8,801 \times 10^{-8}$	$8,801 \times 10^{-8}$
Район ГПА КЦ-ЗБИС	1	Д	$1,709 \times 10^{-5}$	-	$1,166 \times 10^{-7}$	$1,166 \times 10^{-7}$
Район ГПА КЦ-ЗБИС	1	К	$1,709 \times 10^{-5}$	-	$1,632 \times 10^{-7}$	$1,632 \times 10^{-7}$
$1,009 \times 10^{-4}$						
$1,888 \times 10^{-5}$						
$2,650 \times 10^{-4}$						

В таблице 18 приведены результаты расчета основных показателей риска, обусловленного авариями на различных технологических участках реконструируемого компрессорного цеха. На основании представленных данных можно сделать вывод о том, что, с учетом вероятностей возможной реализации аварий, количества установленного оборудования и режима его работы, потенциально наиболее опасной составляющей компрессорного цеха № 4 является кольцевой трубопровод, включающий выходной коллектор

установки очистки, всасывающий трубопровод и входной коллектор ГПА. С разрывом этого участка связана наиболее опасная авария для рассматриваемого объекта (КЦ-4) – пожар в виде двух независимых факелов (сценарий С2-4). Коллективный риск (математическое ожидание количества погибших за год) производственного персонала, обусловленный этой аварией, составляет $4,341 \times 10^{-5}$ 1/год. С этим же участком связана и вторая по степени потенциальной опасности авария – пожар колонного типа. Коллективный риск персонала, обусловленный этим сценарием достигает величины $4,321 \times 10^{-5}$ 1/год, т. е. лишь немногим уступает наиболее опасному сценарию.

Таблица 18 - Показатели риска персонала КС «Микунь», обусловленного развитием наиболее опасных сценариев аварий на объектах компрессорного цеха № 4

Номер участка	Сценарий	Наибольший индивидуальный риск персонала, 1/год	Коллективный риск персонала КС, 1/год	Вероятность случаев с гибелью людей, 1/год	Наибольшее число погибших, чел.	Вероятность в случаях с наибольшим числом погибших, 1/год
1	2	3	4	5	6	7
2	С1-2	$7,097 \times 10^{-7}$	$1,069 \times 10^{-5}$	$1,458 \times 10^{-5}$	2	$4,899 \times 10^{-9}$
	С2-2	$6,453 \times 10^{-7}$	$7,710 \times 10^{-6}$	$9,370 \times 10^{-6}$	3	$1,984 \times 10^{-8}$
3	С3-3	$6,572 \times 10^{-7}$	$5,846 \times 10^{-6}$	$4,689 \times 10^{-6}$	2	$9,042 \times 10^{-7}$
4	С1-4	$3,727 \times 10^{-6}$	$4,321 \times 10^{-5}$	$5,741 \times 10^{-5}$	2	$4,303 \times 10^{-8}$
	С2-4	$2,814 \times 10^{-6}$	$4,341 \times 10^{-5}$	$4,226 \times 10^{-5}$	4	$2,994 \times 10^{-11}$
5	С3-5	$8,908 \times 10^{-7}$	$7,302 \times 10^{-6}$	$1,110 \times 10^{-5}$	2	$6,697 \times 10^{-9}$
6	С3-6	$1,325 \times 10^{-6}$	$1,097 \times 10^{-5}$	$1,555 \times 10^{-5}$	2	$1,124 \times 10^{-6}$
7	С1-7	$2,372 \times 10^{-6}$	$2,025 \times 10^{-5}$	$3,014 \times 10^{-5}$	1	$3,014 \times 10^{-5}$
	С2-7	$1,268 \times 10^{-6}$	$1,530 \times 10^{-5}$	$1,903 \times 10^{-5}$	2	$5,556 \times 10^{-7}$
8	С1-8	$7,375 \times 10^{-7}$	$8,107 \times 10^{-6}$	$1,073 \times 10^{-5}$	2	$1,264 \times 10^{-8}$
	С2-8	$5,615 \times 10^{-7}$	$9,213 \times 10^{-6}$	$7,450 \times 10^{-6}$	3	$2,496 \times 10^{-8}$
9	С3-9	$2,715 \times 10^{-6}$	$2,225 \times 10^{-5}$	$2,496 \times 10^{-5}$	2	$6,004 \times 10^{-6}$
10	С1-10	$1,332 \times 10^{-6}$	$1,287 \times 10^{-5}$	$1,851 \times 10^{-5}$	1	$1,851 \times 10^{-5}$
	С2-10	$1,501 \times 10^{-6}$	$1,332 \times 10^{-5}$	$2,005 \times 10^{-5}$	2	$5,793 \times 10^{-5}$
12	С3-12	$1,345 \times 10^{-6}$	$1,105 \times 10^{-5}$	$1,571 \times 10^{-5}$	2	$1,274 \times 10^{-6}$
13	С1-13	$1,626 \times 10^{-6}$	$1,523 \times 10^{-5}$	$2,176 \times 10^{-5}$	1	$2,176 \times 10^{-5}$
	С2-13	$7,370 \times 10^{-7}$	$8,230 \times 10^{-6}$	$1,084 \times 10^{-5}$	2	$4,239 \times 10^{-8}$

