

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

**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
 ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт природных ресурсов

Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

Кафедра Транспорта и хранения нефти и газа

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
«Обследование и определение местоположения дефектов магистральных трубопроводов»

УДК 621.643:620.19

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б2Б	Газизов С.А.		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Богданов А.Л.	к.т.н., доцент		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
старший преподаватель кафедры ЭПР	Глызина Т.С.	к.х.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
старший преподаватель кафедры ЭБЖ	Алексеев Н.А.			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ТХНГ	Рудаченко А.В.	к.т.н, доцент		

Томск – 2016г.

Оглавление	
ВВЕДЕНИЕ.....	3
1 ОБЩАЯ ЧАСТЬ	5
1.1 Краткая физико-географическая характеристика района работ	5
1.2 Климатическая характеристика района работ	5
1.3 Гидрогеологическая характеристика района работ.....	6
1.4 Краткая инженерно-геологическая характеристика района работ	7
1.5 Краткая экономическая характеристика района работ	7
1.6 Организация строительства	8
2 АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩИХ ТЕХНОЛОГИЙ, ТЕХНИКИ И ОРГАНИЗАЦИЙ	22
3 РАСЧЕТНАЯ ЧАСТЬ	26
3.1 Проверка трубопровода на прочность	26
3.2 Проверка трубопровода на пластические деформации	29
3.3 Проверка общей устойчивости трубопровода	38
4 ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ.....	43
6 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	51
6.1 Производственная безопасность	51
6.1.1. Вредные воздействия на окружающую среду и мероприятия по их снижению.....	51
6.2 Экологическая безопасность.....	53
6.2.1. Вредные воздействия на окружающую среду и мероприятия по их снижению.....	53
6.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	56
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	59
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	61

						Лист
						1
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

РЕФЕРАТ

Тема выпускной квалификационной работы: «Обследование и определение местоположения дефектов магистральных трубопроводов». Работа выполнена на 80 листах, с применением рисунков, таблиц.

Ключевые слова: трубопровод, исследование, дефекты, ремонт, магистральный участок.

Цель работы – обследование и определение местоположения дефектов магистральных трубопроводов.

						Лист
						2
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность работы. Трубопроводы для транспортировки жидкости или газа под давлением обычно делают из стали, чтобы они могли противостоять внутреннему давлению, создаваемому для транспортировки текучих сред на большие расстояния. Несмотря на комплекс защитных мероприятий, предпринимаемых в процессе производства и прокладки трубы, образующей трубопровод, может иметь место коррозионное разрушение трубопровода. Трубопроводы, находящиеся в земле, подвергаются разрушению под воздействием почвенной коррозии, которая подразделяется на химическую и электрохимическую, электрической коррозии, внешних воздействий и дефектов труб, сварных швов и монтажа.

Статистика аварий показывает, что вышеперечисленные факторы могут стать причиной появления коррозионных язв и трещин в трубе. Кроме того, трубопровод может подвергаться механическому повреждению, такому как вмятины и гофры, оставляемые техникой, используемой при прокладке трубопровода или при вскрытии, обследовании и ремонте трубопровода после его прокладки. Такие повреждения (вмятины и гофры) ослабляют трубу и могут ускорить процесс коррозии.

Работы по отводу нефти являются весьма трудоемкими, экологически небезопасными, влекут за собой последующую очистку грунта от нефтяных загрязнений и рекультивацию прилегающей территории. Реализация технологии ремонта вырезкой, как правило, связана со значительными затратами.

Вырезка дефектов и замена участков трубопровода применяется в случае обнаружения недопустимого сужения проходного диаметра нефтепровода, невозможности обеспечения требуемой степени восстановления нефтепровода при ремонте другими методами, экономической нецелесообразности применения других методов ремонта из-за чрезмерной длины дефектного участка.

						Лист
						3
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Кроме "классической" вырезки, за рубежом применяется и специальная технология вырезки дефектных участков без остановки перекачки. Например, технология фирмы T. D. WILLIAMSON предусматривает врезку в находящийся под давлением трубопровод обводной линии, охватывающей подлежащий ремонту участок. Внутри участка, охватываемого обводной линией, с обеих сторон устанавливаются узлы перекрытия. После перекрытия трубопровода нефть движется по обводной линии, а участок между узлами перекрытия ремонтируется. По завершении ремонта перекрытие трубопровода снимается, а обводная линия демонтируется. Недостатком такой технологии вырезки является сложность, громоздкость и высокая стоимость применяемого оборудования, а также значительный объем сварочных работ на поверхности трубы, находящейся под давлением. Цель работы – обследование и определение местоположения дефектов магистральных трубопроводов.

Задачи:

- рассмотреть общую характеристику;
- провести анализ существующих технологий, техники и организаций;
- провести расчеты определения местоположения дефектов магистральных трубопроводов;
- написать экономическую часть;
- рассмотреть технологическую часть;
- описать производственную и экологическую безопасность при ремонте трубопровода.

						Лист
						4
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

1 ОБЩАЯ ЧАСТЬ

1.1 Краткая физико-географическая характеристика района работ

Район реконструкции русла на участке технологического коридора подводных переходов магистральных газопроводов (ППМГ). Географические координаты района: 56° 20' 50" с.ш., 51° 06' 16" в.д.

Участок представляет собой предгорную тектоническую впадину, продолжающуюся в пределы мелководья и заполненную дельтовыми, дерново-аллювиальными отложениями. Значительную часть этого района занимает сильно заболоченная, с множеством мелких озерков, изрезанная многочисленными протоками лугово-болотная низменная дельта.

1.2 Климатическая характеристика района работ

Климат территории резко континентальный. Характеризуется большими амплитудами колебаний температуры воздуха в течение суток и года. значительной сухостью, относительно малым количеством атмосферных осадков, холодной продолжительной и малоснежной зимой, преобладанием ясного неба, особенно в холодную половину года, т.к. во первых, теплые и влажные воздушные массы с Атлантического океана доходят до территории бассейна сильно трансформированными, потерявшими четверть влаги, во - вторых, воздушные массы.

Основными факторами формирования климатического фона территории, являются четко выраженная система циркуляции атмосферы в теплый и холодный периоды и повышенный приток солнечной радиации к деятельной поверхности. В холодный период (октябрь-март) формируется локальная область пониженного атмосферного давления вследствие утепляющего влияния водной массы озера. Поэтому в осенне-зимний период на территории преобладают ветра:

1) северо-западного направления (20-25 м/с);

						Лист
						5
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

2) северо-восточного направления (10-15 м/с);

3) юго-восточного направления (10-15 м/с).

В теплый период (май-август) на фоне малоградиентного поля пониженного атмосферного давления формируется локальный барический максимум, связанный с охлаждающим влиянием водных масс озера, вследствие чего здесь увеличивается повторяемость воздушных потоков с озера на сушу. В весенне-летний период преобладают ветра:

1) северо-западного направления (10-15 м/с);

2) северо-восточного направления (10-15 м/с);

3) юго-восточного направления (5-10 м/с);

4) сочетания юго-западного и северо-западного (10-15 м/с).

1.3 Гидрогеологическая характеристика района работ

Количество осадков зависит от высоты и орографического положения местности, поэтому положение района маршрута обуславливает сравнительно небольшое количество атмосферных осадков и их очень неравномерное выпадение в течение года по всей значительной площади и горному рельефу этого региона. Месячный и суточный максимумы осадков достигает наибольшего значения в летние месяцы, значительная доля осадков выпадает в виде ливней, которые наблюдаются в июле-августе (100-150 мм. за сутки); а минимумы - на один из зимних месяцев (с декабря по февраль). Общее количество дней с осадками 0,1 мм. и более составляет примерно 70-80, из них с осадками более 10 мм. равно 7-9 суткам в году, а с осадками более 20 мм. - от 2 до 4-х суток за год.

						Лист
						6
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

1.4 Краткая инженерно-геологическая характеристика района работ

Участок трубопровода отмечен в рельефе мощными хребтами. Ось Главного хребта в целом совпадает с осевой частью мегантиклинория. Здесь же проходят древнейшие глубинные разломы, заложенные ещё в протерозое - в период заложения подвижной системы.

С севера ограничивает Восточно-Европейская платформа, а с юга «поджимает» древняя Аравийская платформа. Кроме того, севернее геологи выделяют краевой прогиб, заполненный осадочными породами. Самая древняя глубинная разломная зона примерно совпадает с высокогорной осевой частью хребта - она «работает» уже около 1700 миллионов лет. Разломы служат путями для продвижения из глубин Земли магмы - жидкого силикатного расплава. Изливаясь на поверхность в виде лавы, она зачастую покрывала большие пространства.

1.5 Краткая экономическая характеристика района работ

трубопровод, длиной 660 км, проходит по территории районов с разным стартовым уровнем социально-экономического развития. Участок пересекает территорию депрессивных районов. Для этих районов трубопровод в современных условиях является единственным средством активизации их общего хозяйственного развития, роста качества жизни населения. Участок проходит, преимущественно, по районам, входящим в промышленно развитую зону. Здесь сконцентрирован высокий потребительский потенциал, обусловленный наличием развитых промышленных населенных пунктов и предприятий. Воздействие газопровода на социально-экономическое развитие отдельных населенных пунктов, прилегающих к трассе, будет также зависеть от стартового уровня развития их хозяйства.

						Лист
						7
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

1.6 Организация строительства

Диагностическое обследование магистрального газопровода выполняется в точке пересечения и на прилегающих участках в соответствии с требованием СП 36.13330.2012 «Магистральные трубопроводы». Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85.

Диагностическое обследование включает в себя следующий комплекс работ[1]:

1. Подготовительные работы.
2. Наземное обследование.
3. Обследование участка магистрального газопровода в шурфах.
4. Камеральная обработка полученных данных.

1. Подготовительные работы:

Анализ документации, относящейся к объекту диагностического обследования.

Разработка и согласование Программы выполнения работ.

Получение разрешений и допусков от эксплуатирующей организации на проведение работ.

Наземное обследование:

Подготовка трассы газопровода к производству работ, указание на местности начальной и конечной точек обследуемого газопровода (участка газопровода).

Внешний осмотр трассы. Выявление нарушений охранный зоны, наличия оформления трассы, фактических пересечений газопровода с естественными и искусственными препятствиями и т.д.

Наземное электрометрическое обследование.

Бесконтактное магнитометрическое обследование с целью обнаружения аномальных зон распределения магнитных полей, вызванных деструкцией металла или повышенным уровнем действующих напряжений.

Обследование участка магистрального газопровода в шурфах

						Лист
						8
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Шурфование газопровода, снятие/восстановление изоляционного покрытия.

Сбор общих данных о шурфе[2]:

описание рельефа местности, наличия растительности в районе шурфа;

Определение фактической глубины залегания газопровода от поверхности земли до верхней образующей трубы и длины открытого участка.

Неразрушающий контроль[3]:

Оценка состояния изоляционного покрытия (визуальный осмотр, определение типа изоляции, измерение толщины изоляции, оценка адгезии изоляции к трубе, определение наличия влаги под изоляцией).

Визуально-измерительный контроль металла трубы, сварных соединений.

Определение механических свойств (измерение твердости по Бринеллю (НВ)).

Определение толщины металла стенки газопровода и коррозионного состояния ультразвуковым методом.

Магнитопорошковый контроль (при необходимости).

Ультразвуковой контроль сварных соединений (при необходимости).

Камеральная обработка полученных данных:

Определение условий работы и параметров газопровода, проведение расчета на прочность, оценка остаточного ресурса.

Оформление Протоколов и Отчета по результатам неразрушающего контроля.

При необходимости может быть подготовлено заключение экспертизы промышленной безопасности с внесением сведений в реестр заключений экспертизы промышленной безопасности Федеральной службой по экологическому, технологическому и атомному надзору.

Поддержание газотранспортных систем в целостности имеет важнейшее значение, так как выход из строя магистрального трубопровода может повлечь за собой значительные экономические потери и человеческие жертвы. Дефекты в стенке трубы - основная причина выходов газопроводов из строя. Надежность и безопасность при транспортировании газа

						Лист
						9
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

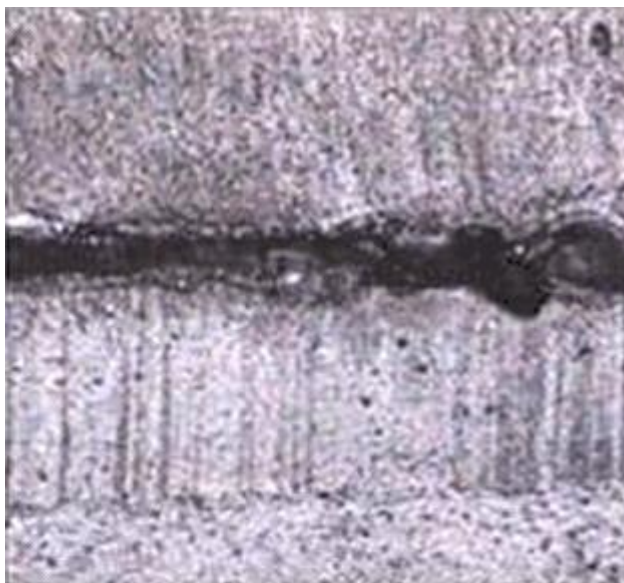
достигается систематической диагностикой магистральных трубопроводов. Среди существующих методов контроля наиболее востребованы и распространены неразрушающие методы, среди которых наиболее популярным является метод визуального контроля и анализа технического состояния газопровода[4].

