

Министерство образования и науки Российской Федерации
 Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
 высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
 ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
 Направление подготовки (специальность) 21.04.01 «Нефтегазовое дело»
 Профиль «Надежность и долговечность газонепроводов и хранилищ»
 Отделение нефтегазового дела

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
«Анализ современных методов диагностики магистральных трубопроводов в условиях Западно-Сибирского региона»

УДК 622.692.4.053-047.44(571)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6А	Гросс А.И.		25.05.2018

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Цимбалюк А.Ф.	доцент		25.05.2018

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент ОСГН	Макашева Ю. С.	—		25.05.2018

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент ООД	Немцова О. А.	—		25.05.2018

Консультант-лингвист

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОИЯ	Коротченко Т. В.	к.ф.н., доцент		25.05.2018

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Бурков П. В.	д.т.н., профессор		25.05.2018

ТРЕБОВАНИЯ К РЕЗУЛЬТАТАМ ОСВОЕНИЯ ПРОГРАММЫ МАГИСТРАТУРЫ

21.04.01 Нефтегазовое дело

Планируемые результаты обучения

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
В соответствии с универсальными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями		
Общие по направлению подготовки 21.04.01 «Нефтегазовое дело»		
P1	Применять естественнонаучные, математические, гуманитарные, экономические, инженерные, технические и глубокие профессиональные знания в области современных нефтегазовых технологий для решения <i>прикладных междисциплинарных задач и инженерных проблем</i> , соответствующих профилю подготовки (в нефтегазовом секторе экономики)	ОК-1; ОК-2; ОК-3, ОПК-1; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-5; ОПК-6; ОПК-7, ОПК-8, ПК-1; ПК-2; ПК-3; ПК-4; ПК-6; ПК-7; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-14; ПК-16; ПК-17; ПК-19; ПК-20; ПК-21; ПК-23
P2	Планировать и проводить аналитические и экспериментальные <i>исследования</i> с использованием новейших достижений науки и техники, уметь критически оценивать результаты и делать выводы, полученные в <i>сложных и неопределённых условиях</i> ; использовать <i>принципы изобретательства</i> , <i>правовые основы</i> в области интеллектуальной собственности	ОК-1; ОК-2; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-6; ПК-1; ПК-2; ПК-3; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-7; ПК-8; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-14; ПК-15; ПК-17; ПК-18; ПК-19; ПК-20; ПК-22; ПК-23
в области производственно-технологической деятельности		
P3	Проявлять профессиональную <i>осведомленность о передовых знаниях и открытиях</i> в области нефтегазовых технологий с учетом <i>передового отечественного и зарубежного опыта</i> ; использовать <i>инновационный подход</i> при разработке новых идей и методов <i>проектирования</i> объектов нефтегазового комплекса для <i>решения инженерных задач развития</i> нефтегазовых технологий, <i>модернизации и усовершенствования</i> нефтегазового производства.	ОК-1; ОК-2; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-3; ОПК-6; ОПК-7, ОПК-8, ПК-1; ПК-2; ПК-3; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-7; ПК-8; ПК-9; ПК-11; ПК-13; ПК-14; ПК-15; ПК-18; ПК-20; ПК-21; ПК-22; ПК-23
P4	<i>Внедрять, эксплуатировать и обслуживать современные машины и механизмы</i> для реализации технологических процессов нефтегазовой области, обеспечивать их <i>высокую эффективность</i> , соблюдать правила <i>охраны здоровья и безопасности труда</i> , выполнять требования по <i>защите окружающей среды</i> .	ОК-2; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-7, ОПК-8, ПК-1; ПК-3; ПК-6; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-14; ПК-16; ПК-17; ПК-18; ПК-19; ПК-21; ПК-22
в области экспериментально-исследовательской деятельности		
P5	Быстро ориентироваться и выбирать <i>оптимальные решения в многофакторных ситуациях</i> , владеть методами и средствами <i>математического моделирования</i> технологических процессов и объектов	ОК-2; ОК-3; ОПК-1; ОПК-2; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-7; ПК-8; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-17; ПК-20
в области проектной деятельности		
P6	Эффективно использовать любой имеющийся арсенал технических средств для максимального приближения к поставленным производственным целям при <i>разработке и реализации проектов</i> , проводить <i>экономический анализ затрат</i> , <i>маркетинговые исследования</i> , <i>рассчитывать экономическую эффективность</i>	ОК-2; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-7, ОПК-8, ПК-1; ПК-3; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-8; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-13; ПК-14; ПК-15; ПК-16; ПК-17; ПК-18; ПК-19; ПК-20; ПК-21; ПК-22; ПК-23; (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е)

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
<i>В соответствии с универсальными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями</i>		
<i>Общие по направлению подготовки 21.04.01 «Нефтегазовое дело» в области организационно-управленческой деятельности</i>		
P7	Эффективно работать индивидуально, в качестве члена и руководителя команды, умение формировать задания и оперативные планы всех видов деятельности, распределять обязанности членов команды, готовность нести ответственность за результаты работы	ОК-1; ОК-2; ОК-3; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-5; ОПК-6; ПК-6; ПК-11; ПК-12; ПК-13; ПК-14; ПК-15; ПК-23; (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е)
P8	Самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности; активно владеть иностранным языком на уровне, позволяющем работать в интернациональной среде, разрабатывать документацию и защищать результаты инженерной деятельности	ОК-1; ОК-2; ОК-3; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-5; ОПК-6; ПК-6; ПК-11; ПК-12; ПК-13; ПК-14; ПК-15; ПК-23; (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е)
<i>Профиль «Надежность газонефтепроводов и хранилищ»</i>		
P9	Организация технологического сопровождения планирования и оптимизации потоков углеводородного сырья и режимов работы технологических объектов	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-6, ОПК-7, ПК-4, ПК-7, ПК-13), требования профессионального стандарта 19.008 Специалист по диспетчерско-технологическому управлению нефтегазовой отрасли</i>
P10	Организация ТОиР, ДО нефте- и газотранспортного оборудования	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-5, ОПК-6, ПК-9, ПК-11), требования профессионального стандарта 19.013 "Специалист по эксплуатации газотранспортного оборудования"</i>
P11	Повышение надежности, долговечности, эффективности газотранспортного оборудования	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-4, ОПК-5, ПК-9, ПК-14), требования профессионального стандарта 19.013 "Специалист по эксплуатации газотранспортного оборудования"</i>

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

**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
 ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)

Направление подготовки (специальность) 21.04.01 «Нефтегазовое дело»

Профиль «Надежность и долговечность газонефтепроводов и хранилищ»

Уровень образования магистратура

Отделение нефтегазового дела

Период выполнения _____ (осенний / весенний семестр 2017/2018 учебного года)

Форма представления работы:

магистерская диссертация

**КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
 выполнения выпускной квалификационной работы**

Срок сдачи студентом выполненной работы:	25.05.2018г.
--	--------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
25.02.2018	<i>Введение</i>	5
05.03.2018	<i>Обзор литературы</i>	20
12.03.2018	<i>Характеристика объекта исследования</i>	10
25.03.2018	<i>Методы диагностики</i>	15
04.04.2018	<i>Расчетная часть</i>	15
25.04.2018	<i>Социальная ответственность</i>	10
07.05.2018	<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	10
14.05.2018	<i>Заключение</i>	5
17.05.2018	<i>Презентация</i>	10
	<i>Итого</i>	100

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Цимбалюк А.Ф.	доцент		19.02.18

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Бурков П. В.	д.т.н., профессор		28.02.18

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
 Направление подготовки (специальность) 21.04.01 «Нефтегазовое дело»
 Профиль «Надежность и долговечность газонефтепроводов и хранилищ»
 Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП ОНД ИШПР

_____. Бурков П. В.
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

магистерской диссертации

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ6А	Гроссу Артему Ивановичу

Тема работы:

«Анализ современных методов диагностики магистральных трубопроводов в условиях Западно-Сибирского региона»	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№1625/с от 12.03.2018 г.

Срок сдачи студентом выполненной работы:

25.05.2018 г.

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i>	Напорный нефтепровод _____ _____ Участок проходит по территории Нижневартовского района Ханты-Мансийского Автономного округа Тюменской области. Протяжённостью 9050 м, рабочее давление 3,0 МПа. Диаметр трубопровода 530 мм, температура перекачиваемой нефти +30°C.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи</i>	Произвести литературный обзор по теме диагностики трубопроводов и методов расчета остаточного ресурса в условиях Западно-Сибирского региона. Выполнить расчеты остаточного ресурса трубопровода в условиях периодических изменений напряжений и коррозии.

исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).	Сделать выводы по результатам анализа методов и расчета остаточного ресурса.
Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)	1. Технологическая схема трубопровода 2. Схема маркеров установленных по длине трубопровода 3. Схема расположения аномалий трубопровода
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы (с указанием разделов)	
Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Макашева Юлия Сергеевна, ассистент ОСГН
«Социальная ответственность»	Немцова Ольга Александровна, ассистент ООД
«Иностранный язык»	Коротченко Татьяна Валериевна, доцент ОИЯ
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках: реферат (abstract), количественный мониторинг скорости коррозии с помощью ультразвука (On quantitative corrosion rate monitoring with ultrasound), Обзор литературы (Literature review).	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	12.10.2016 г.
---	---------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Цимбалюк А.Ф.	доцент		12.10.2016 г.

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6А	Гросс А.И.		12.10.2016 г.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ6А	Гроссу Артему Ивановичу

Инженерная школа	Природных ресурсов	Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образования	магистратура	Направление/специальность	21.04.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Надежность газонефтепроводов и хранилищ»

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Распределение сметной стоимости проведения ремонта после проведения диагностики и в случае отказа трубопровода
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Единые нормы и расценки на строительные, монтажные и ремонтно-строительные работы. Сборник Е2, Е22, Е11
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Налоговый кодекс РФ Ф3-213 от 24.07.2009 в редакции от 09.03.2016г. № 55-ФЗ

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Оценка целесообразности проведения диагностики трубопровода для проведения внепланового ремонта.
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	Сметный расчет на работы по проведение диагностики и ремонта трубопровода
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Сравнение эффективности методов проведения ремонта трубопровода в случае отказа и после проведения диагностики

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

Таблицы:

- Календарный план проекта
- Затраты на установку средств очистки и диагностики на напорном нефтепроводе в ценах на 2017 г.
- Затраты на установку средств очистки и диагностики на трех напорных нефтепроводах в ценах на 2017г.
- Затраты на ликвидацию отказа трубопровода.
- Расчет амортизационных отчислений для ремонта врезкой катушки.
- Фонд оплаты труда работающих для врезки катушки.
- Статья материалы врезки катушки по данным за 2017 год.
- Смета затрат на устранение дефектов участка нефтепровода.
- Техничко-экономические показатели вариантов ремонта

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

10.03.18

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент	Макашева Ю.С.		10.03.18	

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6А	Гросс А.И.	10.03.18	

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ6А	Гроссу Артему Ивановичу

Инженерная школа	Природных ресурсов	Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образования	магистратура	Направление/специальность	21.04.01 «Нефтегазовое дело» профиль <u>«Надежность газонефтепроводов и хранилищ»</u>

Исходные данные к разделу

«Социальная ответственность»:

1. Выявление факторов рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования), характеризующих процесс взаимодействия трудящихся с окружающей **производственной** средой со стороны их:

- **вредных** проявлений (метеоусловия, вредные вещества, освещение, шум, вибрации, электромагнитные поля, ионизирующие излучения);
 - **опасных** проявлений (механической природы, термического характера, электрической, пожарной и взрывной природы).
2. Определение факторов рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования), характеризующих процесс воздействия их на **окружающую природную** среду (атмосферу, гидросферу, литосферу)
3. Описание факторов рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования), характеризующих процесс возникновения **чрезвычайных ситуаций** (техногенного, стихийного, экологического и социального характера).
4. Знакомство и отбор **законодательных и нормативных** документов по теме

При выполнении работ по проведению диагностики трубопроводов возможно появление следующих вредных факторов:

- недостаточная освещённость рабочей зоны;
- повышенный уровень шума на рабочем месте;
- повышенный уровень вибрации;
- повышенная загазованность воздуха рабочей зоны.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Характеристика факторов изучаемой **производственной** среды, описывающих процесс взаимодействия человека с окружающей производственной средой в следующей последовательности:

- физико – химическая природа фактора, его связь с разрабатываемой темой;
 - действие фактора на организм человека ;
 - приведение допустимых норм с необходимой размерностью (с ссылкой на соответствующий нормативно- технический документ);
 - рекомендуемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства).
2. Анализ **опасных** факторов проектируемой произведённой среды в следующей последовательности:
- механические опасности (источники, средства защиты);
 - термические опасности (источники, средства защиты);
 - электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита - источники, средства защиты);
 - пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения).
3. Охрана окружающей среды:
- анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы);
 - анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы);
 - анализ воздействия объекта на литосферу (отходы).
4. Защита в чрезвычайных ситуациях:

Диагностика трубопровода сопровождается следующими опасными факторами:

- поражение движущимися машинами и механизмами;
- пожаровзрывобезопасность ;
- электрический ток.

Так же при выполнении работ возможны ЧС следующих видов:

- Техногенная катастрофа
- Природный катаклизм

Нормативные документы по вопросам обеспечения безопасности:

ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»

ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»

Земельный кодекс «Охранные зоны трубопроводов»

— перечень возможных ЧС на объекте; — разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий. 5. Правовые вопросы обеспечения безопасности: — характерные для проектируемой рабочей зоны правовые нормы трудового законодательства; — организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	
Перечень расчетного и графического материала	

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	10.03.18
---	----------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент	Немцова О.А.		10.03.18	

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6А	Гросс А.И.	10.03.18	

Реферат

Магистерская диссертация включает 98 с. текстового материала, 20 рис., 40 табл., 84 источников, 1 прил.

Ключевые слова. Магистральный трубопровод, промысловый трубопровод, диагностика, техническое состояние, методы контроля, оценка технического состояния.

Объект исследования. Линейная часть напорного нефтепровода [REDACTED]

Цель работы. Анализ современных методов диагностики трубопроводов, выбор методологии расчета остаточного ресурса трубопровода.

Метод или методология проведения работы. Для проведения расчетов использованы методики, предложенные в ОСТ 153-39.4-010-2002 «Методика определения остаточного ресурса нефтегазопромысловых трубопроводов и трубопроводов головных сооружений», ГОСТ Р 53006-2008 «Национальный стандарт Российской Федерации. Оценка ресурса потенциально опасных объектов на основе экспресс-методов. Общие требования». В работе использовался программный комплекс SPIPE.1, так же специализированный Microsoft Excel для расчета остаточного ресурса трубопровода и определение соответствия требованиям промышленной безопасности.

Полученные результаты. Определено оптимальное сочетание методов диагностики, которые обеспечивает защиту от коррозионных процессов.

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики. Разработка инженерной защиты линейной части трубопровода с целью повышения надежности.

Область применения. Магистральный нефтепровод.

Экономическая эффективность или значимость работ. Определение экономических затрат на установку объектов инженерной защиты трубопровода.

					«Анализ современных методов диагностики магистральных трубопроводов в условиях Западно-Сибирского региона»			
Изм	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата				
Разраб.		Гросс А.И.			Реферат	Литера	Лист	Листов
Руков.		Цимбалюк А.Ф.					1	98
Консульт.						НИ ТПУ гр. 2БМ6А		
Рук-ль ООП		Бурков П.В						

Abstract

Master's thesis includes 98 c. text material, 20 figure, 40 table, X sources, 84 app.

Keywords. Trunk pipeline, field pipeline, diagnostics, technical condition, control methods, technical condition assessment.

Object of study. The linear part of the pressure oil [REDACTED]

Objective. Analysis of modern methods for diagnosing pipelines, choosing a methodology for calculating the remaining life of the pipeline.

Method or methodology of the work. To carry out the calculations, the methods proposed in OST 153-39.4-010-2002 "Methods for determining the residual life of oil and gas pipelines and pipelines of head structures", GOST R 53006-2008 "National Standard of the Russian Federation. Estimation of the resource of potentially dangerous objects on the basis of express methods. General requirements". The program used SPIPE.1 software, as well as specialized Microsoft Excel to calculate the remaining life of the pipeline and determine compliance with industrial safety requirements.

Results. The optimal combination of diagnostic methods that provide protection against corrosion processes is determined.

The main design, technological and technical and operational characteristics. Development of engineering protection of the linear part of the pipeline in order to improve reliability.

Application area. Trunk oil pipeline.

Economic efficiency or significance of work. Determination of economic costs for installation of engineering protection of the pipeline.

					Abstract	Лист
						2
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки

В данной работе были применены следующие термины и определения:

Аномалия: Показание, возникающее при проведении неразрушающего контроля неравномерности или отклонения от нормы материала трубы/бездефектного шва, которое может быть либо не быть фактическим дефектом.

Кластер: Две или более смежных аномалии потери металла в стенке трубы или сварного шва, которые во взаимодействии, могут ослабить целостность трубопровода значительнее, чем индивидуально.

Коррозия: Электрохимическая реакция стенки трубопровода со средой, вызывающая потерю металла.

Вмятина: Деформация стенки трубы, вызывающая изменение внутреннего диаметра, но не обязательно ведущая к локализованному уменьшению толщины стенки.

Порог обнаружения: Минимальный размер особенности, которую возможно обнаружить.

Мониторинг технического состояния: Систематическое наблюдение, измерение и контроль параметров объектов магистрального нефтепровода в комплексе с физикогеографическими условиями, климатическими и геологическими процессами.

Особенность: Показание, возникающее в процессе неразрушающего контроля трубы.

Расслоение: Дефектность или неоднородность со слоистым разделением материала трубы, которые могут проходить параллельно или под углом к поверхности стенки трубы.

Аномалия потери металла: Область трубы с поддающимся измерению снижению толщины стенки.

Номинальная толщина стенки: Толщина стенки, требуемая в соответствии с техническими условиями для строительства трубопровода.