Распределение потенциального риска на промышленной площадке КЦ № 4 КС «Микунь» от аварий на ее оборудовании и трубопроводах с учетом рядом расположенных опасных объектов, представлено на рисунке 10. Видно, что

уровень этого показателя, обусловленного возможными авариями на участках КЦ-4 и всех ближайших опасных производственных объектов, не превышает $7,0 - 7,5 \times 10^{-4}$ 1/год. К наиболее опасным участкам для пребывания персонала могут быть отнесены площадки расположения оборудования высокой стороны всех компрессорных цехов. Уровень потенциального риска на них колеблется от $5,5 \times 10^{-4}$ до $7,5 \times 10^{-4}$ 1/год. При этом зона с максимальным риском до $7,5 \times 10^{-4}$ 1/год относится к цеху № 4.

При совместной эксплуатации всех перечисленных выше опасных производственных объектов уровень потенциального риска на производственной площадке КС «Микунь» почти повсеместно превышает $1,0 \times 10^{-6}$ 1/год.

Результаты численного расчета суммарных показателей риска персонала КС «Микунь», обусловленного эксплуатацией всех опасных производственных объектов, сведены в таблицу 19.

Видно, что из-за совместного расположения на одной производственной площадке КС трех компрессорных цехов и относительно протяженных газопроводов-шлейфов, расположенных в непосредственной близости от мест размещения персонала, коллективный риск увеличивается примерно в 2,33 раза (от $2,650 \times 10^{-4}$ до $5,648 \times 10^{-4}$ 1/год) по сравнению вариантом работы одного КЦ № 4.

Наибольший индивидуальный риск обслуживающего персонала компрессорного цеха № 4, обусловленный эксплуатацией только этого цеха составляет $2,476 \times 10^{-5}$ 1/год, а при учете аварий на всех, находящихся в районе опасных производственных объектах, - $2,710 \times 10^{-5}$ 1/год, т.е. увеличивается примерно в 1,095 раза или на 9,5 %.

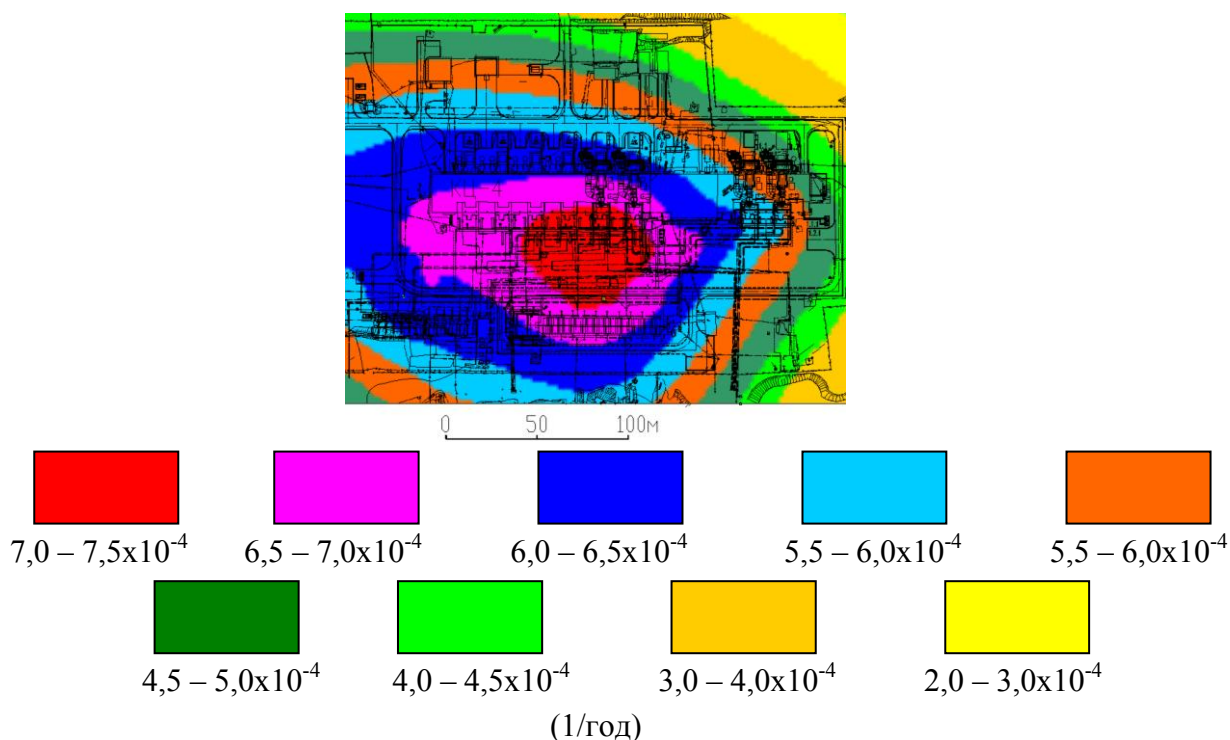


Рисунок 11 - Распределение потенциального риска на промышленной площадке КЦ № 4 КС «Микунь» от аварий на ее оборудовании и трубопроводах с учетом рядом расположенных опасных объектов

