

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

Институт инженерной и экологической безопасности

(наименование института полностью)

Департамент бакалавриата

(наименование)

20.04.01. Техносферная безопасность

(код и наименование направления подготовки)

Управление промышленной безопасностью охраной труда и окружающей
среды в нефтегазовом и химическом комплексе

(направленность (профиль))

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА (МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ)

на тему Совершенствование организации строительно-монтажных работ в нефтегазовом комплексе на основе безопасной технологической подготовки производства (на примере ООО «Монолитстрой-Плюс» г.о. Ульяновск)

Студент

М. В. Лежанкин

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Научный
руководитель

к.т.н., доцент, В. А. Филимонов

(ученая степень, звание, И.О. Фамилия)

Тольятти 2020

Содержание

Введение	3
1 Экологические вопросы проектирования нефтегазового комплекса.....	12
1.1 Общий обзор и нормативно-техническая база проектирования и эксплуатации магистральных трубопроводов.....	12
1.2 Проектные определения обеспечения безопасности труда на проектируемом оборудовании	24
1.3 Предлагаемый перспективный метод диагностики магистрального трубопровода	28
2 Строительно-монтажные работы (ОПО)	32
2.1 Понятие, классификация и контроль безопасности ОПО.....	32
2.2 Структура и подготовка строительно-монтажных работ в ООО «Монолитстрой- Плюс».....	40
2.3 Диагностика магистральных трубопроводов для выявления дефектов металла	50
3 Совершенствование эксплуатации ОПО.....	65
3.1 Мероприятия по поддержанию работоспособного технического состояния линейного участка магистрального газопровода и контроль за ремонтными и отремонтированными конструкциями	65
3.2 Контроль качества и приемка в эксплуатацию отремонтированного участка трубопровода	70
3.3 Безопасность и экологичность проекта	72
Заключение	79
Список используемых источников.....	82
Приложение А График минимального расстояния отлета груза	87

Введение

Актуальность и научная значимость настоящего исследования.

Национальная безопасность государства в значительной степени определяется состоянием промышленной безопасности опасных производственных объектов (ОПО). Одним из основных факторов, оказывающих негативное воздействие на состояние промышленной безопасности в Российской Федерации (РФ), в частности обеспечение безопасного функционирования систем магистрального трубопроводного транспорта, является своевременное диагностирование и устранение критических дефектов.

В настоящее время в РФ эксплуатируется более 150000 километров магистральных трубопроводов, на практике значительная часть магистральных трубопроводов отслужила более 30 лет, при этом полностью деградировало защитное изоляционное покрытие трубопроводов, развиваются процессы старения трубных сталей, изменяется структура материала. Количество коррозионных и усталостных повреждений на трубах многократно возрастает. Избежать лавинообразного нарастания количества дефектов и разрушение труб позволяет проведение внутритрубного дефектоскопического контроля с целью определения технического состояния трубопроводов.

Основными видами дефектов, возникающих в процессе эксплуатации газонефтепроводов, являются: коррозия металла, эрозионный износ стенок, трещины в сварных швах и основном металле, нарушение защитных свойств изоляционных покрытий, изменение пространственного положения элементов трубопровода. Работоспособность оборудования и восстановление его основных характеристик достигаются путем использования системы технического обслуживания и ремонта - комплекса взаимосвязанных положений и норм, определяющих организацию и порядок проведения работ по техническому обслуживанию и ремонту оборудования для заданных

условий эксплуатации с целью обеспечения качества, предусмотренных в нормативных документах.

Для проведения экспресс-диагностики технического состояния магистральных трубопроводов при обследовании методами неразрушающего контроля в комплексе с электрометрическими методами применяются методы дистанционного контроля. Эти методы позволяют получить информацию о трубопроводе для проведения внутритрубной диагностики (ВТД) эксплуатационных параметров.

Ремонт производится после устранения выявленных в результате диагностики опасных дефектов. Потенциально опасные дефекты устраняются в процессе капитального ремонта. Способ капитального ремонта выбирается в зависимости от характера и технологии проведения работ. В данной работе рассматривается замена участка магистрального газопровода.

Проведением ВТД магистральных трубопроводов занимается ряд организаций, в том числе ООО «Монолитстрой-Плюс». Однако способы, используемые в настоящее время для анализа результатов измерений, являются эмпирическими. Поэтому разработка физически обоснованных и достоверных методов ВТД эксплуатационных параметров магистральных трубопроводов является актуальной научно-технической задачей.

Объект исследования: магистральный газопровод.

Предмет исследования: линейная часть магистрального трубопровода.

Цель исследования: внедрение методов неразрушающего контроля магистральных трубопроводов (на примере ООО «Монолитстрой-Плюс» г. Ульяновск) для определения конкретного участка, который может представлять опасность. Это поможет разрабатывать планы по ремонтным работам локально, что, в свою очередь, повлияет на безопасную подготовку производства и будет способствовать удешевлению проекта.

Гипотеза исследования состоит в том, что проведение капитального ремонта в виде строительно-монтажных работ участка магистрального

газопровода на основе анализа ВТД эксплуатационных параметров позволит повысить эффективность и безопасность технологической подготовки производства, **если:**

- ВТД трубопровода выполнять комплексами внутритрубных инспекционных приборов (ВИП);
- проведение капитального ремонта в виде строительно-монтажных работ участка магистрального газопровода выполнять на основе анализа ВТД.

Для достижения поставленной цели необходимо решить следующие задачи:

- проанализировать литературные источники по определению технического состояния магистральных трубопроводов;
- рассчитать количество дефектов для участка магистрального газопровода;
- определить техническое состояние магистрального газопровода на основе анализа эксплуатационных параметров.

Теоретико-методологическую основу исследования составили: нормативно-правовые документы РФ, результаты теоретических исследований отечественных и зарубежных авторов, анализ большого числа публикаций в области системных исследований в конкретной отрасли, материалы, опубликованные в периодической печати.

Базовыми для настоящего исследования явились также: работы Гареева А.Г., Иванова И.А., Абдуллина И.Г., Мазура И.И., Иванцова О.М., Лапынина Ю.Г., Люкшина И.В., Савеня С.Н., Потапова И.А. и Транина А.А., а также следующие патенты: РФ 2572601, РФ 2333506, РФ 2445594, РФ 2539603.

Методы исследования: поставленные задачи решались с применением методов математического анализа, численного моделирования, расчетных методов, методов планирования и проведения эксперимента, методов сбора и обработки экспериментальных данных.

Опытно-экспериментальная база исследования участок магистрального газопровода, в рамках договора по предоставлению услуг ООО «Монолитстрой-Плюс», г. Ульяновск.

Научная новизна исследования заключается в:

- впервые разработан и обоснован метод диагностики магистрального трубопровода как влияющий на безопасную подготовку производства.
- предложены методики контроля состояния ремонтных конструкций и отремонтированных участков трубопровода и неразрушающего контроля, которые должны применяться повсеместно для чёткого определения места и времени производства ремонтных работ.

Теоретическая значимость исследования заключается в:

- рассмотрены экологические вопросы проектирования нефтегазового комплекса;
- предложена новая методология совершенствования организации строительно-монтажных работ в нефтегазовом комплексе на основе безопасной технологической подготовки производства;
- предложены мероприятия по поддержанию работоспособного технического состояния линейного участка магистрального газопровода.

Практическая значимость исследования заключается в разработке методов диагностики магистрального трубопровода. Совокупность полученных результатов обеспечивает высокие темпы и качество выполнения ремонтных работ, что дает возможность успешно вводить в эксплуатацию отремонтированные участки магистральных газопроводов. Методы диагностики могут быть заложены для решения задач в проектировании линейного участка магистрального газопровода.

Разработанная методика контроля состояния ремонтных конструкций и отремонтированных участков трубопровода была внедрена производственным предприятием ООО "Монолитстрой-Плюс", что

позволило осуществить эффективное распределение материально-технических ресурсов, следовательно, затрат на капитальный ремонт линейной части магистрального газопровода.

Достоверность и обоснованность результатов исследования обеспечивались:

- проведённым анализом литературных источников;
- существующими разработками и решениями в области промышленной безопасности;
- обоснованием постановки задач работы;
- результатами применения методики;
- данными экспериментальных исследований, полученных с использованием поверенных средств измерения и на аттестованном оборудовании по общепринятым методикам, утвержденным в соответствующем порядке.

Личное участие автора в организации и проведении исследования состоит в том, что основные научные и практические результаты диссертации получены автором лично. В частности, автором проведены теоретические исследования, а обработка и анализ экспериментальных данных выполнены автором лично или же при его непосредственном участии.

Апробация и внедрение результатов работы велись в течение всего исследования. Его результаты докладывались на следующих конференциях:

- научных конференциях всероссийского и международного уровня.

На защиту выносятся:

- метод диагностики магистральных трубопроводов как способ безошибочного определения места и времени производства работ;
- на безопасную подготовку производства работ на линейном участке магистрального трубопровода очень важную роль играет правильное и своевременное определение аварийного участка;

– методики контроля состояния ремонтных конструкций и отремонтированных участков трубопровода и неразрушающего контроля участков трубопровода, отремонтированных контролируемой шлифовкой.

Структура магистерской диссертации. Работа состоит из введения, трех глав, заключения, содержит 5 рисунков, 6 таблиц, список использованной литературы (40 источников), 1 приложение. Основной текст работы изложен на 87 страницах.

Термины и определения

В настоящей ВКР применяются следующие термины и определения:

Выборочный ремонт трубопровода – местное восстановление линейного отрезка газопроводной сети для восстановления повреждений на небольшой части газопровода.

Глубина дефекта – наибольший уровень повреждения в стороне, которая имеет направление, перпендикулярное уровню трубы.

Дефект, подлежащий ремонту – повреждения на трубах и сварочных швах, а также частях конструкций и фитингах, которые монтированы на центральных и технологических трубопроводах, которые не соответствуют установленным стандартам и должны быть ликвидированы.

Длина дефекта – наибольшее протяжение повреждения по оси трубы.

Дополнительный дефектоскопический контроль прочности – контроль, осуществляемый не нарушающими способами для выяснения вида и величины повреждения, определенного ВИП, и обнаружения иных потенциальных повреждений.

Заварка – устранение повреждений путем наплавки в месте утери металла и сварочного шва для реставрации толщины стенок трубы.

Заключение экспертизы ПБ – свидетельство, включающее в себя рациональные заключения соответствия объекта экспертизы требованиям ПБ.

Замена участка – замена дефектного участка трубопровода длиной больше, чем заводская длина, трубами, которые соответствуют СНиП 2 05.06-85.

Идентификация ОПО – принадлежность предмета в системе производства к классу ОПО и обозначение его типа в соответствии с требованиями закона.

Лист идентификации ОПО – приложение установленной формы, которое прикладывается к результатам экспертизы безопасности в промышленности (ПБ) по идентификации ОПО.

Капитальный ремонт трубопровода – устранение повреждений по согласованному плану, который включает в себя замену труб или реставрацию стенок, монтажных и заводских сварочных швов труб со сменой изоляционной обшивки трубопровода.

Опасный производственный объект – в широком смысле этого выражения производственный объект, при эксплуатации которого могут возникнуть аварии или инциденты.

Опасность – условие или процесс, изначально не являющийся безопасным, в результате которого может произойти нежелательная или непредвиденная ситуация, если не будет исправлен или устранён опасный элемент.

Ширина дефекта (окружность трубы) – это наибольшая геометрическая величина повреждения поверхности трубы, которая перпендикулярна ее оси.

Шлифовка – способ реставрации, с удалением металлического слоя в зоне повреждения посредством шлифовки для ликвидации скопления напряжений.

Перечень сокращений и обозначений

В настоящей ВКР применяются следующие сокращения и обозначения:

АРМ – автоматизированное рабочее место

ВИП – комплексами внутритрубных инспекционных приборов

ВТД – внутритрубной диагностики

ГРС – газораспределительные станции

ДДК – дополнительный дефектоскопический контроль

ДКС – дожимные компрессорные станции

ДПР – дефект, подлежащий ремонту

КРН – коррозионное растрескивание под напряжением

КС – компрессорные станции

НИР – научно-исследовательская работа

НГТС – нефтегазотрубопроводные системы

ОПО – опасные производственные объекты

ОТР – основные технические решения

ПКМ – полимерные композиционные материалы

ПОС – проект организации строительства

ППР – план производства работ

РФ – Российская Федерация

СИЗОД – средства индивидуальной защиты органов дыхания

СНиП – строительные нормы и правила

СП – своды правил

СПХГ – станции подземного хранения газа

ТХ – технологические решения

УЗРГ – узел редуцирования газа

1 Экологические вопросы проектирования нефтегазового комплекса

1.1 Общий обзор и нормативно-техническая база проектирования и эксплуатации магистральных трубопроводов

Для обеспечения потребителей нефтегазовыми продуктами используются всевозможные виды транспорта.

Однако трубопроводный транспорт становится самым востребованным в силу своей экономичности, бесперебойности и постоянства, малой себестоимости, возможности тянуть трубопровод коротким путем, возможности контролировать и управлять процессом на расстоянии.

Система магистральных газопроводов образуется из линейного отрезка, насосных станций, расположенных между пунктами, нефтегазоперерабатывающих производств, резервуаров для распределения нефтегазопродукции и определяется следующими параметрами: длиной, калибром, пропускной возможностью и количеством станций перекачивания.

Линейный отрезок центральной газопроводной сети гарантирует исправную работу всех систем транспортирования газа и нефти. Включает в себя: сеть труб, ответвления, кольца, клапаны, компенсаторы, переходы. А также: специальные устройства, объекты линейных станций техосмотров, объединенных технологически.

Исправность линейного отрезка трубопроводного пути зависит от умелого управления исполнением назначений определенных функций за определенное время при данных обстоятельствах эксплуатации [1, 2].

Исправность трубопроводного пути зависит от допустимости передачи высококачественных нефтегазопродуктов клиентам в затребованном количестве с соблюдением необходимых технологических стандартов в течение всего анализируемого периода. Из этого складываются безопасность, износостойкость и простота управления.

Исправность составляет совокупность параметров, которые соответствуют всем требованиям нормативно-технической и конструкторской (проектной) документации. Понятия безопасности, износостойкости, возможности восстановления – составные части линейного магистрального пути газопроводной системы, способствующие поддержанию эксплуатационного состояния, техосмотра, восстановительных работ, сохранению и перекачиванию.

Задачей испытания составных частей магистрального трубопроводного пути было совершенствование параметра долговечности, что определило классификацию: физическая стабильность, основательность схем, исправность оборудования, точность программного оснащения и рабочая безопасность.

Работоспособность системы раскрывается определенной терминологией: исправно работающая, рабочая, неисправна, не работает. Поломку системы называют отказом функционирования. Выделяют внезапный выход из строя (поломку) и постепенный вследствие устаревания и изнашивания. Внезапные поломки возникают во время перегруженности и перебоев, из-за производственного брака или недосмотра персонала. Возникают они из-за неприемлемых требований работы.

Систематическая неисправность возникает со временем вследствие накопления неисправностей и обнаруживается в форме амортизации, разрушения, изнашивания, клейки и других. Постепенные поломки возникают вследствие изнашивания, устаревания и иных причин, которые меняют природу металла. Окончательная поломка ведет к выходу из строя.

Независимые выходы из строя не связаны друг с другом. Это отказ отдельных отрезков системы, происходящий в одном, двух участках и более. При зависимом выходе из строя образование одного изъяна ведет к образованию другого.

Чтобы иметь представление об объеме недостатков системы и указать величину повреждения, согласно ГОСТу 27.002, 27.003 были приняты термины: авария, поломка, катастрофа, происшествие.