					«Анализ современных методов диагностики магистральных трубопроводов в условиях Западно-Сибирского региона»			
Изм	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата				
Разраб.		Гросс А.И.			Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки	Литера	Лист	Листов
Руков.		Цимбалюк А.Ф.					3	98
Консульт.						НИ ТПУ гр. 2БМ6А		
Рук-ль ООП		Бурков П.В						

Производственная аномалия: Аномалия, которая возникает в процессе изготовления трубы, как, например, неполный провар, скол, расслоение, неметаллические включения ламинированные, неметаллических включений, отпечатки валков и аномалия сварного шва.

Вероятность обнаружения: Вероятность обнаружения особенности внутритручным дефектоскопом.

Вероятность распознавания: Вероятность того, что аномалия после обнаружения будет правильно идентифицирована.

Точность измерений: Точность измерения задается интервалом, в пределах которого определенный процент особенностей будет измерен. Этот определенный процент принимается как уровень достоверности.

на оси ординат.

Работоспособное состояние (работоспособность): Состояние объекта, при котором значения всех параметров, характеризующих способность выполнять заданные функции, соответствуют требованиям нормативно-технической и (или) конструкторской (проектной) документации.

Первичная диагностика: первая ревизия объекта, проводимая не позднее чем через 2 года после ввода его в эксплуатацию, согласно «Правилам устройства и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов».

Очередная диагностика: очередная периодическая ревизия, устанавливаемая по результатам предыдущей с периодичностью не более 8 лет.

В данной работе были использованы ссылки на следующие обозначения

					Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		4

и сокращения:

МН – магистральный нефтепровод;

ПТБ – правила техники безопасности;

ВИК – визуально и измерительный контроль;

КИП – контрольно-измерительный пункт;

НК – неразрушающий контроль;

УЗД – ультразвуковая дефектоскопия;

УЗК – ультразвуковой контроль;

УЗТ – ультразвуковая толщинометрия;

ЭХЗ – электрохимическая защита;

ДДК – дополнительный дефектоскопический контроль;

γ – коэффициент, характеризующий скорость изменения сопротивления изоляции во времени, 1/год;

R_{ia0} – начальное значение сопротивления изоляции трубопровода, Ом·м;

$R_{из}(t)$ – прогнозное значение сопротивления изоляции трубопровода, Ом·м ;

$R_{из}$ – сопротивление защитного покрытия, определенное на момент обследования, Ом·м²;

R_{yd} – сопротивление защитного покрытия, соответствующее критерию «удовлетворительное», Ом·м²;

R_r – удельное сопротивление грунта, Ом/м;

S_d – удельная площадь оголения трубопровода, мм /м ;

ИТР – инженерно-технический работник;

ЛЧ МТ – линейная часть магистрального трубопровода;

НДС – напряженно-деформированное состояние;

НИР – научно исследовательская работа;

НПС – нефтеперекачивающая станция;

ПД - проектная документация;

ПДК – предельно допустимая концентрация;

ПТБ – правила техники безопасности;

ФОТ – фонд оплаты труда;

					Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		5

ЭВМ – электронно-вычислительная машина;

В работе были использованы ссылки на следующие стандарты:

ГОСТ Р 51164-98 Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии;

СТО Газпром 2-2.3-310-2009 Документы нормативные для проектирования, строительства и эксплуатации объектов ОАО «Газпром». Организация коррозионных обследований объектов ОАО «Газпром». Основные требования;

СТО Газпром 9.2-002-2009 Защита от коррозии. Электрохимическая защита от коррозии. Основные требования;

ГОСТ 27.002-89 Надежность в технике. Основные понятия. Термины и определения;

ГОСТ 18442-80* Контроль неразрушающий. Общие требования. ГОСТ 12.1.001-89 Ультразвук. Общие требования безопасности. СНиП 2.05.06-85* Магистральные трубопроводы;

СНиП III-42-80* Магистральные трубопроводы. Правила производства и приемки работ;

ВСН 012-88, ч1 и ч2 Строительство магистральных и промышленных трубопроводов. Контроль качества и приемка работ;

ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности;

СНиП 12-03-2001. Безопасность труда в строительстве. СНиП III-4-80*. Техника безопасности в строительстве;

ГОСТ 12503-75 «Сталь. Методы УЗ контроля качества»;

ГОСТ Р 55808-2013 «Контроль неразрушающий. Преобразователи ультразвуковые. Методы испытаний»;

ГОСТ Р 55614-2013 «Контроль неразрушающий. Толщинометры ультразвуковые. Общие технические требования»;

ГОСТ Р 55809-2013 «Контроль неразрушающий. Дефектоскопы ультразвуковые. Методы измерений основных параметров»;

					Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки	Лист
						6
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

ГОСТ Р 55725-2013 «Контроль неразрушающий. Преобразователи ультразвуковые пьезоэлектрические. Общие технические требования»;

ГОСТ Р 55724-201 «Контроль неразрушающий. Соединения сварные. Методы ультразвуковые»;

ГОСТ 18442-80 «Контроль неразрушающий. Капиллярные методы. Общие требования»;

ГОСТ 21105-87 «Контроль неразрушающий. Магнитопорошковый метод»;

ГОСТ Р ИСО 15549-2009 «Контроль неразрушающий. Контроль вихретоковый. Основные положения»;

ГОСТ Р 55611-2013 «Контроль неразрушающий вихретоковый. Термины и определения»;

ГОСТ Р 55613-2013 «Контроль неразрушающий вихретоковый. Меры образцовые для поверки толщиномеров неорганических покрытий. Общие положения»;

ГОСТ 7512-82 «Контроль неразрушающий. Соединения сварные. Радиографический метод»;

ГОСТ 5272-68 «Коррозия металлов. Термины».

					Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки	Лист
						7
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

Оглавление

Реферат.....	113
Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки.....	3
Введение.....	10
1 Literature review.....	13
2 Краткая характеристика и назначение объекта	17
2.1 Краткая характеристика района в месте расположения объекта технического диагностирования	17
2.2 Технические характеристики трубопровода.....	18
3 Внутритрубная диагностика.....	23
3.1 Цель внутритрубного диагностирования.....	23
3.2 УЗК Piglet®	23
3.3 Анализ данных	25
3.4 Спецификация ультразвукового диагностического снаряда.....	25
4 Процесс проведения внутритрубного диагностирования	28
4.1 Технология ультразвуковой ВТД.....	28
4.2 Обеспечиваемое покрытие обследуемого трубопровода.	32
4.3 Измеренное расстояние.	33
4.4 Спецификации оборудования неразрушающего контроля.	34
4.5 Установленные параметры системы для проведения пропуски снаряда.	36
4.6 Результаты проведенного внутритрубного диагностирования.....	36
5 Результаты расшифровки полученной информации после пропуски диагностического снаряда.	36
5.1 Основные характеристики пропуски диагностического снаряда.....	36
5.2 Результаты анализа аномалий	39
6 Общая информация о проведенной ВТД	45
7 Расчетная часть	36
7.1 Расчет остаточного ресурса трубопровода согласно ОСТ 153-39.4-010-2002	49
7.1.2 Определение расчетной и отбраковочной толщины стенок труб	49
7.1.3 Расчет остаточного ресурса трубопровода по минимальной толщине стенок труб	50
7.1.4 Расчет остаточного ресурса трубопровода с учетом общего коррозионно-эрозионного износа стенок	51
7.2 Расчетная модель и алгоритм определения остаточного ресурса трубопровода в условиях периодических изменений напряжений и коррозии	53
7.3 Анализ методов расчета остаточного ресурса трубопровода	58
8 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	60
9 Социальная ответственность	69

					«Анализ современных методов диагностики магистральных трубопроводов в условиях Западно-Сибирского региона»			
Изм	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата				
Разраб.		Гросс А.И.			Оглавление	Литера	Лист	Листов
Руков.		Цимбалюк А.Ф.					8	98
Консульт.						НИ ТПУ гр. 2БМ6А		
Рук-ль ООП		Бурков П.В						

Заключение	111
Список используемых источников	82
Приложения	89
ПРИЛОЖЕНИЕ А.....	89

Введение

Актуальность. В настоящее время основным способом транспортировки нефти и газа от мест их добычи до конечного потребителя является трубопроводный транспорт. Протяженность трубопроводов, используемых для транспортных целей, непрерывно возрастает, что связано с бесспорным их преимуществом перед всеми существующими способами транспортировки [7]. В то же время увеличение протяженности трубопроводов приводит к повышению возможности их разрушения, поэтому чрезвычайную важность приобретает задача оценки несущей способности и остаточного ресурса магистральных трубопроводов с дефектами [18, 100].

В настоящее время проблема мониторинга технического состояния магистральных трубопроводов является актуальной в связи с сильной изношенностью используемого технологического оборудования. Главные системы магистральных трубопроводов были построены в 1960-1980-х гг. На данный момент около 40 % протяженности магистральных трубопроводов отработало более 30 лет [115].

В этой связи наряду с задачей замены устаревающих фондов технологического оборудования становится актуальной задача мониторинга технического состояния трубопроводов. Как известно, основной причиной преждевременного износа магистральных трубопроводов (МТ) является коррозионный фактор [12, 44, 99]. Для выявления подверженности коррозии к настоящему времени разработано и внедрено значительное количество методов мониторинга состояния трубопроводов, в том числе и дистанционных методов мониторинга [12, 50, 53, 63, 97, 99, 105, 106, 111, 112].

Основная проблема подобных методов состоит в том, что упор в них делается на диагностику какого-либо одного фактора, определяющего развитие коррозии, либо определение фактического состояния стенки трубы. При таком

					«Анализ современных методов диагностики магистральных трубопроводов в условиях Западно-Сибирского региона»			
Изм	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата				
Разраб.		Гросс А.И.			Введение	Литера	Лист	Листов
Руков.		Цимбалюк А.Ф.					10	98
Консульт.						НИ ТПУ гр. 2БМ6А		
Рук-ль ООП		Бурков П.В						

подходе обеспечивается возможность контроля состояния трубопровода и определения сроков проведения ремонтов «по состоянию», но крайне затруднительно бывает давать прогнозные оценки развития коррозионной ситуации и объяснить причины возникновения коррозии.

При этом в данных условиях, имея мощную базу средств диагностики и обладая методами оценки влияния различных факторов на интенсивность протекания коррозионных процессов, становится существенно важным создание системы многофакторного анализа состояния трубопровода, а также долгосрочного прогноза его технического состояния и расчета технического ресурса.

Цель работы: предложение системы многофакторного анализа состояния трубопровода, а также долгосрочного прогноза его технического состояния и расчета технического ресурса.

Необходимо решить следующие задачи:

– Дать характеристику объекту эксплуатации в условиях пролегания трубопровода.

– Анализ дефектоскопа UT Piglet.

– Анализ и расшифровка данных диагностики объекта эксплуатации.

– Расчет трубопровода на прочность и устойчивость.

Выявить наиболее опасные участки трубопровода.

– Предложить систему Cassasco в качестве дополнительной системы мониторинга состояния трубопровода в наиболее опасных участках.

– Расчет остаточного ресурса трубопровода согласно ОСТ 153-39.4-010-2002

– Расчетная модель и алгоритм определения остаточного ресурса трубопровода в условиях периодических изменений напряжений и коррозии

– Сравнение двух моделей расчета

Объект исследования. Мониторинг технического состояния магистральных и промысловых трубопроводов.

Предмет исследования. Линейная часть напорного нефтепровода [REDACTED]

					Введение	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		11

Реализация и апробация работы. Раздел ВКР «Анализ проведения внутритрубной диагностики снарядом UT Piglet» был представлен в виде доклада в рамках дисциплины «Преддипломная практика».

					Введение	Лист
						12
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

1 Literature review

Carrying out the analysis of the state of the problem being solved among scientific literature, modern achievements in this area, we can note several key points.

A significant number of pipeline transport facilities are in operation in the Russian Federation. At present, the level of their reliability is negatively affected by a number of factors: difficult economic conditions, lack of sufficient investments, a steady increase in the proportion of objects that have reached the normative period, and also with more stringent operating conditions. In these conditions, prevention of emergencies and environmental protection are possible only with the timely conduct of technical diagnostics. This determines the urgency of introducing the newest methods of nondestructive testing, which ensure the acceleration of diagnosis, obtaining a reliable estimate of the technical state and a sound prediction of the residual life of safe operation. It is based on the results of diagnostic control that the amount of capital or selective repairs is established. [1] This is how the authors of the work respond about the relevance of research and further improvement of the methods for diagnosing pipeline transport.

Extension of the period of reliable and safe service of pipeline systems in conditions of intensive aging is the most important task in which the results of diagnosing their technical condition play a dominant role. [2] Speaking these words, the authors of the article considered the possibility of using the phased antenna array (FAP) technique in ultrasonic control technologies and here is what conclusion they came to: "The use of phased array technology in in-line diagnostics provides a reliable

revealing cracks-like defects in welds, dents, as well as the possibility of determining the point loss of metal in the dent. "[2]

The next article examines the problems of ensuring the safe operation of the

					«Анализ современных методов диагностики магистральных трубопроводов в условиях Западно-Сибирского региона»			
Изм	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата				
Разраб.		Гросс А.И.			Literature review	Литера	Лист	Листов
Руков.		Цимбалюк А.Ф.					13	98
Консульт.						НИ ТПУ гр. 2БМ6А		
Рук-ль ООП		Бурков П.В						

main oil and gas pipelines. Theoretical grounds for the emergence of potentially hazardous areas are substantiated. Prospective ways to improve the methods of nondestructive testing of main pipelines based on multifractal parametrization are proposed. [3]

In 2011, the management of Samotlorneftegaz (OAO "CIS"), which operates the largest in Russia Samotlor oil and gas condensate field, was set an ambitious task

Inspection of technological pipelines by scanning their surface continuously. A conceptual new approach was initiated, involving a 100% scanning of the entire surface of the pipeline and allowing the transition from replacement of pipeline sections to address repair. Thus, thanks to the introduction of the concept of continuous scanning, it was possible to increase the detectability of defects by 45 times in comparison with traditional methods of control. [4]

In connection with a number of problems arising in the process of in-pipe diagnostics, it is expedient to allocate the most informative and least expensive method, which does not require penetration into the cavity of the pipe. [5] Taking as a basis this idea and having considered in this work methods of in-tube diagnostics, I proposed a technique for assessing the state of the protective coating of pipelines with the diagnostic complex "Orion-3M"

In this paper, we present diagnostic methods that fully comply with the requirements of regulatory documentation. Also presented is a program for conducting industrial safety expertise based on the Safety Guide "Recommendations for the Arrangement and Safe Operation of Process Pipelines", GOST 32569-2013 "Technological Steel Pipelines. Requirements for design and operation in explosive and chemically hazardous industries, "norms and regulations in the field of industrial safety" Safety Rules in the Oil and Gas Industry "(approved by Order No. 101 of 12 March 2013), RD 39-132-94" Regulations on operation, revision, repair and rejection of oilfield pipelines "and in other normative documents. This program is a set of methods of field diagnostics and desk work and allows you to accurately determine the technical state of field and other pipelines. This allows you to track defects in time and prevent emergencies. The main sources of information on the production

					Literature review	Лист
						14
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

of both field and cameral work are the normative and technical documentation GOST 9.602- 2005 "Unified system of protection against corrosion and aging. Underground structures. General requirements for corrosion protection ", GOST 12.0.003-74" SSBT. Dangerous and harmful production factors. Classification ", GOST 16037-80" Welded joints of steel pipelines ", GOST 17.1.3.05-82. Protection of Nature. Hydrosphere. General requirements for the protection of surface and groundwater from oil and oil products pollution, GOST 24856-2014 "Pipeline armature. Terms and definitions », GOST 28702-90 Non-destructive testing. Thickness gauge, ultrasonic. General technical requirements ", GOST 32569-2013" Technological pipelines became.

In the article AA. Dubov [15] common problems in assessment of residual life of ageing equipment are revealed, which are due to insufficient efficiency of the traditional NDT methods and means and imperfection of verifying strength analysis. It is shown that the reliability and life of equipment and structures are determined by the zones of stress concentration as the main sources of damage development. It is recommended to apply the methods of acoustic emission and magnetic memory of the metal for timely detection of these zones in keeping with the new national standard GOST 53006-2008.

In the article "study of stress-corrosion cracking trunk oil and gas pipelines "[16] the results of research stress corrosion cracking (CRN) under operating conditions (Western Siberia, the Urals, the Ufa Plateau), as well as the study of physicomechanical characteristics, microstructure and contamination of steel sulphide inclusions of the metal of the failed oil and gas pipeline.

Studies have shown that the physical and mechanical characteristics of metal comply with the regulatory requirements for tubular steels. X-ray diffraction analysis of the deposits showed that they contain oxides and carbonates of iron. Distribution of microhardness near the colony cracks is similar to the distribution for single cracks. Conducted computer simulation of stress-strain state metal for a single crack and their colony. It was found that the colony cracks is less dangerous than a single crack. However, the loads created by during the stress test, do not affect the steady development of the CRN for the smallest cracks in the colony, which in the future

					Literature review	Лист
						15
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

exploitation The gas pipeline can lead to its destruction. Analytical dependencies of kinetics of destruction and their parameters, allowing to determine Residual life of a pipeline having single cracks or their colony. Examples of such a calculation are given. Study of electrochemical behavior of seel samples from focal zones is typical for CRN, At low temperatures, a larger energy barrier than at high temperatures. Thermodynamic The stability of X70 steel in a corrosive medium decreases with increasing mechanical stresses or an increase in the number of loading cycles. For quantitative description of this process, analytical dependencies are found and their parameters are determined.

					Literature review	Лист
						16
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

2 Краткая характеристика и назначение объекта

2.1 Краткая характеристика района в месте расположения объекта технического диагностирования

Трасса напорного нефтепровода [REDACTED]

[REDACTED] проходит по территории Нижневартовского района Ханты-Мансийского Автономного округа Тюменской области.