Таблица 19 - Показатели риска персонала КС-3 «Вуктыл» от аварий на участках ближайших к реконструируемому цеху опасных производственных объектов

Основное место пребывания	Кол. чел.	Режим работы	Уровень потенц. риска, 1/год	Защита помещений	Средний индивидуальный риск группы, 1/год	Коллективный риск группы, 1/год
1	2	3	4	5	6	7
ПЭБ КЦ-4	2	К	$5,787 \times 10^{-4}$	+	$3,978 \times 10^{-6}$	$7,957 \times 10^{-6}$
Администр. корпус КЦ-4	3	Д	$5,874 \times 10^{-4}$	+	$3,846 \times 10^{-6}$	$1,154 \times 10^{-5}$
Производств. пом. КЦ-4	7	Д	$6,499 \times 10^{-4}$	+	$4,255 \times 10^{-6}$	$2,979 \times 10^{-5}$
Склад масел	1	Д	$4,935 \times 10^{-4}$	+	$3,231 \times 10^{-6}$	$3,231 \times 10^{-6}$
АСУ и ТМ	2	Д	$4,381 \times 10^{-4}$	+	$2,874 \times 10^{-6}$	$5,749 \times 10^{-6}$

Продолжение таблицы 19

1	2	3	4	5	6	7
Помещение службы энергоснабжения	5	Д	$4,249 \times 10^{-4}$	+	$2,782 \times 10^{-6}$	$1,391 \times 10^{-5}$
Операторная КЦ-3/ЗБИС	2	К	$4,113 \times 10^{-4}$	+	$2,828 \times 10^{-6}$	$5,655 \times 10^{-6}$
Операторная КЦ-3/ЗБИС	6	Д	$4,113 \times 10^{-4}$	+	$2,693 \times 10^{-6}$	$1,616 \times 10^{-5}$
Механические мастерские	7	Д	$4,348 \times 10^{-4}$	+	$2,847 \times 10^{-6}$	$1,993 \times 10^{-5}$
Район ПУ КЦ-4	1	К	$6,312 \times 10^{-4}$	-	$6,027 \times 10^{-6}$	$6,027 \times 10^{-6}$
Район ПУ КЦ-4	1	Д	$6,312 \times 10^{-4}$	-	$8,610 \times 10^{-6}$	$8,610 \times 10^{-6}$
Район ГПА КЦ-4	1	К	$6,037 \times 10^{-4}$	+	$5,765 \times 10^{-6}$	$5,765 \times 10^{-6}$
Район ГПА КЦ-4	1	К	$4,874 \times 10^{-4}$	+	$4,653 \times 10^{-6}$	$4,653 \times 10^{-6}$
Район АВО КЦ-4	1	Д	$6,997 \times 10^{-4}$	-	$1,909 \times 10^{-5}$	$1,909 \times 10^{-5}$
Район АВО КЦ-4	1	К	$6,997 \times 10^{-4}$	-	$6,682 \times 10^{-6}$	$6,682 \times 10^{-6}$
Район ПУ КЦ-3	1	Д	$6,172 \times 10^{-4}$	-	$8,411 \times 10^{-6}$	$8,411 \times 10^{-6}$
Район ПУ КЦ-3	1	К	$6,172 \times 10^{-4}$	-	$5,894 \times 10^{-6}$	$5,894 \times 10^{-6}$
Район ГПА КЦ-3	1	К	$5,497 \times 10^{-4}$	-	$1,041 \times 10^{-5}$	$1,041 \times 10^{-5}$
Укрытие ГПА № 31	1	Д	$5,240 \times 10^{-4}$	+	$1,421 \times 10^{-5}$	$1,421 \times 10^{-5}$
Укрытие ГПА № 32	1	Д	$5,383 \times 10^{-4}$	+	$1,468 \times 10^{-5}$	$1,468 \times 10^{-5}$
Укрытие ГПА № 33	1	Д	$5,467 \times 10^{-4}$	+	$1,492 \times 10^{-5}$	$1,492 \times 10^{-5}$
Укрытие ГПА № 34	1	Д	$5,494 \times 10^{-4}$	+	$1,499 \times 10^{-5}$	$1,499 \times 10^{-5}$
Укрытие ГПА № 35	1	Д	$5,492 \times 10^{-4}$	+	$1,498 \times 10^{-5}$	$1,498 \times 10^{-5}$
Укрытие ГПА № 36	1	Д	$5,600 \times 10^{-4}$	+	$1,528 \times 10^{-5}$	$1,528 \times 10^{-5}$
Район АВО КЦ-3	1	Д	$6,087 \times 10^{-4}$	-	$1,661 \times 10^{-5}$	$1,661 \times 10^{-5}$
Район АВО КЦ-3	1	К	$6,087 \times 10^{-4}$	-	$5,812 \times 10^{-6}$	$5,812 \times 10^{-6}$
Район ПУ КЦ-ЗБИС	1	Д	$5,115 \times 10^{-4}$	-	$3,489 \times 10^{-6}$	$3,489 \times 10^{-6}$
Район ПУ КЦ-ЗБИС	1	К	$5,115 \times 10^{-4}$	-	$4,884 \times 10^{-6}$	$4,884 \times 10^{-6}$
Район ГПА КЦ-ЗБИС	1	Д	$5,237 \times 10^{-4}$	-	$3,572 \times 10^{-6}$	$3,572 \times 10^{-6}$
Район ГПА КЦ-ЗБИС	1	К	$5,237 \times 10^{-4}$	-	$5,001 \times 10^{-6}$	$5,001 \times 10^{-6}$
			$2,065 \times 10^{-4}$			
			$4,024 \times 10^{-5}$			
			$5,648 \times 10^{-4}$			