Традиционный метод визуального анализа специально обученными экспертами занимает очень много времени и сил, а качество интерпретации зависит от уровня квалификации аналитика[5]. Поэтому разработка методов автоматической диагностики является приоритетной задачей. Магистральные газопроводы состоят в основном из линейных участков, контроль которых производится с помощью приборов-дефектоскопов, их перемещение внутри трубопровода осуществляется под действием давления перекачиваемого природного газа с запорной арматурой.

Однако обвязка компрессорных станций намного сложнее в геометрическом плане: технологические коммуникации компрессорных станций включают в себя трубопроводы обвязки газоперекачивающих агрегатов, подземные трубопроводы промплощадки компрессорного цеха, трубопроводы шлейфов входа-выхода и узла подключения компрессорных станций – что значительно усложняет процесс проведения диагностики и дефектоскопии труб, что требует применения более совершенных методов, например, основанных на методе рассеянии магнитного потока. В настоящее время измерение глубины оптически открытых дефектов производится с использованием лазерного зонда, установленного на камере[6]. Лазерный зонд представляет собой лазерно-голографический проектор, проецирующий на контролируемую поверхность пучок параллельных лазерных линий (Рисунок 1). Проекция этих линий изменяют свою форму в зависимости от рельефа поверхности и позволяют проводить замер дефекта после обработки снятых изображений с помощью специализированного программного обеспечения на базе систем технического зрения.

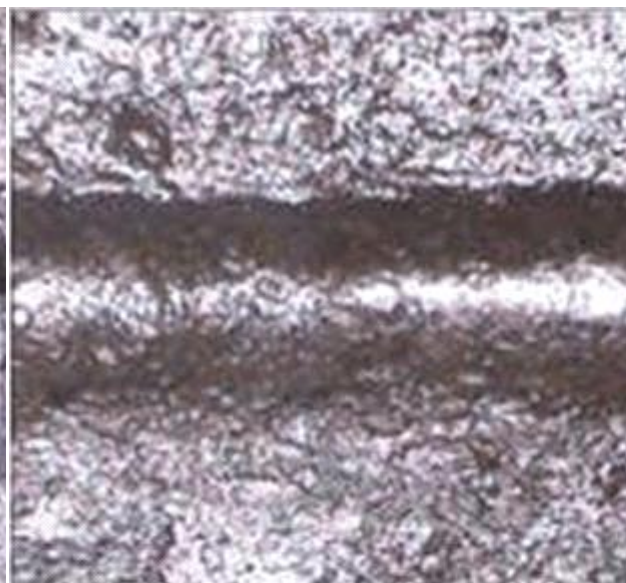
						Лист
						10
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Изображение непровара в корне
сварного шва



Снимок телевизионной камерой

Изображение типичного годного шва
(для сравнения)



Снимок телевизионной камерой



Снимок с лазерно-голографической
сеткой



Снимок с лазерно-голографической
сеткой

Рисунок 1 - Сравнительные результаты телевизионно-оптического контроля сварного шва с дефектом и бездефектного шва[7]

В процессе контроля телевизионная камера с лазерным зондом перемещается вдоль контролируемой поверхности (сварного шва) с шагом 7...12 град с записью отснятых кадров в цифровом виде в базу данных контроля. При

						Лист
						11
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

обследовании сварных стыков контролируется как сам стык, так и околошовная зона (зона термического влияния) шириной от 20 до 25 мм по обе стороны от шва в зависимости от толщины стенки свариваемых элементов. Минимальный размер выявляемого дефекта – не менее 0,5 мм. Выявление отклонений может происходить на стадии анализа результатов контроля путем просмотра накопленного архива снимков, так и в режиме реального времени. Таким образом, возможна работа в двух режимах – ручном (контролер) и автоматическом (программное обеспечение). Выявление отклонений контролером при проведении визуального и измерительного контроля - поиск поверхностных отклонений (непроваров, трещин, раковин, задиров, царапин, коррозионных язв и т.д.) осуществляется путем просмотра на мониторе последовательности телевизионных изображений, полученных в результате записи массива элементов разложения в процессе контроля. Если на изображении выявлено отклонение, контролер приостанавливает просмотр и отмечает кадр с выявленным отклонением. Измерив размер выявленного отклонения и произведя идентификацию дефекта, контролер записывает информацию об обнаруженном отклонении в протокол контроля. Далее выбирается следующий раздел архива и повторяются предыдущие операции. При необходимости возможен повторный выход на выявленные отклонения для детального анализа. Результаты обработки результатов заносятся на электронный носитель информации.

В автоматическом режиме системы технического зрения измерение геометрических размеров выявленных отклонений производится с помощью математических и программных алгоритмов. Измерение геометрических размеров в плоскости ХУ производится по изображениям, записанным телевизионной камерой, измерение глубины – по изображениям, записанным с использованием лазерно-голографического зонда в статическом режиме контроля (Рисунок 2).

						Лист
						12
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

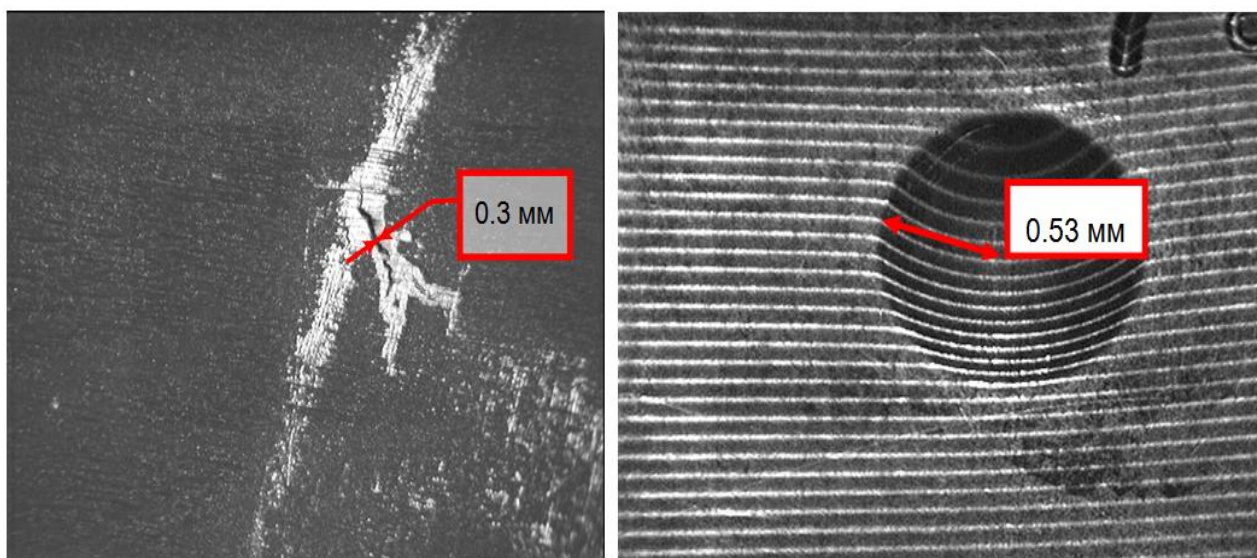


Рисунок 2 - Изображения дефектов, полученных в ходе визуально-измерительного контроля, с измеренными геометрическими размерами (слева – линейными, справа – глубиной).[7]

Дефекты в трубах порождают уникальные сигналы, поэтому задача обнаружения полезных сигналов сводится к применению следующих методов применяемых при обработки изображения[8]:

1. Бинаризация - перевод полноцветного или в градациях серого изображения в монохромное, где присутствуют только два типа пикселей - темные и светлые, которые соответствуют фону и объекту;
2. Разметка связных областей;
3. Спектральный анализ контуров;
4. Низкочастотная и пороговая фильтрация;
5. Нормализация спектра.

Как и в любой другой системе технического зрения, большое внимание стоит уделить проблеме шумовых сигналов, к которым можно отнести[9]:

1. Аномалии продольного шва – это шумовой сигнал, возникающий из-за ошибки измерения магнитного поля по причине отхода датчиков от стенки трубы на продольных сварных швах.
2. Аппаратный сбой, связанный с нарушениями в работе бортового оборудования.

						Лист
						13
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

3. Изменение толщины стенки трубы.

4. Магнитная аномалия – неоднородная магнитная проницаемость, обусловленная технологией ее производства.

5. Программная ошибка.

Задачей диагностики магистральных газопроводов, является повышение достоверности и информативности диагностики участков трубопровода вне зависимости от условий местности, экологическая чистота исследований[10].

Техническим результатом диагностики магистральных газопроводов является повышение достоверности выходных данных, обусловленное близостью аппарата к исследуемой площади, низкой скоростью полета и широким диапазоном высот.

Технический результат достигается тем, что в способе дистанционной диагностики магистральных трубопроводов, включающем облет и съемку участка трубопровода в видимом и инфракрасном диапазонах длин волн на маловысотном летательном аппарате с получением фото- и тепловизионных снимков исследуемого участка трубопровода и их последующей обработкой, новым является то, что в качестве маловысотного летательного аппарата используют дирижабль с тепловизионным комплексом высокого разрешения, а обработку тепловизионных снимков проводят путем расчета и построения объемной модели плотности потока теплового излучения зон залегания трубопровода и объемной модели блоково-разломных структур, построения горизонтальных и латеральных срезов, вертикальных разрезов плотности потока теплового излучения зон залегания трубопровода и блоково-разломных структур и их дифференциальных трансформаций с последующей интерпретацией полученных материалов и составлением результативных карт.

Съемку участка трубопровода ведут со сверхмалых высот 50-150 м.

Съемку участка трубопровода в инфракрасном диапазоне длин волн ведут на длинах волн 8-14 мкм с пространственным разрешением по глубине до 3 см и температурной чувствительностью 0,02°C.

						Лист
						14
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Перед обработкой тепловизионных снимков проводят разбиение их на отдельные маршруты с использованием GPS-данных навигационной системы дирижабельного комплекса, анализ диапазона распределения значений плотности потока теплового излучения участка трубопровода в пределах одного маршрута, выделение непрерывных последовательностей файлов со схожими яркостными характеристиками, пакетное конвертирование выделенных блоков тепловизионных снимков из внутреннего формата тепловизионного комплекса в стандартные графические растровые файлы, составление сшивок из тепловизионных снимков[11].

Дополнительно проводят подавление помех и высококонтрастных объектов, отбраковку фрагментов тепловизионных снимков при превышении количества пикселей со значениями, близкими к границам цифрового диапазона более 10%, выбор фрагментов тепловизионных снимков с более равномерным распределением интенсивности плотности потока теплового излучения участка трубопровода по всему диапазону значений.

Построение объемной модели плотности потока теплового излучения зон залегания трубопровода происходит путем расчета набора слоев проникновения (S) на основе тепловизионного снимка, представленного множеством значений плотности потока теплового излучения размерностью $M \times K$, по формуле[12]

$$S_n(x, y) = G(S_1(x, y), n),$$

где $S_n(x, y)$ - слои проникновения,

$G(S_1(x, y), n)$ - функция, зависящая от исходного слоя тепловизионного снимка $S_1(x, y)$ и требуемой глубины,

x, y - координаты пикселя на тепловизионном снимке,

n - номер слоя проникновения,

а в качестве функции, зависящей от исходного слоя тепловизионного снимка $S_1(x, y)$ и требуемой глубины, применяется функция экспоненциальной фильтрации

						Лист
						15
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$G(S_1(x, y), n) = a_{xn} \cdot a_{yn} \cdot \sum_{i=0}^M \sum_{j=0}^K S_1(x_i, y_j) e^{-\frac{|x-x_i|+|y-y_j|}{z}},$$

где M, K - размерность тепловизионного снимка,

$$a_{xn} = \frac{1}{\sum_{i=0}^M e^{-\frac{|x-x_i|}{z}}} \quad \text{и} \quad a_{yn} = \frac{1}{\sum_{j=0}^K e^{-\frac{|y-y_j|}{z}}} - \text{нормирующие коэффициенты,}$$

$z=f(n)$ - функция, задающая глубину и шаг дискретизации.