Климат района континентальный, формируется в результате переноса воздушных масс с запада и влияния континента. Взаимодействие двух противоположных факторов придает своеобразие циркуляции атмосферы над рассматриваемой территорией, вызывая быструю смену циклонов и антициклонов, способствующих частым изменениям погоды и сильным ветром.

Зима суровая, холодная, продолжительная, с сильными ветрами и метелями, весенними и возвратами холодов, поздними весенними и ранними осенними заморозками.

Лето сравнительно короткое, но довольно теплое, с непродолжительным безморозным периодом.

Переходные сезоны очень короткие, особенно весна.

Многолетняя средняя температура в районе равна минус 3,4°C. Самым холодным месяцем в году является январь, со средней месячной температурой минус 22°C, с самым теплым месяцем – июль со средней месячной температурой плюс 16,9°C.

Число дней в году с относительно большой влажностью в дневные часы 80% и более составляет 110-115. Число дней с влажностью в дневные часы менее 30% равно 20-30. Наибольшая относительная влажность наблюдается в зимние месяцы (сентябрь-декабрь), наименьшая – в июне (70%).

Продолжительная и холодная зима благоприятствует значительному накоплению снега. Время выпадения первого снега близко к дате перехода

					«Анализ современных методов диагностики магистральных трубопроводов в условиях Западно-Сибирского региона»			
Изм	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата				
Разраб.		Гросс А.И.			Краткая характеристика и назначение объекта	Литера	Лист	Листов
Руков.		Цимбалюк А.Ф.					17	98
Консульт.						НИ ТПУ гр. 2БМ6А		
Рук-ль ООП		Бурков П.В						

средней суточной температуры воздуха через 0°С. Обычно появление снежного покрова наблюдается в начале октября (5.10), а к 18.10 образуется устойчивый снежный покров, который лежит всю зиму. Максимальной высоты снежный покров достигает во второй декаде марта.

Средняя из наибольших высот снежного покрова за зиму составляет на защищенных участках 76 см, а на открытых – около 50 см.

Характерной чертой для рассматриваемого района является преобладание циклонического типа погоды в течение всего года и, особенно, в переходные сезоны и в начале зимы.

Зимой преобладают ветра южные и юго-западные со средней скоростью 3,0 м/с, а летом – северные и северо-восточные со средней скоростью 3,4 м/с.

2.2 Технические характеристики трубопровода

Таблица 1 – Технические характеристики трубопровода

Наименование трубопровода	Ø, мм	Исполнительная толщина, мм.	Протяженность, м	Рраб, МПа	Рег. №	Год ввода в эксплуатацию	Температура транспортируемого продукта, С°	Марка стали, Ст.	Расход нефти, м³/сут.	Категория трубопровода по РД 39-132-94
██████████	530	8,0 10,0	9 050	3,0	1.4	2007	+30	09ГСФ	1052,3 47	III
ИТОГО (общая протяженность):			9 050							

Таблица 2 – Технические характеристики трубопровода

№ п/п	Рег. №	Наименование трубопровода	Ø, мм	Толщина стенки, мм	Длина, м
1.	1.4	████████████████████	530	8,0, 10,0	9 050
ИТОГО (общая протяженность):					9 050

- Тип транспортируемого продукта согласно паспортным данным – нефть, газ;
- Тип сварки, сварочные материалы, применяемые при строительстве трубопровода – сварка ручная электродуговая.
- Присадочный материал электроды марки ОК 53-70, ГОСТ

					Краткая характеристика и назначение объекта	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		18

9466-75, ГОСТ 9467-75.

- Наименование проектной организации – ОАО «Гипротюменнефтегаз», рабочие чертежи 7365-(ВБ1, В)-С1115-ЛТ.
- Наименование монтажных организации, участвовавших в строительстве ООО «Биметаллы».
- Способ прокладки трубопровода – преимущественно подземный.
- Состояние трубопровода на момент проверки – в работе.
- Предписания органов Ростехнадзора – отсутствуют.
- Информация об антикоррозионном покрытии трубопровода: наружное полиэтиленовое покрытие, внутреннее П-ЭП-585 (покрытие нанесено предприятием ЗАО «УпоРТ» по ТУ 1390-003-52534308-05).
- Защита сварного шва – втулка.
- Производитель труб – Выксунский металлургический завод.
- Наличие электрохимической защиты – отсутствует.
- Информация о видах и датах аварий, отказов – не зафиксированы.
- Расход жидкости – 1223,5 м³/сут.
- Обводненность – 0,45 %.
- Расход нефти – 1052,347 т/сут.
- Газовый фактор – 0 нм³/м³.

Таблица 3 – Места пересечений с искусственными преградами

Наименование	Широта WGS84	Долгота WGS84	Дистанция в метрах	Состояние перехода	Наличие знаков
пересечение с грунтовой дорогой	61° 5'6.78"	76°39'21.38"	185,00	удовл.	нет
пересечение с асфальтированной дорогой	61° 4'59.92"	76°39'29.80"	437,00	удовл.	нет
пересечение с грунтовой дорогой	61° 4'55.40"	76°39'24.93"	625,00	удовл.	нет
пересечение с грунтовой дорогой	61° 4'43.34"	76°38'51.07"	1257,00	удовл.	нет
пересечение с грунтовой дорогой	61° 4'40.83"	76°38'51.52"	1360,00	удовл.	нет
пересечение с грунтовой дорогой	61° 4'23.45"	76°39'25.47"	2100,00	удовл.	нет
пересечение с грунтовой дорогой	61° 4'18.54"	76°39'31.63"	2286,00	удовл.	нет
пересечение с грунтовой дорогой	61° 3'12.30"	76°38'29.64"	4795,00	удовл.	нет
пересечение с грунтовой дорогой	61° 2'34.86"	76°38'52.41"	6000,00	удовл.	нет
пересечение с грунтовой дорогой	61° 1'52.62"	76°38'19.73"	7470,00	удовл.	нет
пересечение с грунтовой дорогой	61° 1'38.85"	76°38'15.92"	7939,00	удовл.	нет
пересечение с грунтовой дорогой	61° 1'21.74"	76°38'8.88"	8538,00	удовл.	нет

					Краткая характеристика и назначение объекта	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		19

Таблица 4 – Перечень установленной запорной арматуры

Расстояние, м	Наименование запорной арматуры	Ду/Ру крана	Тип арматуры	Тип привода	Завод изготовитель	Техни- ческое состояние
■	■	■	■	■	■	■
■	■	■	■	■	■	■
■	■	■	■	■	■	■
■	■	■	■	■	■	■
■	■	■	■	■	■	■

Таблица 5 – Перечень установленных фасонных деталей

[illegible]

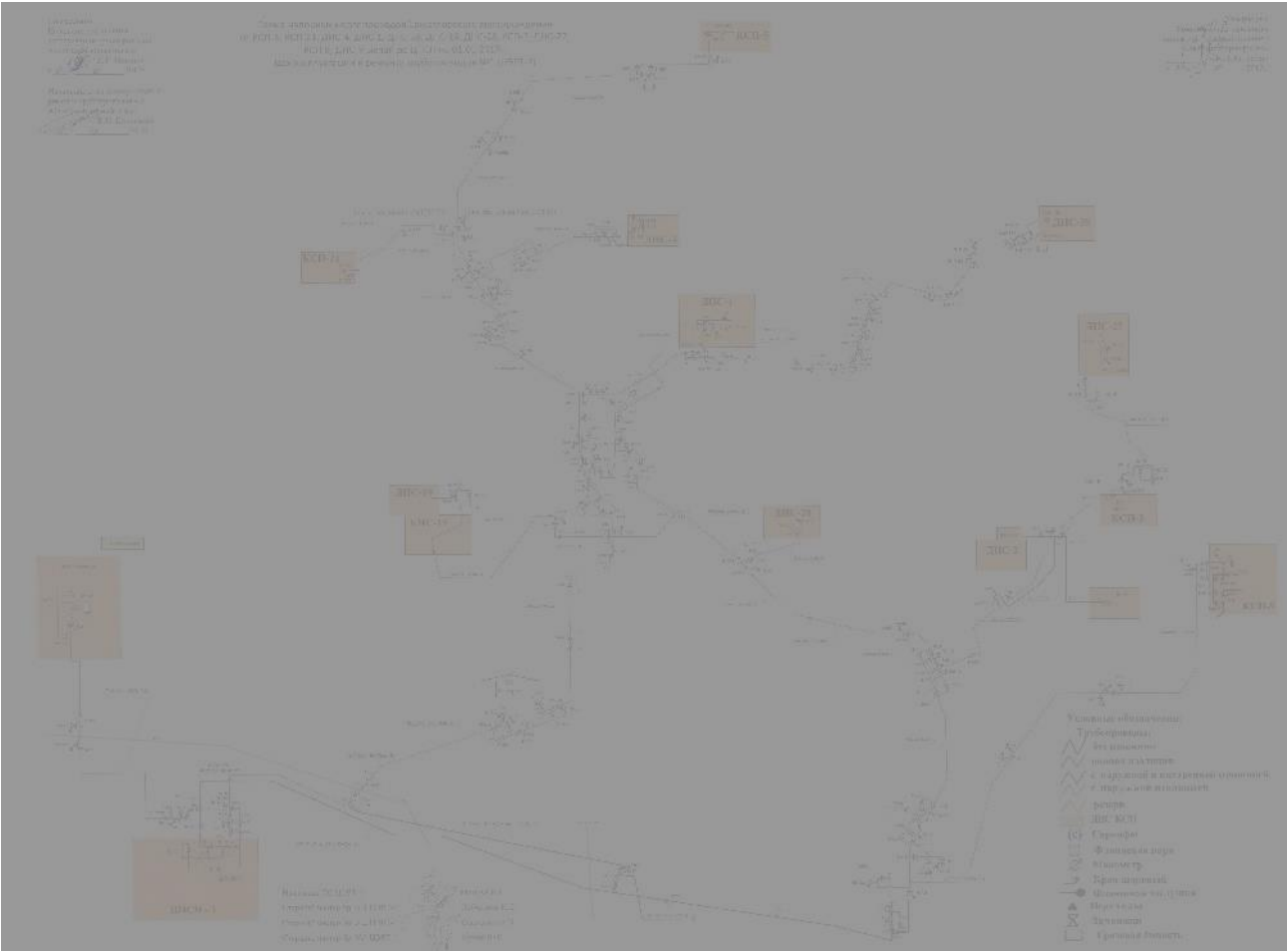


Рисунок 1 – Технологическая схема трубопровода

					Краткая характеристика и назначение объекта	Лист
						22
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

3 Внутритрубная диагностика

3.1 Цель внутритрубного диагностирования

- определение фактического технического состояния обследуемого напорного трубопровода;
- составление ведомости дефектов и классификации повреждений и дефектов по степени опасности;
- определение возможности и условий дальнейшей эксплуатации обследуемого напорного трубопровода на проектных технологических режимах;
- определения остаточного и назначенного ресурса;
- определение соответствия обследуемого напорного нефтепровода предъявляемым к нему требованиям промышленной безопасности, установленным в Федеральных нормах и правилах в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (утв. приказом № 101 от 31 декабря 2014 года), РД 39-132-94
- «Правила по эксплуатации, ревизии, ремонту и отбраковке нефтепромысловых трубопроводов» и других нормативных документах, указанных в перечне использованных при техническом диагностировании нормативных правовых актов в области промышленной безопасности.

3.2 УЗК Piglet®

УЗК Piglet® - это внутритрубный дефектоскоп для обнаружения коррозионных аномалий повышенной точности в сочетании с высокоточной диагностикой геометрии трубопровода. Снаряд специально разработан для трубопроводов, которые считаются непригодными для внутритрубной диагностики. Такие особенности как двойной диаметр трубопровода, сегментные (скошенные) изгибы, полноразмерные тройники (не защищенные решетками) и наличие только одной камеры на запуске не представляют

					«Анализ современных методов диагностики магистральных трубопроводов в условиях Западно-Сибирского региона»			
Изм	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата				
Разраб.		Гросс А.И.			Внутритрубная диагностика	Литера	Лист	Листов
Руков.		Цимбалюк А.Ф.					23	98
Консульт.						НИ ТПУ гр. 2БМ6А		
Рук-ль ООП		Бурков П.В						

сложностей для этого гибкого дефектоскопа, который может запускаться в обоих направлениях. Этот снаряд может осуществлять внутритрубную диагностику как в обычных стальных трубопроводах, так и трубах, изготовленных из более редких сплавов, таких как нержавеющая сталь, двуслойные сплавы, поливинилхлорид и полиэтилен, чугун.

Ультразвуковой сенсор с вращающимся зеркалом позволяет проводить измерения, покрывающие всю окружность трубопровода. Толщина стенки, внутренний радиус, дистанция измеряются с одновременным отображением в режиме реального времени в процессе внутритрубной диагностики с передачей данных по оптоволоконному кабелю и их сохранением на бортовой блок памяти. Это позволяет немедленно определить общее состояние трубопровода, включая наихудшие дефекты и в дальнейшем использовать «предварительные» данные, сохраненные на внутренней памяти, для детальной пост- обработки и анализа.

Таблица 6 – Технические показатели УЗК Piglet®

Рабочие показатели		Эксплуатационные спецификации	
Запись данных	Полный А-скан	Возможность запуска в обоих напр.	Да
Порог отчетности	выбирается	Рабочая среда	Однофазная жидкость
Ультразвуковая частота	3% МГц (опционально 2% МГц)	Скорость ВТД	420 м/ч
Внутр/внеш дефекты	Да	Максимальное рабочее давление	3,0 МПа
Точность изм. толщины стен	0,25 мм 0.01"	Максимальная рабочая температура	40 °С
Точность изм. радиуса	±0,5 мм ±0.02"	Вес (стандартная конфигурация)	95 кг
Сетка измерений	9,5х9,6 мм	Длина (стандартная конфигурация)	1090 мм
Частота опроса	10-20 МГц	Минимальная длина камеры	1150 мм
Измерение ширины и длины	±8 мм	Максимальная дистанция (режим реального времени)	27000 м
Точность дистанции	>99 %	Максимальная дистанция (режим записи)	36000 м
Точность положения по окружности	2.2°	Стандартная емкость батареи (макс.)	36ч

Таблица 7 – Спецификация внутритрубной диагностики

Спецификации внутритрубной диагностики:						
Минимальный радиус проходимого изгиба:			1.5 D			
Диапазон рабочих диаметров:			427 мм – 508 мм			
					Внутритрубная диагностика	Лист
						24
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

3.3 Анализ данных

Данные, записанные в процессе диагностики, проверяются на различных этапах на качество и полноту. Записанные данные надежно сохраняются на два отдельных жестких диска. Данные содержат запись ультразвукового сигнала, которая предназначена для высокоточного анализа, и сама по себе не представляет пользы для клиента. Только после анализа данные могут быть представлены клиенту в исчерпывающем виде.

Анализ данных проводится в три этапа:

1. Автоматический анализ данных и измерений толщины стенки с использованием современных алгоритмов.
2. Детальный анализ особенностей и аномалий.
3. Составление отчета.

В детальном анализе используются различные средства для оптимизации надежности информации, извлеченной из данных, такие как А, В, С – сканы и вид в радиальном поперечном сечении. Для подтверждения измерений толщины стенки могут использоваться как полуавтоматические алгоритмы, так и ручная

проверка с использованием таких методов, как измерение расстояния “Stand-off”.

Программное обеспечение A.Nak Industrial Services B.V. для анализа данных было разработано на базе программы LabView.

Его аналитическая функциональность и функции, связанные с подготовкой отчетов, соответствуют «Спецификациям и требованиям к диагностике трубопроводов» Форума Операторов Трубопроводов.

3.4 Спецификация ультразвукового диагностического снаряда

Таблица 8 – Спецификация ультразвукового диагностического снаряда

Особенность					Да ROI >90%	Нет ROI <50%	Может быть $50\% \leq ROI \leq 90\%$
Распознавание внутренних/внешних аномалий					>90%	>90%	>90%
Потеря металла					>15 мм	<10 мм	>10 мм
					Внутритрубная диагностика		Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата			25

Потеря металла – производственная аномалия	>15 мм	<10 мм	>10 мм
Внутриваловая особенность	>15 мм	<10 мм	>10 мм
Задир	>15 мм	<10 мм	>10 мм
Канавка	>15 мм	<10 мм	>10 мм
Вмятина	В зависимости от диаметра, будут распознаны вмятины глубиной примерно 1 мм		
Вмятина с потерей металла	В зависимости от диаметра, будут распознаны вмятины глубиной примерно 1 мм		
Отслаивание	Будет распознано как потеря металла, не определяемо как отслаивание		
Продольная трещина	НЕТ ДАННЫХ	НЕТ ДАННЫХ	НЕТ ДАННЫХ
Поперечная трещина	НЕТ ДАННЫХ	НЕТ ДАННЫХ	НЕТ ДАННЫХ
Эксцентрический тип обсадной трубы	В зависимости от металлического контакта		
Ремонтный рукав (хомут)	В зависимости от металлического контакта		
Фиттинг, соединительные части трубопроводов	Будет распознано сварное соединение		
Задвижка	Да		
Тройник	Да		
Изгибы (5D или менее)	Да		

Таблица 9 – Распознавание аномалий

	Общая потеря металла	Питтинг, язвенная коррозия	Продольная канавка	Поперечная канавка
Глубина при POD = 90%	0.3 мм	0.3 мм	0.3 мм	0.3 мм
Точность измерения глубины при 80% достоверности	0.25 мм	0.25 мм	0.25 мм	0.25 мм
Точность измерения ширины при 80% достоверности	10 мм	10 мм	10 мм	10 мм
Точность измерения длины при 80% достоверности	10 мм	10 мм	10 мм	10 мм

Таблица 10 – Измерение габаритных параметров аномалий потери металла в теле трубопровода

	Общая потеря металла	Питтинг, язвенная коррозия	Продольная канавка	Поперечная канавка
Глубина при POD = 90%	0.3 мм	0.3 мм	0.3 мм	0.3 мм
Точность измерения глубины при 80% достоверности	0.25 мм	0.25 мм	0.25 мм	0.25 мм
Точность измерения ширины при 80% достоверности	10 мм	10 мм	10 мм	10 мм
Точность измерения длины при 80% уверенности	10 мм	10 мм	10 мм	10 мм

Таблица 11 – Измерение габаритных параметров аномалий потери металла в зоне термического влияния

	Общая потеря металла	Питтинг, язвенная коррозия	Продольная канавка	Поперечная канавка
Длина зоны термического влияния, вверх по ходу продукта	0 мм (за пределами шва)			
Длина зоны термического влияния, вниз по ходу продукта	0 мм (за пределами шва)			
Глубина при POD = 90%	0.3 мм	0.3 мм	0.3 мм	0.3 мм

Точность измерения глубины при 80% достоверности	0.25 мм	0.25 мм	0.25 мм	0.25 мм
Точность измерения ширины при 80% достоверности	10 мм	10 мм	10 мм	10 мм
Точность измерения длины при 80% достоверности	10 мм	10 мм	10 мм	10 мм

Таблица 12 – Измерение геометрических аномалий

	Вмятина	Овальность
Глубина при POD = 90%	1 мм	Нет данных
Точность измерения глубины при 80% достоверности	0,5 мм	Нет данных
Точность измерения ширины при 80% достоверности	15 мм	Нет данных
Точность измерения длины при 80% достоверности	15 мм	15 мм
Овальность при POD = 90%	Нет данных	0,01*

Таблица 13 – Измерение вмятин и овальностей

$$*\text{Овальность} = (ID_{\max} - ID_{\min}) / (ID_{\max} + ID_{\min}) \quad (1)$$

Точность расстояния к кольцевому шву вверх по течению при 90% достоверности	1% или 75 мм (независимо от того, какое больше)
Точность расстояния от задвижки камеры приёма при 90% достоверности	1% или 75 мм (независимо от того, какое больше)
Точность расположения по периферии при 90% достоверности	7.5°

Вышеприведенные таблицы были составлены на основе испытаний полноразмерной модели в воде. Другая среда может привести к другим значениям. Технические характеристики были выявлены из полных испытаний с помощью системы контрольных профилей 10 x 10 мм с частотой ультразвукового измерения в 3,5 - 4 МГц.