Несмотря на все принимаемые меры предосторожности, происшествия на трубопроводных путях, скважинах и танкерах все же случаются и наносят огромный ущерб [3]. По статистике, 3-4 происшествия с немалым объемом утечки топлива происходят в сети газопровода, длиной в 1000 километров. Потери топлива при перекачивании по системе газонефтепровода, оцениваются от 1 % до 1,2 % от общего объема транспортировки. Огромные суммы уходят на восстановление системы трубопровода (в районе 1 миллиона долларов каждый год). Значительная часть разлитого топлива теряется. Чем крупнее происшествие, тем меньше удается утилизировать.

Большую опасность, из-за крупнейших объемов перекачивания топлива, представляют газонефтепроводные системы (НГТС) в Западной Сибири, Северной Америке и Западной Европе. Согласно данным исследования, которое показывает их общую работоспособность, период их использования в 40-50 лет заканчивается. Поэтому необходимо использовать статистику НТС, а конкретно о детерминанте, который вызывает изъяны, пути разрешения проблемы, зафиксировать число потерь и других [3].

Согласно отечественным и зарубежным исследованиям, в данное время от 10 до 30 % магистральных путей, со сроком эксплуатации до 35 лет, нуждаются в восстановлении.

Чрезвычайные происшествия различны и отличаются по значительному числу причин, к примеру: структура и функция систем трубопровода, природа газа и нефтепродуктов, климатические условия и местная топография, число изъянов и многое другое.

Источником происшествий зарубежные авторы считают: внешние обстоятельства, строительные просчеты, забракованные материалы, изменения, движения грунта и другие.

Выяснение источников происшествий указывает, что около 30% отказов могут быть из-за строительных неисправностей. Вопреки технологическому развитию и усилению требований строительства, количество таких случаев увеличивается. В Соединенных Штатах EFA Technologies использовала материалы Министерства транспорта для расследования утечки нефтепродуктов при аварии, предназначенных для перекачки жидких углеводородов.

Согласно сведениям, опубликованным в НГТС, становится известно, что из-за отказов труб, нарушений сварки и сборки образовывается примерно 20 % неисправностей, из-за несоответствия эксплуатационным стандартам около 25 %, 52-48 % всех неисправностей образовывается из-за разъедания металла. В Российской Федерации число неисправностей из-за механических повреждений в трубопроводной сети, из-за внешних факторов и посторонних помех составляет 11-14 %.

Однако в Западной Европе и Соединенных Штатах одной из главных причин неисправностей является внешняя причина, что, очевидно, связано с большой активностью производственно-экономических работ на местности, где проходят трубопроводные пути.

В Западной Европе и США число неисправностей из-за разъедания трубы в 2-3 раза меньше в результате использования современных способов сохранения от коррозии и масштабного использования способов неразрушающих исследований.

В последнее время не было обнаружено поломок, которые могли бы возникнуть в результате строительных недостатков. Срок обнаружения таких дефектов составляет от 3 до 5 лет эксплуатации.

Компании нефтегазовых отраслей не были подготовлены к такому объему работ. Не было спецоборудования, необходимого для реставрационных работ, чтобы вскрыть трубу, избавиться от старого изоляционного покрытия и т. д. Не были разработаны технологии мониторинга и восстановления частей трубопровода, поднятых из грунта.

Работа по обнаружению, реабилитации и переустройству трубопроводной системы во время проектной и монтажной деятельности не велась.

В настоящее время основная задача мировой практики НГТС – это обеспечение надежности линейной части трубопроводных сетей. За последние годы, согласно сведениям отечественных и зарубежных авторов, в реконструкции нуждаются 10-30 % центральных линий, износоустойчивость до 35 лет.

Литературное исследование предполагает высокий уровень разработки установленных стандартов, определяющих формирование объективных мер по потерям нефти и газа [4]. Главной задачей является предотвращение больших потерь из-за утечек нефти и газа при происшествиях. Многие публикации призывают исследовать проблему с целью уменьшения непроизводительных затрат финансов, при этом не принимая во внимание защиту окружающей среды и бережливое управление запасами энергии и ресурсов.

Большой опыт работы трубопроводов позволяет установить следующие важные факторы и виды неисправностей:

- производственный брак (металлургические недостатки корпуса изделия, например, расслойка, включение неметаллических соединений и другие);
- сварочные работы на стыках труб (без наплавки, попадание шлака, смещение кромок, ослабление участков, подверженных воздействию в результате сварки);
- разрушения металла в трубе (внутренней, наружной, и т. д.).

Наиболее важными причинами поломок и разрушений линейной части центрального трубопровода являются усталостные проявления металла, которые обусловлены периодически меняющимся давлением внутри сети. Причинами возникновения усталостной трещины оказываются:

металлургические повреждения основного металла трубы, поры, включение шлака, несплавление продольных сварочных швов, появляющиеся при производстве; повреждения при перевозке труб, погрузочно-разгрузочной работе. Все это может привести к образованию разрывов металлического оборудования.

Наибольшую опасность представляет одновременное воздействие нескольких виновников повреждений, что может стать причиной выхода из строя всей системы.

Особенно опасны следующие комбинации:

- поломки из-за действия коррозии на металлическую поверхность трубы с последующим развитием отлупов;
- зарождение и развитие отлупов под квазистатикой на поврежденных участках металла;
- во время осуществления работ: повреждения при осуществлении монтажно-строительной деятельности, ВИС;
- повышение давления в системе транспортировки; ошибка сотрудника;
- технологическая: образование наслоений, вода, выход газа и другие;
- внешняя: нагрузки вследствие перепада температур природной среды.

Общее число всевозможных факторов повреждений и объем ущерба меняются в связи с усовершенствованием строительных технологий и работы газонефтепроводных систем, лучшим качеством труб и антикоррозийной изоляцией, климатом и расстоянием. Можно своевременно воспользоваться информацией из статистики для оценки НГТС.

Литературные эксперты освещают многие приемы диагностирования, однако ни один из приемов не обладает необходимым набором технических норм, который показал бы действительную картину работоспособности системы.

К примеру, одинаковые дефекты могут привести к разным поломкам. А также источник образования неисправностей на разных стадиях функционирования может быть идентичен [7].

Используя НГТС, возможно выработать путь, позволяющий избегать аварии. Мониторинг полученного материала может быть упрощен, к примеру, отдельным кодом или маркировкой брака, принимая во внимание последствия.

Развитие газонефтепроводной системы Западной Сибири и северо-западной Сибири уменьшило срок службы линейных отрезков.

Трудности повышения сроков службы, снижение числа поломок и эффективность пользования системой трубопровода выносилось на обсуждение Правительственной комиссией по оперативным задачам, Комитетом Транснефти или топливно-энергетическим Комитетом РФ и др.

Также важной задачей по исправной работе и долговечности трубопроводных сетей является осуществление результативного надзора за порядком линейного участка центрального трубопровода. Требуется незамедлительное продвижение инновационных методов надзора выпалов и потерь газа и нефти.

Постановления вышестоящих органов управления направлены на усиление надзорных функций использования природных ресурсов и охраны окружающей среды при использовании вышеуказанных транспортных путей. Резолюции распространяются на все организации, независимо от их организационно-правовых форм и форм собственности.

Для улучшения надежности использования центральных трубопроводов необходимо принимать: развитие технологии транспортировки и методов инспекционного надзора, трансформацию к выборочной реставрации трубопроводной сети на базе исследований остаточных ресурсов.

Значительный объем работ посвящен некоторым сторонам описываемой задачи и изучению вопросов улучшения безопасности центральных трубопроводных сетей.

Исследование безопасности, прогноз опасности или отказов используют единый способ, рассматривая каждого как совокупную структуру.

Предпосылкой результативного и надежного использования газонефтепроводной системы является применение ряда экспертных суждений, основанных на научных данных [5, 6].

Профилактические работы по обслуживанию линейных участков центральных трубопроводов состоят из мониторинга, проверки функциональности и технического обслуживания конструкций, а также профилактической реставрации, базирующейся на полученных сведениях о состоянии сервисных структур НГТС.

Нынешняя степень формирования условий и способов инженерного диагностирования условий линейного участка разрешает применять вероятный статистический подход к анализу признаков долговечности на базе исторических сведений об авариях.

Каждый год возникают сотни поломок на линиях трубопроводов, что является причиной загрязнения природы, упадка работоспособности газопроводной системы и затратного восстановления.

Актуальным являются методы проведения мониторинга неисправностей и отказов на линиях, основанные на формировании базы данных о поломках и неисправностях.

Поэтому необходимо воспользоваться системным подходом при рассмотрении обстоятельств отказов, принимая во внимание обстоятельства отказов как сложную структуру, в которой многие из содержащихся в них обстоятельств являются взаимозависимыми.

Отдельные малые неисправности могут стать серьезными и привести к повреждению.

Некоторые эксперты [3-6, 8] группируют изъяны по объемному проходу жидкости через просвет и по виду повреждения и объема потери нефтепродукта за определенное время.

Опубликованные разработки [5, 8] определяют неисправности в различное время функционирования трубопроводной системы:

- через местный изъян;
- повреждения мест соединения, производственных стыков и металла;
- брак в запчастях;
- повреждение коррозией;
- дефекты в результате строительного-монтажной деятельности;
- повреждения при осуществлении деятельности вблизи трубопроводной системы;
- ошибки персонала;
- природные явления.

Наши специалисты рассматривают разного рода числовые нормы источника повреждения газопроводных путей. Из-за предварительных обстоятельств очень трудно проверить и сравнить такие отчеты на предмет соответствия, и можно гарантировать, что «банк факторов аварий» все еще образовывается.

В таблице 1.1 представлен перечень нормативно-правовых документов, которые регулируют требования к проектированию новых магистральных трубопроводов и эксплуатации существующих магистральных трубопроводов.

Магистральные трубопроводы прокладываются как одиночно, так и параллельно существующим или проектируемым магистральным трубопроводам.

Предельно допустимые (суммарные) объемы транспортирования продуктов в пределах одного технического коридора вымеряются по СНиП 2.01.51-90 [9].

Таблица 1.1 – Перечень нормативно-правовых документов

Общего применения	Газпром
Строительные нормы и правила СНиП 2.01.07-85*. Нагрузки и воздействия.	Стандарт организации СТО Газпром 2-2.1-206-2008. Сооружение газопроводов в горных условиях
Строительные нормы и правила СНиП 2.05.06-2010. Магистральные трубопроводы.	Стандарт организации СТО Газпром 2-2.1-249-2008. Магистральные газопроводы.
Строительные нормы и правила СНиП 2.05.06-85*. Магистральные трубопроводы.	Стандарт организации СТО Газпром 2-3.5-051-2006. Нормы технологического проектирования магистральных газопроводов.
Строительные нормы и правила СНиП 22-02-2003. Инженерная защита территорий, зданий и сооружений от опасных геологических процессов.	–
Руководящий документ РД 153-39.4-056-00. Правила технической эксплуатации магистральных нефтепроводов.	Ведомственный руководящий документ ВРД 39-1.10-006-2000. Правила технической работы газопроводов
Правила. Правила охраны магистральных трубопроводов. Введен 24.04.1992. Разработан Госгортехнадзор России.	Ведомственный руководящий документ ВРД 39-1.10-006-2000. Правила технической эксплуатации магистральных газопроводов
–	Стандарт организации СТО Газпром 2-2.3-095-2007. Методические указания по диагностическому обследованию линейной части магистральных газопроводов.
–	Стандарт организации СТО Газпром 2-2.3-112-2007. Методические указания по оценке работоспособности участков магистральных газопроводов с коррозионными дефектами.
–	Стандарт организации СТО Газпром 2-2.3-184-2007. Методика по расчету и обоснованию коэффициентов запаса прочности и устойчивости магистральных газопроводов на стадии эксплуатации и технического обслуживания.
–	Стандарт организации СТО Газпром 2-2.3-253-2009. Методика анализа тех. состояния и целостность газопроводов.
–	Стандарт организации СТО Газпром. 2-3.5-252-2008. Методика продления срока безопасной эксплуатации магистральных газопроводов.

Продолжение таблицы 1.1

–	Стандарт организации СТО Газпром 2-3.5-454-2010. Правила эксплуатации магистральных газопроводов.
---	---

Запрещена прокладка магистральных трубопроводов по территориям населенных пунктов, аэродромов, морских и речных портов, пристаней, железнодорожных станций и других подобных сооружений.

Для обеспечения нормальных условий эксплуатации и исключения возможности повреждения магистральных трубопроводов и их объектов вокруг них устанавливаются охранные зоны, размеры которых и порядок производства в них сельскохозяйственных и других работ регламентируются правилами охраны магистральных трубопроводов [9].

Температура газонефтепродуктов, поступающих в трубопровод, должна устанавливаться исходя из возможности транспортирования продукта и требований, предъявляемых к сохранности изоляционных покрытий, прочности, устойчивости и надежности трубопровода [9].

Руководствуясь СНиП 2.05.06–85*, в зависимости от рабочего давления магистрального трубопровода можно разделить на два класса:

- класс I – рабочее давление от 2,5 до 10 МПа включительно;
- класс II – рабочее давление от 1,2 до 2,5 МПа включительно.

Трубопроводы, рабочее давление которых ниже 1,2 МПа, не являются магистральными. К таким трубопроводам относят внутрипромысловые, внутризаводские и другие газопроводы.

В зависимости от линейной части газопроводы разделяют на магистральные и кольцевые. Магистральные трубопроводы бывают одноконтурными простыми (диаметр от головных сооружений до ГРС постоянен) и телескопическими (диаметр трубы варьируется вдоль трассы), а также бывают многоконтурными магистральными трубопроводами. Кольцевые газопроводы в основном строятся вокруг крупных городов для обеспечения

бесперебойной поставки газа, а также для того, чтобы объединить магистральные трубопроводы в единую сеть.

Магистральные трубопроводы и их отводы можно разделить на 3 категории. Все магистральные трубопроводы, за исключением участков, приведенных в приложении 1, следует относить к III категории.

Трасса трубопровода должна быть спроектирована на основе экономической целесообразности и не должна нарушать нормы экологической безопасности.

Строительство трубопроводов допускается только на земельных участках, которые удовлетворяют требованиям законодательства РФ.

Следует по максимуму использовать дороги существующей сети для проезда к газопроводу. Новые дороги и дорожные сооружения строятся только при должном обосновании и при невозможности обхода препятствий по существующим дорогам.

При проектировании магистрального трубопровода учитывается перспективное развитие городов и других населенных пунктов, железных, автомобильных дорог и других объектов на 25 лет. Также необходимо прогнозировать изменение природных условий во время эксплуатации магистрального трубопровода и его участков.

Запрещается прокладка магистрального трубопровода в тоннелях автомобильных и железных дорог, также запрещено прокладывать магистральные трубопроводы в тоннелях вместе с кабелями связи и электрическими кабелями.

На участках оползня магистральных трубопроводов следует прокладывать ниже зеркала скольжения или же на опорах, которые будут заглублены ниже зеркала скольжения на такую глубину, которая позволит исключить сдвиг.

Подземные трассы трубопроводных систем в областях с многолетней мерзлотой не должны пролегать по отрезку с подземными льдами, наледями и буграми пучения, проявлениями термокарста, косогоров с

льдонасыщенными, глинистыми и переувлажненными пылеватými грунтами. Бугры пучения следует обходить с низовой стороны [10].

Зоны минимальных расстояний от оси подземных и наземных магистральных газопроводов, и нефтепроводов до населенных пунктов и различных промышленных и жилых объектов определяется в зависимости от класса и диаметра магистрального трубопровода.