Результаты расчета социального риска, характеризующего тяжесть последствий (катастрофичность) аварийных ситуаций, приведены на рисунках 12 и 13. При этом по оси OZ отложены суммы частот реализации аварий, при которых может погибнуть не менее указанного по оси абсцисс количества человек. На диаграмме рисунка 12 представлен ряд показателей, отражающий влияние совокупности аварий только на участках реконструируемого компрессорного цеха, а на рисунке 13 - с учетом объектов рассматриваемого цеха и потенциально опасных объектов, расположенных в непосредственной близости (КЦ-3 и КЦ-ЗБИС).

Видно, что при эксплуатации как одного реконструируемого компрессорного цеха № 4, так и всех опасных производственных объектов, находящихся в зоне взаимной досягаемости поражающих факторов аварий, наибольшее число погибших от техногенных катастроф составляет 4 человека. Как было показано ранее, такой ущерб при авариях на объектах КЦ-4 может быть нанесен в случае реализации сценария: С2-4 с разрушением кольцевого трубопровода, включающего выходной коллектор ПУ, всасывающий трубопровод и входной коллектор ГПА с немедленным воспламенением выброса и развитием пожара в виде двух независимых факелов. Вероятность всех аварий на объектах реконструируемого цеха с гибелью такого количества людей оценивается величиной $2,994 \times 10^{-11}$ 1/год. В то же время частота реализации событий с таким ущербом при учете всех опасных производственных объектов достигает $1,689 \times 10^{-9}$ 1/год, т.е. увеличивается более чем в 50 раз.

Представленные материалы позволяют заключить, что суммарная частота аварий с гибелью людей для компрессорного цеха № 4 составляет $3,342 \times 10^{-4}$ 1/год, а с учетом ближайших опасных производственных объектов - $5,752 \times 10^{-4}$ 1/год. Таким образом, на реконструируемый компрессорный цех приходится 58,1 % аварий с гибелью персонала.

Наиболее частым событием среди аварий с тяжелыми последствиями будет гибель одного человека. С учетом всех опасных производственных

объектов, находящихся в рассматриваемом районе в зоне взаимной досягаемости аварий, вероятность такого события оценивается величиной $5,266 \times 10^{-4}$ 1/год, при этом $3,119 \times 10^{-4}$ (или 59,2 %) случаев в год приходится на аварии КЦ-4.