					Внутритрубная диагностика	Лист
						27
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

4 Процесс проведения внутритрубного диагностирования

4.1 Технология ультразвуковой ВТД

Пропуск диагностического снаряда осуществляется с целью сбора данных, а именно определение участков трубопровода с потерей металла, причиной которой является коррозия или задиры, а также дефектов внутри стенки трубы, такие, как расслоения, включения.

Внутритрубное обследование производилось снарядом UT Piglet® 20" (530 мм) фирмы- производителя A. Nak Industrial Services B.V., использующий ультразвуковой метод контроля.

Дефектоскоп оборудован ультразвуковой измерительной головкой, установленной в задней части снаряда, содержащей один ультразвуковой преобразователь (датчик) и вращающееся зеркало (см. рисунок 2).

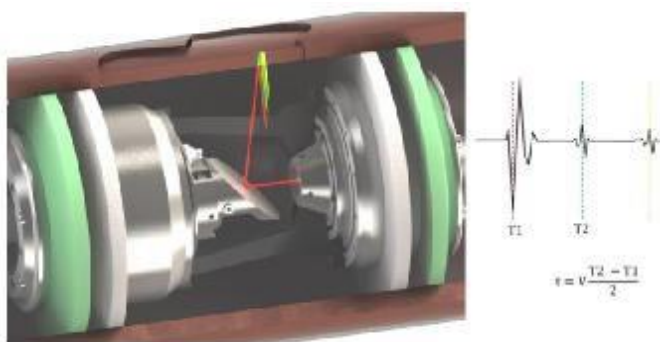


Рисунок 2 – Принцип сбора данных на основе ультразвукового метода контроля

Ультразвуковой датчик измеряет отражение ультразвукового сигнала от внутренней и внешней поверхностей стенки трубы. Система сбора данных преобразует этот сигнал в следующие четыре вида данных, которые выводятся на экран в онлайн режиме параллельно с самим ультразвуковым сигналом (см. рисунок 3).

					«Анализ современных методов диагностики магистральных трубопроводов в условиях Западно-Сибирского региона»		
Изм	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата			
Разраб.		Гросс А.И.			Процесс проведения внутритрубного диагностирования	Литера	Лист
Руков.		Цимбалюк А.Ф.					28
Консульт.							98
Рук-ль ООП		Бурков П.В				НИ ТПУ гр. 2БМ6А	

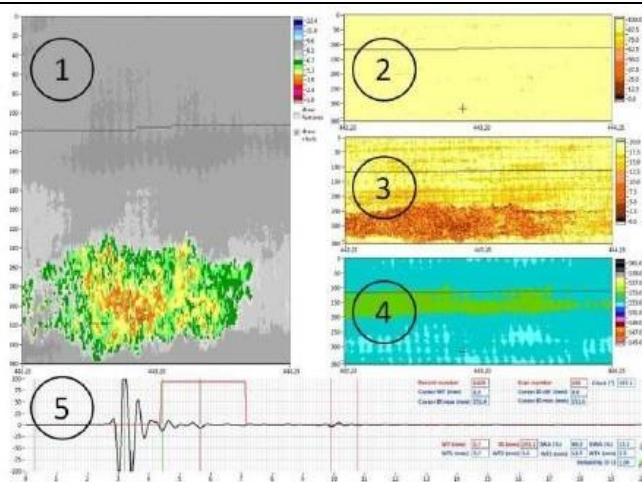


Рисунок 3 – Пример отображаемых на экране монитора данных от ультразвукового диагностического прибора

1. Толщина стенки - C-Scan (t)
2. Расстояние от оси нефтепровода до внутренней поверхности трубы (IR)
3. Амплитуда сигнала, отраженного от внутренней поверхности стенки трубы.
4. Амплитуда сигнала, отраженного от внешней поверхности стенки трубы
5. A-Scan

Эти данные дают полную картину состояния стенки трубы и предоставляют всю необходимую информацию для выявления и количественной оценки особенностей и аномалий в трубопроводе.

В ходе обширного анализа исходных данных измерений, достоверность измерений дополнительно повышается за счет определения толщины стенок с использованием нескольких отражений от внешней поверхности стенки. Усовершенствованные алгоритмы определяют достоверность и надежность каждого измерения.

Во время калибровки ультразвуковой измерительной головки, определяется параметр

«Смещение задержки запуска» для того, чтобы компенсировать расстояние между ультразвуковым датчиком и зеркалом. Это смещение позволяет точно определить внутренний радиус, что делает возможным

распознавание и оценку геометрических аномалий в трубопроводе.

Для корректного расчета толщины стенки и вида коррозии (внешняя или внутренняя) проводились исследования связующей жидкости (транспортируемой жидкости), по результатам которой была определена скорость звука в связующей жидкости - 1424 м/с.

После выполнения всех требований по тестированию и соблюдения процедуры пуска диагностического снаряда, а также активации диагностического снаряда, производится запуск снаряда из камеры запуска и диагностический снаряд начинает собирать данные о толщине стенки и величине отклонения по всей окружности.

Скорость внутритрубного дефектоскопа определяет процент диагностического покрытия стенки трубы в продольном направлении. Контролируемая скорость снаряда позволяет обеспечить 100% покрытия, или даже выше, в рамках одного пропуска.

Количество измерений на один оборот ультразвуковой головки по отношению к окружности трубопровода определяет круговое (поперечное) разрешение. По умолчанию, как окружное и продольное покрытие составляют, минимум 100%.

Весь процесс пропуска снарядов сопровождался маркерной системой в режиме реального времени, представляющей из себя электронные устройства, установленные по трассе обследуемого трубопровода, которые осуществляли прием низкочастотного сигнала с передатчика (трансммиттера), установленного на каждом снаряде. Сигнал, который передает передатчик, проникает через стенку трубы и почву, покрывающую трубопровод. Так же для привязки трубопровода к местности используются естественные маркеры, например, запорная арматура. Схема с определенными на местности на стадии осмотра трассы трубопровода маркерными пунктами, а также список маркеров и их порядковые номера представлены в таблице № 14

					Процесс проведения внутритрубного диагностирования	Лист
						30
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

Таблица 14 – Список маркеров

№ маркера	Абсолютное расстояние	GPS Координаты (N, E)		Примечание
1	1	1	1	
2	2	2	2	
3	3	3	3	
4	4	4	4	
5	5	5	5	
6	6	6	6	
7	7	7	7	
8	8	8	8	
9	9	9	9	
10	10	10	10	
11	11	11	11	
12	12	12	12	
13	13	13	13	
14	14	14	14	
15	15	15	15	
16	16	16	16	
17	17	17	17	
18	18	18	18	
19	19	19	19	
20	20	20	20	
21	21	21	21	
22	22	22	22	
23	23	23	23	
24	24	24	24	
25	25	25	25	
26	26	26	26	
27	27	27	27	
28	28	28	28	
29	29	29	29	
30	30	30	30	
31	31	31	31	
32	32	32	32	
33	33	33	33	
34	34	34	34	
35	35	35	35	
36	36	36	36	
37	37	37	37	
38	38	38	38	
39	39	39	39	
40	40	40	40	
41	41	41	41	
42	42	42	42	
43	43	43	43	
44	44	44	44	
45	45	45	45	
46	46	46	46	
47	47	47	47	
48	48	48	48	
49	49	49	49	
50	50	50	50	
51	51	51	51	
52	52	52	52	
53	53	53	53	
54	54	54	54	
55	55	55	55	
56	56	56	56	
57	57	57	57	
58	58	58	58	
59	59	59	59	
60	60	60	60	
61	61	61	61	
62	62	62	62	
63	63	63	63	
64	64	64	64	
65	65	65	65	
66	66	66	66	
67	67	67	67	
68	68	68	68	
69	69	69	69	
70	70	70	70	
71	71	71	71	
72	72	72	72	
73	73	73	73	
74	74	74	74	
75	75	75	75	
76	76	76	76	
77	77	77	77	
78	78	78	78	
79	79	79	79	
80	80	80	80	
81	81	81	81	
82	82	82	82	
83	83	83	83	
84	84	84	84	
85	85	85	85	
86	86	86	86	
87	87	87	87	
88	88	88	88	
89	89	89	89	
90	90	90	90	
91	91	91	91	
92	92	92	92	
93	93	93	93	
94	94	94	94	
95	95	95	95	
96	96	96	96	
97	97	97	97	
98	98	98	98	
99	99	99	99	
100	100	100	100	

Продольное покрытие может быть определено по следующей формуле:

$$\text{Покрытие}_{\text{прод}} = \frac{\text{Измерений в секунду [с}^{-1}] \times 10 [\text{мм}]}{\text{Измерений за оборот [об}^{-1}] \times \text{Скорость контроля [мм/с]}} \times 100\% \quad (3)$$

Показатель покрытия не соответствует процентному показателю успешного контроля, однако при определенных обстоятельствах может влиять на общий показатель успешности контроля. Так, если перекрыто 200% поверхности стенки трубы по окружности и в продольной ориентации (либо оба варианта), то показатель успешности контроля в 50% при отличном распределении сигнала будет означать, что было покрыто 100% поверхности трубы. Случай, при котором все неудачные результаты сосредоточены в определенной «глухой» области, означает, что именно в этой области произошла утеря покрытия, равная процентному выражению неудачных измерений.

4.3 Измеренное расстояние.

Ультразвуковой снаряд определяет расстояние в продольной плоскости благодаря наличию колесного одометра. Точкой старта, или нулевой отметкой, обычно является соединение камеры запуска СОД (стартовой камеры) с трубой основного диаметра. Для информации по расположению нулевой отметки при ВТД напорного нефтепровода диаметром 20" (Ø530 мм) см. рисунок 7.

На точность измерения расстояния влияют особенности конкретного пропуска. Многочисленные изгибы по длине трубы могут сказаться на общей точности измерений по длине. Кроме того, измеренное расстояние может отличаться от истинного по причине проскальзывания колес одометра.

Точность по измерению расстояния указывается на уровне 99%. Измеритель абсолютного расстояния в снаряде может показывать данные, которые будут отличаться от имеющихся данных по физической длине трубопровода из-за особенностей глубинного профиля трубопровода.

Для определения точного местоположения дефекта наиболее точным является метод привязки к ближайшей легко узнаваемой особенности трубопровода, например, выступу, фасонным деталям, запорной арматуре. При нехватке легко распознаваемых особенностей для повышения точности

					Процесс проведения внутритрубного диагностирования	Лист
						33
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

контроля применяются искусственные привязки и наземные маркеры (AGM).

4.4 Спецификации оборудования неразрушающего контроля.

Внутритрубный ультразвуковой контроль производится при помощи двунаправленного снаряда (Piglet® 20" Ø530 мм). Снаряд передает «предварительные» данные ультразвука по оптоволоконному кабелю к системе сбора данных, способной записывать и отображать информацию в реальном времени. Дополнительно доступны встроенная обработка и сохранение данных. Сохраненные данные по завершении процедур контроля могут быть переданы со снаряда на компьютер.

Типичное устройство контроля (снаряд) диаметром 530 мм состоит из одного модуля, который включает в себя:

1. Сигнальный модуль: излучает электромагнитные импульсы, которые принимаются т.н. трекером.
2. Измерительная УЗ головка: состоит из ультразвукового передатчика и вращающегося зеркала; излучает и принимает ультразвуковые сигналы.
3. Гермоконтейнер с электроникой: содержит управляющую электронику для источника питания снаряда и обеспечивает передачу рабочих данных.
4. Одометры: измеряет расстояние, преодолеваемое снарядом.
5. Батарейный блок: вмещает источники питания.
6. Блок оптоволоконной связи: вмещает катушку с оптоволоконным кабелем и передатчик для транслирования данных в систему сбора данных.



Рисунок 4 – Принципиальная схема ультразвукового диагностического снаряда 20" (530 мм)

					Процесс проведения внутритрубного диагностирования	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		34

Снаряды большого диаметра объединяют функциональные компоненты в одном корпусе, соответственно количество необходимых модулей уменьшается.

Для контроля напорного нефтепровода [REDACTED] диаметром 530 мм был применен диагностический снаряд, указанный справа на рисунке 5. Данная конструкция была специально сконструирована для обеспечения качественной очистки внутренней полости трубопровода и прохождения отводов с радиусом изгиба 1D.



Рисунок 5 – Ультразвуковой диагностический снаряд Piglet UT 20"

Система сбора данных (Data Acquisition System, DAS) является профессиональной компьютерной системой. «Предварительные» данные, поступающие от ультразвукового снаряда в реальном времени, оцифровываются и выводятся на два монитора в виде цветного динамического изображения в реальном времени (см. рисунок 6)



Рисунок 6 – Мониторы сбора данных, передаваемых от ультразвукового диагностического снаряд Piglet UT 20" по средствам оптоволоконной связи.

					Процесс проведения внутритрубного диагностирования	Лист
						35
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

Толщина стенки трубопровода, внутренний радиус, амплитуда отражений от внутренней и внешней стенок, а также скорость снаряда и пройденное им расстояние отображаются при помощи специализированного программного обеспечения в течение всего контрольного пропуски. Указанное программное обеспечение построено на основе среды LabView.

Поскольку толщина стенки и внутренний радиус определяются во время каждого измерения, снаряд таким образом обеспечивает выявление потерь металла и нарушения геометрии трубы.

4.5 Установленные параметры системы для проведения пропуски снаряда.

Перед началом пропуски снаряда производится калибровка снаряда, в течение которой определяется скорость ультразвука в контактной среде (нефти). В данном случае она составил 1424 м/с.

Данные о материале труб (сталь) были предоставлены заказчиком (Ст. 09ГСФ). Скорость ультразвука для данной стали была определена как 5960 м/с.

Ультразвуковая головка была установлена на 180 импульса за оборот и 1940 измерений в секунду. Для обеспечения 100% покрытия по длине максимальная скорость контроля была рассчитана как 388 м/ч.

4.6 Результаты проведенного внутритрубного диагностирования

Основу внутритрубного технического диагностирования «Напорного нефтепровода [REDACTED]» составляют результаты (данные) внутритрубной диагностики (далее ВТД), проведенной фирмой A. Nak Industrial Services B.V. № ISP18088_03_Fld December, 2017 в период с 22 мая 2017 года по 13 декабря 2017 года.

Внутритрубное обследование напорного нефтепровода проводилось с целью определения размеров и местоположения аномалий внутреннего диаметра, аномалий толщины стенки, аномалий потери металла (такие как внутренняя и внешняя коррозия или механические повреждения) и аномалии, расположенные внутри стенки трубы (такие как расслоения и включения).

					Процесс проведения внутритрубного диагностирования	Лист
						36
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

5 Результаты расшифровки полученной информации после пропуска диагностического снаряда.

5.1 Основные характеристики пропуска диагностического снаряда.

Основные характеристики пропуска диагностического снаряда представлены в таблице № 15.

Таблица 15 – Основные характеристики пропуска диагностического снаряда

Максимальная скорость для 100% покрытия, (м/ч)	388
Средняя скорость диагностики, (м/ч)	2580
Номинальная толщина стенки, (мм)	8.0, 10.0, 12.0
Средняя толщина стенки (по измерениям), (мм)	8.0
Продольное покрытие диагностики, (%)	50
Покрытие диагностики по окружности, (%)	50
Измерений за оборот головки	180
Измерений в секунду	1940
Средний процент успешных измерений, (%)	89
Начало дистанции, (м)	-6.0
Конец дистанции, (м)	8830,1

После завершения пропуска снаряда собранные данные были предварительно оценены с точки зрения полноты и качества. Качество имеющихся данных является приемлемым для последующего анализа.

Внутритрубная диагностика трубопровода, на полной измеренной дистанции, равной 8830,1 м, была признана успешной. Средняя скорость диагностического снаряда составила 2580 м/ч, что обеспечило продольное покрытие трубопровода, равное 89 %.