Магистральные трубопроводы могут пересекаться только в исключительных случаях, когда нет возможности соблюсти ЗМР от оси магистрального трубопровода до населенных пунктов или других сооружений.

1.2 Проектные определения обеспечения безопасности труда на проектируемом оборудовании

Площадки обслуживания предназначены для обслуживания технологических штуцеров, предохранительных клапанов и приборов, установленных на сепараторах.

В период эксплуатации обслуживающий персонал следит за технологическим процессом (АРМ - операторной), а также проводит периодические обходы площадки с целью осмотра состояния всех элементов. Данный вид работ относится к категории 2б средней тяжести (к данной категории относятся работы с интенсивностью энерготрат 201 - 250 ккал/ч (233 - 290 Вт), связанные с ходьбой, перемещением и переноской тяжестей до 10 кг и сопровождающиеся умеренным физическим напряжением) [11].

Время, в течение которого оператор в соответствии с правилами внутреннего трудового распорядка организации и условиями трудового договора должен исполнять трудовые обязанности, а также иные периоды времени, которые в соответствии с законами и иными нормативными правовыми актами относятся к рабочему времени.

Оптимальные нормы микроклимата приведены в таблице 1.2.

Таблица 1.2 – Оптимальные нормы микроклимата

Период года	Категория работ	Температура воздуха, °С не более	Относительная влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха, м/с
Холодный	Средней тяжести - 2б	17-20	40-60	0.3-0.4
Теплый		20-23	40-60	0.2-0.3

Для поддержания оптимальных параметров воздушной среды производства рабочее место оборудовано системами центрального отопления и приточно-вытяжной вентиляцией.

Так как обслуживание и контроль работы сепараторов проводится на открытой площадке, не представляется возможным обеспечить нормируемые параметры микроклимата. Интегральный индекс состояния охлажденности (обмороженности) – ИПУОО находим по уравнению [12]:

$$\text{ИПУОО} = 34,654 - 0,4664 \cdot t_{\text{в}} + 0,6337 \cdot V, \quad (1.1)$$

где ИПУОО - интегральный индекс состояния охлажденности;

$t_{\text{в}}$ – температура воздуха, °С;

V – скорость ветра, м/с.

Для данного климатического региона 1б, при температуре воздуха - 41°С и скорость ветра равной 1,3 м/с интегральный индекс состояния охлажденности составит:

$$\text{ИПУОО} = 34,654 - 0,4664 \cdot (-41) + 0,6337 \cdot 1,3 = 54,6$$

По этому показателю ИПУОО опасность обморожений – критический, находиться на холоде будет безопасно по времени продолжительностью не более одной минуты [13].

Эквивалентная температура воздуха с учетом температурной поправки определяется по уравнению [12]:

$$t_{\text{ЭКВ}} = t_{\text{В}} + v, \quad (1.2)$$

где $t_{\text{ЭКВ}}$ – температурная поправка на охлаждающее действие ветра, которая составляет $= 2,5 \text{ } ^\circ\text{C}$ на каждый 1 м/с .

$t_{\text{В}}$ – температура воздуха, $^\circ\text{C}$;

v – скорость ветра, м/с .

$$t_{\text{ЭКВ}} = -41^\circ\text{C} + (-2,5 \cdot 1,3) = -41 - 3,25 = -44,25^\circ\text{C}$$

Данный показатель трактует тип условия работ по индексу микроклимата как 3.1 (вредность первой степени), при условии предусмотренных остановок для обогрева, согласно положению в регламенте (не более двух часов нахождения на открытой площади) [14].

Поэтому, в целях защиты, обслуживающий персонал обеспечивается комплектом (СИЗ) для каждого в обязательном порядке, содержащем в том числе:

– в тёплое время года – хлопчатобумажные рукавицы, лёгкая хлопковая одежда, головной убор для защиты от солнечных лучей;

– в холодное время года – утеплённые рукавицы, термобелье, утеплённая верхняя одежда из ветронепродуваемого материала.

Ниже приведен расчет для обоснования теплоизоляции комплекта (СИЗ) в холодное время года.

Расчет средневзвешенной температуры кожи ведется по формуле [12]

$$t_{\text{К}} = 36,07 - 0,0354 \cdot g_{\text{М}}, \quad (1.3)$$

где $g_{\text{М}}$ – энерготраты, Вт/м^2 , в зависимости от категории выполняемых работ, которые для категории Пб составляют 145 Вт/м^2

$$t_k = 36,07 - 0,0354 \cdot 145 = 30,94^\circ \text{C}$$

Теплоизоляция объединения (СИЗ), которая необходима [12] при этом равна

$$I_k = 0,681^\circ \text{Cm}^2$$

Комфортный показатель теплового потока при температурном режиме минус 40 °С и реализация физического труда с энерготратами 145 Вт/м² составляет

$$g_{п.к.} = 96,5 \text{Вт} / \text{м}^2$$

Реальный уровень теплового потока с поверхности тела определяется по формуле [12]:

$$g_{п} = (t_k - t_{в}) / I_k, \quad (1.4)$$
$$g_{п} = [30,94 - (-40)] / 0,681 = 104 \text{Вт} / \text{м}^2$$

Допустимое время непрерывного пребывания на холоде при использовании комплекта (СИЗ) определяется по формуле [12]:

$$T_{доп} = D / (g_{п} - g_{п.к.}) \quad (1.5)$$

где D – разрешенный дефицит тепла в теле человека, в вычислениях используют $D = 52 \text{Вт ч}$.

$$T_{доп} = 52 / (104 - 96,5) = 52 / 7,5 = 6,93 \text{ч.}$$

В обеденный перерыв работники обеспечиваются «горячим» питанием, при регламентированных перерывах (по 10 минут каждые 2 часа работы) находятся в помещении обогрева персонала, расположенном в здании операторной.

1.3 Предлагаемый перспективный метод диагностики магистрального трубопровода

Имеющийся материал исследований на стадии сооружения и конструирования трубопроводной сети может помочь применить некоторые практические способы, которые значительно сократят вероятность возникновения и рост поломок.

Рекомендуется современный проекционный способ ВТД магистральных трубопроводов.

Гареев А.Г. и др. рассматривали способ диагностирования внутри труб (ВТД). Это сочетание технологических процессов, осуществляемых путем пропускания спецустройств (снаряды для использования внутри труб) внутри трубопровода [15]. Мазур И.И. и Иванцов О.М. рассматривали акустическую томографию. Данный интегративный экспресс-метод применяется для инженерной диагностики водопроводных труб [16]. Лапынин Ю.Г. и др. рассматривали различные методы диагностики магистральных трубопроводов [17]. Потапов И.А. в своей работе исследовал усовершенствование акустических способов неразрушающей поверки и диагностирования физических и механических параметров и повреждений трубопроводных сетей [18].

Материалы, отобранные для последующего анализа, приведены в таблице 1.3.

Таблица 1.3 – Патентная документация

Предмет поиска (объект исследования, его составные части)	Страна выдачи, вид и номер охранного документа. Класс-ый индекс*	Заявитель (патентообладатель), страна. Наименование заявки, дата приоритета, конвенционный приоритет, дата публикации*	Название изобретения (полной модели, образца)	Сведения о действии охранного документа или причина его аннулирования (только для анализа патентной чистоты)
Перспективные способы диагностирования центральных трубопроводов	Патент Российской Федерации 2497074 G01B 11/25 G02B 23/24 G01N 21/954	ТюменГНГУ (RU) 2012118451/28 03.05.2012	Оборудование для диагностирования стенки центральных трубопроводов муаровым способом	Действителен до 30.12. 2022 года
Перспективные способы диагностирования центральных трубопроводов	Патент Российской Федерации 2333506 G01S S/02	ООО "Аэрокосмический мониторинг и технологии" (RU) 2007119600/09 10.09.2008	Способ мониторинга опасных участков центральных трубопроводов	Действителен до 21.10. 2017 года
—	Патент Российской Федерации 2445594 G01M 3/24 F17D S/02 Патент Российской Федерации 2539603 F17D S/06 G01N 29/04	ООО "Газпром" (RU) 2010137041/28 20.03.2012 Лебедев Андрей Вадимович (RU), Авербах Вячеслав Саввич (RU) 2013135891/06 20.01.2015	Способ диагностирования центральных трубопроводов Способ раннего диагностирования центральных трубопроводов и недопущение процесса его разрушения	Действителен до 30.10. 2023 года. Возможно, прекратит свое действие

Главное преимущество патента Российской Федерации 2572601 перед иными применяемыми в наши дни способами состоит в том, что прибор включает в себя камеру, проектор и компьютер, связанные друг с другом с помощью контроллера. Прибор установлен на платформе, что существенно увеличивает достоверность установления несоответствий в герметичной

стенке центральных трубопроводных сетей, что отличается от способа, взятого за образец.

Интерес к патенту Российской Федерации 2333506 вызван тем, что этот способ содержит радиолокационное зондирование земной поверхности с космоса с применением радиолокационного интерферометра, встроенного в прибор. Перед началом работ определяются опасные зоны, связанные с карстами и оползнями, формируются цифровые матрицы местности и поля когерентности для идентифицированных опасных зон. Активные зоны идентифицируются в пределах выявленных опасных зон, и на них регистрируются рельефные изменения.

Предложение раннего диагностирования разрушения грунтовой целостности вблизи центральных трубопроводных сетей рекомендуется проводить в патенте Российской Федерации 2539603 и предупредить его повреждение путем размещения в исследуемом центральном трубопроводе прибора с одометром, оснащенного блоком изотропной акустической иррадиации, сетью звукоприемников и бортовым микрокомпьютером.

Патент Российской Федерации 2445594 рекомендует повысить эксплуатационную надежность нефтегазовых терминалов на море за счет того, что наружный слой трубопровода, проложенный на дне, измеряется гидроакустическими импульсами, а содержание метана в газовом облаке измеряется прибором путем диагностирования активного пласта при проникновении углеводородных частиц из морской воды через диафрагму из силикона. Проводят вычисления по глубине, разделив диапазон на пласты с расчетом концентрации газовых пузырьков каждого пласта по глубине, осуществляют анализ численных параметров неплотных газовых соединений.

1.4 Вывод по главе

В данной главе раскрываются экологические вопросы проектирования нефтегазового комплекса, в частности, даны общий обзор и нормативно-

техническая база проектирования и эксплуатации магистральных трубопроводов, описание проектных решений по обеспечению безопасности труда на проектируемом оборудовании, а также предложен перспективный метод диагностики магистрального трубопровода. Изучаемая совокупность проблем и аналогия положения трубопроводов в нашей стране и за рубежом, а также результаты анализа нормативно-правовых документов, которые регулируют требования к проектированию новых магистральных трубопроводов и эксплуатации существующих магистральных трубопроводов, позволяют обобщить и систематизировать статистические данные. В качестве перспективного метода диагностики магистрального трубопровода предложен метод ВТД.

2 Строительно-монтажные работы ОПО

2.1 Понятие, классификация и контроль безопасности ОПО

Общие положения, регулирующие правовую природу опасных производственных объектов, содержатся в ФЗ «О промышленной безопасности опасных объектов производства». При этом следует указать важный момент, который состоит в том, что на сегодня действует новая система и классификация опасных промышленных объектов, которая была введена с изменениями в указанный закон в 2013 году.

Общая норма, характеризующая опасный промышленный объект, содержится в ст. 2 Федерального Закона «О безопасности в промышленности опасных объектов производства». Согласно этому: «Опасными объектами производства в Федеральном законе считаются предприятия или их цехи, участки, площадки, а также иные объекты производства, которые указаны в Приложении 1 к настоящему Федеральному закону» [19]. Данное положение не подверглось изменениям с момента принятия Федерального Закона. Однако те критерии и признаки, по которым тот или иной объект следует относить к опасным производственным объектам, подверглись существенным изменениям. Эти критерии указаны в Приложении 1 Федерального Закона «О промышленной безопасности».

В качестве качественного критерия можно выделить следующие группы объектов:

Во-первых, это вещества, которые способны причинить вред, в результате как воздействия по отношению к ним, так и в естественном состоянии, причем для воспламеняющихся, самовозгорающихся и взрывоопасных веществ количество не имеет значения, а для токсических веществ это важно с точки зрения фактической и потенциальной опасности нанесения ущерба жизни и здоровью субъекта.

Следовательно, деятельность, связанную с использованием легких токсических веществ, не попадающих под критерии закона, нельзя признать как деятельность с использованием опасных промышленных объектов, хотя она, в целом, может попадать под законодательство по охране окружающей среды [20].

Во-вторых, это использование определённого оборудования, которое может стать потенциальной причиной нанесения ущерба жизни и здоровью людей в силу самой специфики, технических характеристик оборудования и целей его использования. Закон выделяет некоторые критерии – это оборудование, работающее под определенным давлением, в данном случае вводится количественная характеристика и определенные грузоподъемные механизмы. В этом случае можно выделить основные черты, такие как стационарность, работа в автоматическом режиме, грузоподъемность, транспортировка людей [21].

Более четко перечень тех или иных объектов, которые можно отнести к опасным промышленным объектам, содержится в подзаконных актах, регулирующих порядок осуществления, государственный контроль и надзор в той или иной степени деятельности. В каждом конкретном случае, исходя из признаков, квалификация может быть дана судом.

Далее Закон устанавливает классификацию опасных промышленных объектов. Она введена в марте 2013 года и является определяющей для отнесения опасного промышленного объекта к тому или иному типу.

Согласно п. 3 ст. 2 Закона, «Опасные объекты производства в зависимости от степени потенциальной опасности аварий на них для жизненно важных интересов личности и общества подразделяются согласно критериям, которые указаны в приложении 2 к настоящему Федеральному закону, на четыре класса опасности:

- I класс опасности - опасные объекты производства чрезвычайно высокого риска;

- II класс опасности - опасные объекты производства высокого риска;
- III класс опасности - опасные объекты производства среднего риска;
- IV класс опасности - опасные объекты производства низкого риска [22].

Критериями к классности того или иного опасного промышленного объекта являются потенциальная или фактическая опасность и нанесение ущерба жизнедеятельности и здоровью как лицам, задействованным на опасном промышленном объекте, так и населению в целом.

В качестве еще одного критерия, на наш взгляд, законодатель выделил риск возникновения аварии или аварийной ситуации, поэтому, при отнесении опасного объекта к определенному классу, немаловажное значение имеет оценка риска. То значение, которое законодатель отводит указанной классификации, находит свое отражение в требованиях к законности осуществления деятельности: при использовании опасных промышленных объектов первых трех классов необходимо в обязательном порядке получать лицензию. Объекты IV класса могут использоваться без лицензии [23].

При этом установлено, что, в случае нахождения опасного объекта промышленности:

- на участках особо охраняемых природных территорий;
- на континентальном шельфе РФ;
- во внутренних морских водах;
- в территориальном море или прилегающей зоне РФ;
- на искусственном земельном участке, который создан на водном объекте и находится в федеральной собственности, устанавливается более высокий класс риска соответственно [22].

Опасный промышленный объект подлежит обязательной государственной регистрации. В данном случае мы говорим не о регистрации прав в отношении объекта, а о факте признания какого-либо объекта в качестве такового при наличии указанных в законе признаков.

Следовательно, мы можем квалифицировать какой-либо объект, задействованный в производстве, или же какую-либо деятельность в качестве опасного промышленного объекта только после его госрегистрации в качестве такового. С этого момента начинаются действие и применение норм, регулирующих безопасность использования опасного промышленного объекта. С этого момента ему присваивается классность [24].