Расчет объемной модели блоково-разломных структур включает в себя увеличение амплитуды мало интенсивных положительных аномалий при относительном сохранении общего фона плотности потока теплового излучения зон залегания трубопровода, выделение областей с повышенными значениями плотности потока теплового излучения зон залегания трубопровода на тепловизионном снимке с помощью максимизирующего фильтра, отклик которого по определенной окрестности задается выражением[13]

$$b_{ij}^n = \max \left\{ s_{mk}^n \mid m = \overline{i-n, i+n}, k = \overline{j-n, j+n} \right\},$$

где b_{ij}^n - элемент n-го слоя модели блоково-разломных структур с координатами (i, j),

s_{mk}^n - элемент n-го слоя с координатами (m, k),

и выделение линий разрывов зон залегания трубопровода с помощью оператора Лапласа

$$\nabla^2 f = f(x+1, y) + f(x-1, y) + f(x, y+1) + f(x, y-1) - 4f(x, y),$$

где x и y - аргументы функции.

Построение горизонтальных и латеральных срезов, вертикальных разрезов плотности потока теплового излучения зон залегания трубопровода и блоково-разломных структур и их дифференциальных трансформаций включает в себя расчет первой производной по глубине $p_{ij}' = s_{ij}^n - s_{ij}^{n+1}$

						Лист
						16
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

изменения плотности потока теплового излучения и второй производной по глубине $p_{ij}'' = s_{ij}^n + s_{ij}^{n+2} - 2s_{ij}^{n+1}$ скорости изменения плотности потока теплового излучения,

где s_{ij}^n - элемент n-го слоя с координатами (i, j),

- элемент (n+1)-го слоя с координатами (i, j),

s_{ij}^{n+1}

- элемент (n+2)-го слоя с координатами (i, j).

s_{ij}^{n+2}

Интерпретация полученных материалов включает в себя районирование по интенсивности плотности потока теплового излучения зон залегания трубопровода, изучение флюидодинамических условий зон залегания трубопровода, построение геотермических отражающих границ по глубинам, определение геометрии и пространственного положения аномалий трубопроводов, установление участков напряженно-деформированного состояния трубопровода.

Результативные карты составляют путем наложения полученных материалов на топографическую основу с добавлением необходимой текстовой и графической информации, включая результаты классификации технического состояния трубопровода.

В качестве топографической основы используют векторные и растровые электронные карты высокого разрешения.

При составлении результативных карт производят наложение фото- и тепловизионных снимков с последующей привязкой зон залегания трубопровода на местности.

На рисунке 3 представлен разрез блоково-разломных структур в теневом отображении: а) интегрального вида; в дифференциальных характеристиках - б) первой производной по глубине, в) второй производной по глубине.

						Лист
						17
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

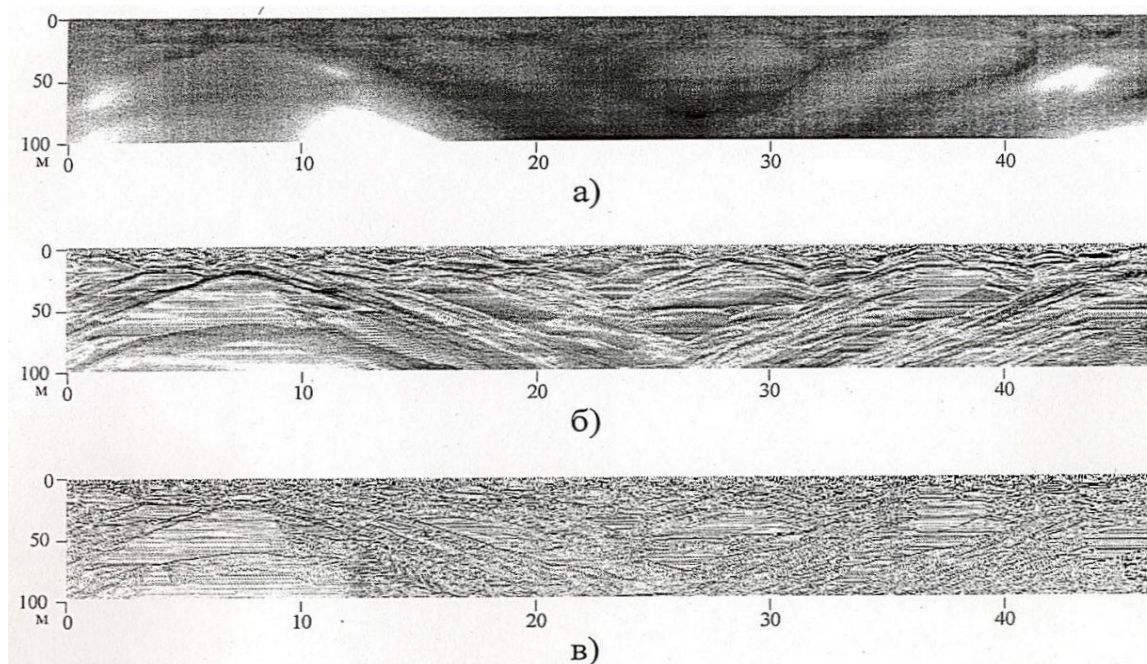


Рисунок 3 - Разрез блоково-разломных структур в теневом отображении: а) интегрального вида; в дифференциальных характеристиках - б) первой производной по глубине, в) второй производной по глубине[21]

Проводится съемка участка трубопровода в видимом и дальнем ИК-диапазоне, обработка полученных ИК-снимков, расчет и построение объемных моделей зон залегания трубопровода, разрезов и карт, их интерпретация и составление электронного паспорта объекта с указанием технических характеристик трубопровода и состояния вмещающей геологической среды.

Снимки участка трубопровода в видимом диапазоне длин волн получают путем фото- или видеосъемки и используют их для последующей привязки зон залегания трубопровода на местности.

Дирижабельный тепловизионный комплекс высокого разрешения включает тепловой дирижабль GEFA-FLUG AS-105GD со специально разработанной подвеской, которая оснащена тепловизионной аппаратурой NEC Thermo Tracer TH9260 с разрешающей способностью 0,02°C в спектральном диапазоне 8-14 мкм, цифровой фотокамерой, системой спутниковой навигации, обеспечивающей географическую привязку результатов

						Лист
						18
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

тепловизионной съемки, бортовым вычислительным комплексом для управления и накопления информации[15].

Тепловой дирижабль является одним из наиболее перспективных и экономически целесообразных авиационных носителей, применение которого снимает ряд ограничений при проведении диагностики состояния магистрального трубопровода.

Преимущества и эффективность использования дирижабля для локального мониторинга определяется следующим: базирование летательного аппарата в непосредственной близости к исследуемой площади существенно снижает затраты на выполнение полевых работ, обеспечивает повышение достоверности выходных данных и позволяет организовывать синхронную наземную заверку выявленных дефектов; возможность взлета и посадки на любую твердую поверхность обеспечивает выбор оптимальных метеоусловий; низкая скорость и широкий диапазон высот позволяет получать качественно новые снимки по точности и пространственным характеристикам наблюдаемых объектов, исключить «смаз» изображения при выполнении наблюдений на предельно малых высотах.

Экологическая чистота исследований обеспечивается неконтактным способом диагностики трубопровода, проводящимся без вскрытия грунта, и пассивным (без воздействия на зоны залегания трубопровода) способом съемки в дальнем ИК-диапазоне.

Авиационная дирижабельная съемка проводится по специально разработанному регламенту. Он включает в себя требования, предъявляемые к выбору параметров съемки, а также временных и гидрометеорологических условий, при которых обеспечивается получение тепловизионных снимков, позволяющих корректно рассчитать и построить объемную модель плотности потока теплового излучения зон залегания трубопровода.

Параметры съемки включают в себя высоту полета H , скорость полета V летательного аппарата, интервал времени между соседними снимками t .

Ограничения, накладываемые на параметры съемки, определяются

						Лист
						19
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Линейную съемку применяют для диагностики магистральных нефтепроводов и газопроводов, точечную и площадную - для газо- и нефтераспределительных станций. При съемке протяженных объектов допускается отклонение фактической линии пути летательного аппарата от заданной трассы маршрута не более $H/20$.

Тепловизором NEC Thermo Tracer TH9260 осуществляют съемку участков магистрального трубопровода в покадровом режиме. При этом исключается пропуск информации между соседними снимками, даже в случае вынужденных отклонений V и H от заданных величин. Минимально допустимое продольное перекрытие между соседними снимками - 40%, поперечное перекрытие (между соседними маршрутами) - 30%.

						Лист
						21
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

2 АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩИХ ТЕХНОЛОГИЙ, ТЕХНИКИ И ОРГАНИЗАЦИЙ

Известно устройство для контроля состояния проходного сечения магистрального трубопровода, содержащее герметичный контейнер с пружинящими элементами, в котором размещены узел записи с пишущим наконечником и лентопротяжный механизм, причем узел записи выполнен в виде двух сообщающихся между собой гидравлических полостей с поршнями, поршень одной из полостей соединен с пишущим наконечником, а поршни другой полости через тяги соединены с пружинящими элементами, закрепленными на корпусе контейнера с возможностью перемещения в продольном направлении.

Недостаток устройства низкая точность определения местонахождения дефектов.

Технический результат изобретения определение местонахождения дефектов в трубопроводе, зарегистрированных любыми известными устройствами.

Устройство для определения дефектов в трубопроводе включает герметичный контейнер, подключено к автономному прибору, пропускаемому совместно с ним, и содержит последовательно соединенные генератор частоты, формирователь временных интервалов, счетчик, регистры и модуль вывода информации, а также формирователь сигнала записи в регистры состояния выходов счетчика по сигналу регистрации дефекта.

Автономный прибор средства технической диагностики вместе с устройством запускается из камеры пуска и продвигается вместе с потоком перекачиваемого продукта по трубопроводу. Во избежание отставания автономного прибора от потока продукта необходимо, чтобы конструкция носителя автономного прибора полностью перекрывала сечение трубы. При регистрации дефекта в автономном приборе регистрируется время, прошедшее с момента выхода прибора из камеры пуска (или с момента

						Лист
						22
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

включения автономного прибора) до момента обнаружения дефекта. После извлечения автономного прибора из камеры приема производится считывание результатов обследования. По полученным отметкам времени вычисляется расстояние от камеры пуска до дефектов как произведение скорости потока на значение соответствующих этим дефектам отметок времени (скорость определяется по объему перекачанного за это время продукта). При этом, если время регистрировалось с момента включения автономного прибора, то из полученных отметок времени необходимо вычесть время, прошедшее с момента включения до момента выхода прибора из камеры пуска (то есть до момента начала движения).

Для устранения влияния возможного по каким-либо причинам отставания автономного прибора от потока перекачиваемого продукта необходимо скорректировать скорость движения автономного прибора по данным, полученным при прослушивании прохождения прибора в контрольных пунктах трассы трубопровода. При этом для определения местонахождения дефектов используется фактическая скорость движения автономного прибора.

Блок-схема устройства, реализующего предлагаемый способ, приведена на рис. 1.

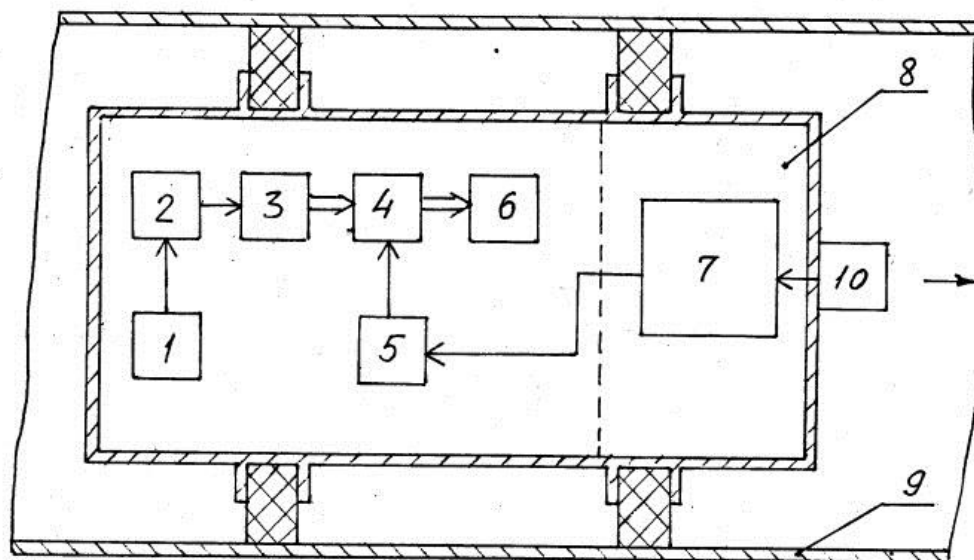


Рисунок 1 -

					Лист
					23
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	

Устройство состоит из генератора частоты 1, формирователя временных интервалов 2, счетчика 3, регистров 4, формирователя сигналов записи 5 и модуля вывода информации 6.

Выход генератора частоты 1 подключен ко входу формирователя временных интервалов 2, выход которого подключен ко входу счетчика 3. Выходы счетчика 3 подключены ко входам регистров 4, а выходы регистров ко входам модуля вывода информации 6. Вход формирователя сигналов записи 5 подключен к обрабатывающему устройству 7 автономного прибора 8 средства диагностики, а выход к регистрам 4.