Ультразвуковая измерительная головка была настроена на выполнение 180 измерений за одно вращение, что обеспечило круговое диагностическое покрытие в 100 %.

Графическое отображение скорости диагностического снаряда представлено на рисунке 7.

					«Анализ современных методов диагностики магистральных трубопроводов в условиях Западно-Сибирского региона»			
Изм	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата				
Разраб.		Гросс А.И.			Результаты расшифровки полученной информации после пропуска диагностического снаряда.	Литера	Лист	Листов
Руков.		Цимбалюк А.Ф.					37	98
Консульт.						НИ ТПУ гр. 2БМ6А		
Рук-ль ООП		Бурков П.В						

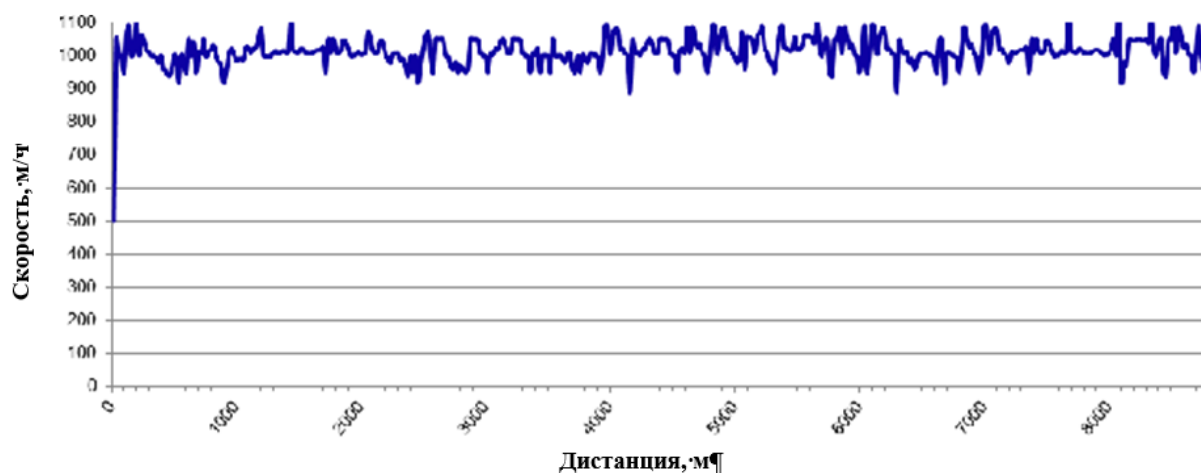


Рисунок 7 – Диаграмма распределения скорости движения снаряда по дистанции.

Диаграмма распределения толщины стенки в трубопроводе (см. рисунок 8) показывает, что толщина стенки трубопровода преимущественно 8,0 мм. Максимальная толщина 12,0 мм.



Рисунок 8 – Диаграмма распределения толщины стенки трубопровода по дистанции.

При анализе основных характеристик пропуски диагностического снаряда установлено, что скорость движения снаряда, температура и давление трубопровода полностью соответствуют необходимым требованиям для качественной оценки обнаруженных аномалий.

					Результаты расшифровки полученной информации после пропуски диагностического снаряда.	Лист
						37
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

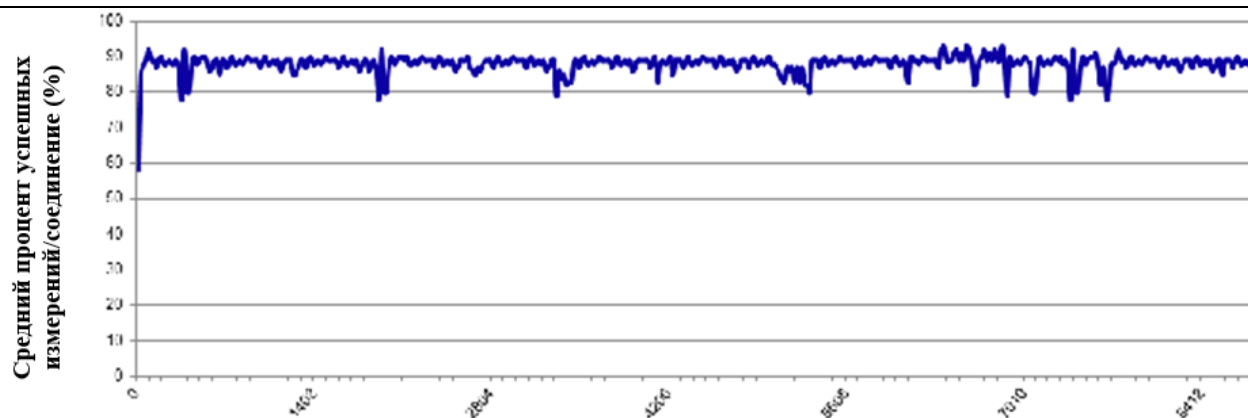


Рисунок 9 – Диаграмма среднего процента успешных измерений по дистанции (%)

При анализе основных характеристик пропуска диагностического прибора установлено, что средний процент успешных измерений на секцию составил 89 %, что полностью соответствует необходимым требованиям для качественной оценки обнаруженных аномалий.

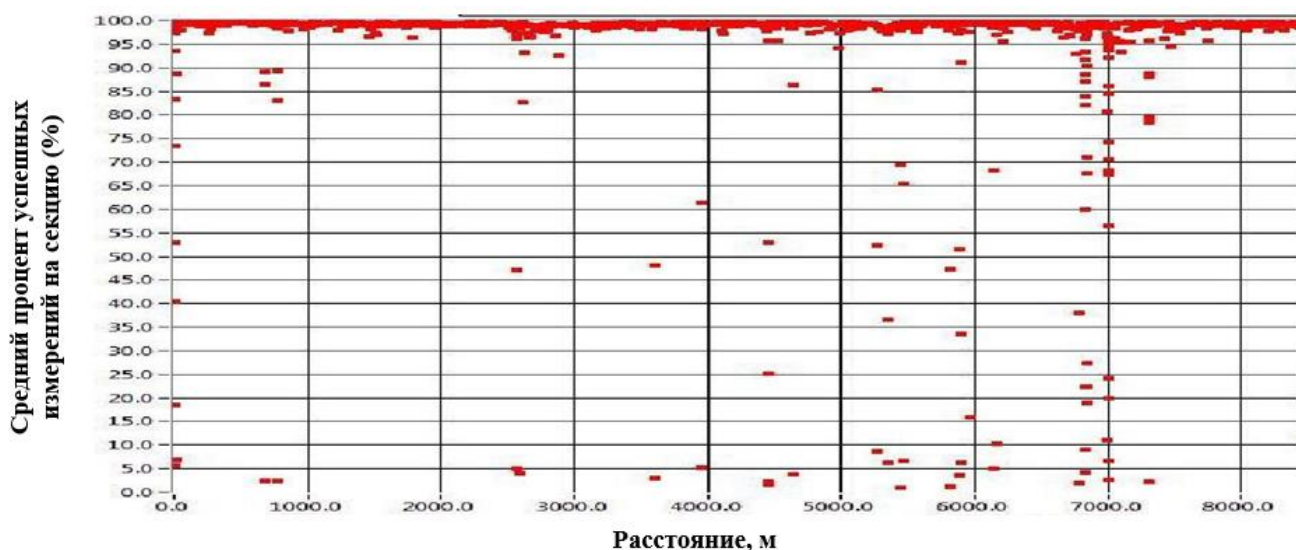


Рисунок 10 – Гистограмма среднего процента успешных измерений на секцию по дистанции (%)

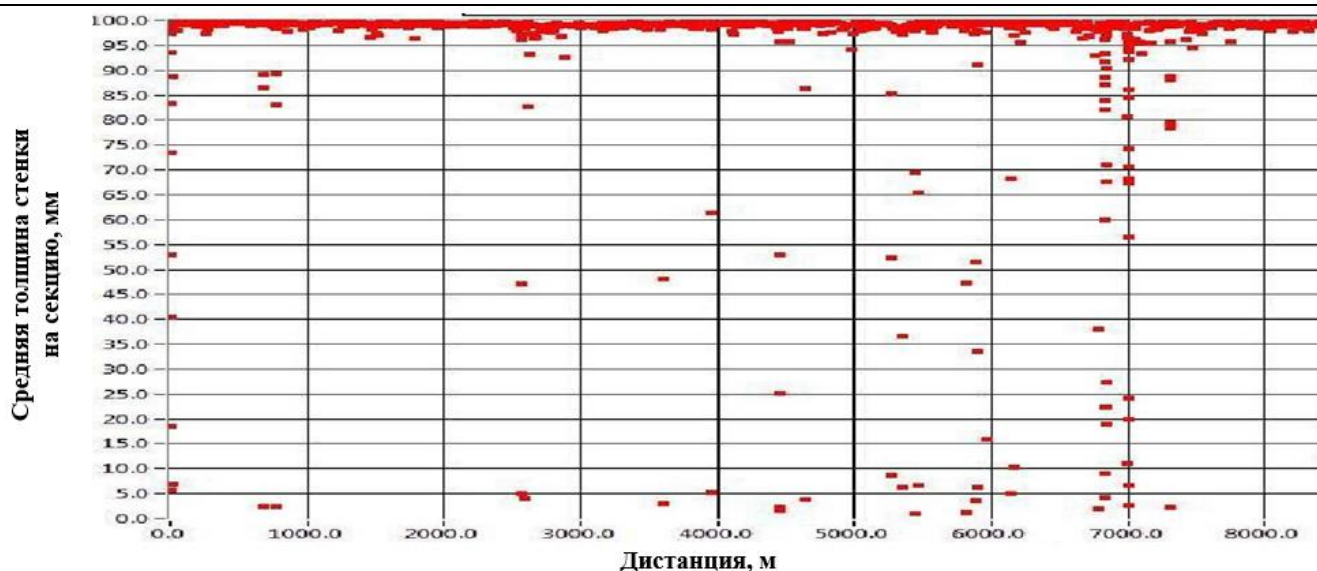


Рисунок 11 – Гистограмма распределения средней толщины стенки на секцию по дистанции

5.2 Результаты анализа аномалий

Внутритрубная диагностика трубопровода, на полной длине 8830,1 м, была выполнена успешно в течение 8 часов 25 минут. Средняя скорость диагностики составила 1049 м/ч, что обеспечило среднее продольное диагностическое покрытие трубопровода 89 %.

Расслоения и включения является преобладающим типом аномалий в данном трубопроводе.

Перечень всех обнаруженных дефектов представлен ниже (см. Таблицы № 16, 17).

На трубопроводе зафиксированы утонения в диапазоне 20-30% от номинальной толщины стенки. (см. Таблицу № 18).

Таблица 16 – Обнаруженные дефекты

Общее количество дефектов:	■
Потери металла	■
Нарушения геометрических параметров	■
Расслоения и включения	■

Таблица 17 – Обнаруженные дефекты

Общее количество утонений:	■
Внутренние аномалии	■
Наружные аномалии	■

Таблица 18 – Утонения в диапазоне 20-30%

Общее количество утонений:	
Утонение 0 - < 10 % от номинальной толщины стенки	
Утонение 10 - < 20 % от номинальной толщины стенки	
Утонение 20 - < 30 % от номинальной толщины стенки	
Утонение 30 - < 40 % от номинальной толщины стенки	
Утонение 40 - < 50 % от номинальной толщины стенки	
Утонение 50 - < 60 % от номинальной толщины стенки	

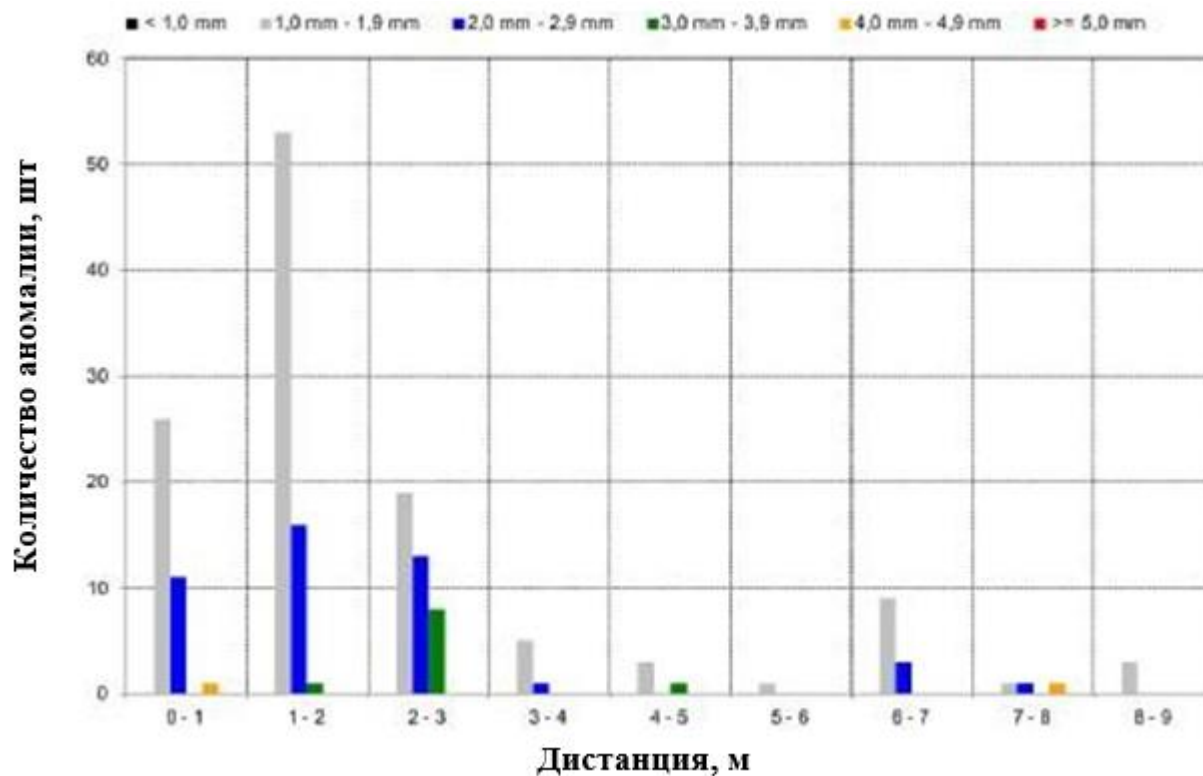


Рисунок 12 – Гистограмма распределения внешних потерь металла в мм. по дистанции

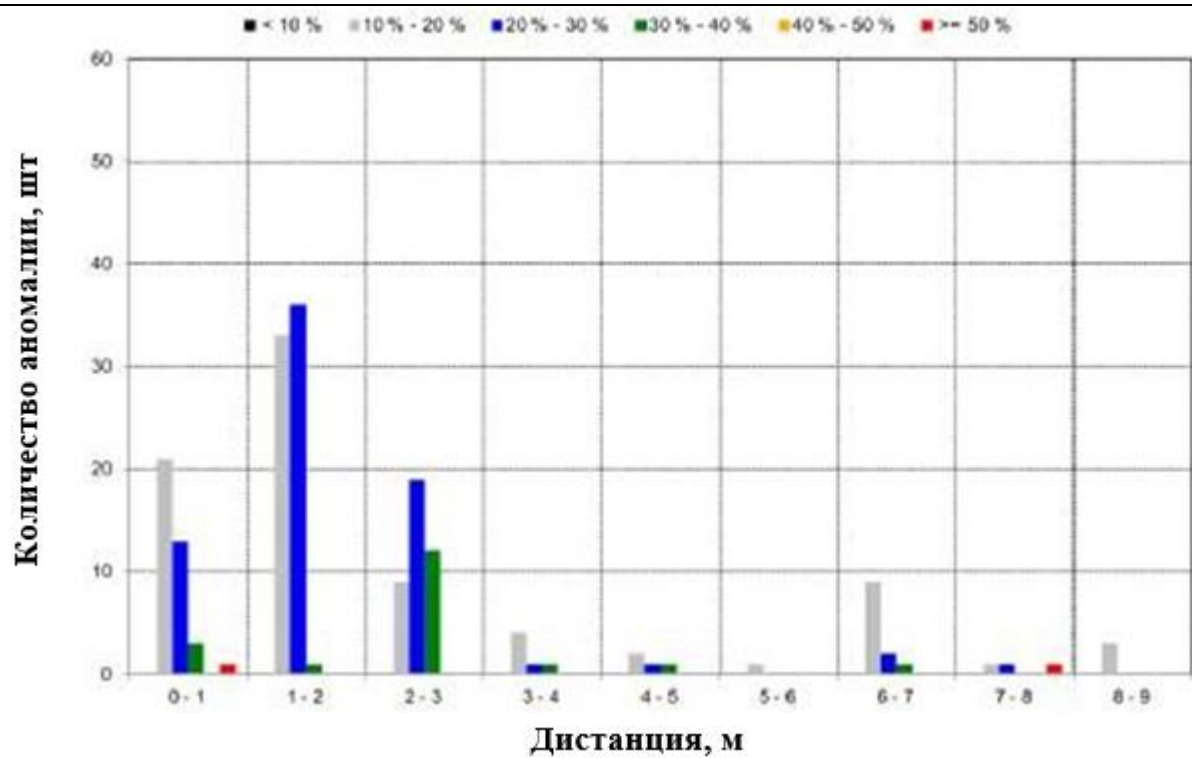


Рисунок 13 – Гистограмма распределения внешних потерь металла в % по дистанции

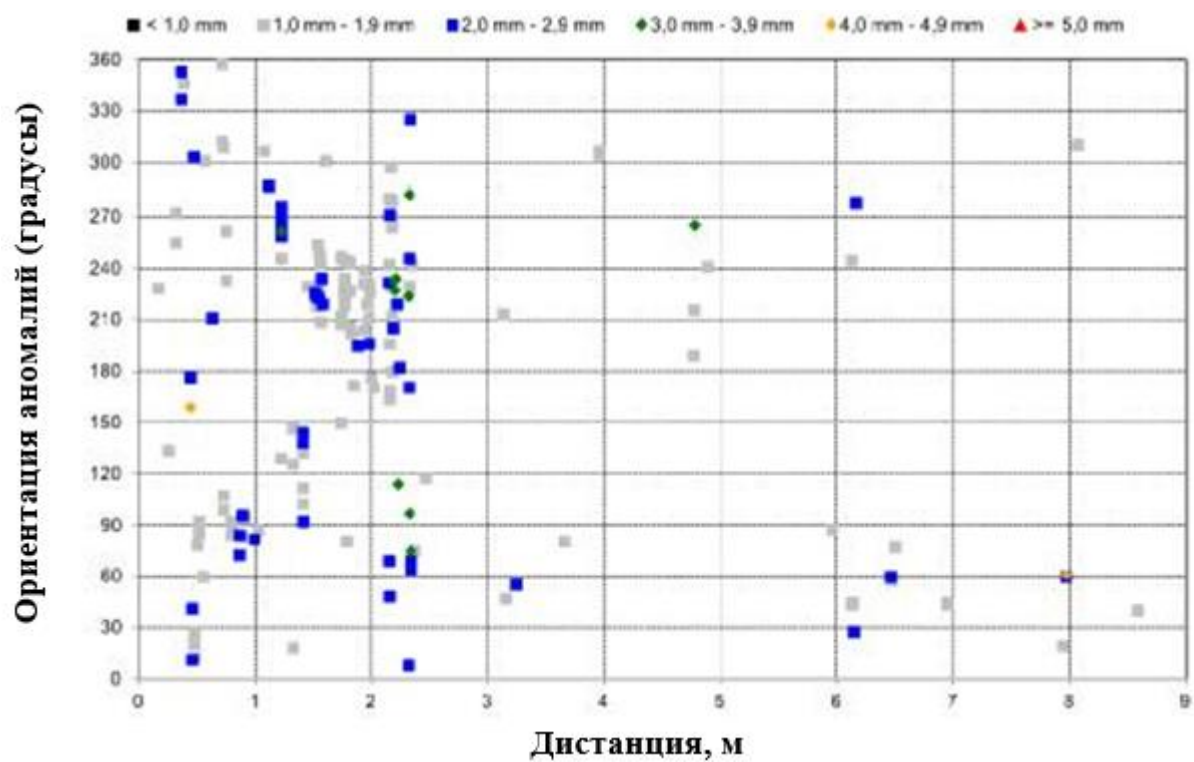


Рисунок 14 – Гистограмма ориентации внешних аномалий в виде потерь металла по дистанции