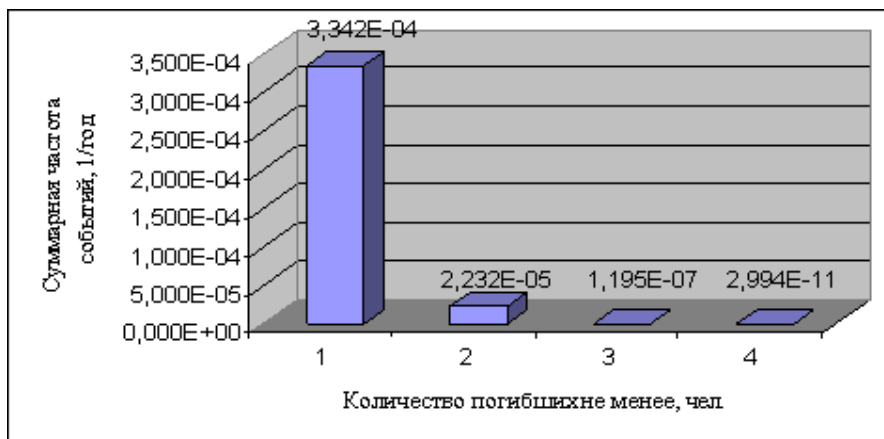


Рисунок 12 - Социальный риск (F/N диаграмма) при авариях только на участках КЦ-4

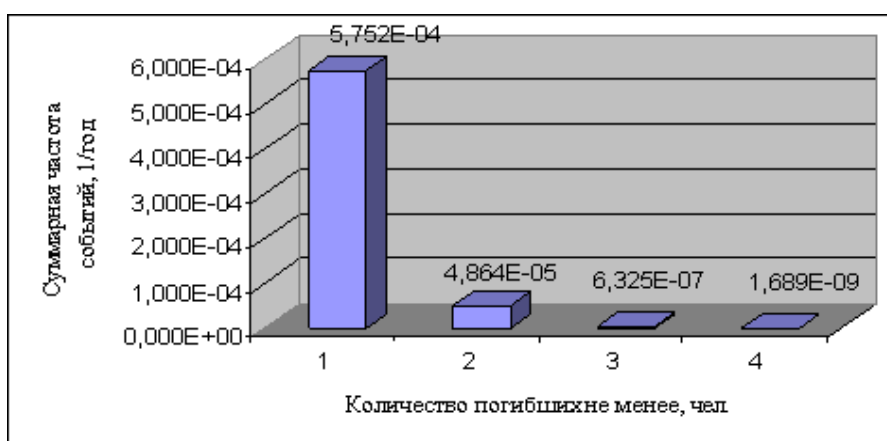


Рисунок 13 - Социальный риск (F/N диаграмма) при авариях на КЦ-4 и ближайших опасных производственных объектах

Таким образом, по результатам рассмотрения аварий, зон возможного негативного воздействия и рисков можно сделать следующие выводы:

- основным источником опасности на рассматриваемом компрессорном цехе после реконструкции являются аварии с возгоранием газа;
- технологические газопроводы высокой стороны компрессорного цеха разделены кранами на участки относительно небольшой протяженности. Этим обеспечивается минимизация объемов возможных аварийных выбросов газа и

периодов интенсивного опорожнения внутренних объемов, которые, главным образом, определяются длиной разрушенных участков и временем срабатывания разобшителной арматуры. По этой причине вероятность сценариев каскадного развития аварий на объекте практически сведена к минимуму;

– суммарный коллективный риск гибели персонала, размещающегося на промышленной площадке КС «Микунь» в зоне досягаемости поражающих факторов аварий на КЦ-4, от аварий на всех сосредоточенных в рассматриваемом районе опасных производственных объектах не превышает $5,648 \times 10^{-4}$ 1/год. При этом наибольший индивидуальный риск технического персонала для цеха № 4 составляет $2,710 \times 10^{-5}$ 1/год;

– коллективный риск гибели персонала, размещающегося на промышленной площадке компрессорной станции, от аварий только на объектах КЦ-4 находится на уровне $2,650 \times 10^{-4}$ 1/год. При этом наибольший индивидуальный риск технического персонала 4 цеха составляет $2,476 \times 10^{-5}$ 1/год;

– результаты расчета полей суммарного потенциального риска на промышленной площадке КЦ-4 от аварий на различных технологических системах КС и рядом расположенных газопроводах показали, что его величина существенно не увеличилась по сравнению с риском от аварий на участках только этого цеха после проведения реконструкции. В результате влияния расположенных в непосредственной близости от рассматриваемого компрессорного цеха газопроводов, а также действующих КЦ-3 и КЦ-3БИС наибольший потенциальный риск на площадке цеха возрос примерно на 7,1 %. Такой незначительный прирост обуславливается, главным образом, взаимной удаленностью этих опасных производственных объектов;

– наибольшее количество пострадавших из состава производственного персонала при авариях на КЦ-4 и расположенных рядом потенциально опасных объектах может достичь 4-х человек. Социальный риск гибели одного и более

человек с учетом аварий на всех опасных производственных объектах не превышает $5,752 \times 10^{-4}$ в год, а на объектах только КЦ-4 - $3,342 \times 10^{-4}$ в год;

– при разрыве трубопроводов или емкостного оборудования без воспламенения время существования зон пожароопасных концентраций смеси газа с воздухом и их размеры невелики, поэтому вероятности получения ущерба от воздействия вторичных поражающих факторов (ударной волны или термической радиации от горения облака) незначительны. Основным поражающим фактором таких аварий будет первичная ударная волна, существенное воздействие которой ограничивается радиусами всего несколько десятков метров;

– риск эксплуатации проектируемого промышленного объекта с учетом всех возможных видов негативного воздействия для персонала и населения не выходит за пределы, рассматриваемые в мировой и отечественной практике как допустимые.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В работе, все поставленные задачи выполнены - проведенный анализ нормативных документов по внедрению риск-ориентированного подхода по промышленной безопасности на опасных производственных объектах, показал, что выбранная тема актуальна.