Нередко при строительстве на ОПО пренебрегают строительным контролем как со сторон клиента и авторского надзора, так и со стороны подрядных организаций. Следствием становятся следующие проблемы, которые впоследствии обходятся заказчику дополнительными затратами и потраченным временем:

- отсутствие контроля над соблюдением проектных решений;
- отсутствие контроля над соблюдением сроков строительства и требований нормативных документов;
- отсутствие контроля качества применяемых материалов и контроля над соблюдением качества строительного-монтажных работ и т. д.

Для решения данного вопроса дадим определение словосочетанию «Строительный контроль», а также цели и основные пути решения.

Строительный контроль на опасном производственном объекте состоит из: объединения управленческо-исследовательских работ, проводимых для строгого следования утвержденным проектом затрат, срока, объема и числа проводимых операций и строительного материала.

Контроль строительства происходит на базе концепции статьи 53 Кодекса градостроительства при строительстве, реконструкции, капитальном ремонте объектов капитального строительства [25].

Назначение надзора строительства:

- гарантирование высококачественных построек;
- обеспечение применения строительных материалов, указанных в проекте строительства;

- гарантирование выполнения проекта согласно строительной смете;
- гарантирование обеспечения высококачественными строительными материалами.

Сложности, от которых можно застраховаться при строительном наблюдении:

- неравномерность усадки сооружения, возникновение трещин, деформирование и обвал сооружения, приведшие невыполнение установленных стандартных и проектных норм, а также строительных технологий;
- повышение затрат без обоснования причин на внедрение проекта из-за неверных оценок подрядчиков (большой частью, начисления по смете подрядчика превышает на 30-50% фактическую оценку работы);
- неправильное сопровождение технических документов усложняет отыскания ошибок технологии на этапе строительства и преднамеренного отклонения от проекта и стандартов строительства подрядчиком и приводит к сложности технического обслуживания сооружений при их дальнейшем использовании;
- недостаток свойств прочности механизмов, ухудшение состояния окружающей среды из-за применения подрядчиком строительных материалов для строительства низкого качества, не утвержденных проектом;
- сокращение доходности проекта из-за нарушений сроков сдачи работ.

Система выполнения строительной инспекции регулируется правовыми и нормативными актами Российской Федерации, в частности концепцией о проведении строительного контроля при осуществлении строительства, реконструкции и капитального ремонта объектов

капитального строительства, утвержденного постановлением Правительства РФ от 21 июня 2010 г. N468 [26].

Инспекцию строительства проводит команда рабочих, созданная согласно требованиям проекта. Она состоит из специалистов разной квалификации:

- инженера-строителя;
- инженера электросети;
- инженера гидросистем;
- инженера систем вентиляции и кондиционирования воздуха;
- специалиста в области анализа и подготовки сметной документации;
- инженера-конструктора.

Важные вопросы, которые ставятся при реализации строительной инспекции и осуществлении работ по строительству и монтажу, являются:

- гарантирование выполнения всех услуг по контролю строительства в объеме и сроки, которые утверждены техническим заданием к договору (контракту);
- мониторинг соответствия разработанной и утвержденной технической документации на объекты строительства, реконструкции или капремонта (рабочей документации, проектов производства работ, технологических карт, схем и регламентов), которая утверждена проектной документацией;
- мониторинг соответствия качества строительства, реконструкции или капитального ремонта проектным требованиям, в том числе проведение контрольных измерений и испытаний готовых конструкций, а также применяемых материалов и изделий;
- надзор за соблюдением технологических правил производства работ, в том числе проведение инструментального контроля технологических карт, схем и регламентов;

- выполнение промежуточной приемки ответственных конструкций и освидетельствования скрытых работ, а также участие в приемке законченного строительством, реконструкцией или капитальным ремонтом объектов;
- составление отчетов по итогам проведенного контроля строительства на объектах строительства, реконструкции или капитального ремонта;
- гарантирование своевременного информирования заказчика обо всех нарушениях, выявленных при осуществлении контроля строительства.

Основными путями решения проблем строительного контроля являются организация и методики обследований конструкций зданий и сооружений.

Для уменьшения ущерба организация должна иметь результативную структуру руководства рисками, которая позволяет выявлять и оценивать риски производства на базе исследований внутренних условий, а также выбирать способы реакции на них.

Необходимо подчеркнуть такие способы реакции на риски, как: возможность избежать рисков, приняв решение приниматься или не приниматься за работу, создающую данную опасность;

- исключение причины риска;
- преобразование вероятности и/или последствия риска;
- передача риска третьим лицам;
- сознательное намерение сохранения риска.

Эти способы чаще используются по рискам на производстве [27].

Необходимо заметить, что при исследованиях внутренних условий следует принимать во внимание все причины, которые способны потенциально воздействовать на появление риска. Для этого необходимо

точно установить меры риска, задачи регулирования рисками, систему организации и т. д.

Значит, в первую очередь следует определить риск. На этом этапе сначала должны быть определены причина риска, территория влияния, история, факторы и возможные следствия риска. В итоге должен определиться список рисков, влияющих на осуществление задач. Кроме того, важно, чтобы процедура распознавания охватывала все риски, так как не включенные в список риски не будут учтены при дальнейшем исследовании.

Также следует учесть, что возможно образование эффекта домино в отношении появляющихся рисков, когда один риск становится источником другого и т. д. В итоге получается ком из предполагаемых рисков [28].

Процесс распознавания должен охватывать все риски, даже если причина не определена. Также, помимо самих рисков, необходимо учитывать все предполагаемые источники, схему формирования и результат, которые необходимы для сведения к минимуму, воздействия, происхождения и результата. Существенным этапом при определении риска оказывается точность сведений, ее важность в управлении рисками и вовлечение к осуществлению процедуры соответствующих специалистов.

Затем, после определения рисков и составления списка, необходимо выполнить исследования, позволяющие в последующем произвести оценку рисков. Этот шаг создает аналитическую основу, которая используется в формате входящих данных для выводов, что способствует возможности выбора [29].

Исследование рисков дает детальную оценку факторов и источников опасности, а также возможного положительного и отрицательного результата при их появлении. К тому же, вероятность появления и влияющие на нее факторы устанавливаются для всех возможных результатов.

Эффективность и результативность действующих методов контроля также определяются в ходе исследования. Эти сведения принимаются в

расчет при вынесении заключений руководства согласно результатам по оценке риска.

Также при исследовании немаловажное значение играет точность результата, которая, в свою очередь, определяется показателем зависимости величины риска от начального состояния, слаженности экспертных мнений, качества и числа сведений, неустановленности и других причин.

Согласно пунктам плана руководства, рисками выбирается уровень и тип анализа. Существуют различные типы исследования рисков, такие как качественный, полуколичественный, количественный или их комбинирование. В этом случае результат и вероятность их появления устанавливается путем моделирования результата происшествия [30].

Расчет оценки риска выполняют после исследования, с целью получения сведений влияния на риски, учитывая приоритеты. Следует заметить, что при исследовании рисков может потребоваться повторное проведение исследований, вследствие недостатка сведений, неполного распознавания исследования факторов и результата появления риска.

2.2 Структура и подготовка строительно-монтажных работ в ООО «Монолитстрой- Плюс»

Капитальный ремонт является трудоемким и ресурсозатратным процессом, поэтому необходимо проводить работы на каждом этапе в соответствии с необходимыми требованиями. Подготовительная деятельность включает в себя:

- приготовление путей для подъезда и вдоль автомагистралей (в некоторых случаях строительных) дорог, мостов для доставки автомобилей, оборудования, материалов и людей на рабочие места;
- базирование и организация полевых лагерей, урегулирование продовольственных проблем, обихода работников;

- обустройство погрузочно-разгрузочных пунктов;
- перевод ремонтных колонн на рабочее место;
- обустройство хранилищ горюче-смазочных материалов;
- обустройство временных складов;
- обустройство центров техобслуживания машин и оборудования, базы для изготовления битумной мастики;
- подвоз оборудования к месту ремонта.

Погрузочно-разгрузочные работы проводятся с использованием кранов-трубоукладчиков KOMATSU D-355C-3.

ООО «Монолитстрой-Плюс» выполняет следующие общестроительные работы:

- отделочные;
- теплоизоляционные;
- кирпичная кладка, бетонирование и т. д.;
- проведение подземных коммуникаций;
- монтажные работы;
- сварочные работы.

Работы компания выполняет на базе выданных компетентными органами лицензий и сертификатов.

При выполнении работ компания руководствуется действующим законодательством РФ, установленными стандартами строительных норм и правил, госстандартами, техусловиями и иными стандартами.

ООО «Монолитстрой-Плюс» является членом саморегулирующих организаций в области проектирования и изысканий. Все виды деятельности в ООО «Монолитстрой-Плюс» признаны (лицензированы) компетентными организациями [31].

Для выполнения работ ООО «Монолитстрой-Плюс» имеет высококвалифицированные кадры с многолетним опытом работы, необходимую производственную и информационную базу. Производилось

оснащение производственных процессов современным оборудованием и программами.

На 01.01.2019 г. в ООО «Монолитстрой-Плюс» работают 99 работников, присутствуют квалифицированные монтажники и ремонтники, высококвалифицированные сварщики, имеющие необходимые допуски к сварке специального оборудования и трубопроводов, а также высококвалифицированный инженерный состав и состав рабочих специалистов [31].

Ответственным за подготовку к строительству и осуществление строительно-монтажной деятельности становится руководитель строительства, который подчиняется непосредственно генеральному директору.

В обязанности этого отдела входят:

- осуществление строительной и монтажной деятельности и сотрудничество с подрядчиками;
- надзор за выполнением работ и норм в установленные сроки строительства;
- сотрудничество в создании годовых и долгосрочных планов по строительству, восстановлению, капремонту объектов;
- оснащение проектного отдела предприятия полной и достоверной информацией, необходимой для проектирования;
- оснащение требуемыми технологическими и инженерными установками, деталями, материалами и т. д.

Компания получает проект, сметы и все необходимые сопровождающие документы от проектного отдела, которому подчиняются главные архитекторы и специалисты по проектировке.

В обязанности этого отдела входит:

- создание конструкторской техдокументации;

- доведение проектной документации до соответствия стандартным нормам, утверждение;
- передача проектных документов для финансирования;
- составление отчетов о реализации проектов, контроль их реализации;
- подготовка отчетов по проектным документам, подбору, хранению и структуризации документов, касающихся отчетности.

Уровень квалификации персонала предприятия ООО «Монолитстрой-Плюс» можно считать высоким, т. к. регулярно проводятся аттестации в отделе Ростехнадзора, а также аттестация «НАКС».

Первая ступень работ осуществляется в следующем порядке:

- конкретизация расположения ротирующего трубопровода;
- снятие плодородного слоя земли, перемещение его во временный отвал;
- раскрытие газопровода до нижней границы;
- перекрытие газопровода;
- освобождение, вычищение и мойка части трубопровода, подлежащего замене;
- поднятие, чистка от устаревшей изоляции и размещение трубы на краю канавы;
- разделение газопровода на части;
- перевозка труб до места хранения.

Тем временем, пока идет демонтаж вышедшего из строя газопровода, трубосварочная база осуществляет сварку новых труб в сегмент.

Вторая ступень работ осуществляется следующим образом:

- завершение или развитие канавы;
- перевоз сегмента на дорогу и расположение на краю траншеи;
- соединение сваркой сегментов трубы в линию;
- чистка, покрытие трубы изоляционным материалом;
- выкладывание газопровода в канаве;

- присыпание газопровода и засыпание канавы подгрунтовкой;
- очищение внутренней поверхности газопровода;
- проверка надежности и герметичности;
- подключение электрохимической защиты;
- подключение (вставка) нового участка к существующему трубопроводу;
- техническая рекультивация плодородного слоя почвы.
- присоединение электрохимической защиты;
- врезание новой линии к работающему газопроводу;
- техническое восстановление плодородного слоя земли [32].

Деятельность по изъятию и восстановлению плодородного пласта земли необходимо осуществить, согласовав с рабочим проектом.

Для восстановления участков, которые были повреждены, используется плодородный пласт земли, который был снят и размещен на отвале.

Наименьшая ширина участка снятия плодородного слоя почвы должна соответствовать ширине канавы сверху, плюс 0,5 м в каждую сторону, наибольшая равна ширине участка отвода земли.

Когда происходит снятие, перенос и хранение плодородного слоя почвы, запрещается соединять его с подстилающими субстратами, топливом, смазочными материалами. Нельзя применять плодородный пласт земли для обратной засыпки канав.

После прекращения реставрационной деятельности, а также после того, как уплотнится подгрунтовка в канаве, участок, который восстанавливают, укладывают плодородный пласт земли и рекультивируют.

Перед началом засыпания отреставрированного газопровода настраивается оборудование электрохимической охраны.

Траншею необходимо засыпать после включения ЭХЗ, незамедлительно.

Засыпку траншеи минеральным грунтом осуществляют бульдозером с одной или с обеих сторон траншеи. Засыпку криволинейного участка трубопровода начинают с середины, осуществляя движение к его концам.

Функции сварки при восстановлении центральных газопроводов делятся на: сварочные и монтажные при ротации труб, а также ремонтные и сварочные при восстановлении стенок труб.

До начала деятельности по капремонту трубопровода проводится выбор сварочной технологии.

Процедура сварки сертифицирована, если на основании сведений визуального и радиографического наблюдения, итога контроля механических особенностей, сварочные сцепления соответствуют установленным нормативным стандартам.

Сварочная и монтажная деятельность при капремонте центральных газопроводов с ротацией труб содержит следующие процессы:

- организацию деятельности;
- монтаж и сварку сегментов труб на специализированной базе и полевой обстановке;
- монтаж и сварку сегментов в линию на магистрали;
- проверку надежности сварочных стыков газопровода.

Организация деятельности также содержит:

- оборудование специализированной сварочной базы для труб на специально спланированной площадке;
- оборудование путей доступа от укладчика труб к стойке приема секции монтажа и к секции хранения труб;
- подводку необходимых линий связи (силовых и сварочных кабелей);
- базирование укладчика труб в зоне производства;
- оборудование вагончиками, которые служат для содержания инвентаря, оборудования для сварки, электропечи для сушки и прокаливания электродов.

До проведения монтажных работ осуществляются следующие процессы:

- установка труба на инвентарные лежки или на землю;
- чистка части трубопровода от загрязнения и посторонних объектов;
- зачистка края и прилегающих внешних и внутренних поверхностей сегмента секции шириной не менее 10 - 15 мм.

Реставрационная сварочная деятельность на газопроводах осуществляется без остановки транспортировки или с остановкой с целью ликвидации неисправностей поверхностей труб и сварочных стыков с установлением армирующих компонентов (муфт) или наплавки из металла. Сварка газопроводов, находящихся под давлением, также осуществляется при сварке деталей, вывода катодов и т. п.

Давление внутри трубы во время сварочных работ не должно быть выше давления, предусмотренного при реставрации трубопроводных сетей - 2,5 МПа.

Недопустимо выполнение сварочной деятельности на частях работающих труб, когда те не заполнены транспортирующими нефтепродуктами.

Материалы для изоляционных работ необходимо нанести на газопровод механическим или ручным способом, покрывая на соответствующую толщину слоя изоляции. Уровень подготовленности поверхности труб должен отвечать установленным стандартам нормативных и технических актов на изоляционный материал.

Ручным способом изолируются запорки, отводы, тройники и муфты.

Для капремонта трубопроводных сетей, когда происходит замена труб, предлагают эксплуатировать трубы, имеющие либо заводское защитное покрытие, либо нанесенное на базе. Изоляционные работы во время капремонта затрачивают большое количество денежных и временных ресурсов.