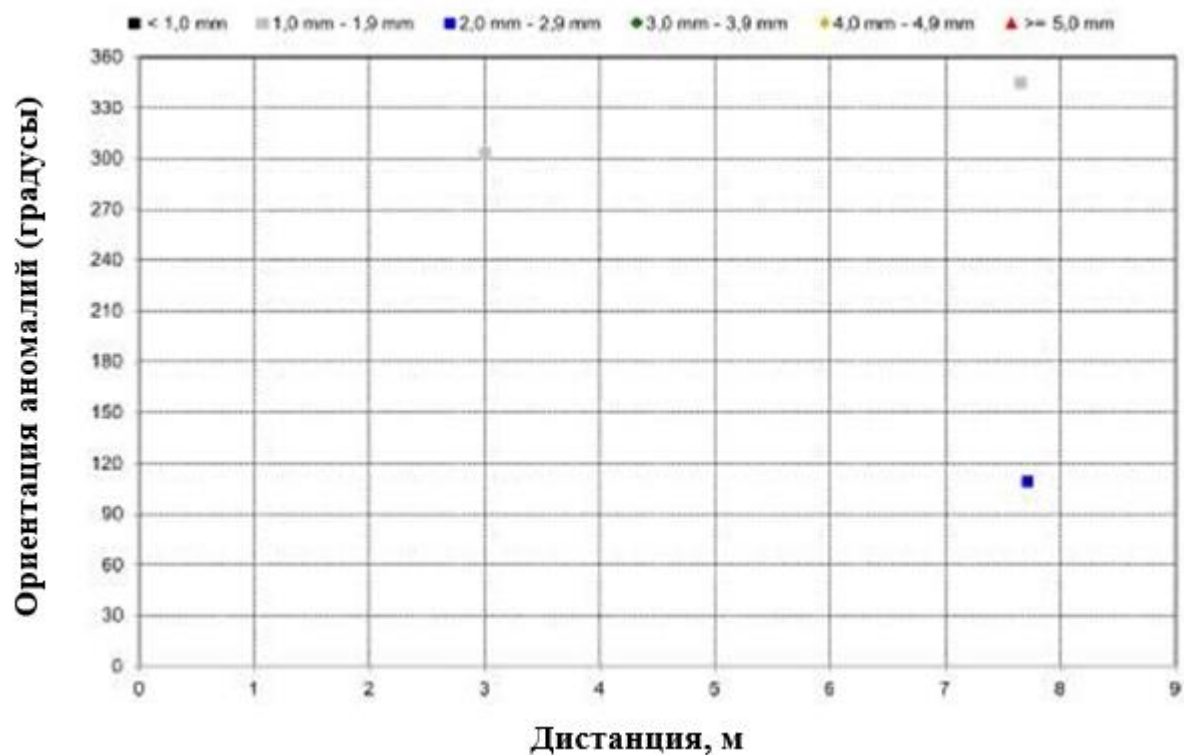


Рисунок 15 – Гистограмма ориентации внутренних аномалий в виде потерь металла по дистанции

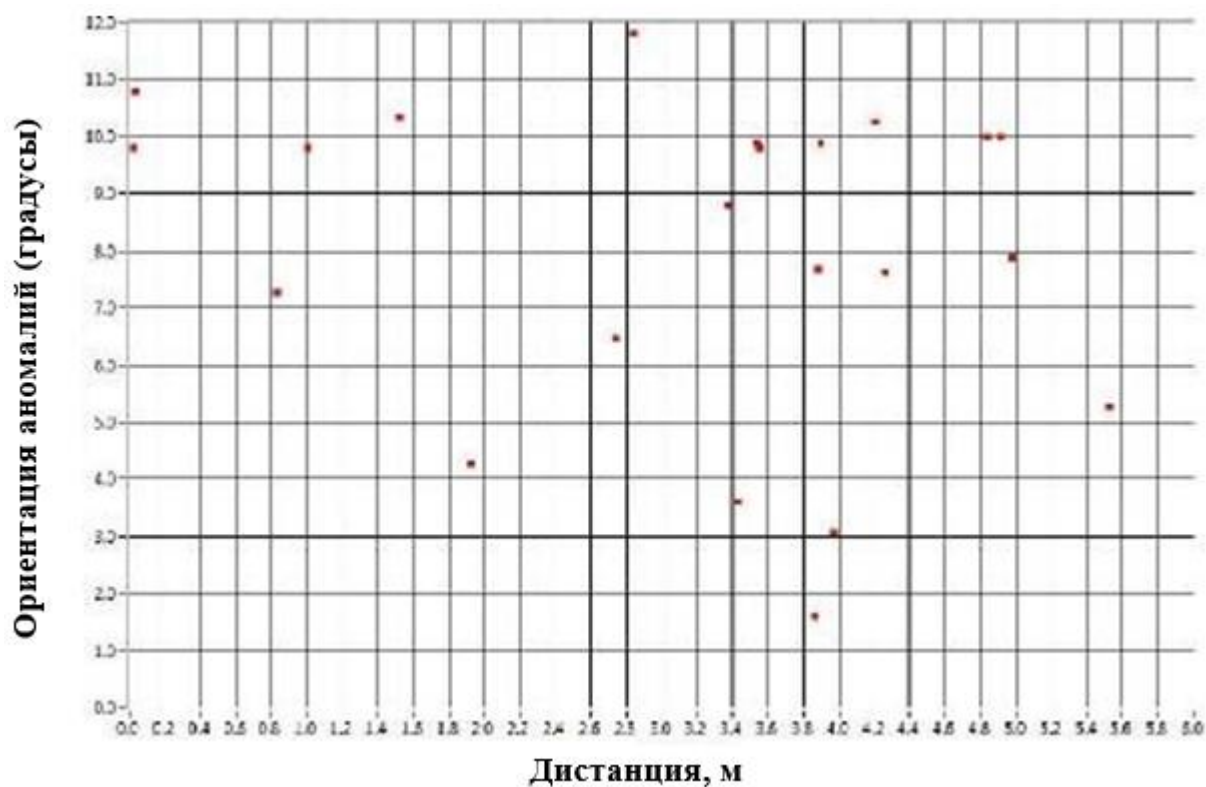


Рисунок 16 – Гистограмма ориентации аномалий в виде потерь металла в зоне сварного шва (0-6 м)

Список наиболее значительных аномалий на напорном трубопроводе Ду530 мм (см. таблицу 19)

					Результаты расшифровки полученной информации после пропуска диагностического прибора.	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		42

Таблица 19 – Наиболее значительные аномалии

Пройденная дистанция (м)	Номер секции	Номер аномалии	Расстояние вверх от шва (м)	Длина секции (м)	Тип х.о.	Идентификация х.о.	Положение на условном циферблате (ч:мин)	Номинальная толщина стенки (мм)	Длина (мм)	Ширина (мм)	Остаточная толщина стенки (мм)	Положение к поверхности
■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■

Минимально измеренное значение толщины стенки - 3,9 мм было обнаружено в секции трубопровода с номинальной толщиной стенки 8,0 мм. Эта аномалия расположена на расстоянии ■ м от камеры запуска и классифицируется как внешняя коррозия.

Еще одна значительная аномалия имеет измеренное значение толщины стенки - 4,0 мм была обнаружена в секции трубопровода с номинальной толщиной стенки 8,0 мм. Эта аномалия расположена на расстоянии ■ м от камеры запуска и классифицируется как внешняя коррозия.

Обнаруженные аномалии нарушения геометрических параметров представлены в таблице 20.

Таблица 20 – Аномалии геометрии трубопровода

Нарушения геометрических параметров:	9
Количество вмятин	8
Количество овальностей	1
Количество вмятин с глубиной < 2 % от внешнего диаметра трубопровода	1
Количество вмятин с глубиной 2 - 6 % от внешнего диаметра трубопровода	7
Количество овальностей с соотношением 0.05 - 0.1	1

Идентифицировано 27 вмятин. Самая значительная вмятина с глубиной 25 мм, что составляет сужение на 4,89% от среднего внутреннего диаметра был обнаружена на расстоянии 7027,17 м по одометру от нулевой точки.

					Результаты расшифровки полученной информации после пропуска диагностического снаряда.	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		43

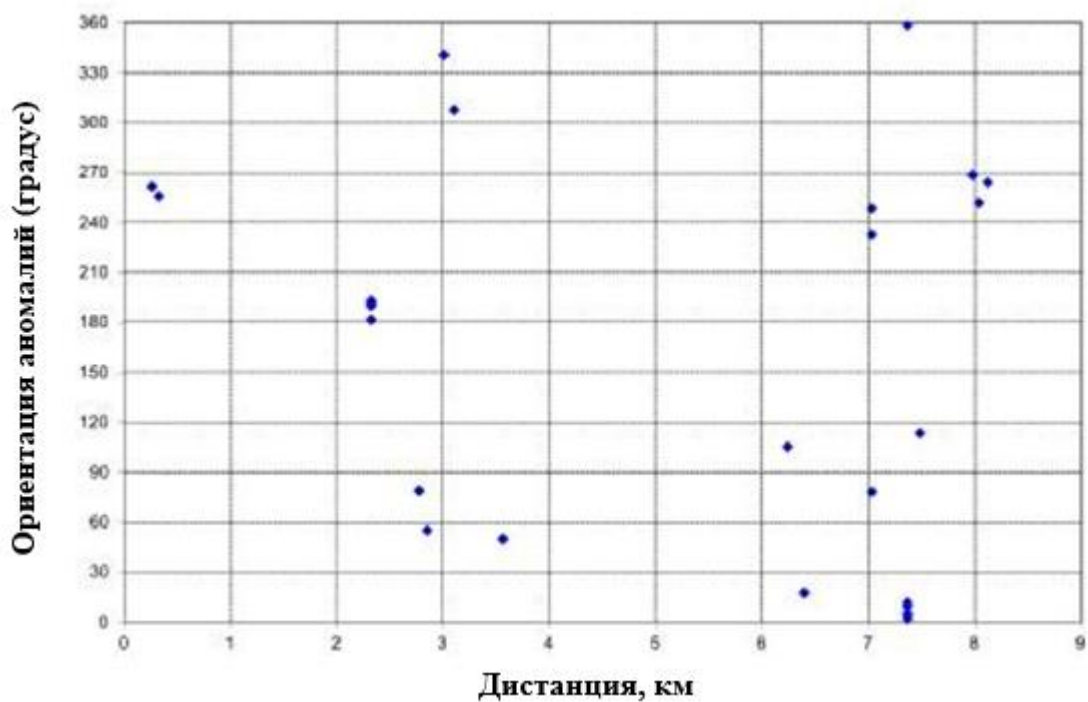


Рисунок 17 – Гистограмма ориентации вмятин по дистанции

Ниже приведены аномалии, обнаруженные снарядом, которые были классифицированы во время анализа данных как врезки, арматура и фасонные детали (см. Таблицу № 21):

Таблица 21 – Врезки, арматура, фасонные детали

Тип аномалии	Количество
Задвижка	5
Тройник	10
Колено, изготовленное в горячем состоянии (Отвод)	33
Врезка	8
Всего:	57

В таблице 22 приведены аномалии, квалифицирующиеся как возможные несанкционированные врезки.

Таблица 22 – Возможные несанкционированные врезки

Запис. дистанция (м)	Дистанция от верхнего шва (м)	Идентификация особенности	Положение на циферблате (ч:мин)	Номинальная толщина (мм)	Длина (мм)	Ширина (мм)	Положение дефекта	Комментарии	Координаты GPS	
									Широта N	Широта N
■■■	■■■	■■■	■■■	■■■	■■■	■■■	■■■■■	■■■■■	■■■■■	■■■■■
■■■	■■■	■■■	■■■	■■■	■■■	■■■	■■■■■	■■■■■	■■■■■	■■■■■
■■■	■■■	■■■	■■■	■■■	■■■	■■■	■■■■■	■■■■■	■■■■■	■■■■■
■■■	■■■	■■■	■■■	■■■	■■■	■■■	■■■■■	■■■■■	■■■■■	■■■■■
■■■	■■■	■■■	■■■	■■■	■■■	■■■	■■■■■	■■■■■	■■■■■	■■■■■
■■■	■■■	■■■	■■■	■■■	■■■	■■■	■■■■■	■■■■■	■■■■■	■■■■■
■■■	■■■	■■■	■■■	■■■	■■■	■■■	■■■■■	■■■■■	■■■■■	■■■■■
■■■	■■■	■■■	■■■	■■■	■■■	■■■	■■■■■	■■■■■	■■■■■	■■■■■
					Результаты расшифровки полученной информации после пропуска диагностического снаряда.					Лист
										44
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата						

6 Общая информация о проведенной ВТД

Процент успешных измерений может быть относительно низким на внутренней стенке отводов из-за несоосности диагностического снаряда во время прохождения отводов. Вследствие чего средние значения толщины стенки для отводов не могли быть точно определены вовремя ВТД и соответственно отсутствуют в трубном журнале.

Так же отводы были удалены из статистики при расчете процента успешных измерений, поскольку они не свидетельствуют о том, является ли ВТД успешной или нет. По этим же причинам уменьшена статистика обнаружения аномалий в поворотах (отводах).

Указанные в отчете аномалии общей коррозии могут содержать более мелкие и более глубокие питтинговые повреждения, которые из-за своих размеров могли быть пропущены вовремя ВТД. Следовательно, оставшаяся толщина стенки аномалий общей коррозии фактически может быть меньше, чем указана в отчете.

Из-за состояния поверхности трубопровода и несоосности диагностического снаряда и трубопровода измеренные толщины, выполняемые программным обеспечением для анализа данных, иногда были некорректными. Эти измерения могут быть распознаны как определенные цветные пиксели (т. е. темно-зеленый, светло-зеленый, оранжевый, желтый, красный или фиолетовый) в сечении по умолчанию серого цвета толщины стенок представлены в виде С-сканов. Однако ручная проверка этих пропущенных измерений показала, что цветные пиксели не всегда представляют собой дефекты потери стенки или другие типы аномалий.

Большинство аномалий потерь металла в трубопроводе, скорее всего, вызвано процессом изготовления труб на трубном заводе и не являются аномалиями коррозионного происхождения. Поэтому не всегда возможно

					«Анализ современных методов диагностики магистральных трубопроводов в условиях Западно-Сибирского региона»			
Изм	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата				
Разраб.		Гросс А.И.			Общая информация о проведенной ВТД	Литера	Лист	Листов
Руков.		Цимбалюк А.Ф.					45	98
Консульт.						НИ ТПУ гр. 2БМ6А		
Рук-ль ООП		Бурков П.В						

указать, являются ли эти аномалии внутренними или внешними.

Не представляется возможным установить различие между мелким расслоением и внешней коррозией с абсолютной уверенностью. Однако аномалии, описанные как расслоения, показали все специфические характеристики расслоений.

Вертикальная шкала слева на графиках С-сканов не показывает абсолютное положение аномалии по часам. Положение по часам особенностей и аномалий относительно часовой стрелки, которая по умолчанию расположено в верхней части трубопровода (0 градусов).

Используя вертикальную шкалу С-скана, абсолютное положение часов функции и аномалии может быть определено путем вычитания положения часов линии синхронизации, как указано на вертикальной шкале С-скана от положения часов особенности или аномалии, как указано на вертикальной шкале

С-скана.