После включения автономного прибора 8 с подключенным к нему предлагаемым устройством или после выхода его из камеры пуска и начала движения по трубопроводу 9 генератор 1 устройства, построенный на кварцевом резонаторе, начинает выдавать прямоугольные импульсы с частотой используемого резонатора в блок 2, где формируются импульсы с определенным интервалом времени (секундным, минутным или иным), зависящим от требуемой точности определения местонахождения дефекта. Эти импульсы суммируются в счетчике 3.

При обнаружении какого-либо дефекта трубопровода датчиком 10 обрабатывающее устройство 7 автономного прибора выдает в блок 5 импульс, по которому формируется сигнал записи состояния выходов счетчика 3 в регистры 4.

После приема автономного прибора и извлечения его из камеры производится чтение содержимого регистров 4 с помощью модуля вывода информации 6.

При наличии в автономном приборе электронного блока запоминающего устройства 6 (рис.2) и возможности согласования разрядности и уровней сигналов регистров 4 необходимость в специальном устройстве вывода информации отпадает. В этом случае после записи в регистры 4 в обрабатывающем устройстве 7 формируется сигнал, по которому

						Лист
						24
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

информация, хранящаяся в регистрах, переписывается в запоминающее устройство 6 средства диагностики.

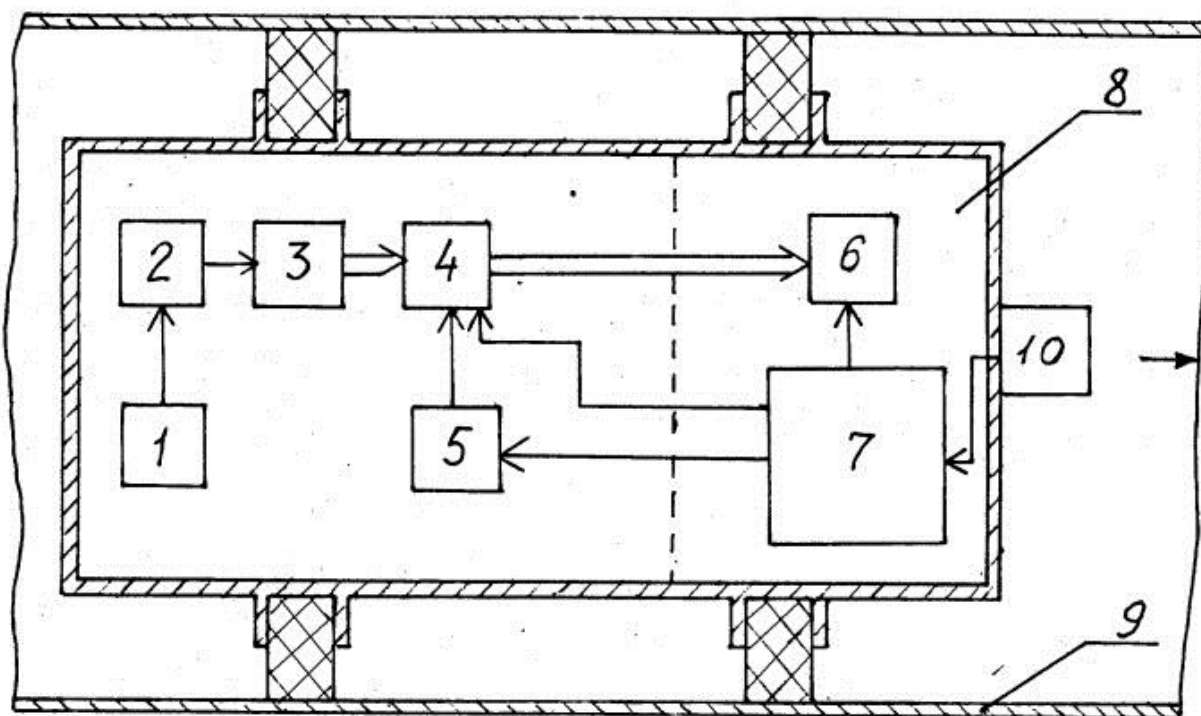


Рисунок 2 -

После чтения информации из запоминающего устройства и ее расшифровки данные по времени регистрации дефекта используются для определения местонахождения в трубопроводе.

Устройство для определения дефектов в трубопроводе, включающее герметичный контейнер, отличающееся тем, что оно подключено к автономному прибору, пропускаемому совместно с ним, и содержит последовательно соединенные генератор частоты, формирователь временных интервалов, счетчик, регистры и модуль вывода информации, а также формирователь сигнала записи в регистры состояния выходов счетчика по сигналу регистрации дефекта от автономного прибора.

3 РАСЧЕТНАЯ ЧАСТЬ

3.1 Проверка трубопровода на прочность

Исходные данные:

- Протяженность трубопроводного участка для испытаний L , км 30
- Диаметр условного прохода трубопроводного участка D_y , мм 1400
- Объемная производительность одной МКУ при $P_{ст}=101325$ Па и $T_{ст}=273$ К, $V_{мкУ-1}$, м³/мин 65
- Количество МКУ в МКС 9 шт.
- Начальное давление в участке атмосферное
- Испытательное давление в участке $P_{исп}$, кг/см² (изб) 132
- Измеренная температура воздуха в соединительном трубопроводе между МКУ и участком $T_{из}$, К 333
- Максимальная скорость воздуха в соединительном трубопроводе между МКУ и участком $c_{тр}$, м/с:

в начале заполнения участка равна скорости распространения звука в воздухе;

в конце заполнения участка 20

Требуется:

определить время $t_{уч}$ заполнения участка воздухом от атмосферного до испытательного давления при помощи 9-ти МКУ и минимальный диаметр $d_{тр}$ проходного сечения соединительного трубопровода в 2-х вариантах:

1. Одновременное подключение девяти МКУ при заполнении участка воздухом от атмосферного до испытательного давлений по известным способам

Объем воздуха, подаваемый в участок до давления до 132 кг/см² (изб)

$$V_{уч-132} = 0,785 \times D_y^2 \times L \times P_{исп} = 6092856 \text{ м}^3$$

Производительность 9-ти МКУ

$$V_{мкУ-9} = 65 \times 9 = 585 \text{ м}^3/\text{мин} = 9,75 \text{ м}^3/\text{с}$$

						Лист
						26
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Время заполнения участка до испытательного давления

$$t_{\text{уч-1}} = V_{\text{уч-132}} / V_{\text{мкУ-9}} = 173,7 \text{ час (7,2 суток)}$$

Для расчета диаметра проходного сечения соединительного трубопровода сначала определяют скорость распространения звука в воздухе:

$$c_{\text{зв}} = (k \times R \times T_{\text{из}})^{0,5} = 366 \text{ м/с,}$$

где $k=1,4$ - показатель адиабаты воздуха;

$R=287 \text{ Дж/(кг} \times \text{К)}$ - газовая воздуха;

$T_{\text{из}}=333\text{К}$ - измеренная температура воздуха в соединительном трубопроводе.

Пусть скорость воздуха в трубопроводе в начале заполнения участка $c_{\text{тр}}=250 \text{ м/с}$, что соответствует коэффициенту запаса по скорости звука примерно 1,5. Тогда из уравнений

$$V_{\text{мкУ-9}} = c_{\text{тр}} \times F_{\text{тр-9}}$$

и

$$F_{\text{тр}} = 0,785 \times d_{\text{тр-9}}^2$$

определяют минимальный диаметр

$$d_{\text{тр-9}} = 0,223 \text{ м} = 223 \text{ мм.}$$

Скорость воздуха в трубопроводе будет монотонно снижаться до величины 1,88 м/с обратно пропорционально возрастанию давления в участке до 132 кг/см^2 (изб).

Для давления испытания $P_{\text{исп}}=132 \text{ кг/см}^2$ (13 МПа) длина трубопровода должна быть не менее 550 м (см. выше СТО Газпром 2-3.5-354-2009, л.48, табл.5), масса трубопровода составит примерно 27 тонн, а масса одной сборочной единицы - трубопроводной плети примерно 600 кг.

2. Последовательное подключение 9-ти МКУ по 1-й, друг за другом, при заполнении участка воздухом от атмосферного до испытательного давлений по предложенному способу

						Лист
						27
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Сначала из (3) определяют минимальный диаметр проходного сечения соединительного трубопровода из условий работы девяти МКУ на завершающем этапе закачки воздуха в участок при давлении 132 кг/см^2 и скорости воздуха 20 м/с в трубопроводе (см. ссылку выше на СТО Газпром 2-3.5-051-2006) $d_{\text{тр}}=0,076 \text{ м}=76 \text{ мм}$.

Затем из (3) при скорости воздуха 366 м/с и атмосферном давлении определяют максимально допустимый объемный расход воздуха в трубопроводе $V_{\text{тр}}=82 \text{ м}^3/\text{мин}$.

Далее подключают к участку одну МКУ производительностью $65 \text{ м}^3/\text{мин}$, что будет соответствовать скорости воздуха в трубопроводе в начальный период закачки в участок, равной 290 м/с , т.е. с запасом относительно скорости распространения звука.

Затем, принимая скорость воздуха в трубопроводе 50 м/с (см. ссылку выше на СТО Газпром 2-3.5-051-2006), в соответствии с (3) вычисляют давления подключения каждой МКУ. Когда измеренное давление в трубопроводе становится больше вычисленного давления, производят подключение МКУ. Расчет времени закачки нарастающим количеством подключенных МКУ приведен в таблице.

Количество подключенных МКУ	Расчетное давление подключения, Па	Время закачки, ч
1	101325	25
2	1212610	36
3	1820000	24,6
4	2340000	17,4
5	3030000	14,4
6	3640000	12
7	4240000	10,2
8	4850000	9
9	5460000	103,2
Итого: $t_{\text{уч-2}}=251,8 \text{ часа}$		

						Лист
						28
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

В этом варианте масса трубопровода составит примерно 6 тонн, а масса одной трубопроводной плети примерно 135 кг.

Из сравнения 2-х вариантов очевидно, что стоимость изготовления и трудоемкость монтажа и технического обслуживания трубопровода в 1-м варианте будет существенно больше, однако время испытаний на 78 часов меньше.

3.2 Проверка трубопровода на пластические деформации

Механические свойства металла труб магистральных трубопроводов строго регламентированы нормативными показателями, выбор которых был обусловлен многолетним эксплуатационным опытом. В процессе эксплуатации трубопроводов за счет деформационного старения изменяются пластические и вязкие свойства металла, прочностные показатели практически остаются неизменными. Пластические и вязкие свойства металла определяются отношением предела текучести к временному сопротивлению (σ_s/σ_B), относительным удлинением (δ), ударной вязкостью с острым (KCV) и круглым (KCU) надрезом при соответствующих температурах испытания, процентом волокна в изломе полнотолщинного образца DWTT. Следует отметить, что за весь период действия нормативных показателей значения параметров механических свойств металла (σ_s/σ_B) и (δ) не изменились, а значение (a_n^{KCU}) изменилось незначительно. Изменения остальных показателей связано с проблемой ликвидации лавинных (протяженных) разрушений на мощных магистральных газопроводах. Поэтому выбор параметров механических свойств металла для определения остаточного ресурса является актуальной технической задачей. На выбор параметров механических свойств металла исследуемого трубопровода влияют диаметр трубопровода; внутреннее давление; вид транспортируемого продукта, а в некоторых случаях толщина стенки использованных труб.

						Лист
						29
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

При выборе металла могут быть использованы трубы аварийного запаса, а при их отсутствии - исследуемый металл, подвергнутый соответствующей термообработке. Может также быть использован любой другой известный способ восстановления свойств металла, которые он имел до начала эксплуатации трубопровода. Искусственное деформационное старение металла с разной степенью пластической деформации пластин металла трубопровода из труб аварийного запаса или металла, подвергнутого предварительной термообработке, является моделированием реальных процессов, длительное время происходящих в металле трубопровода в процессе его эксплуатации. Изготовление и испытание образцов производят в соответствии с действующими ГОСТами и не требует использования специального оборудования.

Аппроксимация функциональной зависимостью экспериментальных данных каждого выбранного параметра механических свойств металла, подвергнутого искусственному деформационному старению, позволяет не только повысить точность, особенно в случае его нелинейного изменения, при определении, но и получить конкретное значение ресурса металла исследуемого трубопровода.

По результатам механических испытаний исследуемого металла и полученным аппроксимированным функциональным зависимостям для каждого выбранного параметра механических свойств определяют величину пластической деформации металла исследуемого трубопровода в процессе его эксплуатации. Для каждого параметра механических свойств эта величина может различаться, что обусловлено разбросом механических свойств металла трубы и разной чувствительностью параметров к величине пластической деформации в магистральном трубопроводе.