Нанесение антикоррозийной изоляции на поверхность газопроводов должно осуществляться с использованием обычных или армированных покрытий на основе битумных изоляционных материалов, лент из полимеров отечественных и импортных продуктов и других материалов для изоляции, скоординированных для использования [33, 34].

Места, где центральные трубопроводные сети переходят от прокладки под землей к наземной, на пересечениях автомобильных и железных дорог, структуру обшивки изоляции необходимо усиливать слоем лент для изоляций или защитным обертыванием.

Облицовка изоляцией сварочных соединений (с применением заводских труб с изоляцией), места соединений трубы с запорными клапанами и другие должны отвечать требованиям качества и совпадать с основной изоляционной облицовкой трубопровода.

Материалы для изоляции подбираются в соответствии от необходимой износоустойчивости, температур перекачиваемого материала и окружающей среды при проведении изоляционной работы.

Защита подземных трубопроводов от коррозии является важной задачей, так как отсутствие коррозии позволяет увеличить срок службы трубопровода и сопутствующего оборудования, позволяет избежать остановок работы на период ремонта, предотвращает попадание в почву и воду транспортируемого продукта, а также значительно сказывается на безопасности эксплуатации трубопровода. В ГОСТ 25812 - 83 есть требование обеспечить целостность защитного покрытия на весь предполагаемый период эксплуатации трубопровода. Во время антикоррозионной подготовки трубопроводов и в процессе их эксплуатации контролируются качество нанесения и целостность изоляционного слоя, его толщина и непрерывность.

Для определения параметров изоляционного слоя трубопровода были разработаны многочисленные приборы, которые используются для оценки состояния как при подготовке к укладке - адгезиметры, толщиномеры,

дефектоскопы, так и при нахождении трубопровода под землей - аппарат нахождения повреждения изоляции.

Для оценки состояния изолирующего слоя подземных трубопроводов используется значение переходного сопротивления, которое зависит от:

- материала и толщины изоляционного слоя;
- диаметра трубопровода;
- температуры транспортируемого продукта;
- состава почвы и ее удельного электрического сопротивления.

При проверке состояния изоляционного слоя эти устройства позволяют идентифицировать:

- места с повреждением изоляционного слоя;
- общее состояние изоляции;
- точное расположение оси трубопровода и его ответвлений;
- определение участка, который не обеспечивает катодную защиту трубопровода из-за повреждения анодной линии.

По условиям норм магистральные трубопроводы очищаются, проверяются на прочность и герметичность перед вводом в эксплуатацию. Очистку трубопровода производят для его нормальной работы, которая предполагает отсутствие изменений физико-химических свойств. На протяжении всего трубопровода (или на отдельных участках) очистка обеспечивает установленные проектом проходное сечение и коэффициент гидравлического сопротивления, а также беспрепятственный доступ через трубопровод во время его работы различными устройствами разделения и очистки. Испытание магистрального трубопровода на прочность и испытание на герметичность гарантируют его надежную работу во время эксплуатации.

Цель очистки - удаление из трубопровода окалина, грата, случайно попавшей грязи, воды, посторонних предметов. Полости подземных трубопроводов очищаются после того, как они будут уложены в траншею и засыпаны.

Перед подключением к основной линии необходимо выполнить очистку полости, испытание на гидравлическую прочность и проверку герметичности установленной секции трубопровода. В то же время проверяемый трубопровод необходимо засыпать и оградить валом.

Очищение пустот трубы производят промыванием водой с прохождением очистительного устройства. На одной стороне газопровода приваривают заглушину в форме сферы, с другой стороны устанавливается задвижка, имеющая сливной штуцер. Использование очистительного механизма гарантирует ликвидацию не только загрязняющих веществ, но и воздуха из трубопровода, что устраняет необходимость установки клапанов для отвода воздуха, повышает надежность обнаружения утечки с помощью манометра.

Трубопровод испытывается водой. Вода, используемая для испытаний, должна иметь рН в диапазоне от 6,0 до 9,0 и содержать механические примеси не более 60 мг/л. Нефть из испытательной секции следует сливать в резервуар для сбора утечек, затем закачивать в резервуары или через насосы откачки утечек в подводящий трубопровод. Заполнение воды в трубопроводе осуществляется через фильтры, которые исключают попадание песка, ила, посторонних предметов из водоема в полость трубопровода. При заборе воды из резервуара на всасывающем трубопроводе установлена сетка для предотвращения попадания водной фауны. Отработанная после промывания вода сливается в специализированный амбар. Нацеливание безопасного направления водных потоков и загрязнения на очищаемую территорию необходимо оборудовать штуцерами для промывки. Отстоянная из амбара вода вновь закачивается в трубопровод для применения гидравлической проверки.

Промывка будет завершена, когда из сливной трубы выйдет поток чистой гидрожидкости. В дальнейшем, после окончания очистительных работ, на края очищенной зоны устанавливаются временные инвентарные заглушки.

Испытание на прочность и испытание на герметичность проводятся гидравлически. Это самый эффективный способ. Это позволяет создавать в трубопроводной сети добавочное давление почти без добавочной подачи вод в трубу уже после того, как труба была заполнена, что обеспечивает более полное обнаружение невидимых повреждений, а также в отношении безопасности работ.

На границе участка, который проверяют, устанавливают датчики для контроля и замеров показателей давления. Для этой цели используются датчики или манометры с дистанционным управлением (класс точности не меньше 1, критическая шкала давления 4/3 испытываемого).

Для проведения гидравлического испытания необходимо установить зону безопасности.

Трубопроводом, успешно прошедшим проверку на надежность и герметичность, считается испытываемая труба, которая во время проверки не подверглась разрушению, при контролях герметичности давление было в пределах допускаемых норм, а также не наблюдалось утечек.

2.3 Диагностика магистральных трубопроводов для выявления дефектов металла

Главные вопросы ВТД трубопровода: обнаружение повреждений металла трубопровода, повреждений сварных швов, повреждений геометрии трубопровода, распознавание вида повреждений, определение их размеров и положения на трубопроводе, контроль состояния наружного защитного покрытия.

ВТД трубопровода выполняют комплексами внутритрубных инспекционных приборов (ВИП), предназначенных для контроля:

- формы трубы (профилемер);
- состояния металла труб и сварных соединений;

- состояния наружного защитного покрытия;
- состояния пространственного положения трубопровода.

В зависимости от задач ВТД возможно применение ВИП продольного и поперечного намагничивания (или с комбинированной системой намагничивания), ВИП, которые основаны на применении ультразвукового метода.

Задачи ВТД определяет эксплуатирующая организация и устанавливает их в техническом задании. Состав ВИП для решения поставленной задачи определяет специализированная организация.

В соответствии с задачами ВТД трубопровода, эксплуатирующая организация устанавливает в техническом задании требования к результатам ВТД и планирует работы по верификации результатов ВТД.

Периодичность проведения ВТД трубопровода (участка трубопровода) устанавливается в соответствии со стандартами эксплуатирующей организации.

Значительный интерес у линейных и производственных отделений вызывает планомерное оснащение диагностической деятельности.

Для этого был выработан меморандум, содержащий базовые концепции инспекции газопроводной системы, охватывающие задачу, возможности и анализ следствий.

Кроме того, был выполнен алгоритм действий по техническому обследованию, который позволяет вести равномерную деятельность инспектирования газопроводных сетей ЛПУ. Например, на рисунке 2.1 представлена схема диагностики трубопроводов, которая объединяет главные типы надзора, определение участков, представляющих опасность и контроль функциональности.

Согласно схеме, диагностирование газопровода состоит из следующих этапов:

- само диагностирование;

- формирование паспорта технических условий, по которому можно выделить возможные опасные области;
- проведение анализа функциональности области, на котором выявлены повреждения.

Последующая задача – вопрос износостойкости и прогноз рудиментного резерва газопровода. Решая вопрос долговечности, возникает вопрос о его периоде использования, если имеются повреждения или износостойкости. За предшествующее время эксперты поняли, что этот вопрос актуален и важен, но из-за различных затруднений в осуществлении до настоящего времени было выполнено всего несколько разработок.

В теории резерва газонефтепровода применяется правило работы в соответствии с техническим порядком. Данное правило включает понимание нынешнего порядка – выявление изъянов, исследование нагрузки и кооперация с окружающей средой, проектирование данного обстоятельства и анализ опасности при происшествиях. К тому же, для долгих периодов использования следует провести исследования механических особенностей металлических соединений труб. Изучение данного вопроса показало, что у некоторых марок труб после 20 - 30 лет использования сильно ухудшаются пластичные свойства.

При проведении технического анализа значение имеют полевые проверки полномерных компонентов на циклическую твердость.

Результаты этого анализа дают возможность установить износостойкость в достаточной мере (рис. 2.1).

Итак, в области газотранспортных систем и механизмов урегулирование проблемы безопасного снабжения инсталлировано на новую ступень, где цели комплексных измерений и возможностей приоритетны. Согласно разработкам, в научно-методическом проекте видна ясность, а главный интерес заключается в развитии базы производства полевых проверок полномерных компонентов с вовлечением всего

исследовательского комплекса и разработки практического внедрения изменений на производстве (рис. 2.2).

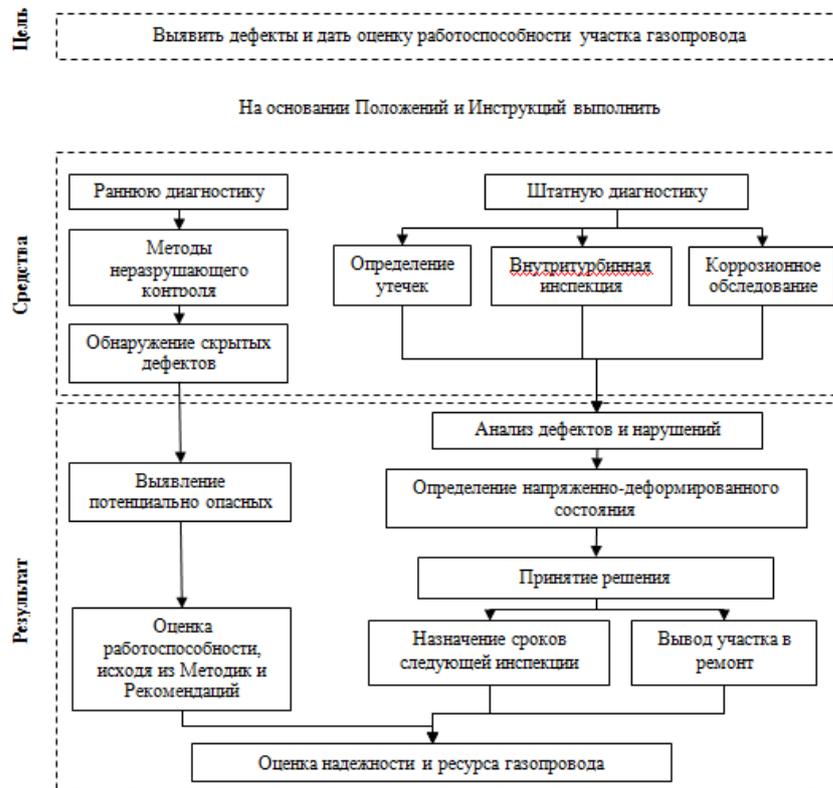


Рисунок 2.1 – Памятка. Диагностика магистральных трубопроводов

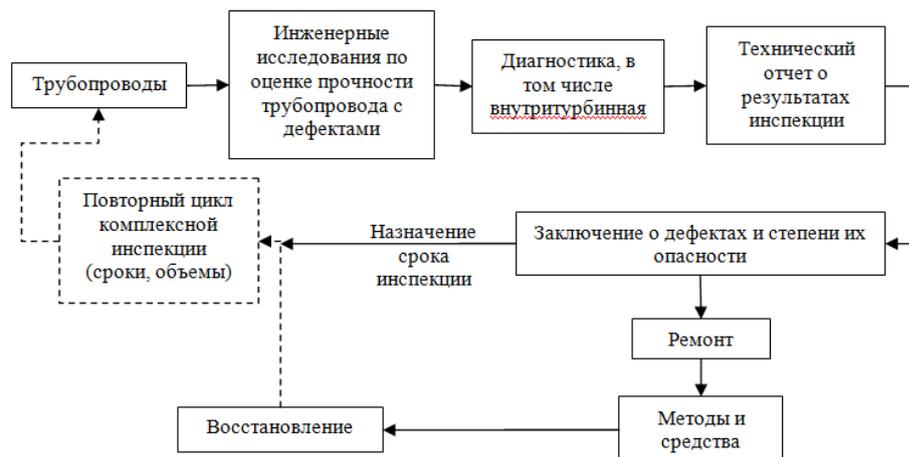


Рисунок 2.2 – Принципиальная схема прогноза работоспособности трубопроводов

Для подготовки специализированной организации к проведению ВТД трубопровода (участка трубопровода) и уточнения объема подготовительных работ эксплуатирующая организация предоставляет специализированной организации в соответствии с опросным листом следующую информацию:

- а) план-схему трубопровода;
- б) схему установки маркеров;
- в) спецификацию на трубопровод, в которую должны быть включены следующие сведения:
 - 1) сведения о проектной документации (дата ввода в эксплуатацию, стандарт проектирования, проектное и разрешенное давление, категория трубопровода, марка стали и др.);
 - 2) геометрические характеристики труб;
 - 3) протяженность участка трубопровода, на котором проводится ВТД;
 - 4) минимальный внутренний диаметр;
 - 5) минимальный радиус поворота;
 - 6) параметры и расположение камер пуска и приема внутритрубного оборудования, тройников, отводов, кранов;
 - 7) сведения о характеристиках транспортируемого продукта и режимах его транспортировки;
 - 8) сведения о результатах проведенных ранее обследований, очистки и ремонтных работ.

Специализированное учреждение, основываясь на полученной информации, предоставляет эксплуатирующей организации рекомендации по подготовке трубопровода к проведению ВТД.

Эксплуатирующая организация, учитывая параметры внутритрубного оборудования и рекомендации по подготовке трубопровода к проведению ВТД, проводит исследование возможности пропуска внутритрубного оборудования и выполняет приготовление трубопровода к проведению ВТД:

- проверку работоспособности стационарных камер пуска и приема внутритрубного оборудования, а при их отсутствии установку временных камер пуска и приема внутритрубного оборудования;
- проверку полного открытия/закрытия крановых узлов на обследуемом участке;
- устранение конструктивных особенностей трубопровода, препятствующих проведению ВТД трубопровода;
- проверку наличия и установку недостающих маркеров.

По окончании подготовительных работ эксплуатирующая и специализированная организации подписывают акт о готовности трубопровода к проведению ВТД с указанием полного перечня выполненных работ. ВТД трубопровода выполняют в следующем порядке:

- определение минимального проходного сечения трубопровода;
- механическая и магнитная очистка внутренней полости трубопровода;
- контроль качества очистки трубопровода;
- проверка работоспособности ВИП;
- пропуск ВИП;
- анализ полученных данных ВТД;
- выпуск предварительного отчета ВТД;
- совместный анализ результатов ВТД и проведенных ранее обследований;
- дополнительный дефектоскопический контроль (ДДК) с целью получения данных, применяемых для верификации результатов ВТД;
- окончательная камеральная обработка данных и выпуск отчета ВТД;
- приемка результатов ВТД в соответствии с требованиями технического задания.

В предварительном отчете ВТД специализированное учреждение приводит перечень повреждений, которые требуют проведения оперативных мероприятий для обеспечения безопасной эксплуатации трубопровода.