					Общая информация о проведенной ВТД	Лист
						46
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

7 Расчетная часть

Поверочный расчет на прочность

Поверочный расчет на прочность трубопровода проводился по ОСТ 153-39.4-010-2002 «Методика определения остаточного ресурса нефтегазопромысловых трубопроводов и трубопроводов головных сооружений» с целью определения толщин стенок напорного нефтепровода, обеспечивающих его безопасную эксплуатацию. Так же были использованы отбраковочные значения, указанные в п. 7.5.4.1. РД 39-132-94 «Правила по эксплуатации, ревизии, ремонту и отбраковке нефтепромысловых трубопроводов».

Оценка остаточного ресурса

Расчет остаточного ресурса напорного нефтепровода проводился по минимальным фактическим толщинам стенок напорного нефтепровода на каждом контрольном участке, определенным по результатам проведенной внутритрубой диагностики с помощью ультразвуковых дефектоскопов. Расчет остаточного ресурса проведен по ОСТ 153-39.4-010-2002 «Методика определения остаточного ресурса нефтегазопромысловых трубопроводов и трубопроводов головных сооружений».

					«Анализ современных методов диагностики магистральных трубопроводов в условиях Западно-Сибирского региона»			
Изм	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата				
Разраб.		Гросс А.И.			Расчетная часть	Литера	Лист	Листов
Руков.		Цимбалюк А.Ф.					47	98
Консульт.						НИ ТПУ гр. 2БМ6А		
Рук-ль ООП		Бурков П.В						

СВОДНАЯ ТАБЛИЦА ПО РЕЗУЛЬТАТАМ РАСЧЕТА НА ПРОЧНОСТЬ И ОСТАТОЧНОГО РЕСУРСА НАПОРНОГО НЕФТЕПРОВОДА

«Напорный нефтепровод [REDACTED] (По результатам проведенной внутритрубной диагностики)

Таблица 23

№ п/п	Запис. дистанция, (м)	Секция	№ Анома-лии	Расст. от попер. св. шва ниже по ходу (м)	Тип аномалии	Полож. в стенке	Полож. по окруж. (ч:мин)	Длина, (мм)	Ширина, (мм)	Остат. толщ. стенки, мм	Развитие дефекта (2013-2017г), мм	t _{отбр.} , мм	t _{ном.} , мм	V _{корр.} , мм/год	P _р , МПа	Срок службы, лет	T, лет
I	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	I	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
I	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	I	[REDACTED]	I	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
I	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	I	[REDACTED]	I	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
I	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	I	[REDACTED]	I	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
I	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	I	[REDACTED]	I	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
I	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	I	[REDACTED]	I	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
I	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	I	[REDACTED]	I	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]

7.1 Расчет остаточного ресурса трубопровода согласно ОСТ 153-39.4-010-2002

В 2017 г. была проведена диагностика технического состояния промышленного трубопровода [REDACTED], наружный диаметр которого 219 мм и рабочее давление 10,0 Мпа. Трубопровод из стали [REDACTED] находится в эксплуатации с 2000 г.

Для дальнейших расчетов принимаем следующие коэффициенты, исходя из условий эксплуатации и назначения трубопровода: коэффициент надежности по назначению трубопроводов $\gamma_n = 1$; коэффициент условий работы трубопровода категории III $\gamma_c = 0,9$; коэффициент надежности по материалу $\gamma_m = 1,55$; коэффициент надежности по нагрузке $\gamma_t = 1,15$.

Для данной стали нормативное сопротивление, равное наименьшему значению временного сопротивления разрыву материала труб – $R_1^H = 432 \text{ МПа}$; нормативное сопротивление, равное наименьшему значению предела текучести при растяжении, сжатии и изгибе материала труб – $R_2^H = 245 \text{ МПа}$.

7.1.2 Определение расчетной и отбраковочной толщины стенок труб

Определяем расчетное сопротивление материала труб:

$$R = \min \left\{ \frac{R_1^H \gamma_c}{\gamma_m \gamma_n}; \frac{R_2^H \gamma_c}{0,9 \gamma_n} \right\} = \min \left\{ \frac{432 \cdot 0,9}{1,55 \cdot 1}; \frac{245 \cdot 0,9}{0,9 \cdot 1} \right\} = \min \{250,8; 245\} = 245 \text{ МПа.} \quad (4)$$

Вычисляем расчетную толщину стенки данного трубопровода:

$$t = \frac{\gamma_f \eta p D_H}{2(R + 0,6 \gamma_f p)} = \frac{1,15 \cdot 1 \cdot 10 \cdot 0,219}{2(245 + 0,6 \cdot 1,15 \cdot 10)} = 0,0049 \text{ м.} \quad (5)$$

Номинальная толщина стенки определяется по формуле:

$$t_n = t_R + S_T + S_K, \quad (6)$$

где S_T – технологический припуск; S_K – припуск на коррозию.

Примем $S_T + S_K = 5,1 \text{ мм}$. Тогда

$$t_n = 4,9 + 5,1 = 10 \text{ мм.} \quad (7)$$

Определить отбраковочную толщину стенок труб можно двумя способами в зависимости от соотношения $\frac{R_2^H m_3}{R_1^H m_2}$.

1. При $\frac{R_2^H m_3}{R_1^H m_2} \geq 0,75$, используем формулу $t_{отб} = \frac{n p \alpha D_H}{2(R_1 + n p)}$.
2. При $\frac{R_2^H m_3}{R_1^H m_2} < 0,75$, используем формулу $t_{отб} = \frac{n p \alpha D_H}{2(0,9 R_2^H m_3 + n p)}$.

					Расчетная часть	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		49

Для того, чтобы определить необходимый метод расчета, находим соотношение:

$$\frac{R_2^H m_3}{R_1^H m_2} = \frac{245 \cdot 1}{432 \cdot 0,9} = 0,63. \quad (8)$$

$$\frac{R_2^H m_3}{R_1^H m_2} = 0,63 < 0,75, \text{ поэтому расчет ведут по 2 способу, т. е.:}$$

$$t_{отб} = \frac{np \alpha D_H}{2(0,9 R_2^H m_3 + np)} = \frac{1,2 \cdot 10 \cdot 1 \cdot 0,219}{2(0,9 \cdot 245 \cdot 1 + 1,2 \cdot 10)} = 0,00565 \text{ м.} \quad (9)$$

7.1.3 Расчет остаточного ресурса трубопровода по минимальной толщине стенок труб

Применяем данные, которые использовались в расчете 7.1.2.

Замер толщин стенок труб по результатам диагностики представлены в таблице 24. [19]

Таблица 24 – Толщины стенок труб по результатам диагностики

Номер замеряемого места	Толщина стенки, мм					Диаметр трубы, мм
	Фактическая t_k				Номинальная $t_{нк}$	

Рассчитываем вероятную минимальную толщину стенок труб диаметром 219 мм.

Среднеквадратическое отклонение измеряемой толщины

$$\sigma = \sqrt{\frac{1}{N-1} \sum (t_k - t_{cp})^2} = \sqrt{\frac{22,75}{39}} = 0,583, \quad (10)$$

где

$$t_{cp} = \frac{\sum_1^N t_k}{N} = \frac{334,6}{40} = 8,365; \quad (11)$$

N – число замеров; t_k – значение замеренной толщины; t_{cp} – среднее значение замеренной толщины. [19]

Вероятная минимальная толщина стенки трубопровода будет равна:

$$t_{min} = t_{cp} - 2\sigma = 8,365 - 2 \cdot 0,583 = 7,199 \text{ мм.} \quad (12)$$

$$t_{min} > t_{отб}; 7,199 > 5,65. \quad (13)$$

Исходя из данного условия можно сделать вывод о том, что дальнейшая эксплуатация трубопровода допускается.

Вычисляем среднюю скорость коррозии:

$$V_{cp} = \frac{t_n - t_{min}}{\tau} = \frac{10 - 7,199}{12} = 0,23 \text{ мм/год.} \quad (14)$$

Остаточный ресурс трубопровода

$$\tau_{ост} = \frac{t_{min} - t_{отб}}{V_{cp}} = \frac{7,199 - 5,65}{0,23} = 6,73 \text{ лет.} \quad (15)$$

7.1.4 Расчет остаточного ресурса трубопровода с учетом общего коррозионно-эрозионного износа стенок

Требуется рассчитать остаточный ресурс трубопровода с вероятностью прогноза 95 %. Принимаем значение регламентированной надежности $\gamma = 0,95$ % и односторонней доверительной вероятности, равной 0,95. [19]

Расчетная толщина стенки

$$t = \frac{\gamma_f \eta^P D_H}{2(R + 0,6 \gamma_f P)} = \frac{1,15 \cdot 1 \cdot 10 \cdot 0,273}{2(265 + 0,6 \cdot 1,15 \cdot 10)} = 0,0057 \text{ м.} \quad (16)$$

По приведенным данным в таблице 25 рассчитываем значение относительного износа для каждого замера по формуле и получаем таблицу 26.

$$\delta_k = \frac{t_{nk} - t_k}{t_{nk}}. \quad (17)$$

Таблица 25 – Значения относительного износа

№	$\delta_k = 1 - \frac{t_k}{t_{nk}}$			
1	0,24	0,24	0,25	0,23
2	0,19	0,17	0,17	0,19
3	0,03	0,02	0,02	0,02
4	0,21	0,23	0,22	0,23

5	0,27	0,25	0,26	0,27
6	0,14	0,12	0,13	0,12
7	0,12	0,15	0,14	0,14
8	0,07	0,09	0,06	0,07
9	0,21	0,24	0,23	0,23
10	0,13	0,15	0,14	0,15
$\sum \delta_k = 6,54$				

Далее считаем:

1. Средний относительный износ по формуле:

$$\delta_{cp} = \frac{1}{N} \sum_{k=1}^N \left(1 - \frac{t_k}{t_{nk}} \right) = \frac{6,54}{40} = 0,164. \quad (18)$$

2. Среднее квадратическое отклонение относительно утонения по формуле:

$$S_{\delta} = \sqrt{\frac{1}{N-1} \sum (\delta_k - \delta_{cp})^2} = \sqrt{\frac{0,342}{39}} = 0,0936 \quad (19)$$

3. Полагая, что среднее квадратическое отклонение технического допуска $S_0 = 0,05$ находим среднее квадратическое отклонение относительно износа:

$$S_d = \sqrt{S_{\delta}^2 - S_0^2} = \sqrt{0,0936^2 - 0,05^2} = 0,079. \quad (20)$$

4. Верхнее интервальное значение среднего относительного износа

$$\delta_{cp*} = \delta_{cp} + U_d \frac{S_d}{\sqrt{N-2}} = 0,164 + 1,65 \cdot \frac{0,079}{\sqrt{38}} = 0,185. \quad (21)$$

5. Верхнее интервальное значение среднеквадратического отклонения относительного износа

$$S_{d*} = S_d \left(1 + \frac{U_d}{\sqrt{2N-8}} \right) = 0,079 \cdot \left(1 + \frac{1,65}{\sqrt{72}} \right) = 0,094. \quad (22)$$

6. Средний допускаемый относительный износ

$$[\delta_{cp}] = \frac{1}{k} \sum_{i=1}^k \left(1 - \frac{t}{t_n} \right) = \left[1 - \frac{4,9}{10} \right] = 0,51. \quad (23)$$

7. Квантиль функции Лапласа

$$\frac{[\delta_{cp}] - \delta_{cp*}}{\sqrt{S_{d*}^2 - S_0^2}} = \frac{0,51 - 0,164}{\sqrt{0,094^2 + 0,05^2}} = 3,2. \quad (24)$$

8. По справочным данным определяем значение функции Лапласа при величине квантиля 3,2, будет 0,998.

9. Далее находим значение вероятности = $0,998 \times 0,95 = 0,948$.

10. По справочным данным вероятности 0,948 соответствует U_T – квантиль, равный 1,63.

$$\text{Параметр } Q = \frac{[\delta_{cp}] \delta_{cp*} - U_T \sqrt{S_{d*}^2 [\delta_{cp}]^2 + S_{[\delta]}^2 (\delta_{cp*}^2 - U_T^2 S_{d*}^2)}}{\delta_{cp*}^2 - U_T^2 S_{d*}^2}, \quad (25)$$

$$Q = \frac{0,51 \cdot 0,185 - 1,63 \sqrt{0,094^2 \cdot 0,51^2 + 0,05^2 (0,185^2 - 1,63^2 \cdot 0,094^2)}}{0,185^2 - 1,63^2 \cdot 0,094^2} = 1,47.$$

Остаточный ресурс трубопровода при вероятности прогноза 95 %

$$T = (Q - 1) \tau = (1,47 - 1) \cdot 12 = 5,64 \text{ года.} \quad (26)$$

7.2 Расчетная модель и алгоритм определения остаточного ресурса трубопровода в условиях периодических изменений напряжений и коррозии

Нефте- и газопроводы, трубопроводы в энергетике и других отраслях находятся в условиях коррозии и переменных напряжений [1, 2, 3 и др.]. Предложенный в работе [3] метод расчета остаточного ресурса трубопровода доведен авторами до алгоритма и компьютерной программы «SPIPE.1.» в среде «Delphi».

Расчет остаточного ресурса с учетом асимметричности цикла напряжений и коррозии, предусматривает проведение следующих предварительных действий:

Изучение проектной документации по трубопроводу и на этой основе формирование исходных данных.

Выявление опасных участков трубопроводов по фактическому техническому состоянию и по фактической коррозионной активности грунта на различных участках трубопровода.

Анализ фактических и прогнозируемых данных о термобарических параметрах перекачиваемой среды, о прогнозируемых параметрах окружающей среды.

Анализ дополнительных напряжений в стенке трубы при теплосиловом взаимодействии трубопровода с грунтом.

Сбор информации и подготовка файла исходных данных для

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		53

расчетов с использованием программы.

Алгоритм программы основан на расчетных зависимостях, приведенных в работе [2] и может быть представлен в виде блок-схемы (рис. 1).

По результатам расчета определяется прогнозируемый период эксплуатации (долговечности рассматриваемых участков трубопровода от начального момента ввода в эксплуатацию до исчерпания ресурса с учетом фактических напряжений и коррозионной активности окружающей среды, а также остаточный ресурс в любой момент времени. $K_{дин}$

В качестве базовых уравнений приняты соотношения [3], в частности:

$$\Delta I^i = \frac{2\sigma_{a\text{эфф}}^{i+1}\delta^i - \Delta P_{max}D^i}{2(\sigma_{a\text{эфф}}^{i+1} - \Delta P_{max})} + K_{дин}i_{кор0}\exp(Gu)\Delta t, \quad (27)$$

где ΔI^i расчетная толщина разрушенного коррозионного и усталостного слоя трубы за период Δt ; $\sigma_{a\text{эфф}}$ - эффективное напряжение [4]; δ - несущая толщина стенки; ΔP_{max} амплитуда пульсации давления; $K_{дин}=1,15-1,45$; $i_{кор0}$ скорость внутренней и наружной коррозии стенки; Gu параметр Гутмана [5].

Разработанный метод, алгоритм и программа позволяют определять изменение по времени следующих параметров:

толщины (расчетные) слоев с усталостными повреждениями ;

толщины (расчетные) слоев с коррозионными повреждениями внутренней и наружной поверхности труб $I_{кор в}(t)$, $I_{кор н}(t)$;

толщины слоев с усталостными и коррозионными повреждениями $l(t)$ и расчетную «несущую» толщину стенки $\delta(t)$;

характерные напряжения в стенке трубы

$$\sigma(t), \sigma_{ax}(t), \sigma_{кц}(t), \sigma_{пр}(t), \sigma_m(t), \sigma_{max}(t), \sigma_{min}(t)$$

В качестве примера, расчетное исследование было проведено для трубы с диаметром $D_n=133,0$ мм, при начальной толщине стенки $= \delta_0$ мм.

упругости $E = 2,1 \cdot 10^5$ МПа; коэффициент Пуассона $\mu = 0,3$; скорость внутренней коррозии без учета влияния напряжений мм/год; скорость внешней коррозии без учета влияния напряжений мм/год; радиус изгиба трубопровода м.

На рис. 19 приведены результаты расчета уменьшения «несущей» толщины стенки трубопровода при учете различных факторов.

Линия 1 соответствует «несущей» толщине δ при скорости внутренней коррозии мм/год и скорости внешней коррозии мм/год. За период $T = 2000$ суток «несущая» толщина стенки уменьшается от 6 мм до 3 мм.

Кривая 2 характеризует уменьшение «несущей» толщины стенки с учетом зависимости скорости коррозии трубы от статических напряжений - под действием внутреннего давления, термических напряжений и напряжений от изгиба трубопровода.

Кривая 3 характеризует уменьшение «несущей» толщины стенки под влиянием статических и динамических напряжений на скорость коррозии. В момент времени $T \leq 1460$ суток амплитуда действующих напряжений σ_a меньше или равна пределу выносливого асимметричного цикла σ_{ar} . При этом усталостных напряжений не происходит. В период эксплуатации $T > 1460$ суток $\sigma_a > \sigma_{ar}$ (рис. 20).