Необходимость определения величины пластической деформации обусловлена тем, что только с помощью ее для каждого параметра механических свойств можно установить связь между величиной пластической деформации металла исследуемого трубопровода и временем

						Лист
						30
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

его эксплуатации. При этом в предлагаемом способе на основании линейной теории суммирования повреждений используется линейная зависимость между этими величинами. Возможно также использование нелинейной функциональной зависимости между величиной деформации металла исследуемого трубопровода и его временем эксплуатации. Для этого необходимо проведение исследований металла для нескольких отрезков времени эксплуатации трубопровода.

Предельным состоянием металла исследуемого трубопровода следует считать время эксплуатации, при котором один из выбранных параметров механических свойств в металле достигнет нормативного значения. Определение этого срока ресурса металла эксплуатируемого трубопровода осуществляют по аппроксимирующему уравнению для каждого параметра механических свойств, коэффициенту связи величины пластической деформации металла трубопровода со временем работы трубопровода и нормативным значением этого параметра. Разность между ресурсом эксплуатации металла и временем работы трубопровода на момент его исследования определяет остаточный ресурс металла трубопровода для каждого выбранного параметра механических свойств. В качестве остаточного ресурса безопасной работы металла исследуемого трубопровода принимают минимальное значение из ряда величин, определенных для каждого выбранного параметра механических свойств металла.

Для магистрального трубопровода между компрессорными станциями, протяженностью 136 км, изготовленного из труб стали X60, диаметром 1020 мм, толщиной стенки 14 мм и 16 мм, по проектной, исполнительной и технической документации, производят предварительный выбор нагруженных участков трубопровода, к которым относятся, например, участки: всплывшие, вышедшие на поверхность земли, обвалованные; вертикально выпуклые и крутоизогнутые; переходы через водные преграды, вантовые переходы, воздушные балочные переходы.

						Лист
						31
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

По результатам анализа этих документов выбирают, например, 11 более нагруженных участков. На выбранных участках, например, при помощи навигационных приемников типа GPS12XL и системы C-SCAN2000 или другого приемлемого для решения поставленной задачи оборудования, определяют фактическое пространственное положение трубопровода и его отклонение от проектного положения. Затем выбирают участки с максимальным отклонением пространственного положения трубопровода, число таких участков, например, равно пяти. Для уточнения фактического положения трубопровода производят геодезические измерения на этих выбранных участках.

По экспериментальным данным определяют, например, графическим способом упругую линию изгиба трубы. Из анализа пространственного положения трубы для каждого участка выбирают зону равномерного (чистого) изгиба. Определяют ее длину и максимальную стрелу изгиба, а

фактический радиус изгиба находят по формуле
$$\rho_{\Phi} = \frac{L^2}{8 \cdot f_m}, \quad (1)$$
 где L - длина

зоны чистого изгиба;
$$f_m = \sqrt{f_{\Gamma}^2 + f_B^2}, \quad (2)$$
 f_{Γ} - стрела изгиба трубопровода в горизонтальной плоскости; f_B - стрела изгиба в вертикальной плоскости.

Уровень окружных напряжений на каждом выбранном участке трубопровода определяют по формуле

$$\sigma_t = (p \cdot D_T) / (2 \cdot S) + \mu \cdot [(D_T \cdot E) / (2 \cdot \rho_{\Phi}) - 1 / \rho_{np}], \quad (3)$$

где p - внутреннее давление на участке трубопровода;

D_T - наружный диаметр трубы;

S - толщина стенки трубы;

$\mu = 0,3$ - коэффициент Пуассона;

E = 21000 кг/мм² - модуль упругости металла трубы;

ρ_{np} - проектный радиус изгиба трубы.

						Лист
						32
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Оценку напряженного состояния выбранных участков можно проводить любым другим известным, приемлемым для решения технической задачи способом.

По результатам оценки уровня напряжений выбирают наиболее нагруженные участки (с максимальными напряжениями), из которых производят вырезку катушек для исследования металла.

В качестве основных нормативно-технических параметров механических свойств металла выбирают, например, следующие параметры, действовавшие на момент строительства трубопровода: отношение предела текучести к временному сопротивлению $\sigma_s/\sigma_B \leq 0,80$; относительное удлинение $\delta \geq 20\%$; ударная вязкость образцов с острым надрезом KCV при минимальной температуре эксплуатации трубопровода 0°C $a_n \geq 3 \text{ кг}\cdot\text{м}/\text{см}^2$; для оценки хрупкого перехода металла определяют ударную вязкость образцов KCV при температуре минус 40°C .

Из металла труб аварийного запаса или металла трубопровода, подвергнутого термообработке, изготавливают прямоугольные пластины, ориентированные по длине в поперечном направлении. Ширину пластины выбирают с учетом возможности изготовления нескольких образцов на растяжение и ударный изгиб. Для определения степени пластической деформации используют сетку, нанесенную на поверхность пластин. Прямоугольные пластины подвергают деформации растяжения из расчета получения 2%, 4%, 6%, 8% и 10% остаточного удлинения. Деформированные пластины термообработывают при температуре $250 \pm 10^\circ\text{C}$ в течение 1 часа и впоследствии охлаждают вместе с печью. После термообработки из этих пластин металла и металла исследуемого трубопровода изготавливаются образцы на растяжение по ГОСТ 1497-78 и ударный изгиб по ГОСТ 9554-78 и проводят стандартные механические испытания.

						Лист
						33
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Статистическая обработка экспериментальных данных показывает, что они хорошо аппроксимируются полиномом первой или второй степени в виде следующих формул:

$$y = a \cdot \epsilon + b, \quad (4)$$

$$y = a \cdot \epsilon^2 + b \cdot \epsilon + c, \quad (5)$$

где y - параметр механических свойств (σ_s/σ_B , δ , $a_H^{0^\circ\text{C}}$, $a_H^{-40^\circ\text{C}}$);

ϵ - величина пластической деформации;

a , b , c - коэффициенты уравнений.

Постоянные коэффициенты (a , b и c) определяют на вычислительной машине по экспериментальным данным методом наименьших квадратов с коэффициентом корреляции не менее 0,98.

Аппроксимирующие функциональные зависимости, полученные по экспериментальным данным, имеют следующий вид: отношение предела текучести к временному сопротивлению:

$$\sigma_s/\sigma_B = -0,0148 \cdot \epsilon^2 + 0,151 \cdot \epsilon + 0,595, \quad (6)$$

относительное удлинение:

$$\delta = -1,99 \cdot \epsilon + 30,95, \quad (7)$$

ударная вязкость образцов KCV при 0°C :

$$a_H^{0^\circ\text{C}} = 0,134 \cdot \epsilon^2 - 1,89 \cdot \epsilon + 10,15, \quad (8)$$

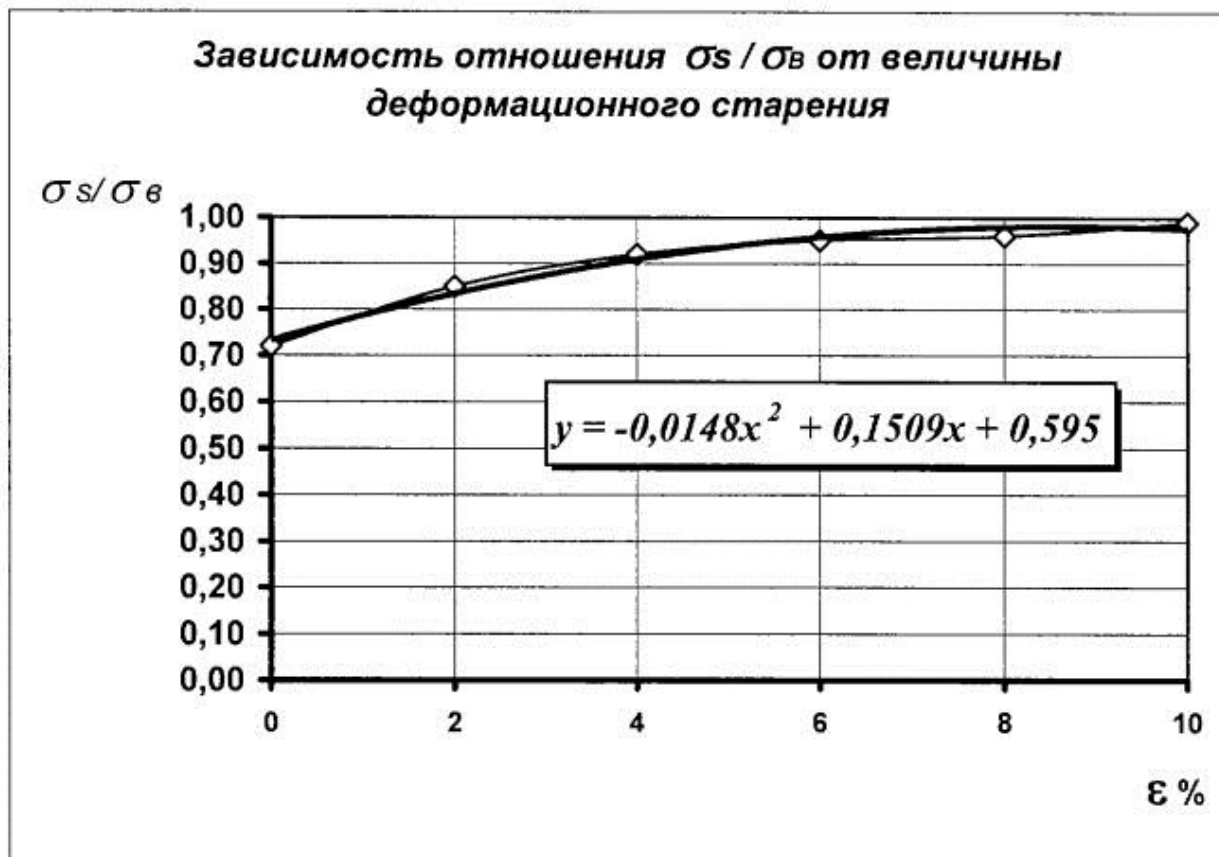
ударная вязкость образцов KCV при минус 40°C :

$$a_H^{-40^\circ\text{C}} = 0,105 \cdot \epsilon^2 - 1,346 \cdot \epsilon + 6,43. \quad (9)$$

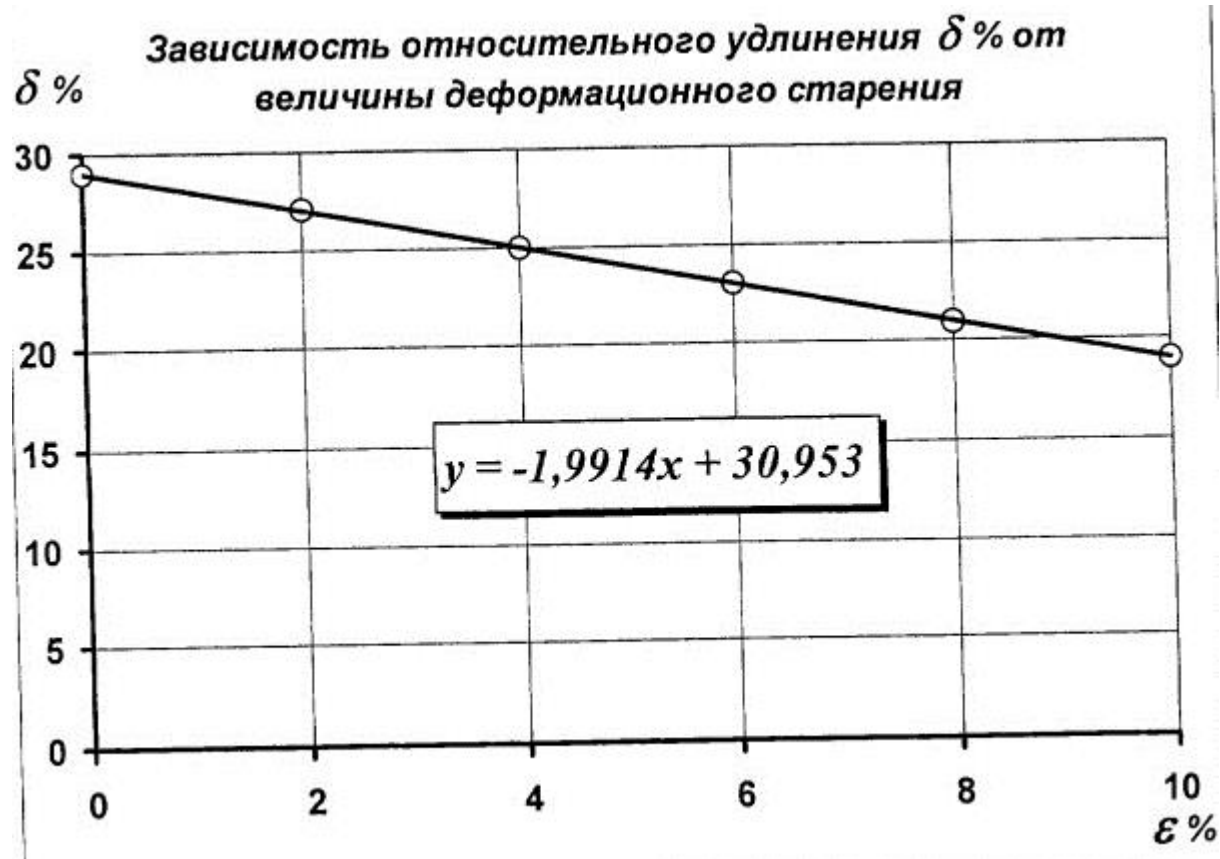
Для наглядности на фиг.1-3 приведены экспериментальные данные изменения параметров механических свойств металла труб аварийного запаса или металла, подвергнутого предварительной термообработке, от степени пластических деформаций.