В работе приведены: краткая характеристика, оценка опасностей, риска аварий на объекте КЦ №4 КС-12 «Микунь». Выявлено, что к опасным участкам КЦ относятся: места установки электрооборудования; турбины, компрессоры, вентиляторы, насосы и т.д.; места установки автоматических и дистанционно управляемых кранов и клапанов. Приведены аварийные и нештатные ситуации на КС, способы их обнаружения и причины возникновения. По результатам рассмотрения аварий, зон возможного негативного воздействия и рисков можно сделать следующие выводы, что основным источником опасности на рассматриваемом компрессорном цехе после реконструкции являются аварии с возгоранием газа.

На основе вышеприведенного анализа был проанализирован ряд патентов и спроектированы мероприятия по снижению рисков на опасных производственных объектах КС Микунь. Предложено к использованию устройство для контроля целостности и сечения трубопровода, а также система управления эксплуатационными рисками магистрального трубопровода.

Опытно-экспериментальная апробация мероприятий по повышению уровня промышленной безопасности путем внедрения риск-ориентированного подхода на объекте КС Микунь показала, что реализация предложенных в работе мероприятий, на основе указанного подхода значительно снизит риск аварий и несчастных случаев на КС Микунь.

Таким образом, цель работы - повышение уровня промышленной безопасности на объекте КС Микунь (на базе Санкт-Петербургского филиала ООО «Газпром проектирование») достигнута.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Федеральный закон от 21 июля 1997 г. № 116-ФЗ "О промышленной безопасности опасных производственных объектов" [Электронный ресурс].– URL: <https://base.garant.ru/11900785/> (дата обращения 11.03.2019)
2. Постановление Правительства РФ от 17 августа 2016 г. № 806 «О применении риск-ориентированного подхода при организации отдельных видов государственного контроля (надзора) и внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации» [Электронный ресурс]. – URL: <http://ivo.garant.ru/#/document/71473944/paragraph/1:2> (дата обращения 11.03.2019)
3. Приказ Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 11 апреля 2016 года № 144 «Об утверждении Руководства по безопасности «Методические основы по проведению анализа опасностей и оценки риска аварий на опасных производственных объектах» [Электронный ресурс]. – URL: <https://tk-expert.ru/uploads/files/ntd-20160424-161456.pdf> (дата обращения 01.03.2019)
4. Приказ Ростехнадзора от 26.12.2018 № 647 «Об утверждении Руководства по безопасности «Методика оценки риска аварий на опасных производственных объектах магистрального трубопроводного транспорта газа» [Электронный ресурс]. – URL: https://ohranatruda.ru/upload/iblock/444/Prikaz-Rostekhnadzora-ot-26_12_2018-N-647.pdf (дата обращения 01.03.2019)
5. Приказ Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 12 марта 2013 г. № 101 «Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» [Электронный ресурс]. – URL: http://www.ptb72.ru/upload/Prikaz_RTN_ot_12.03.13__101.pdf (дата обращения 01.03.2019)

6. ГОСТ 27.002-2015 Надежность в технике (ССНТ). Термины и определения [Электронный ресурс]. – URL: <http://docs.cntd.ru/document/1200136419> (дата обращения 11.03.2019)
7. СТО Газпром 2-2.3-220-2008 «Методика мониторинга напряженно-деформированного состояния трубопроводных систем \высокой стороны\ КС» [Электронный ресурс]. – URL: <https://docplan.ru/Data1/59/59639/index.htm> (дата обращения 11.03.2019)
8. "Трудовой кодекс Российской Федерации" от 30.12.2001 № 197-ФЗ (ред. от 05.02.2018) [Электронный ресурс]. – URL: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_34683/78f36e7afa535cf23e1e865a0f38cd3d230eecf (дата обращения 01.03.2019)
9. СТО Газпром 2-3.5-252-2008 Методика продления срока безопасной эксплуатации магистральных газопроводов ПАО «Газпром» [Электронный ресурс]. – URL: <https://docplan.ru/Index1/59/59474.htm> (дата обращения 01.03.2019)
10. Приказ Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 6 ноября 2013 года № 520 «Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности для опасных производственных объектов магистральных трубопроводов» [Электронный ресурс]. – URL: <http://www.garant.ru/products/ipo/prime/doc/56657143> (дата обращения 01.03.2019)
11. Методические рекомендации по расчетам конструктивной надежности магистральных газопроводов» (РД 51-4.2-003-97) [Электронный ресурс]. – URL: <http://docs.cntd.ru/document/471808700> (дата обращения 02.03.2019)
12. Методические указания по оценке работоспособности участков магистральных газопроводов с коррозионными дефектами» (СТО Газпром 2-2.3-112-2007) [Электронный ресурс]. – URL: <http://1000gost.ru/index1/58/prime/doc/58899.htm> (дата обращения 02.03.2019)

13. Горина Л.Н Производственная практика «научно-исследовательская работа» по направлению подготовки магистров «Техносферная безопасность», Учеб.-методическое пособие. – Тольятти: Изд-во ТГУ, 2016. – 33 с.