Сроки предоставления предварительного и окончательного отчетов и сроки выполнения ДДК трубопровода устанавливаются в техническом задании.

Реализация ВТД на центральном газопроводе должна соответствовать следующим правилам: все составные части и запорные элементы секции трубопроводов обязаны иметь одинаковый с самим трубопроводом проход. На каждом отрезке исследуемого центрального газопровода (включая лупинги и резервные нити переходов под водой) обязаны быть установлены пусковые и приемные камеры.

Неотделимую часть магистральных газопроводов представляют аппаратуры приема-пуска ВИП. Процедуры систем получения и запуска ВИП совершаются в строго поставленном порядке.

Устройство профилемер (рис. 2.3) — это двухсекционный аппарат, который служит для измерения проходного сечения внутри трубы и радиусов изгибов, которые требуются для анализа реальности беспрепятственного прохождения дефектоскопа. При этом также определяются такие повреждения как вмятина, наличие складок, овальность, сужение более 2 мм. Вероятность определения составляет 0,95.



Рисунок 2.3 – Внутритрубный профилемер

Измерения ВИП в основном осуществляют встроенные дефектоскопы. В современном мире пока еще нет такого универсального оборудования, которое могло бы выявлять все типы неисправностей, обращаясь к разным комбинированным приемам исследования. В связи с чем обнаружение неисправностей осуществляют поэтапно. Первый этап заключается в определении диаметра внутри трубы и геометрических изъянов (вмятин, гофры и других), при этом пользуются электронным профилемером вида «ПРТ».

На следующем этапе применяют детектор магнитных дефектов с высоким разрешением «ДМТ» (рис. 2.4), который осуществляет фиксацию и диагностирование продольных дисперсионных сигналов магнитного потока в той части труб, где имеются повреждения. Это рассчитано для обнаружения, установления местоположения и анализа параметров повреждений от коррозии, повреждений сварочных стыков, отлупов и других поперечных повреждений конструктивных частей газопровода.



Рисунок 2.4 – Внутритрубный магнитный дефектоскоп ДМТ

Третий встроенный детектор магнитных ошибок высокого разрешения типа «ДМТП» (рис.2.5) фиксирует и диагностирует сигналы поперечного рассеяния магнитного потока в области повреждений стенок трубы. Он необходим для определения раковин, их местоположения и анализа всех

продольных изъянов, в том числе продольных частей конструкции трубопровода и иных недостатков продольной ориентации.



Рисунок 2.5 – Внутритрубный магнитный дефектоскоп ДМТ

Следовательно, все вышеуказанные средства, применяемые для исследования внутренних поверхностей центрального газопровода, можно привести к следующему порядку работ:

- намагничивание внутренней поверхности трубы снарядом дефектоскопа;
- получение данных с магнитных датчиков;
- аккумулярование информации прибором дефектоскопа;
- изучение сведений, которые были получены стационарным способом, решение так называемой «обратной задачи», а конкретно реконструкция истинного положения изменений внутренней поверхности труб по полученным магнитограммам.

Устройство внутреннего магнитного контроля позволяет индикаторным способом обнаружить следующие дефекты: коррозия, царапины, вмятины, гофры, твердые точки.

Обнаружение дефектов в конструкционных материалах, элементах линейной части магистральных трубопроводов, определение возможных причин их появления, оценка влияния на фактическое текущее состояние или выяснение причин отказов соединительных деталей, конструктивных

элементов и узлов оборудования являются целью проведения оперативного обследования объектов производства, представляющих определенный риск.

По ГОСТ 17102, «повреждение представляет собой любое индивидуальное отклонение от нормы продукции, установленное нормативными стандартами».

Классификация повреждений осуществляется по видам: степень зависимости, местоположение, ориентация, ступень развития и уровень риска.

Воздействие повреждений на эксплуатационные показатели и срок службы системы в основном зависят от конструктивных параметров устройств соединений, компонентов и узлов установок, предназначения и средств эксплуатации.

Согласно информации, указанной в ГОСТе, металлические повреждения классифицируются по показателям:

- в зависимости от ступени развития (происхождения):
- промышленные и металлургические при литейных и прокатных работах;
- производственные и технологические, возникающие на этапе выпуска, монтировки и реставрации деталей (при сварочных работах, нанесении покрытий, механической и термообработке, калибровках и т. д.), а также возникающие при эксплуатации. Изделия, которые образуются после определенного периода эксплуатации из-за появления усталостных свойств у металлических деталей, возникновение неучтенных дополнительных нагрузок, удары, вибрации, перепады температур, коррозионные процессы, износы, старение и другие, а также нарушение техобслуживания.

По уровню риска:

1) критический риск - использование металлопродукции по назначению исключено или не разрешается вследствие несоблюдения правил безопасности по надежности дальнейшего использования;

2) значительный риск - оказывающий последствие на использование металлопродукции по назначению и снижающий безопасность эксплуатации или долговечности тем или иным образом, но не оказывается критическим;

3) малозначительный, не оказывающий последствия на использование металлопродукции по назначению, не прогрессирует и не влияет на работоспособность или безопасность.

Неисправности, вызванные работой:

1) Непрерывная коррозия.

Разъедание, захватывающая всю поверхность металлических изделий.

Непрерывное разъедание, иногда однородное, захватывающее одинаково всю металлическую поверхность.

Причины образования.

Наличие коррозионной (окислительной) среды на поверхности металла.

Способы предотвращения.

Эффективная защита поверхности металла от воздействия коррозионной среды.

Способы устранения.

При толщине металла, подвергшегося коррозии, в пределах допуска по толщине металлоизделия устраняется зачисткой (вышлифовкой) в соответствии с требованиями технических условий и НТД.

2) Язвенная коррозия (каверна).

Местный брак (либо вид повреждений), который имеет тип индивидуальной раковины.

Причины образования.

Локальное воздействие на поверхность металла коррозионной среды. Наиболее часто возникает при наличии в поверхностном слое металла коррозионно-активных (неметаллических) включений.

Способы предотвращения.

Эффективная защита поверхности металла от воздействия коррозионной среды.

Способы устранения.

Зачистка (вышлифовка) с последующей заваркой дефекта в соответствии с требованиями НТД.

3) Точечная коррозия (питтинг).

Местная коррозия металла в виде отдельных точечных поражений.

Причины образования.

Растравливание металла около коррозионно-активных (неметаллических) включений. Основными факторами, способствующими появлению и развитию механизма точечной коррозии, являются следующие причины:

- загрязненность металла коррозионно-активными включениями;
- воздействие коррозионно-активной среды.

Способы предотвращения.

Эффективная защита поверхности металлоизделий от влияния коррозии.

Способ удаления.

Зачищение (шлифовка) с дальнейшей сваркой повреждения в соответствии с техническими нормами.

4) Растрескивание при напряжении в результате коррозии.

Описание.

Изыян — это тип выхода из строя из-за металлоразъедания, который формируется под влиянием агрессивных факторов и колебаний статистического или низкочастотного вида. Возникновение отлупов

происходит без выраженных признаков сопутствующей разрушению пластической деформации и наличия продуктов коррозии. Наиболее часто направление трещин коррозионного растрескивания совпадает с осью трубы, за исключением случаев перегрузки металла дополнительным источником нагружения или влияния высокого уровня остаточных сварочных напряжений. Дефект располагается, как правило, в нижней образующей трубы и вблизи сварных швов. По форме образованного повреждения дефект классифицируется: единичная трещина, поле (колония) трещин.

Причины образования.

Причинами развития механизма коррозионного растрескивания является одновременное выполнение трех факторов:

- наличие на поверхности трубы коррозионно-активной среды;
- наличие в поверхностном слое металла зародышей трещин или концентраторов напряжений механического или химического (коррозионного) происхождения;
- возникновение в вершине концентратора с уровнем коэффициента интенсивности напряжений для данного металла выше порогового значения.

Способы предотвращения.

Эффективная защита поверхности металла от воздействия коррозионной среды.

Способы устранения.

Зачистка (вышлифовка) с последующей заваркой дефекта или удаление поврежденной зоны в соответствии с требованиями НТД.

5) Усталостный разрыв.

Описание.

Разрыв, который возникает из-за воздействия периодического нагружения. Появляются они вследствие единичных пространственных металлических деформаций. В то же время, когда активное напряжение

гораздо ниже границы упругости материала, местное напряжение вследствие присутствия скопления усилий на механических изъянах может превысить границы текучести металлических изделий.

При нагружении металла (первом цикле) в месте концентратора напряжений происходит сдвиговая деформация (тиснение или вдавление механической поверхности).

В дальнейшем, в среде непрерывного развивающегося пластического процесса, вдавление переходит в углубление. В случае, когда периодическая нагрузка напряжения растягивающая, процесс образования усталостных углублений будет неизменным, так как пластические искажения, которые образуются из-за повышения нагрузки при разгрузке, становятся ресурсом остаточного сжимающего напряжения. Тогда усталостное углубление будет расти вследствие обратного сдвига.

Рельеф поверхности излома по глубине усталостной трещиной может иметь ступенчатое продвижение (фронт) усталостной трещины, которое свидетельствует об изменении амплитуды нагрузки.

Вид поверхности излома с усталостной трещиной.

Причины образования.

Причин зарождения усталостных трещин является наличие концентрации напряжений в металле, вызванное присутствием дефектов структуры металла, сварных соединений или механических повреждений.

Способы предотвращения:

- снижение амплитуды циклической нагрузки;
- уменьшение (удаление) концентраторов напряжений.

Описание.

Повреждения типа разрыва цельности изделий из металла, образующиеся работе пластичной зоне диаграмм растяжения. Трещины образуются вследствие микро- и макроразрыва, а также из-за разрыва части металла при интеграции трещин.

2.4 Вывод по главе

В данной главе раскрывается анализ строительно-монтажных работ ОПО, в рамках которого даны понятие, классификация и контроль безопасности ОПО, структура и подготовка строительно-монтажных работ в ООО «Монолитстрой - Плюс» и диагностика магистральных трубопроводов для выявления дефектов металла. Капитальный ремонт в виде строительно-монтажных работ ОПО является трудоемким и ресурсозатратным процессом, поэтому необходимо проводить работы на каждом этапе в соответствии с необходимыми требованиями. Обнаружение дефектов в конструкционных материалах, элементах линейной части магистрального трубопровода, определение возможных причин их появления, оценка влияния на фактическое текущее состояние или выяснение причин отказов соединительных деталей, конструктивных элементов и узлов оборудования являются целями проведения оперативного обследования потенциального ОПО. Таким образом, была предложена методика ВТД по нахождению изъянов металла газопровода, изъяна сварных стыков, изъяна геометрии газопровода, распознаванию вида изъянов, определению их размера и расположению на газопроводе, исследованию состояния наружного защитного покрытия. Важным моментом является процесс контроля для избегания возникновения ряда проблем, которые впоследствии могут обойтись заказчику дополнительными затратами и потраченным временем.

3 Совершенствование эксплуатации ОПО

3.1 Мероприятия по поддержанию работоспособного технического состояния линейного участка магистрального газопровода и контроль за ремонтными и отремонтированными конструкциями

Эксплуатирующей организации рекомендуется определить величину комплексного показателя технического состояния линейного участка магистрального газопровода на основании результатов ВТД и, в зависимости от ее значения, выполнить соответствующие процедуры по содействию функциональных технических условий линейного участка магистрального газопровода в соответствии с таблицей 3.1.

Комплексный показатель технического состояния линейного участка магистрального газопровода определяют в соответствии с СТО Газпром 2-2.3-292.

Участок магистрального газопровода может быть выведен в капитальный ремонт, если он характеризуется повышенной плотностью дефектных труб (свыше 10 штук на 1 км), имеющих расчетный срок безопасной эксплуатации менее пяти лет или по рекомендациям организаций, выполняющих коррозионные обследования в соответствии с СТО Газпром 2-2.3-310 (пункт 9.9).

Требования к организации контроля.

Контроль технического состояния ремонтных конструкций и отремонтированных участков (трубных секций) газопровода и оценку качества выполнения ремонтных работ проводят с применением методов и средств неразрушающего контроля.

Неразрушающий контроль проводят лаборатории неразрушающего контроля эксплуатирующих или специализированных организаций, аттестованные в соответствии с требованиями [35].

Таблица 3.1 – Рекомендуемые мероприятия по поддержанию работоспособного технического состояния линейного участка магистрального газопровода

Комплексный показатель технического состояния линейного участка магистрального газопровода P_K	Мероприятия по поддержанию работоспособного состояния линейного участка магистрального газопровода	Оценка технического состояния линейного участка магистрального газопровода
1	2	3
$P_K < 0,03$	ВТД линейного участка магистрального газопровода проводят через пять лет. Электрометрические обследования и обследования шурфов. Выборочное восстановление без остановки транспортировки газа	Исправное
$0,03 < P_K < 0,06$	ВТД линейной части магистрального газопровода проводят менее чем через пять лет интервал времени определяют СТО Газпром 2-2.3-095. Электрометрические обследования. Обследования шурфов. Текущий ремонт	Неисправное-работоспособное
Комплексный показатель технического состояния линейного участка магистрального газопровода P_K	Мероприятия по поддержанию работоспособного состояния линейного участка магистрального газопровода	Оценка технического состояния линейного участка магистрального газопровода
$0,06 < P_K < 0,3$	Диагностика с применением сканеров-дефектоскопов и переизоляция участка с частичной заменой труб (выборочный ремонт)	Неработоспособное-ремонтнопригодное
$P_K > 0,3$	Вывод линейного участка магистрального газопровода для проведения капитальных работ и заменой труб на участке	Предельное

Специалисты, проводящие неразрушающий контроль, должны быть аттестованы в соответствии с требованиями [36] и иметь действующие квалификационные удостоверения установленной формы. Заключение по результатам неразрушающего контроля имеют право выдавать специалисты, имеющие II и III уровни квалификации по используемым методам неразрушающего контроля.

В соответствии с требованиями СТО Газпром 2-2.4-083 при ремонте линейной части магистральных газопроводов применяются следующие методы неразрушающего контроля сварных соединений:

- визуальный и измерительный;
- радиографический;
- ультразвуковой;
- вихретоковый;
- магнитопорошковый или капиллярный.

Неразрушающий контроль до и после выполнения ремонта проводят в два этапа:

- этап 1 – визуальный и измерительный контроль (с использованием при необходимости ультразвуковых толщиномеров) для выявления дефектов сборки, нарушения геометрических размеров элементов ремонтных конструкций и сварных соединений, термических трещин и других видимых дефектов;
- этап 2 – приборный контроль с использованием средств неразрушающего контроля для выявления внутренних дефектов и дефектов, не выявленных при визуальном и измерительном контроле.

Неразрушающий контроль выполняют в соответствии с технологическими картами контроля, разработанными для конкретных методов ремонта и типов используемых средств контроля. Технологические карты контроля разрабатывает специалист, с квалификацией не ниже II

уровня по используемому методу контроля и утверждает руководитель организации (руководитель лаборатории контроля). Рекомендации по оформлению типовых технологических карт автоматизированного контроля приведены в требованиях.

При проведении неразрушающего контроля должен быть обеспечен доступ специалистам, проводящим контроль, к месту производства окончательных операций, а также должны быть созданы условия для безопасного выполнения работ.

Освещенность обследуемых поверхностей должна быть достаточной для выявления дефектов и составлять не менее 500 Лк.

Контролируемые поверхности должны быть очищены от грязи и масла и зачищены от продуктов коррозии, краски, праймера и др. Размеры зачищенных зон и степень шероховатости контролируемых поверхностей должна соответствовать требованиям СТО Газпром 2-2.4-083 для используемых методов неразрушающего контроля.