						Лист
						34
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

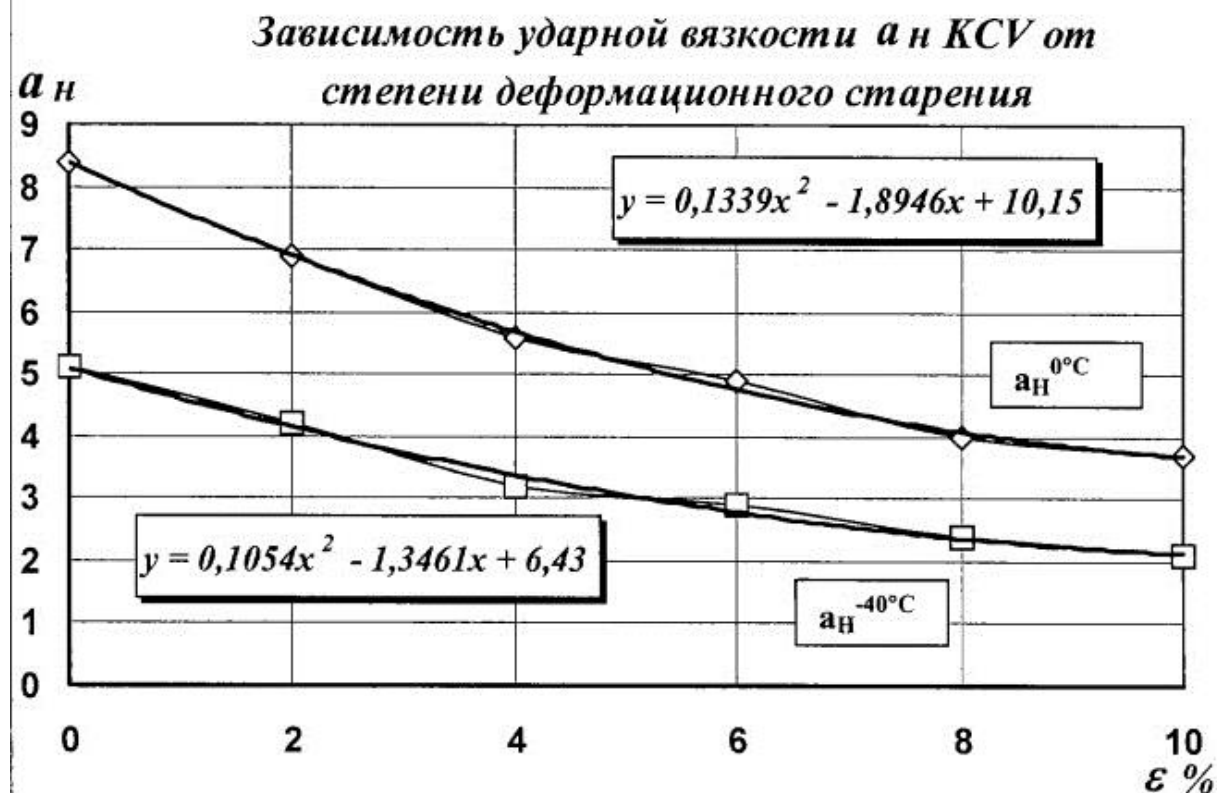
На рис. 1 приведен график изменения и аппроксимированная функциональная зависимость отношения предела текучести к временному сопротивлению (σ_s/σ_b) от величины деформационного старения (ϵ).



На рис. 2 приведен график изменения и аппроксимированная функциональная зависимость относительного удлинения (δ) от величины деформационного старения (ϵ).



На рис. 3 приведен график изменения и аппроксимированная функциональная зависимость ударной вязкости образцов с острым надрезом (a_n^{KCV}) для разных температур испытания от величины деформационного старения (ϵ).



Для уравнения (4) по формуле:

$$\epsilon_1 = (y_1 - b)/a. \quad (10)$$

Для уравнения (5) по формуле:

$$\epsilon_1 = [-b \pm \sqrt{b^2 - 4 \cdot a \cdot (c - y_1)}] / 2 \cdot a. \quad (11)$$

Из условия линейного суммирования повреждений за время эксплуатации металла определяют коэффициент связи величины пластической деформации со временем работы трубопровода:

$$K = T_0 / \epsilon_1, \quad (12)$$

где $T_0 = 26$ лет - время эксплуатации трубопровода на момент исследования.

Общее время эксплуатации трубопровода (его ресурс) до достижения нормативного показателя $[y]_n$ для уравнения (4) определяют по формуле:

					Лист
					37
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	

$$T=K[b-[y]_H]/a, \quad (13)$$

где $[y]_H$ - нормативное значение следующих параметров $\sigma_s/\sigma_B, \delta, a_H$.

Для уравнения (5) время эксплуатации трубопровода определяют по формуле:

$$T = \left[(-b/K) \pm \sqrt{(b/K)^2 - 4 \cdot a \cdot (c - [y]_H / K^2)} / (2 \cdot a / K^2) \right]. \quad (14)$$

Остаточный ресурс работы трубопровода определяют по формуле:
 $[T]=T-T_0. \quad (15)$

Учитывая, что минимальная температура эксплуатации трубопровода составляет 0°C, минимальный его остаточный ресурс принимают равным 19,6 годам.

Применение операций позволяет обеспечить достоверность оценки остаточного ресурса металла магистрального трубопровода, в том числе отработавшего амортизационный срок, за счет учета факторов, вызывающих деформационное старение металла действующего трубопровода.

3.3 Проверка общей устойчивости трубопровода

Изобретение относится к обеспечению безопасной эксплуатации трубопроводов длительной эксплуатации в нефтяной и газовой промышленности. Сущность: из контролируемого участка вырезают образцы, свидетельствующие о ресурсе трубопровода. Способ определения остаточного ресурса длительно эксплуатируемых трубопроводов, по которому из контрольного участка вырезают образцы из наименее подверженных износу участков трубопровода, при этом половину подготовленных образцов подвергают отжигу, а вторую половину оставляют в исходном состоянии, при этом обе части образцов - исходный (отожженный) и неотожженный - подвергают испытаниям (статическим и

						Лист
						38
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

усталостным) и проводят сравнительный анализ, а по результатам испытаний определяют по формуле остаточный ресурс:

$$t_{\text{ост}} = \frac{(t_{\text{и}} - t_{\text{э}})(N_{\text{и}} - n) \cdot \sigma_{\text{в}}}{N_{\text{с}} \cdot \sigma_{\text{в}}'}$$

где

$t_{\text{и}}$ - время разрушения исходного (отожженного) образца, лет;

$t_{\text{э}}$ - время эксплуатации трубопровода до проведения испытаний, лет;

n - количество циклов нагрузок, которым металл подвергается за время эксплуатации;

$N_{\text{с}}$ - количество циклов к моменту разрушения состаренного (неотожженного) образца;

$N_{\text{и}}$ - количество циклов к моменту разрушения исходного (отожженного) образца;

$\sigma_{\text{в}}'$ - предел прочности металла трубы, бывшей в эксплуатации;

$\sigma_{\text{в}}$ - предел прочности металла в исходном (отожженном) состоянии.

Способ реализуется следующим образом.

При необходимости определения остаточного ресурса длительно эксплуатируемого трубопровода вырезают наименее подверженный износу участок стенки трубопровода, из которого изготавливают две партии образцов. Одну партию подвергают рекристаллизационному отжигу с целью снятия эффекта старения, т.е. имитируют исходное состояние металла, вторую партию оставляют в первоначальном состоянии. Обе партии подвергают испытаниям для последующего сравнения результатов. Образцы подвергают испытаниям на статическое растяжение и на усталость металла методом циклического нагружения (консольного или чистого изгиба). При этом частота колебания нагрузки не должна быть более 40... 50 циклов в минуту, а амплитуда подбирается с учетом максимального напряжения, которое может возникнуть в реальных условиях эксплуатации. Нагружение образцов производят до их разрушения.

						Лист
						39
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

По результатам испытаний стандартными методами статического растяжения определяют предел прочности металла трубы, бывшей в эксплуатации σ'_B и предел прочности металла в исходном (отожженном) σ_B образце.

По этим данным определяют коэффициент упрочнения K_y

$$K_y = \frac{\sigma'_B}{\sigma_B}$$

Остаточный ресурс $t_{ост}$ определяют как время дальнейшей безопасной эксплуатации трубопровода.

$$t_{ост} = \frac{t_{и} - t_{э}}{C_{д}},$$

где

- $t_{э}$ - время эксплуатации трубопровода до проведения испытаний, лет;

- $t_{и}$ - время разрушения исходного (отожженного) образца, лет.

При этом:

$$t_{ост} = \frac{N_{и}}{N_{г}},$$

где $N_{и}$ - количество циклов к моменту разрушения исходного (отожженного) образца;

$N_{г}$ - количество циклов, который испытывает за 1 год.

Применительно к газопроводам рекомендуется принять $N_{г}=500$ циклов в год;

$C_{д}$ - коэффициент деформационного старения, который определяется по формуле:

$$C_{д} = \frac{K_y}{C_c},$$

где C_c - степень «старения» металла, определяется по формуле:

						Лист
						40
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$C_c = \frac{N_{\text{и}} - n}{N_c},$$

где n - количество циклов нагрузок, которым металл подвергается за время эксплуатации.

N_c - количество циклов к моменту разрушения состаренного (неотожженного) образца.

Тогда находим $t_{\text{ост}}$

$$t_{\text{ост}} = \frac{(t_{\text{и}} - t_{\text{э}})(N_{\text{и}} - n) \cdot \sigma_{\text{в}}'}{N_c \cdot \sigma_{\text{в}}}$$

Предлагаемый способ технического решения прошел апробацию на газопроводах системы газоснабжения ОАО «Газ-сервис» г.Уфа. При этом испытывались подземные газопроводы, проложенные в черте города и прослужившие различные сроки.

Ниже приводится наиболее типичный пример определения остаточного ресурса газопровода, эксплуатируемого в течение 40 лет из стали марки 17ГС.

Экспериментально полученные значения параметров для расчетов:

$t_{\text{и}}=70$	$N_{\text{и}}=35000$
$t_{\text{э}}=40$	$N_c=18500$
$N=20000$	$N_{\Gamma}=500$

$$K_y = \frac{\sigma_{\text{в}}'}{\sigma_{\text{в}}} = 1,1$$

$$t_{\text{ост}} = \frac{(70 - 40)(35000 - 20000)}{18500 \cdot 1,1} = 21,7.$$

Таким образом, в тяжелых условиях эксплуатации (при наличии циклических нагрузок) газопровод сохраняет работоспособность как минимум еще в течение 20 лет.

						Лист
						41
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Предлагаемый способ позволяет определить остаточный ресурс длительно эксплуатируемого трубопровода с учетом деградации механических свойств (старения и усталости) металла стенки трубопровода. При этом предлагаемый способ не заменяет способы диагностики наиболее подверженных износу участков трубопровода, а является дополнением для оценки работоспособности трубопровода в целом с учетом и наименее подверженных износу участков трубопровода.

Определение остаточного ресурса длительно эксплуатируемых трубопроводов повышает надежность их эксплуатации, предупреждает катастрофические разрушения на неожиданных, внешне не имеющих дефектов участках, позволяет в плановом порядке поддерживать ресурс важнейших объектов, таких как трубопроводные системы.

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		
						42

4 ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

SWOT-анализ применяют для исследования внешней и внутренней среды проекта.