14. Приказ Минздравсоцразвития России от 25.04.2011 № 340н (ред. от 20.02.2014) «Об утверждении Типовых норм бесплатной выдачи специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты работникам организаций электроэнергетической промышленности, занятым на работах с вредными и опасными условиями труда, а также на работах, выполняемых в особых температурных условиях или связанных с загрязнением» [Электронный ресурс]. – URL: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_158974 (дата обращения 01.03.2019)

15. Пат. 2016114727 Российская Федерация F17D 5/00 (2006.01) МПК G06Q 10/00 Способ управления эксплуатационными рисками трубопровода и система для него / Шаклеин Сергей Степанович (RU), Абрамов Михаил Викторович (RU); заявитель и патентообладатель: Шаклеин Сергей Степанович (RU), Абрамов Михаил Викторович (RU); Оpubл. 06.09.2017 Бюл. № 25- (II ч.). – 17 с. : ил.

16. Пат. : 2007149432/22 Российская Федерация МПК F17D 5/00 (2006.01) Устройство контроля целостности и сечения трубопровода [Текст] Ибрагимов Наиль Габдулбариевич (RU), Заббаров Руслан Габделракибович (RU), Гилязов Рафис Анварович (RU), Грицишин Сергей Николаевич (RU), Ахметшин Ирек Ядитович (RU) / Шаклеин Сергей Степанович (RU), Абрамов Михаил Викторович (RU); заявитель и патентообладатель: Открытое акционерное общество "Татнефть" им. В.Д. Шашина (RU); Оpubл. 10.06.2008 Бюл. № 16- (II ч.). – 9 с. : ил.

17. Пат. : 2013138125/06 Российская Федерация МПК F17D 5/00 (2006.01) Способ ранжирования технических устройств технологических установок химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих

комплексов на основе их экспертно-бальной оценки [Текст] Сергиев Борис Петрович (RU), Туманян Борис Петрович (RU), Мусатов Виктор Владимирович (RU), Лукьяненко Наталия Андреевна (RU), Соловкин Владимир Григорьевич (RU), Лукьянов Евгений Павлович (RU) заявитель и патентообладатель: Закрытое акционерное общество "ГИАП-ДИСТцентр" (ЗАО "ГИАП-ДИСТцентр") (RU); Оpubл. 20.04.2016 Бюл. № 11 (II ч.). – 28 с. : ил.

18. ГОСТ Р ИСО 14001-2016 Системы экологического менеджмента. Требования и руководство по применению [Электронный ресурс]. – URL: <http://docs.cntd.ru/document/1200134681> (дата обращения 02.03.2019)

19. Приказ федеральная служба по экологическому, технологическому и атомному надзору от 26 декабря 2012 года № 781 «Об утверждении Рекомендаций по разработке планов локализации и ликвидации аварий на взрывопожароопасных и химически опасных производственных объектах» [Электронный ресурс]. – URL: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_147686 (дата обращения 02.03.2019)

20. Официальный сайт ООО «Газпром проектирование» [Электронный ресурс]. – URL: <http://proektirovanie.gazprom.ru/about> (дата обращения 01.03.2019)

21. "ГОСТ Р 58094-2018. Национальный стандарт Российской Федерации. Системы газораспределительные. Сети газораспределения. Определение продолжительности эксплуатации стальных наружных газопроводов при проектировании" [Электронный ресурс]. – URL: <http://docs.cntd.ru/document/1200158859> (дата обращения 02.03.2019)

22. Постановление Правительства РФ от 20.11.1999 N 1275 (ред. от 02.11.2000) "О составе межведомственной комиссии по рассмотрению вопросов, связанных с доступом независимых организаций к газотранспортной системе открытого акционерного общества "Газпром" [Электронный ресурс]. –

URL: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_24974/ (дата обращения 02.03.2019)

23. "Инструкция по оценке дефектов труб и соединительных деталей при ремонте и диагностировании магистральных газопроводов (с изменением № 1)" [Электронный ресурс]. – URL: <http://ecat.simbexpert.ru/Index2/1/4293824/4293824031.htm> (дата обращения 02.03.2019)

24. Федеральный закон от 21.07.2011 № 256-ФЗ (ред. от 06.07.2016) "О безопасности объектов топливно-энергетического комплекса" [Электронный ресурс]. – URL: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_117196 (дата обращения 02.03.2019)