В качестве примера применения правил и методов ремонта проведена процедура назначения метода ремонта для трубы категории III наружным диаметром 1420 мм, толщиной стенки 18,7 мм, временным сопротивлением металла трубы 600 МПа, рабочим давлением 7,5 МПа, имеющей поверхностный коррозионный дефект шириной 50 мм, длиной 500 мм и глубиной 3,9 мм.

При проверке ремонтпригодности контролируемой шлифовкой расчетную глубину сошлифованной зоны $d_{ш}$ принимают равной 4,1 мм, а вычисленные значения параметров имеют следующие величины:

$$L = \frac{500}{\sqrt{1420 \cdot 18.7}} = 3.08,$$

$$Q = \sqrt{1 + 0.31 \cdot 3.08^2} = 1.98,$$

$$\gamma = 1 - \frac{1.1 \cdot 1.34 \cdot 1.05 \cdot 7.5}{0.9 \cdot 600} = 0.98,$$

$$K = \frac{0.9 \cdot 0.98 \cdot 1.1 \cdot 1.34 \cdot 1.05}{0.9} = 1.51,$$

$$a = \frac{1.51 \cdot 7.5 \cdot (1420 - 18.7)}{2 \cdot 18.7 \cdot 600} = 0.7,$$

$$d_1 = \frac{(0.70 - 1) \cdot 1.98}{0.70 - 1.98} \cdot 18.7 = 8.6,$$

$$\delta_p = \frac{1.1 \cdot 7.5 \cdot 1420}{2 \cdot \left(\frac{600 \cdot 0.9}{1.34 \cdot 1.05} + 1.1 \cdot 7.5 \right)} = 14.9,$$

$$d_2 = 18.7 - 14.9 + 0.25 \cdot 14.9 = 8.5,$$

$$[d] = 8.5.$$

При проверке условия выяснено, что глубина ошлифованной зоны $d_{ш} = 4,1$ не превосходит предельно допустимое значение $[d] = 8,5$, следовательно, в соответствии с настоящими рекомендациями назначают ремонт контролируемой шлифовкой.

Объем ошлифованного металла V_d , составляет $V_d = 0.3 \cdot 500 \cdot 50 \cdot 3.9 = 29250 \text{ мм}^3$. При длине трубы $L_{mp} = 11000 \text{ мм}$ объем ошлифованного металла, при котором труба может быть заменена, $V_t = 0.002 \cdot 11000 \cdot 1420 \cdot 18.7 = 584188 \text{ мм}^3$. Следовательно, условие не выполняется и ремонт заменой трубы не может быть назначен.

Показатель технического состояния газопровода.

$$P_k = \left(\begin{array}{l} 0.007 + 0.007 + 0.007 + 0.008 + 0.026 + 0.001 + 0.021 + 0.016 + 0.054 + 0.049 + \\ + 0.031 + 0.025 + 0.037 + 0.031 + 0.051 + 0.057 + 0.001 + 0.013 + 0.028 + 0.003 + \\ + 0.013 + 0.036 + 0.019 + 0.004 + 0.007 + 0.033 + 0.006 + 0.002 + 0.015 \end{array} \right) / 29 = 0.0206$$

3.2 Контроль качества и приемка в эксплуатацию отремонтированного участка трубопровода

Система управления качеством восстановительной деятельности должна устанавливаться путем постоянного контроля и диагностики соотношения норм проектной деятельности.

Обязательство за выдерживание качества ремонтной и реставрационной деятельности и за разработку административных документов несут инженеры и техники, которые назначаются на основании соответствующего приказа организации, проводящей капремонт.

Проверка качества восстановительных работ включает три этапа:

- производственная проверка;
- техническая инспекция;
- инспекционный досмотр.

Производственная проверка производится для гарантирования необходимого качества некоторых технологических процессов, согласных с условиями проекта, эксплуатационных инструкций, технологических карт, стандартов и правил и для актуальной корректировки этих процессов, если проверяемые величины находятся за пределами норм.

Проверка качества выполнения капремонта производится через ремонтно-строительный отдел - подрядчиками работ и отделом управления качеством, который включает в себя инженерно-технических сотрудников и инспектора выездных лабораторий.

Производственная проверка производится постоянно во время всего восстановительного процесса и состоит из двух этапов: входная проверка и коммутационная проверка.

Результат проверки качества капремонта отображается в административных документах (журналах, актах или заключениях). В подтверждающих документах ставится подпись контролера, подрядчика и инспектора технадзора.

Цель технической инспекции за качеством ремонтно-строительной деятельности составляет проверка исполнения всех проектно-технологических заключений, использование новейшей базы стандартов и внедрение современных средств и мониторинга.

Техническая инспекция выполняется и охватывает все стадии восстановительной деятельности - от оценки проекта до контроля работы трубопровода. Итоги мониторинга и проверки (приемки) работы заносятся в соответствующие журналы или документируются.

Техническая инспекция устанавливается отделом технического управления. Структура зоны зависит от числа восстановительных работ и типа капремонта.

Инспекционный досмотр устанавливается на всех стадиях контроля, направленного на анализ документов проекта, целью которого является исследование результативности производственной проверки и технической инспекции, проведенных ранее.

Надзор за проверкой осуществляется периодически и выборочно властями регионов Госгортехнадзора России.

Уполномоченные проектного учреждения должны принимать участие в контрольном надзоре.

Окончательный контроль качества капремонта проводится после утверждения приемки газопровода приемочной комиссией. Приемка восстановленной части газопровода происходит после окончания всех восстановительных работ.

3.3 Безопасность и экологичность проекта

Совершенствование технологических процессов добычи, подготовки и транспортировки нефти и газа подразумевает использование новых средств автоматизации, телемеханики и руководство производством.

Важной референцией данной ступени технологического совершенствования составляет динамичная разработка и применение научных и технологичных резолюций, включая план диагностирования и разнонаправленность процессов.

В случае безопасной подготовки и ведения работ действующего объекта, анализ его технологической схемы и технологического режима за исторический период позволяет определить основные закономерности работы объекта, адаптировать модель с учетом характеристик оборудования и трубопроводов и более точно спрогнозировать поведение системы в будущем с учетом возможных изменений в системе добычи и сбора.

Внедрение новых диагностических схем позволяет оценить эффективность работы имеющегося технологического оборудования и преимущественно влияет на безопасную подготовку и ведение работ.

Чтобы обеспечить безопасную работу трубопроводного пути, следует принять ряд мер по улучшению техобслуживания и восстановления трубопроводов, которые основаны на постоянном мониторинге системы трубопроводов с использованием неразрушающих способов. Нынешние методы не могут определить все повреждения, которые происходят при работе трубопроводной системы.

Характеристики некоторых повреждений не настолько важны, чтобы вызвать повреждение в ходе испытаний, но достаточны для того, чтобы эти повреждения возникли под воздействием причин эксплуатации и стали источником аварий в течение стандартного срока работы трубопроводного пути.

Теория политики России в области энергетики в современных экономических условиях предусматривают разработку и введение современной диагностической системы.

Трубопроводная система, как уже упоминалось раньше, представляет собой тяжело доступную подземную конструкцию значительной длины, поэтому, чтобы уменьшить расходы, следует выполнять диагностические исследования и оценивать риск возникновения повреждений без вскрытия длинных частей трубопроводной линии, что было предложено нами в данном исследовании. Поэтому особую актуальность приобретает внедрение новых диагностических схем, в частности, внутритрубной диагностики. Полученные при этом показатели дают возможность реально оценить техническую картину газопровода, наметить щадящий технологический режим, рассмотреть потребность и порядок вывода отрезков газопроводов на реставрацию. Также данные показатели дают возможность прогноза остатка резерва газопровода и возможность планирования капремонта. Предложенная схема диагностики является характерным указателем и поручителем надежности газопроводной сети Российской Федерации, в связи с чем ее использование оказывается своевременным.

Внедрение новых технологий требует от работников соответствующего уровня знаний, владения техникой и технологией производства, а также соблюдения техники безопасности, предусмотренной правилами эксплуатации.

В ООО «Монолитстрой-Плюс» ведется работа по обеспечению и соблюдению безопасных условий труда, предупреждению и предотвращению ЧС, снижению уровня травматизма и числа аварий на производстве. Основными опасными веществами при эксплуатации являются газовый конденсат и попутный газ.

Газовый конденсат представляет смесь углеводородов метанового, нафтенового и ароматического ряда, воды и механических примесей.

Попутный нефтяной газ состоит в основном из метана, этана, пропана, бутана и изобутана и относится к воспламеняющимся газам [21].

ПДК веществ в воздухе рабочей зоны [37]. Периодичность отбора и контроля проб - не реже 1 раза в квартал (в соответствии с таблицей 3.2).

Таблица 3.2 – Характеристика вредных веществ в воздухе рабочей зоны

Наименование вещества	Характер воздействия На организм человека	Агрегатное состояние	ПДК, мг/м	Класс опасности
Углеводороды алифатические предельные C1-10 (в пересчете на C)	Малоопасные вещества. Являются довольно сильными наркотиками, однако сила действия ослабляется из-за очень малой растворимости в крови. При обычных условиях физиологически они индифферентны. Могут вызывать раздражение слизистых оболочек глаза, конъюнктивиты. При сильных отравлениях - пневмония, потеря сознания.	Газ	900/ 3004	(Умеренно опасные вещества)

К наиболее значимым факторам риска аварий высокого и низкого давления и связанных с ними угроз относятся:

- наличие в аппаратах значительного количества взрывопожароопасного вещества, которое создает опасность аварийного выброса при разгерметизации оборудования (таблица 3.3). При эксплуатации высокого и низкого давления обращаются опасные вещества.
- эксплуатация производится под давлением 0,5МПа, что создает дополнительную опасность разгерметизации;
- коррозионная активность окружающей среды, которая создает дополнительную опасность аварийной разгерметизации оборудования;
- нарушения технологического режима и работы систем защит;

- неудовлетворительная система обучения производственного персонала и слабая дисциплина, которые могут привести к нарушению технологического процесса, требований безопасности и охраны труда;
- физический износ оборудования, который может привести к его разгерметизации и разрушению;
- воздействие статического и атмосферного электричества, создающие опасность возникновения источников зажигания и, как следствие, возникновения взрывов и пожаров;
- воздействия природного характера или несанкционированные действия на территории объектов, которые могут привести к разгерметизации или к нарушению технологического режима, в том числе неисправности системы управления.

Таблица 3.3 – Характеристика взрывопожароопасности рабочих веществ

Наименование вещества	Класс опасности	Температура, °С		Концентрационный предел воспламенения % объём.	
		Вспышки	Самовоспламенение	Нижний предел	Верхний предел
Нефтяной газ (метан)	4 Умеренно опасные вещества	–	537	5	15

Площадка является взрывопожароопасным объектом и, согласно действующим нормативным документам, относится:

- по взрывопожароопасности [38] к категории А;
- по классификации взрывоопасных зон [39, 40] к классу В-1г.

Существующие меры, принятые для обеспечения безопасной работы:

1) Во избежание образования взрывоопасной смеси предусматривается непрерывная подача топливного газа в начало. В случае прекращения подачи топливного газа предусматривается автоматическая подача инертного газа.

2) Оборудование наружным электрообогревателем, чтобы обеспечить поддержание температуры содержимого аппарата выше 20°C — минимального значения температуры, необходимой для перекачки продукта, а также для предотвращения отложения парафина на стенках аппарата.

3) Оборудование приборами контроля технологических параметров:

На время проведения работ и испытаний, при сдаче системы комплексного диагностического мониторинга в эксплуатацию, сформированные средства по ликвидации аварий содержатся в постоянной готовности, а также подготовлен план предупреждения и ликвидации аварий.

Для защиты людей на время проведения работ по модернизации предусмотрены следующие мероприятия:

- для оповещения при возникновении ЧС рабочая бригада (монтажная, обслуживающая) снабжена мобильным комплектом радиостанции;

- бригада, выполняющая работы, оснащается аптечкой с необходимым запасом медикаментов и перевязочных материалов по установленному перечню, весь производственный персонал обучается способам оказания первой помощи пострадавшим при несчастных случаях;

- к работам на опасных производственных объектах допускаются работники, обучившиеся безопасным методам и приемам выполнения работ, прошедшие проверку знаний и практических навыков, инструктаж по безопасности труда на рабочем месте, а также имеющие в наличии удостоверение, дающего право допуска к определенному виду работ;

- персонал рабочей бригады (монтажной, обслуживающей) оснащается средствами индивидуальной защиты (спецодежда, спецобувь, средства защиты головы – каска защитная, средства защиты рук – рукавицы

брезентовые) и средствами индивидуальной защиты органов дыхания (СИЗОД) соответствующих типов и марок;

– бригада (монтажная, обслуживающая) оснащается техническими средствами, оборудованными искрогасителями, инструментом искробезопасного исполнения, необходимыми средствами пожаротушения.

При возникновении аварийной ситуации (пластическая деформация, образование трещин коррозионной или усталостной природы, образование свищей в корпусах газосепараторов) система комплексного диагностического мониторинга формирует сигнал «Тревога» с выводом на АРМ оператора вариантов дальнейших действий.

Система комплексного диагностического мониторинга интегрируется с существующей системой противоаварийной защиты, при этом предусматривается возможность остановки технологического процесса по решению оператора при возникновении аварийной ситуации. При получении сигнала «Тревога» оператор информирует персонал объекта, руководителей и соответствующие службы в ООО «Монолитстрой-Плюс».

В ООО «Монолитстрой-Плюс» ежегодно заключаются договоры на обслуживание объектов общества со специализированными аварийно-спасательными формированиями, привлекаемыми для ликвидации ЧС. Все формирования, привлекаемые для ликвидации ЧС, обеспечены соответствующими силами и средствами для локализации и ликвидации ЧС.

3.4 Вывод по главе

В данной главе раскрываются вопросы эксплуатации ОПО, в частности, предложены мероприятия по поддержанию работоспособного технического состояния линейного участка магистрального газопровода, контролю за ремонтными и отремонтированными конструкциями и контролю качества и приемки в эксплуатацию отремонтированного участка трубопровода, а также проанализирована безопасность и экологичность

разработанного проекта. В результате можно констатировать, что в ООО «Монолитстрой-Плюс» ведется работа по обеспечению и соблюдению безопасных условий труда, предупреждению и предотвращению ЧС, снижению уровня травматизма и числа аварий на производстве.

Заключение

Изучаемая совокупность проблем и аналогия положения трубопроводов в нашей стране и за рубежом, а также результаты анализа нормативно-правовых документов, которые регулируют требования к проектированию новых магистральных трубопроводов и эксплуатации существующих магистральных трубопроводов, позволяют обобщить и систематизировать статистические данные. В рамках данного исследования в качестве перспективного метода диагностики магистрального трубопровода предложен метод ВТД.

Капитальный ремонт в виде строительного-монтажных работ ОПО является трудоемким и ресурсозатратным процессом, поэтому необходимо проводить работы на каждом этапе в соответствии с необходимыми требованиями.

Обнаружение дефектов в конструкционных материалах, элементах линейной части магистрального трубопровода, определение возможных причин их появления, оценка влияния на фактическое текущее состояние или выяснение причин отказов соединительных деталей, конструктивных элементов и узлов оборудования являются целями проведения оперативного обследования потенциального ОПО. Таким образом, была предложена методика ВТД трубопровода: нахождение изъянов металла газопровода, изъяна сварных стыков, изъяна геометрии газопровода, распознавание вида изъянов, определение их размера и расположения на трубопроводе, исследование состояния наружного защитного покрытия.