Таблица 4.1 – Матрица SWOT

	Сильные стороны научно-исследовательского проекта: С1. Возможность применения защитной технологии от коррозии С2. Получение большого объёма информации о защитной технологии от коррозии	Слабые стороны научно-исследовательского проекта: Сл1. Большие первоначальные вложения Сл.2. Сложность мобилизации и монтажа оборудования
Возможности: В1.Появление дополнительного спроса на новый продукт В2. Ожидание подобной методики	1. Постоянный поиск путей снижения себестоимости продукции 2. Продолжение научных исследований с целью усовершенствования имеющейся технологии	1. Поиск заинтересованных лиц 2. Приобретение необходимого оборудования опытного образца
Угрозы: У1. Введение дополнительных государственных требований к сертификации продукции У2.Развивающаяся конкуренция технологий производства	1. Постоянное отслеживание изменений в российском законодательстве. 2.Сертификация продукции	1. Повышение квалификации кадров. 2. Копирование технологии конкурентными компаниями

Результаты анализа степени готовности приведены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Оценка степени готовности научного проекта к коммерциализации

№ п/п	Наименование	Степень проработанности научного проекта	Уровень имеющихся знаний у разработчика
1	Определен имеющийся научно-технический задел	2	3
2	Определены перспективные направления коммерциализации научно-технического задела	4	2
3	Определены отрасли и технологии (товары, услуги) для предложения на рынке	3	3
4	Определена товарная форма научно-технического задела для представления на рынок	2	2
5	Определены авторы и осуществлена охрана их прав	3	2
6	Проведена оценка стоимости интеллектуальной собственности	2	3
7	Проведены маркетинговые исследования рынков сбыта	2	2
8	Разработан бизнес-план коммерциализации научной разработки	2	3
9	Определены пути продвижения научной разработки на рынок	2	2
10	Разработана стратегия (форма) реализации научной разработки	2	2
11	Проработаны вопросы международного сотрудничества и выхода на зарубежный рынок	1	2

--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--

12	Проработаны вопросы использования услуг инфраструктуры поддержки, получения льгот	1	2
13	Проработаны вопросы финансирования коммерциализации научной разработки	2	2
14	Имеется команда для коммерциализации научной разработки	1	3
15	Проработан механизм реализации научного проекта	2	2
	ИТОГО БАЛЛОВ	31	35

Значение степени проработанности научного проекта составило 31, что говорит о средней перспективности, а знания разработчика достаточны для успешной ее коммерциализации. Значение уровня имеющихся знаний у разработчика составило 35 – перспективность выше среднего.

По результатам оценки можно сказать, что в первую очередь необходимо проработать вопросы использования услуг инфраструктуры поддержки, получения льгот. Следующими задачами будет проработка вопросов финансирования коммерциализации научной разработки и поиск команды для коммерциализации научной разработки. Что касается вопросов международного сотрудничества и выхода на зарубежный рынок: такие задачи на данный момент не ставятся.

В рамках планирования научного проекта необходимо построить календарный и сетевые графики проекта. Линейный график представлен в виде таблицы 4.3.

Таблица 4.3 – Календарный план проекта

						Лист
						45
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Код работы (из ИСР)	Название	Длитель ность, дни	Дата начала работ	Дата окончания работ
1	Введение	7	01.01.2016	07.01.2016
2	Постановка задачи и целей исследования, актуальность, научная новизна	5	08.01.2016	12.01.2016
3	Литературный обзор	15	13.01.2016	27.01.2016
4	Экспериментальная часть	21	28.01.2016	17.02.2016
5	Результаты и обсуждения	20	18.02.2016	09.03.2016
6	Оформление пояснительной записки	8	10.03.2016	18.03.2016
Итого:		76		

Для иллюстрации календарного плана проекта приведена диаграмма Ганта, на которой работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ. Для удобства отображения каждый месяц разделен на декады (таблица 4.4)

Таблица 4.4 – Календарный план-график проведения НИОКР по теме.

Вид работ	Исполнители	Т _к , раб · дн. 3	Продолжительность выполнения работ								
			январь			февраль			март		
			1 1	2 2	3 3	1 1	2 2	3 3	1 1	2 2	3 3
Введение	Бакалавр руководитель	17									

						Лист
						46
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Постановка задачи и целей исследования, актуальность, научная новизна	Бакалавр Руководитель	25										
Литературный обзор	Бакалавр	215										
Экспериментальная часть	Бакалавр Руководитель	321										
Результаты и обсуждения	Бакалавр	320										
Оформление пояснительной записки	Бакалавр Руководитель	18										

 - Бакалавр

 - Руководитель [2].

В элементе Материальные затраты отражается стоимость покупных материалов и инструментов, используемых в процессе исследований.

Основная заработная плата ($Z_{\text{осн}}$) находится по формуле:

$$Z_{\text{осн}} = Z_{\text{м}} \cdot T_{\text{раб}}, \quad (4.3)$$

где $Z_{\text{осн}}$ – основная заработная плата одного работника; $T_{\text{р}}$ – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником, месяцев; $Z_{\text{м}}$ – месячный оклад работника работника, руб.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

Лист

47

Таблица 4.10 – Баланс рабочего времени за 2015 год

Показатели рабочего времени	Руководитель
Календарное число дней	365
Количество нерабочих дней - выходные дни - праздничные дни	118
Потери рабочего времени - отпуск - невыходы по болезни	24
Действительный годовой фонд рабочего времени	223

Месячный должностной оклад работника:

$$З_{\text{м}} = З_{\text{б}} \cdot k_{\text{р}}, (4.4)$$

где $З_{\text{б}}$ – базовый оклад, руб.; $k_{\text{р}}$ – районный коэффициент, равный 1,3.

Основная заработная плата руководителя рассчитывается на основании отраслевой оплаты труда. Отраслевая система оплаты труда предполагает следующий состав заработной платы:

- 1) оклад – определяется предприятием. Оклады распределены в соответствии с занимаемыми должностями. Базовый оклад $З_{\text{б}}$ определяется исходя из размеров окладов, определенных штатным расписанием предприятия.
- 2) стимулирующие выплаты – устанавливаются руководителем подразделений за эффективный труд, выполнение дополнительных обязанностей и т.д.
- 3) иные выплаты; районный коэффициент.

Найдем основную заработную плату за период с октября по декабрь 2015 года для руководителя:

$$З_{\text{м}} = 23464,47 \cdot 1,3 = 30503,82 \text{ руб.}$$

$$З_{\text{осн}} = 81781,33 \cdot 3 = 245\,344 \text{ руб.}$$

						Лист
						48
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Расчет основной заработной платы приведен в таблице 4.14.

Таблица 4.12 – Расчёт основной заработной платы с февраля по май

Исполнители	З _б , руб.	k _р	З _м , руб	З _{осн} , руб.
Руководитель	23464,47	1,3	30503,82	245 344

Отчисления на социальные нужды включают в себя отчисления во внебюджетные фонды.

$$C_{внеб} = k_{внеб} \cdot Z_{осн}, (4.5)$$

где $k_{внеб}$ – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд обязательного медицинского страхования и пр.), равный 30,5%.

Составляем смету затрат и сводим в таблицу 4.5.

Таблица 4.5 – Смета затрат на 1 исследование участка трубопровода

Статьи затрат	Сумма затрат, руб.	Структура затрат, %
Заработная плата основная и дополнительная	245 344	55,26
Отчисления на социальные нужды	43 090	9,70
Затраты на спецтранспорт	70 400	15,86
Амортизация оборудования	38 400	8,65
Затраты на вспомогательные материалы	6 397	1,44
Прочие денежные расходы	40 363	9,09
Итого затрат	443 994	100,00

Затраты на обследование и определение местоположения дефектов магистральных трубопроводов составили 443 994 рублей.

Из общей сметы затрат на проведение промыслово-исследовательских работ затраты на оплату труда и социальные нужды составляют 64,96 %.

						Лист
						49
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Транспортные расходы составляют 15,86 %. Размер затрат по этой статье подтверждается соответствующим договором с обслуживающей организацией АТП-1.

Определяем величину затрат $Z_{\text{сумм}}$, руб., по всем объектам предприятия:

$$\mathfrak{Z}_{\text{cymm}} = \mathfrak{Z}_{\text{of}} \times \mathfrak{Z}_{\Phi} = 443\,994 \times 7011 = 3\,112\,841\,934 \text{ pyб.}, \quad (4.10)$$

где $Z_{об}$ – расходы на общее количество проведенных исследований, руб.;

$$З_{\text{ф}} - \text{Фактические затраты за 2013 год, руб.}$$

Следовательно, суммарные затраты на проведение исследований трубопровода составляют 3 112 841,9 тыс. руб.

Вывод:

В результате проведенных расчетов была доказана экономическая эффективность обследования и определения местоположения дефектов магистральных трубопроводов.

						Лист
						50
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

6 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

6.1 Производственная безопасность

6.1.1. Вредные воздействия на окружающую среду и мероприятия по их снижению

Техника безопасности на производственном предприятии, независимо от его профиля, представляет собой комплекс принятых относительно организации труда мер, обеспечивающих безопасность рабочего процесса в целом и каждого сотрудника отдельно. Вышеназванный документ является законодательным актом, настоятельно рекомендованным к соблюдению. Несоблюдение правил, перечисленных в Правилах техники безопасности предприятия, влечет за собой административное наказание в соответствии с тяжестью нарушений. Разработка и утверждение данного документа производится, в первую очередь, с целью сокращения несчастных случаев во время производственного процесса.

Неукоснительное соблюдение правил техники безопасности рекомендуется не только с целью поддержания непрерывности производственного процесса, но и для того, чтобы обезопасить рабочих во время выполнения тех или иных работ.

Для правильной организации безопасного рабочего процесса необходимы денежные средства, которые выделяются непосредственно из фонда предприятия. Ими финансируется также специальная служба или структурное подразделение, отвечающее за контроль за соблюдением техники безопасности рабочими.

С целью оптимальной организации безопасного производственного процесса руководство организации, в первую очередь, обязано обеспечить рабочих средствами индивидуальной защиты (спецодеждой, спецобувью) и тщательно следить за исправностью и качеством работы технического оборудования. Также важное значение придается правильной организации рабочего процесса, в том числе и условиям труда - вентиляции, освещению,

						Лист
						51
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

температурному режиму, приспособлениям для удаления ненужных отходов производства.

Независимо от профиля и специализации, очень важно, чтобы правила техники безопасности на предприятии были изучены каждым работающим на нем сотрудником. Организация напрямую заинтересована в сокращении и доведении до минимума количества несчастных случаев, поэтому с целью ознакомления сотрудников с документом, содержащим правила по охране труда, на предприятии обязательно должен быть специально обученный человек, отвечающий за данный аспект.

Несомненно, основной задачей персонала является выполнение работ по специализации. Но не менее важным моментом в работе предприятия принято считать также соблюдение правил безопасности труда. Дабы знать и выполнять их, каждый работник, перед тем как приступить к выполнению своих обязанностей, должен быть в обязательном порядке ознакомлен с инструкцией по охране труда, что необходимо зафиксировать документально.

В основном на предприятиях питания встречаются такие вредные факторы как химические (загрязнение воздушного пространства пылью и парами), физические (температурные перепады, вибрация, шум, СВЧ- и ИК-излучения, электрическое напряжение), более редко биологические (грибковые бактерии, патогенные микроорганизмы).

Кроме того, весь производственный процесс работников связан с нервным напряжением, обусловленным постоянным общением и контактами во время работы. Учитывая вышеперечисленные факторы, очень важно, чтобы работник непосредственно перед вступлением в должность был ознакомлен со своими должностными инструкциями, а во время работы был сосредоточен и внимателен. Техника безопасности на предприятиях питания отличается от подобных инструкций организаций других профилей в связи с тем, что сотрудники вынуждены постоянно контактировать не только между

						Лист
						52
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

собой, но также с техникой и непосредственно с точками открытого огня, что чревато возгоранием, и электрического тока.

Техника безопасности на предприятии разрабатывается в соответствии с особенностями производственного процесса. Но есть основные правила, являющиеся общими для всех организаций.

С целью предупреждения производственного травматизма и несчастных случаев на территории предприятия организуют ограждение опасных мест путем установки световой или звуковой (либо и той и той) сигнализации, предупредительных надписей. Также не редкостью в данной области являются специальные посты и караулы.

На территории, где наблюдается интенсивное движение транспортных средств (перемещение заготовок, деталей и др., подвоз и вывоз материалов и готовой продукции), техника безопасности на предприятии в обязательном порядке включает в себя такие пункты как инструктаж персонала о правилах нахождения и передвижения через участки, где происходит передвижение. Кроме того, внимание сотрудников обращается на то, что следует быть крайне внимательными к световым и звуковым сигналам и, конечно же, не забывать руководствоваться различными надписями предупредительного характера.

6.2 Экологическая безопасность

6.2.1. Вредные воздействия на окружающую среду и мероприятия по их снижению

Экологическая безопасность на предприятии — это определенный комплекс мер. Их цель — приведение его деятельности к соответствию природоохранным нормативам и повышение его рентабельности. Подразумевается, что организация, использующая энерго- и ресурсосберегающие процессы, увеличивает свою эффективность, а кроме того, снижает воздействие вредных веществ как на самих работников, так и на окружающую среду. Соответствие российским и европейским эконормам

						Лист
						53
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

делает компанию более конкурентоспособной, так как дает возможность участвовать в большем количестве различных проектов. Дело в том, что для зарубежных заказчиков экология производства очень важна, и при выборе исполнителя она является чуть ли не решающим фактором.

Любое предприятие на территории России, согласно законодательству, для осуществления своей деятельности должно разработать целую систему инженерно-технической документации. В ней организации следует четко указать предельно допустимое и временно согласованное количество выбросов, сбросов и лимитов размещения отходов. По этим данным оценивается экологическая безопасность на предприятии, воздействие мощностей на гидросферу, атмосферу и окружающую среду в общем. Достоверность этих документов, как говорилось ранее, проверяется раз в пять лет во время аудита.