25. Постановление Правительства РФ от 08.09.2017 № 1083 "Об утверждении Правил охраны магистральных газопроводов и о внесении изменений в Положение о представлении в федеральный орган исполнительной власти (его территориальные органы), уполномоченный Правительством Российской Федерации на осуществление государственного кадастрового учета, государственной регистрации прав, ведение Единого государственного реестра недвижимости и предоставление сведений, содержащихся в Едином государственном реестре недвижимости, федеральными органами исполнительной власти, органами государственной власти субъектов Российской Федерации и органами местного самоуправления дополнительных сведений, воспроизводимых на публичных кадастровых картах" [Электронный ресурс]. – URL: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_277541/ (дата обращения 02.03.2019)

26. Правила безопасности при эксплуатации магистральных газопроводов" (утв. Мингазпромом СССР 16.03.1984) (вместе с "Инструкцией по производству строительных работ в охранных зонах магистральных трубопроводов министерства газовой промышленности. ВСН 51-1-80") [Электронный ресурс]. – URL: <http://docs.cntd.ru/document/1200003166> (дата обращения 02.03.2019)

27. Stephen Edmondson. Steel Pipeline Failure Probability Evaluation Based on In-line Inspection Results/ Stephen Edmondson// Pipeline Technology Journal. — Issue 3 / 2018. —p.16-21
28. Jane Dawson. Assessing Repeat ILI Data Using Signal-to-Signal Comparison Techniques/ Jane Dawson; Geoffrey Hurd // Pipeline Technology Journal. — Issue 3 / 2018. —p.22-27
29. Otto Huisman. Data-driven Approaches to Pipeline Cleaning/ Otto Huisman // Pipeline Technology Journal. — Issue 3 / 2018. —p.37-40
30. Cristina Gómez. Small unmanned airborne systems to support oil and gas pipeline monitoring and mapping/ Cristina Gómez // Arabian Journal of Geosciences. — Issue 5 / May, 2017 —p.10-22
31. Stolyarova I. PIPELINE SAFETY/ Stolyarova I., Timashkova G. //- Oil & Gas Pipelines. - Issue 4 / 2016 —p.16-32
32. Сачков К.В. Обеспечение безопасности эксплуатации нефтегазового оборудования и трубопроводов на основе показателей риска: дис. канд. техн. наук. - Уфа, 2011, 135С.
33. Деев, В.Г. Обеспечение безопасности эксплуатации нефтегазодобывающего оборудования на основе использования информационно-измерительных систем: дис. ... канд. техн. наук : 05.26.01 : защищена 17.01.01: утв. 15.09.02 / Деев Владимир Геннадьевич. – Уфа, 2001. – 177 с.
34. Клейменов, А.В. Обеспечение промышленной безопасности сероводородсодержащих объектов нефтегазовых месторождений на основе методов и управления техногенными рисками: дис. ... канд. техн. наук : 05.26.01 : защищена 25.06.09: утв. 15.02.10 / Клейменов Андрей Витальевич. – Уфа, 2009. –280 с.
35. Батурин, С.Р. Совершенствование методов обеспечения безопасности производственных объектов нефтедобывающих предприятий: дис. ... канд. техн. наук : 05.26.01 : защищена 25.06.11: утв. 15.05.12 / Батурин Сергей Ринатович - Уфа, 2011, 144 с.

36. РД 12-411-01 Инструкция по диагностированию технического состояния подземных стальных газопроводов [Электронный ресурс]. – Режим доступа - URL: [http:// docs.cntd.ru/document/1200025080/](http://docs.cntd.ru/document/1200025080/) (дата обращения 11.03.2019)

37. МДС 42-1.2000 Методические рекомендации о диагностировании технического состояния внутренних газопроводов. Общие требования. Методы диагностирования [Электронный ресурс]. – URL: <http://docs.cntd.ru/document/1200005352/> (дата обращения 11.03.2019)

38. СТО Газпром 2-2.3-328-2009. Оценка технического состояния и срока безопасной эксплуатации технологических трубопроводов компрессорных станций [Электронный ресурс]. –URL: http://gostrf.com/norma_data/58/58891/index.htm/ (дата обращения 11.03.2019)

39. Кононыхина А.А. Оптимизация оценки сроков безопасной эксплуатации технологических трубопроводов, как фактор снижения риска аварий на объектах нефтегазовой отрасли // сборник материалов Международной научно-практической конференции «Материалы и методы инновационных исследований и разработок», Том 2 - Челябинск: Издательство ООО "ОМЕГА САЙНС", 2019. - С. 45 - 48

40. Кононыхина А.А. Анализ рисков и опасностей при обслуживании компрессорных станций на объектах нефтегазовой отрасли // сборник материалов XII Международной научно-практической конференции «Интеграционные процессы в науке в современных условиях» - Оренбург: Издательство НИЦ «Аэтерна», 2019. - С. 56 - 60.