Проведение диагностики внутритрубными снарядами – дефектоскопами ДМТ-1400-512 и ДМТП-1-1400-768, имеющими высокие технические характеристики и скорость прохождения по газопроводу 1,5 - 2,5 м/с, что обеспечивает получение достоверных данных о состоянии стенок труб газопровода и наличии дефектов на обследуемом участке. Выполнение прочностных расчетов, отражающих действительные условия

работы трубопроводов, является одним из основных элементов, обеспечивающих поддержание их высоконадежной работы.

Совершенствование организации строительно-монтажных работ с применением ВТД не увеличивает значения показателей рисков аварии. В ходе работы все цели были достигнуты.

Важным моментом является процесс контроля, во избежание возникновения ряда проблем, которые впоследствии обходятся заказчику дополнительными затратами и потраченным временем. Производимый капитальный ремонт позволит перекачивать нефть в безопасном режиме, избежать возникновения аварий. В результате можно констатировать, что в ООО «Монолитстрой-Плюс» ведется работа по обеспечению и соблюдению безопасных условий труда, предупреждению и предотвращению ЧС, снижению уровня травматизма и числа аварий на производстве.

Конечно, степень безопасности находится в прямой зависимости от технических условий трубопроводных сетей, а технические условия от количества потраченных на диагностирование и реставрацию финансовых средств. Показатели ВТД за предложенной схемой диагностирования являются основой для того, чтобы:

- осуществлять распоряжения и управлять восстановлением либо замещением трубопроводной сети, основываясь на сведениях о фактической толщине металлической стенки;
- оптимизированно спланировать работы по устранению повреждений;
- локально устранить повреждения, с минимальным разрушением зоны ландшафта и покрытий дорог, что также кардинально сокращает затраты.

В связи с этим вопрос о внедрении новых диагностических схем становится своевременным для организаций, использующих сети трубопроводов, можно отрегулировать систему безопасности при использовании предложенной методики, что более чем влияет на безопасную подготовку и ведение работ.

В ходе работы были раскрыты следующие вопросы:

1) Рассмотрены экологические вопросы проектирования нефтегазового комплекса.

2) Предложена новая методология совершенствования организации строительно-монтажных работ в нефтегазовом комплексе на основе безопасной технологической подготовки производства.

3) Впервые разработан и обоснован перспективный метод диагностики магистрального трубопровода.

4) Сформулированы и предложены методики контроля состояния ремонтных конструкций и отремонтированных участков трубопровода и неразрушающего контроля участков трубопровода, отремонтированных контролируемой шлифовкой.

5) Предложены мероприятия по поддержанию работоспособного технического состояния линейного участка магистрального газопровода.

Предложенные технические решения отличаются новизной и могут быть рекомендованы для применения в трубопроводном строении.

Список используемых источников

1. Eibar, R. Line pipe retains yield strength after long service // Oil and Gas J. 1980. № 13. P. 151-154.
2. Enhanced pipeline condition-monitoring // Anti-Corrosion Methods and Materials. 1989. Vol. 36. No. 3. P. 10-17.
3. Тетельмин, В.В., Язев, В.А. Нефтегазовое дело. Полный курс. Долгопрудный ИД «Интеллект», 2009 - 800 с.
4. Васильев, Г.Г., Коробков, Г.Е., Коршак, А.А. и др. Трубопроводный транспорт нефти. Т.1 и 2. М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2002 - 407 с.
5. Белов, В.В., Мортиков, В.Н., Степанов, Ю.А. Комплекс – дефектоскоп для контроля магистральных трубопроводов. - Ж. «Газовая промышленность», №12, 1983 - 15с.
6. Белов, Е.М., Велиюлин, И.И., Любанов, В.П. Локализация дефектов в металле труб действующего трубопровода бесконтактным способом. Шестая международная деловая встреча «Диагностика-96». Доклады и сообщения. М.: ИРЦ ГАЗПРОМ, 1996 - С. 154-166.
7. Recent pipeline technologies improve efficiency // Oil and Gas J. Vol. 98. № 38. P. 62-68.
8. Виллемс, Г.Г., Барбиан, О.А., Кизингер, Р. Выявление трещин в трубопроводах: отчет инспекции, полученный при использовании дефектоскопа «Ультаскоп СД». Шестая международная встреча «Диагностика-96». Доклады и сообщения. М.: ИРЦ ГАЗПРОМ, 1996 - С. 94-108.
9. Беляева, В.Я., Коршак, А.А., Шаммазов, А.М. и др. Нефтегазовое тропительство. — М.: ОМЕГА-Л, 2005. 774 с.
10. Абрамов, В.В. Понятие и правовой режим атомных электростанций как объектов гражданского права // Бизнес, Менеджмент и Право.-2014.-N 1.-С. 77 -81.

11. Госстандарт. СанПиН 2.2.4.548-96 "Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений"; введ. 01.10.1996 // Консультант плюс: справочно-правовая система [Электронный ресурс]. – URL: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_93768/ (дата обращения: 14.11.2019).

12. Безопасность и экологичность проекта: учеб. пособие /Ю. Н. Безбородов, Н. Д. Булчаев, Л. Н. Горбунова, Н. Н. Позднякова. – Красноярск: Сиб. федер. ун-т, 2015. – 148 с.

13. Госстандарт. МР 2.2.7.2129-06 "Физиология труда и эргономика. Режимы труда и отдыха работающих в холодное время на открытой территории или в неотапливаемых помещениях. Методические рекомендации"; введ. 19.09.2006 // Консультант плюс: справочно-правовая система [Электронный ресурс]. – URL: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_67073/ (дата обращения: 14.11.2019).

14. Госстандарт. Р 2.2.2006–05 "Гигиена труда. Руководство по гигиенической оценке факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда"; введ. 01.11.2005 // Консультант плюс: справочно-правовая система [Электронный ресурс]. – URL: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_85537/ (дата обращения: 14.11.2019).

15. Гареев, А.Г., Иванов, И.А., Абдуллин, И.Г. Прогнозирование коррозионно-механических разрушений магистральных трубопроводов // Научный, технический, социальный вклад газовиков XX века в развитие научно-технического прогресса. М. : РАО «Газпром», предприятие «Сургутгазпром». 1997. 169 с.

16. Мазур, И.И., Иванцов, О.М. Безопасность трубопроводных систем. Учебное пособие. — М.: ИЦ Елима, 2004. — 1104 с.

17. Лапынин, Ю.Г., Люкшин, И.В., Савеня, С.Н. Диагностика трубопровода на стадии зарождения дефекта // Альманах Волгоградского

отделения международной академии авторов научных открытий и изобретений. Волгоградское изд. Госуниверситета, 2005. С. 256—266.

18. Потапов, И.А. Акустические методы и средства неразрушающего контроля и дистанционной диагностики трубопроводов : дис. ... канд. техн. наук : 05.02.11 СПб., 2007 229 с. РГБ ОД, 61:07-5/2232

19. Собрание законодательства Российской Федерации. -28.07.1997. - No 30. -Ст. 3588 // Консультант плюс: справочно-правовая система [Электронный ресурс]. – URL: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_49025/de369c71b48717f5847dadf9bf00c6b44bfec4c/ (дата обращения: 14.11.2019).

20. Транин, А.А. Модернизация опасных промышленных предприятий как фактор обеспечения экологической безопасности: правовые аспекты // Экологическое право. -2013. -N 1. -С. 14 -18.

21. Технический регламент о требованиях пожарной безопасности Федеральный закон от 21.07.1997 N 116-ФЗ (ред. от 13.07.2015) [Электронный ресурс]. – URL: <https://rulings.ru/laws/Federalnyy-zakon-ot-21.07.1997-N-116-FZ/> (дата обращения: 14.11.2019).

22. Собрание законодательства Российской Федерации.-22.08.2014.- N 379 // Консультант плюс: справочно-правовая система [Электронный ресурс]. – URL: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_174914/ (дата обращения: 14.11.2019).

23. Панов, А.Б. Опасный производственный объект нуждается в лицензировании // Российский судья.-2012.-N 8.-С. 14 -16

24. Постановление Правительства Российской Федерации от 24.11.1998 No1371(ред. от 15.08.2014) «О регистрации объектов в государственном реестре опасных производственных объектов» // Российская газета.-N 228.-01.12.1998 // Консультант плюс: справочно-правовая система [Электронный ресурс]. – URL: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_21062/ (дата обращения: 14.11.2019).

25. Постановление Правительства РФ от 21 июня 2010 г. N 468 «О порядке проведения строительного контроля при осуществлении строительства, реконструкции и капитального ремонта объектов капитального строительства» // Консультант плюс: справочно-правовая система [Электронный ресурс]. – URL: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_101791/ (дата обращения: 14.11.2019).

26. Бондин, В.И. Безопасность жизнедеятельности: Учебное пособие / В.И. Бондин, Ю.Г. Семехин. - М.: НИЦ ИНФРА-М, Академцентр, 2017. - 349 с.

27. Беляков, Г.И. Безопасность жизнедеятельности. Охрана труда в 2 т. Том 2: Учебник для бакалавриата / Г. И. Беляков. - Люберцы: Юрайт, 2016. - 352 с.

28. Графкина, М.В. Безопасность жизнедеятельности: Учебник / М.В. Графкина. - М.: Форум, 2017. - 416 с.

29. Ефремова, О.С. Охрана труда в организации в схемах и таблицах / О. С. Ефремова. - М.: Альфа-Пресс, 2016. - 112 с.

30. Приказ Минстроя России от 27.07.2017 №1033/пр. «Приемка в эксплуатацию законченных строительством объектов. Основные положения» // Консультант плюс: справочно-правовая система. [Электронный ресурс]. – URL: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_280908/ (дата обращения: 14.11.2019)

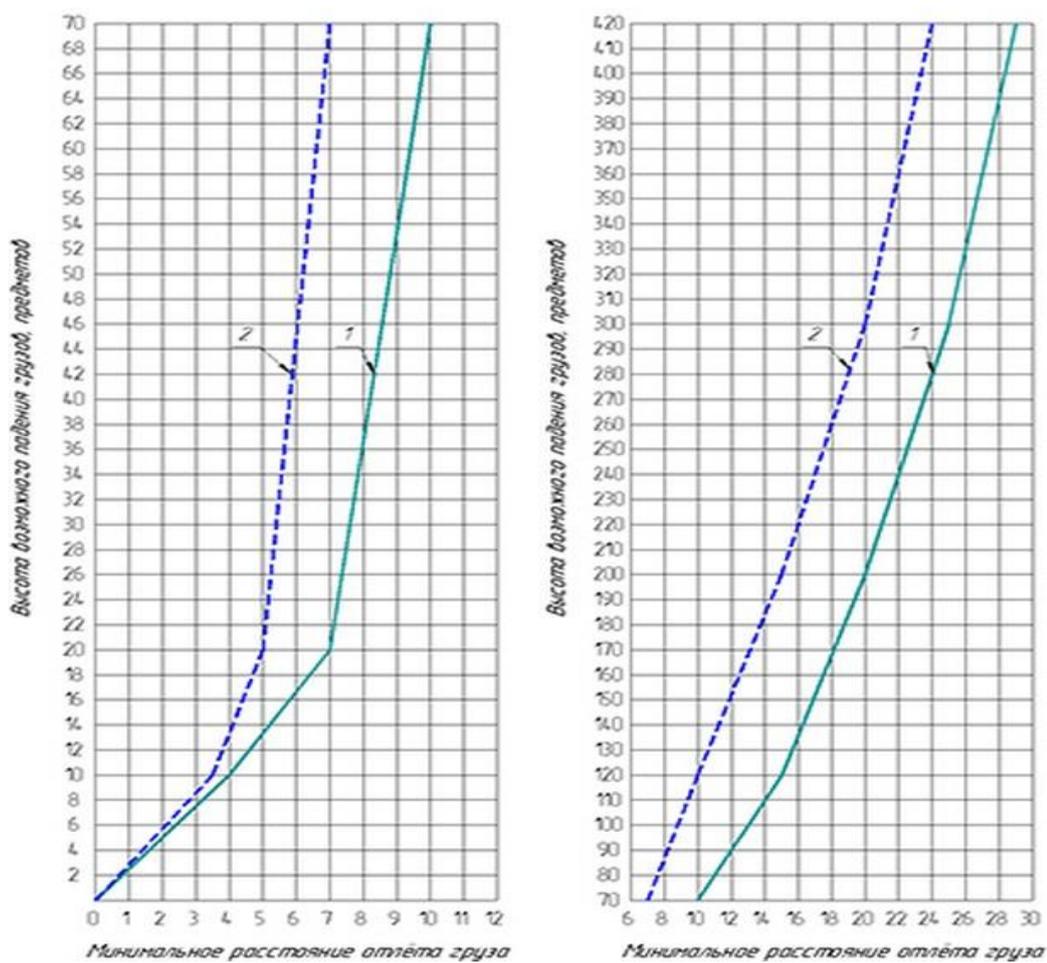
31. Официальный сайт строительной компании (ООО «Монолитстрой-Плюс») [Электронный ресурс]. – URL: <http://monolitstroj-plus.ru/> (дата обращения: 14.11.2019)

32. «Градостроительный кодекс Российской Федерации» от 29.12.2004 N 190-ФЗ (ред. от 02.08.2019) (с изм. и доп., вступ. в силу с 13.08.2019) [Электронный ресурс]. – URL: <https://rulaws.ru/Gradostroitelnyy-kodeks/> (дата обращения: 14.11.2019)

33. Gems, B.R.D. Detection and Mitigation of Weight Loss Corrosion in Sour Gas Gathering System // Shell Canada Limited, 1974.
34. Gerus, B.R.D., Gassin, J.N. Corrosion in the Burnt Timber Wet Sour Gas Gathering System // Materials Performance. 1978. Vol. 17. No. 3. P. 25-28.
35. Госстандарт. ПБ 03-440-02 «Правила аттестации персонала в области // Консультант плюс: справочно-правовая система [Электронный ресурс]. – URL: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_36367/ (дата обращения: 14.11.2019).
36. Занько, Н.Г. Безопасность жизнедеятельности / Н.Г. Занько, К.Р. Малаян и др. - СПб.: Лань, 2016. - 696 с.
37. Федеральный закон «О санитарном–эпидемиологическом благополучии населения» от 30.03.1999 №52-ФЗ // Консультант плюс: справочно-правовая система [Электронный ресурс]. – URL: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_22481/ (дата обращения: 14.11.2019).
38. Госстандарт. НПБ 105-03 Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности; введ. 01.08.2003 // Консультант плюс: справочно-правовая система [Электронный ресурс]. – URL: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_76267/ (дата обращения: 14.11.2019).
39. Госстандарт. ПУЭ Правила устройства электроустановок. Издание 7; введ. 07.05.1998 // Консультант плюс: справочно-правовая система [Электронный ресурс]. – URL: <http://www.consultant.ru/cons/cgi/online.cgi?req=doc&base=EXP&n=323424#06160323771300533> (дата обращения: 14.11.2019).
40. Технический регламент о требованиях пожарной безопасности Федеральный закон от 22.07.2008 N 123-ФЗ (ред. от 13.07.2015) [Электронный ресурс]. – URL: <https://rulaws.ru/laws/Federalnyy-zakon-ot-22.07.2008-N-123-FZ/> (дата обращения: 14.11.2019).

Приложение А

График минимального расстояния отлета груза



- 1 - при перемещении краном груза в случае его падения;
2 - в случае падения предметов со здания

Рисунок А.1 - График минимального расстояния отлета груза