Получив предписания, предприятие обязуется самостоятельно, без надзора, им следовать, вплоть до очередной проверки. То есть действует своеобразная презумпция невиновности, организация считается законопослушной, пока не будет доказано обратное. Но это не значит, что, пройдя проверку, можно жить спокойно следующие несколько лет. Дело в том, что местные и федеральные органы надзора могут провести аудит в любое время. Причем как плановый, так и спонтанный, спровоцированный местными жителями, пожаловавшимися, например, на чрезмерный шум или загазованность.

Охрана окружающей среды на предприятии определила ряд мероприятий для снижения уровня загрязнений, вырабатываемого предприятиями:

- Выявление, оценка, постоянный контроль и ограничение выброса вредных элементов в атмосферу, а также создание технологий и техники, охраняющих и сберегающих природу и ее ресурсы.
- Разработка правовых законов, направленных на охранные меры окружающей среды и материальное стимулирование выполненных требований и профилактики комплекса природоохранных мероприятий.

						Лист
						54
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

•Профилактика экологической обстановки путем выделения специально отведенных территорий (зон).

Помимо экологической безопасности объекта (охрана окружающей среды на предприятии) не менее важна и безопасность жизнедеятельности (БЖД) на предприятии. В это понятие включен комплекс организационных предприятий и технических средств для предотвращения отрицательного воздействия производственных факторов на человека. Для начала все работники предприятия прослушивают курс по технике безопасности, который инструктирует непосредственный начальник или работник по охране труда. Помимо простой техники безопасности рабочие должны также соблюдать ряд правил по техническим требованиям и нормативам предприятия, а также поддерживать санитарно-гигиенические нормы и микроклимат на рабочем месте.

Все нормы и правила экологической и рабочей безопасности должны быть определены и зафиксированы в определенном документе. Экологический паспорт предприятия – это комплексная статистика данных, отображающих степень пользования данным предприятием природных ресурсов и его уровню загрязнения прилегающих территорий. Экологический паспорт предприятия разрабатывается за счет компании после согласования с соответствующим уполномоченным органом и подвергается постоянной корректировке в связи с перепрофилированием, изменениями в технологии, оборудовании, материалов и т.д.

Для правильного составления паспорта предприятия и во избежание мошенничества контролирование содержания вредных веществ в окружающей предприятие природе ведет специальная служба экологического контроля. Работники службы участвуют в заполнении и оформлении всех граф экологического паспорта, учитывая суммарное воздействие вредных выбросов в окружающую среду. При этом учитываются допустимые концентрационные уровни вредных веществ на прилегающих к предприятию территориях, воздухе, поверхностных слоях почвы и водоемов.

						Лист
						55
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

6.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайная ситуация - это такая особая обстановка, которая возникает в результате многих факторов и наносит значительный урон людям и окружающей среде. Это, например, аварии, катастрофы или стихийные бедствия. ЧС (чрезвычайная ситуация) обычно характеризуется ущербом, наносимым здоровью и жизни людей, нарушением окружающей природной среды, значительными материальными потерями, а также нарушениями условий нормальной жизнедеятельности людей.

Из всего сказанного ранее следует, что рассматриваемое определение (чрезвычайная ситуация) в большинстве развитых стран традиционно считается причиной увеличения опасностей как в природном, так и в техногенном секторе. Последние, в свою очередь, приводят к значительным переменам не только в экономике государства, но и в политическом направлении. За последний десяток лет на всей поверхности нашей планеты происходят всевозможные стихийные бедствия и техногенные катастрофы, вызванные действием антропогенных факторов. В связи с этим страдает человечество (единовременно могут погибнуть сотни, а то и тысячи людей), а также наносится значительный, порой невосполнимый, ущерб окружающей среде. Важно помнить, что вред, причиной которого становятся природные чрезвычайные ситуации, измеряется характером и масштабом последствий.

Процесс реализации проектов магистральных газопроводов характеризуется влиянием множества внешних факторов, порождающих неопределенности различной природы, которые приводят к ситуациям, когда предусмотренные проектно-сметной документацией мероприятия по обеспечению безопасности (т.е. запроектированная система предупреждения ЧС), будут не соответствовать фактическим условиям производства строительно-монтажных работ и эксплуатации.

В связи с этим, увеличиваются требования к точности формирования плана реализации проекта, в части мероприятий по предупреждения ЧС, и

						Лист
						56
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

регулирующим (управляющим) воздействиям в условиях неопределенности, что приводит к необходимости использования концепции адаптивного планирования и управления системы предупреждения ЧС в проекте магистрального газопровода. Суть данной концепции заключается в создании в рамках одной задачи не одной, а множества моделей планирования и управления системы предупреждения ЧС, и затем адаптации параметров безопасности объекта и указанных моделей к конкретным условиям. Поскольку объект (магистральный газопровод) функционирует в нестационарной среде, в которой в течение времени меняются характеристики, то это соответственно также приводит к использованию другой или модификации той же модели для решения задачи предупреждения ЧС.

Исходя из основных положений концепции адаптации, отметим, что функциональная структура адаптивной системы предупреждения ЧС состоит из следующих взаимосвязанных частей: модели планирования (соответственно управления) мероприятий по предупреждения ЧС; имитационной модели функционирования системы предупреждения ЧС; внутреннего (имитационного) адаптера; внешнего (объектного адаптера).

Механизм работы адаптивной системы предупреждения ЧС в процессе производства строительно-монтажных работ и эксплуатации магистрального газопровода заключается в следующем.

Внешний адаптер, на основе анализа характеристик объекта и внешней среды выбирает модель планирования, в соответствии с разработанной в проектной документации системы предупреждения ЧС, а также имитационную модель, осуществляя тем самым структурную адаптацию системы предупреждения ЧС. Затем, по результатам выполнения планов прошлых периодов и прошлых возмущающих воздействий (т.е. по статистической информации о реализации проектов магистральных газопроводов) он подстраивает параметры безопасности в модели планирования и управления и имитационной модели, которая включает модели объекта, среду и системы

						Лист
						57
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

управления. В адаптивной системе предупреждения ЧС, основываясь на полученных параметрах, по модели планирования определяют план мероприятий по предупреждению ЧС, как траекторию, заданную последовательностью плановых состояний, распределенных во времени и потенциальный эффект. По имитационной модели осуществляется имитация реализации разработанного в проектной документации плана мероприятий по предупреждению ЧС, и оцениваются факторы, не позволяющие достичь потенциального (расчетного) эффекта по обеспечению безопасности магистрального трубопровода.

Применительно к задаче предупреждения ЧС в проектах магистральных газопроводов представляется целесообразным проводить на стадии производства строительно-монтажных работ и эксплуатации объекта имитационное моделирование оценки вероятности возникновения не запланированных ситуаций, и связанных с этим корректировки плана мероприятий по предупреждению ЧС (т.е. системы предупреждения ЧС проекта магистрального газопровода). По результатам расчета плана и имитации его выполнения проводятся оценка и анализ применимости плана. Если план мероприятий по предупреждению ЧС с учетом его возможной реализации приемлем, то он принимается к исполнению. В противном случае, внутренний адаптер, основываясь на результатах имитации, подстраивает параметры безопасности в модели планирования и управления, и работа схемы повторяется, начиная с пересчета плана при новых параметрах безопасности.

						Лист
						58
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате проделанной работы решены задачи поставленные в начале работы.

Техническое обслуживание и ремонт любого магистрального трубопровода нацелены на поддержание определенного уровня его надежности, позволяющего обеспечить безопасную транспортировку перекачиваемого продукта. Для организаций эта задача усложняется тем, что около половины магистральных трубопроводов превышает нормативный срок амортизации или близок к нему.

Известен способ и устройство для ремонта трубопровода с помощью приварной муфты. Приварная муфта приваривается к трубе герметизирующими сварными кольцевыми швами. В процессе сварки напряженных труб в зоне сварки возникают остаточные (сварочные) напряжения, которые, складываясь с напряжениями от внутреннего давления, могут привести к образованию трещин. Они могут возникать как в процессе нагрева и кристаллизации металла, так и после остывания (технологическая прочность).

В другом известном способе (GB, А, 2210134) ремонта трубопровода применяется способ ремонта трубопроводов при помощи цилиндрических стальных муфт с патрубками, устанавливаемых на дефектные участки трубопровода; в этом случае неприварная муфта (композитно-муфтовая технология) устанавливается вокруг поврежденной трубы (симметрично относительно дефекта) с кольцевым зазором, например, в 18 мм, чтобы скомпенсировать овальность трубы и муфты. После этого проводится герметизация торцов муфты. Кольцевой зазор заполняется композитным материалом на основе эпоксидной смолы, который сцепляется с трубой и муфтой, укрепляет поврежденную часть трубопровода и обеспечивает достаточно эффективную разгрузку трубы с дефектом.

						Лист
						59
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Многочисленными обследованиями технического состояния трубопроводов установлено, что старение изоляционного покрытия, возникновение и накопление дефектов в стенках труб по длине трубопроводов происходит неравномерно. Это зависит от почвенно-климатических условий прокладки нефтепровода, качества выполнения строительно-монтажных работ, качества исходных материалов, условия загруженности участка трубопровода и других факторов.

Чтобы повысить эффективность ремонтных работ, необходимо сроки ввода в ремонт и объемы ремонтных работ определять не как среднестатистическую величину, а индивидуально для каждого участка путем обработки данных о его фактическом техническом состоянии, полученных в результате диагностических обследований.

Магистральные трубопроводы относятся к сложным и дорогостоящим сооружениям. Нарушения герметичности труб линейной части может привести к остановке перекачки по трубопроводу, большой потери нефти и перебоям в снабжении потребителей. Выход нефти в районах подводных переходов, осложняется нанесением огромного, часто невосполнимого, урона экологии, флоры и фауны.

В зависимости от степени поврежденности участка трубопровода и видов дефектов можно выбрать следующие виды ремонта: замена участка, вырезка дефекта (врезка катушки), локальное восстановление работоспособности дефектной трубы, ремонт изоляции и др.

						Лист
						60
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Бондаренко П.М. Новые методы и средства контроля состояния подземных труб. -М.: Машиностроение, 2008.
2. Басиев К.Д., Бигулаев А.А., Величко Л.Н., Дзиев К.М., Мусаев С.Д. «Исследование трубной стали марки Х70 при одновременном воздействии механических напряжений и коррозионной среды». Коррозия: материалы, защита. 2013. № 8. С. 16-18.
3. Бигулаев А.А., Мусаев С.Д., Преимущество ультразвукового контроля при выявлении коррозионно- механических дефектов магистральных газопроводов. / Экономика и социум. 2014. №1 (10) С.78-82.
4. Гумеров А.Г. Надёжность, техническое обслуживание и ремонт промысловых нефтепроводов. - Уфа: НИИ Нефти и газа, 1996.
5. Журнал «Евразия» 2014 №7.
6. Гумеров «Обслуживания и ремонт линейной части магистрального газа провода» Москва 2010.
7. Гумеров А.Г., Зайнуллин Р.С., Ямалеев К.М., Росляков А.В. Старение
8. труб нефтепроводов.- М.: Недра, 1995. - 218 с.
9. Гумеров И.К., Бажайкин С.Г. Расчёт технологических параметров сварки действующих трубопроводов при ремонтных работах // Материалы конференции «Энергоэффективность. Проблемы и решения». - Уфа, ТРАНСТЭК, 2005. - С. 75-78.
10. Гумеров И.К., Рябов И.А., Галяутдинов А.А. Особенности оценки остаточного ресурса трубопроводов системы газоснабжения // Материалы конференции «Энергоэффективность. Проблемы и решения». - Уфа, ТРАНСТЭК, 2005. - С. 116-119.
11. Гумеров И.К., Хабиров Р.А., Сафиуллин Н.Ф. Методика расчета технологических параметров сварки трубопровода при ремонтных работах // Материалы Всероссийского семинара "Проблемы промышленной

						Лист
						61
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

безопасности в системе нефтегазового комплекса трубопроводного транспорта". - Уфа, Ростехнадзор, 2005. - С. 88-96.

12. Дятлов В.А. Обслуживание и эксплуатация линейной части промысловых трубопроводов. - М.: «Недра», 2009.

13. Елкин С. В., Гаврилов Д. А. Инженерно-техническое творчество в нефтегазовой отрасли; - , 2014. - 368 с.

14. Ращепкин К.Е. Обнаружение утечек нефти и нефтепродуктов в трубопроводах. - М.: «Недра», 2009.

15. Халлыев Н.Х., Будзуляк Б.В. Капитальный ремонт линейной части магистральных газонефтепроводов. 2-е изд., перераб., и доп. Халлыев Н.Х., Будзуляк Б.В.; МАКС Пресс - Москва, 2011. - 833 с.

						Лист
						62
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		