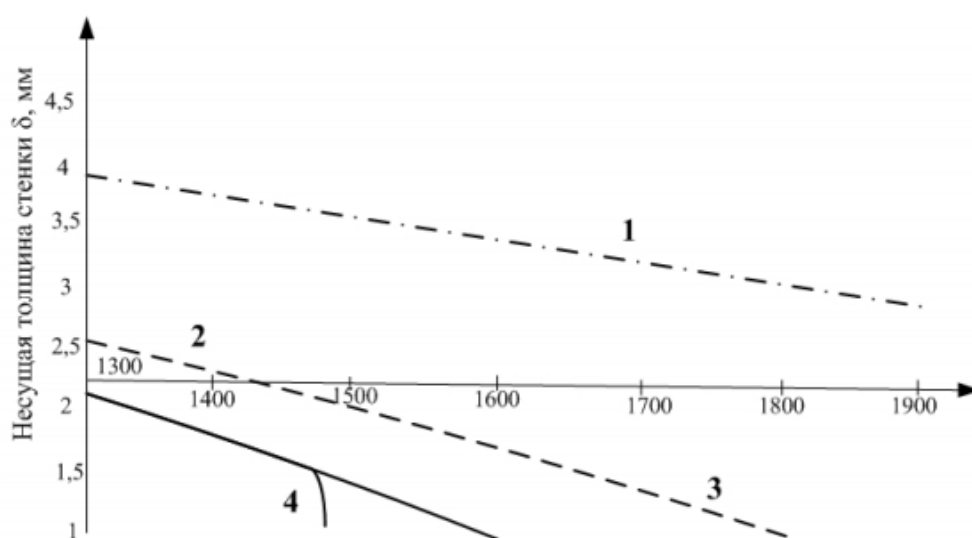


Рисунок 19 – Изменение по времени «несущей» толщины стенки трубопровода при различных факторах

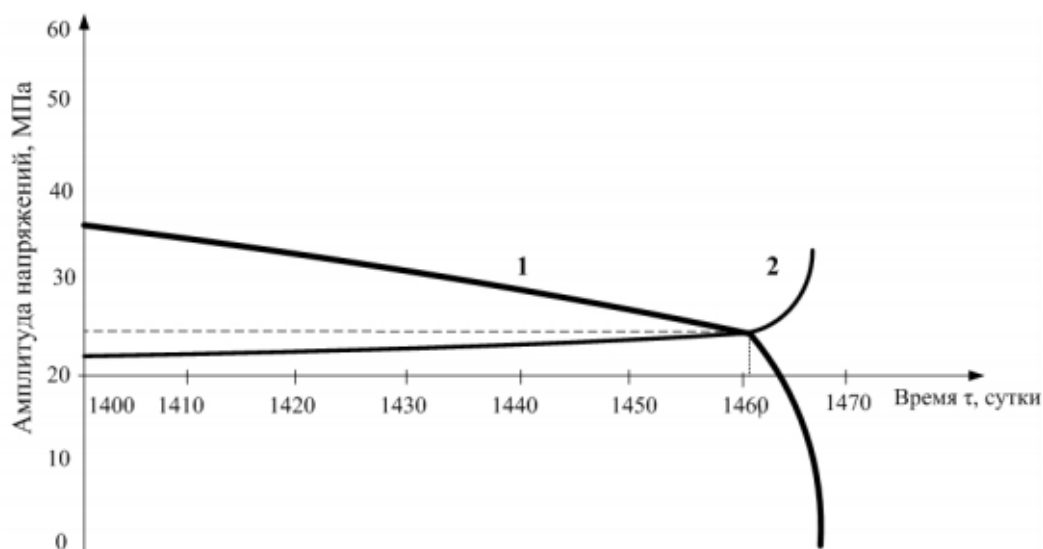


Рисунок 20 – Изменение по времени амплитуды действующих кольцевых напряжений δ_1 (1) и предела выносливости асимметричного цикла δ_{ar} (2) ($D_H = 133$ мм, $\delta_0 = 6$ мм)

Из рис. 20 видно, что итоговая расчетная «несущая» толщина стенки трубы (кривая 4) существенно уменьшается за счет совместного (усталостного и коррозионного) разрушения металла.

Долговечность трубопровода в данном модельном примере уменьшается за счет коррозии и усталости до $T \approx 1480$ суток.

Таким образом, на основе расчетной модели долговечности трубопровода, учитывающий скорость коррозии и влияние переменных напряжений, разработан алгоритм, позволяющий определить остаточный ресурс на различных участках трубопровода с учетом условий эксплуатации.

Разработанный алгоритм, основанный на обобщенных данных о скорости коррозии и кривых выносливости при асимметричных циклах нагружения доведен до компьютерной программы, которая может быть использована при оценке долговечности трубопроводов.

На примере внутрипромыслового трубопровода диаметром 133 мм, изготовленного из стали 17Г2С, выполнено расчетно-теоретическое исследование совместного влияния скорости коррозии и переменных напряжений на остаточный ресурс. Установлено, что совместное влияние этих факторов может приводить к существенному сокращению долговечности трубопровода.

7.3 Анализ методов расчета остаточного ресурса трубопровода

Сперва рассчитаем остаточный ресурс трубопровода по исходным данным модели из п. 7.2

Определяем расчетное сопротивление материала труб:

$$R = \min \left\{ \frac{R_1^H \gamma_c}{\gamma_m \gamma_n}; \frac{R_2^H \gamma_c}{0,9 \gamma_n} \right\} = \min \left\{ \frac{530 \cdot 0,9}{1,55 \cdot 1}; \frac{320 \cdot 0,9}{0,9 \cdot 1} \right\} = \min \{308; 320\} = 320 \text{ МПа.} \quad (28)$$

Вычисляем расчетную толщину стенки данного трубопровода:

$$t = \frac{\gamma_f \eta p D_H}{2(R + 0,6 \gamma_f p)} = \frac{1,15 \cdot 1 \cdot 3,2 \cdot 0,133}{2(320 + 0,6 \cdot 1,15 \cdot 3,2)} = 0,0076 \text{ м.} \quad (29)$$

Определить отбраковочную толщину стенок труб можно двумя способами в зависимости от соотношения $\frac{R_2^H m_3}{R_1^H m_2}$.

1. При $\frac{R_2^H m_3}{R_1^H m_2} \geq 0,75$, используем формулу $t_{отб} = \frac{n p \alpha D_H}{2(R_1 + n p)}$.
2. При $\frac{R_2^H m_3}{R_1^H m_2} < 0,75$, используем формулу $t_{отб} = \frac{n p \alpha D_H}{2(0,9 R_2^H m_3 + n p)}$.

Для того, чтобы определить необходимый метод расчета, находим соотношение:

$$\frac{R_2^H m_3}{R_1^H m_2} = \frac{320 \cdot 1}{530 \cdot 0,9} = 0,67. \quad (30)$$

$\frac{R_2^H m_3}{R_1^H m_2} = 0,67 < 0,75$, поэтому расчет ведут по 2 способу, т. е.:

$$t_{отб} = \frac{n p \alpha D_H}{2(0,9 R_2^H m_3 + n p)} = \frac{1,2 \cdot 3,2 \cdot 1 \cdot 0,133}{2(0,9 \cdot 320 \cdot 1 + 1,2 \cdot 3,2)} = 0,00087 \text{ м.} \quad (31)$$

Расчет остаточного ресурса трубопровода по минимальной толщине стенок труб

Вычисляем среднюю скорость коррозии:

$$V_{cp} = \frac{t_n - t_{min}}{\tau} = \frac{6 - 3}{5,48} = 0,54 \text{ мм/год.} \quad (32)$$

Остаточный ресурс трубопровода

$$\tau_{ост} = \frac{t_{min} - t_{отб}}{V_{cp}} = \frac{5,46 - 0,87}{0,54} = 8,5 \text{ лет.} \quad (33)$$

Сравнивая полученный остаточный ресурс с рассчитанным по модели п. 7.2 можно наблюдать следующее отношение:

$$\frac{8,5 - 4,1}{8,5} 100\% \approx 52\%$$

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность	Лист
						58
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

Расчетная модель и алгоритм определения остаточного ресурса трубопровода в условиях периодических изменений напряжений и коррозии оказалась в примерно 52% точнее, чем расчет остаточного ресурса трубопровода согласно ОСТ 153-39.4-010-2002.

—.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность	Лист
						59
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

8 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

SWOT-анализ

SWOT – Strengths (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы) – представляет собой комплексный анализ научно-исследовательского проекта. SWOT-анализ применяют для исследования внешней и внутренней среды проекта (таблица 25).

Таблица 25 – Матрица SWOT

Сильные стороны научно-исследовательского проекта: С1. Возможность своевременного обнаружения дефектов С2. Контроль технического состояния	Слабые стороны научно-исследовательского проекта: Сл1. Поиск специализированных людей вне предприятия Сл2. Сложности с расшифровкой ВТД
Возможности: В1. Улучшение и разработка новых методов диагностики В2. Своевременная диагностика позволит увеличить безопасную эксплуатацию	Угрозы: У1. Необходимость в высококвалифицированном персонале

Оценка готовности проекта к коммерциализации

На какой бы стадии жизненного цикла не находилась научная разработка полезно оценить степень ее готовности к коммерциализации и выяснить уровень собственных знаний для ее проведения (или завершения). Для этого необходимо заполнить специальную форму, содержащую показатели о степени проработанности проекта с позиции коммерциализации и компетенциям разработчика научного проекта.

Результаты анализа степени готовности приведены в таблице 26.

Таблица 26 – Оценка степени готовности научного проекта к коммерциализации

№ п/п	Наименование				Степень проработанности научного проекта	Уровень имеющихся знаний у разработчика		
					«Анализ современных методов диагностики магистральных трубопроводов в условиях Западно- Сибирского региона»			
Изм	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата				
Разраб.		Гросс А.И.			Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность	Литера	Лист	Листов
Руков.		Цимбалюк А.Ф.					60	98
Консульт.						НИ ТПУ гр. 2БМ6А		
Рук-ль ООП		Бурков П.В						

1	Определен имеющийся научно-технический задел	3	3
2	Определены перспективные направления коммерциализации научно-технического задела	4	3
3	Определены отрасли и технологии (товары, услуги) для предложения на рынке	5	3
4	Определена товарная форма научно-технического задела для представления на рынок	3	3
5	Определены авторы и осуществлена охрана их прав	4	3
6	Проведена оценка стоимости интеллектуальной собственности	3	3
7	Проведены маркетинговые исследования рынков сбыта	3	3
8	Разработан бизнес-план коммерциализации научной разработки	3	3
9	Определены пути продвижения научной разработки на рынок	3	3
10	Разработана стратегия (форма) реализации научной разработки	3	3
11	Проработаны вопросы международного сотрудничества и выхода на зарубежный рынок	1	3
12	Проработаны вопросы использования услуг инфраструктуры поддержки, получения льгот	2	3
13	Проработаны вопросы финансирования коммерциализации научной разработки	2	3
14	Имеется команда для коммерциализации научной разработки	2	3
15	Проработан механизм реализации научного проекта	3	3
	ИТОГО БАЛЛОВ	44	45

Оценка готовности научного проекта к коммерциализации (или уровень имеющихся знаний у разработчика) определяется по формуле:

$$B_{\text{сум}} = \sum B_i, \quad (34)$$

где $B_{\text{сум}}$ – суммарное количество баллов по каждому направлению;

B_i – балл по i -му показателю.

Значение $B_{\text{сум}}$ позволяет говорить о мере готовности научной разработки и ее разработчика к коммерциализации. Значение степени проработанности научного проекта составило 44, что говорит о средней перспективности, а знания разработчика достаточны для успешной ее коммерциализации. Значение уровня имеющихся знаний у разработчика

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность	Лист
						61
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

составило 45 – 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.

План проекта

В рамках планирования научного проекта необходимо построить календарный и сетевые графики проекта. Линейный график представлен в виде таблицы 27.

Таблица 27 – Календарный план проекта

Код работы (из ИСР)	Название	Длительность, дни	Дата начала работ	Дата окончания работ	Состав участников (ФИО ответственных исполнителей)
1	Получение задания	1	12.02.2018	13.02.2018	Гросс А.И. Цимбалюк А.Ф.
2	Постановка задачи и целей исследования, актуальность, научная новизна	5	14.02.2018	19.02.2018	Гросс А.И. Цимбалюк А.Ф.
3	Объект и методы исследования	13	20.02.2018	03.03.2018	Гросс А.И. Цимбалюк А.Ф.
4	Основная часть	30	04.03.2018	03.04.2018	Гросс А.И. Цимбалюк А.Ф.

5	Расчеты и аналитика	20	04.04.2018	24.04.2018	Гросс А.И. Цимбалюк А.Ф.
6	Результаты и обсуждения	10	25.04.2018	05.05.2018	Гросс А.И. Цимбалюк А.Ф.
7	Оформление пояснительной записки	10	06.05.2018	16.05.2018	Гросс А.И.
Итого:		89			

Диагностика трубопровода позволит сократить затраты на проведение ремонта после отказа трубопровода. Рассмотрим экономическую эффективность проекта диагностики трубопровода.

Результаты диагностики могут быть использованы для:

- Выявления мест расположения течей (при наличии).
- Установления степени износа стенки трубопроводов, в том числе:
- участков трубопроводов, имеющие протяженные коррозионные повреждения и требующие вывода из эксплуатации,
- участков трубопроводов, имеющие ограниченный срок эксплуатации, и определить очередность их капитального ремонта;
- участков трубопроводов, находящихся в удовлетворительном состоянии,
- определение интервалов с повышенным уровнем напряжений для проведения профилактических ремонтных работ с целью предупреждения образования течей.

В качестве базы для сравнения принимаем затраты на ремонт в случае обнаружения дефекта при диагностике и затраты на ремонт в случае отказа трубопровода.

В качестве базы для сравнения принять технико-экономические показатели затрат на диагностику трубопровода (см. таблицу 28)

Таблица 28 – Затраты на установку средств очистки и диагностики на

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность	Лист
						63
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

напорном нефтепроводе в ценах на 2017г.	
Состав затрат	Сумма затрат тыс. р
1. Камера приема скребка (0У-УЗПП-5М-300-8,0Л)	4000
2. Камера запуска скребка (0У-УЗПЗ-5М-300-8,0Л)	
3. Затраты на монтаж и установку	860
4. Щеточный блок (0У-П-300(0001.00.600)	20
5. Ежегодные затраты на обслуживание	50
Итого: затраты на все мероприятия	4300

Таблица 29 – Затраты на установку средств очистки и диагностики на трех напорных нефтепроводах в ценах на 2017г.

Состав затрат	Кол-во шт.	Сумма затрат тыс. р
1. Камера приема скребка (0У-УЗПП-5М-300-8,0Л)	3	12500
2. Камера запуска скребка (0У-УЗПЗ-5М-300-8,0Л)	3	
3. Затраты на монтаж и установку		3280
4. Щеточный блок (0У-П-300(0001.00.600)	3	50
5. Ежегодные затраты на обслуживание		150

Таблица 30 – Затраты на ликвидацию отказа трубопровода

Наименование затрат	Стоимость т.р.
Ликвидация отказа	700
Рекультивацию земель	480
Ремонт трубопроводов	45
Потерю (разлив) 20 т нефти	40
Плату штрафа за разлитую нефть на 20 т нефти	5680
Итого	1833

Таблица 31 Потребность оборудования необходимого для ремонта врезкой катушки

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		64

Наименование	Марка	Кол-во	Цена ед., руб.	Стоимость всего оборудования, руб.	Транспортные расходы, руб.	Стоимость монтажа, руб.	Полная стоимость, руб.
Бульдозер	Komatsu D 63E- 12	1	8800000	8800000	176000	440000	9416000
Экскаватор	Daewoo SOLAR L 180W-V	1	5500000	5500000	110000	275000	5885000
Сварочная машина	Lincoln Electric Invertec V350- PRO	1	465000	465000	9300	23250	497550
Самосвальная машина	Урал 5557-612174	1	3800000	3800000	76000	190000	4066000
Вахтовая машина	Урал 3255"	1	2800000	2800000	56000	140000	2996000
Трал	КРАЗ 6443-08002	1	2100000	2100000	42000	105000	2247000
Трубоискатель	ТИ-12	1	200000	200000	4000	10000	214000
Ручная шлифовальная машина		1	13000	13000	260	650	13910
Итого:		8					25335460

Таблица 32 Расчет амортизационных отчислений для ремонта врезкой катушки

Наименование	Марка	Кол	Полная стоимость , руб.	Норма амортизации, %	Сумма амортизации, руб.
Бульдозер	Komatsu D63E-12	1	9416000	20	1883200
Экскаватор	Daewoo SOLAR L180W-V	1	5885000	20	1177000
Сварочная машина	Lincoln Electric Invertec V350-PRO	1	497550	20	99510
Самосвальная машина	Урал 5557 6121-74	1	4066000	20	813200
Вахтовая машина	Урал 3255	1	2996000	20	599200
Трал	КРАЗ 6443-080 02	1	2247000	20	449400
Трубоискатель	ТИ-12	1	214000	10	21400

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность	Лист
						65
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

Ручная шлифовальная машина		1	13910	10	1391
Итого:		8	25335460		5044301

Далее определяем машино-часы, отработанные оборудованием на объекте по формуле:

$$M = D \times C \times K, \quad (35)$$

где D - продолжительность периода, дни; C - время смены, часы;

Далее определим затраты на оплату труда работников за период ремонта с учетом премии и районного коэффициента. Расчеты фонда оплаты труда работников сведены в таблице 33.

Таблица 33 – Фонд оплаты труда работающих для врезки катушки.

Профессия	Разряд	Кол-во	Тарифная ставка, руб.	Тарифный фонд ЗП, руб.	Премия, доплаты и надбавки		Основная ЗП, руб.	Дополнительная ЗП, руб.	Рай. коэф. 50% +30 %	Общ. Фонд ЗП, руб.
					%	Сумма				
Мастер	8	1	50,76	1624,32	50	812,16	2436,48	487,30	2339,02	5262,80
Машинист бульдозера	6	1	44,32	1418,24	50	709,12	2127,36	425,47	2042,27	4595,10
Машинист экскаватора	6	1	44,32	1418,24	50	709,12	2127,36	425,47	2042,27	4595,10
Водитель вахтовой машины	5	1	42,76	1368,32	50	684,16	2052,48	410,50	1970,38	4433,36
Водитель самосвальн ой машины	4	1	41,22	1319,04	50	659,52	1978,56	395,71	1899,42	4273,69
Электросварщик	6	2	44,32	2836,48	50	1418,32	3545,6	709,12	3403,78	7658,50
Дефектоскопист	6	1	44,32	1418,24	50	709,12	2127,36	425,47	2042,27	4595,10
Итого		8								35413,7

Зная общий фонд заработной платы, рассчитаем величину отчислений

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность					Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата						66

на социальные нужды ЕСН, который составляет 26%.

ЕСН для врезки катушки = $35413,7 \cdot 26/100 = 9207,6$ руб.

Далее определим стоимость основных и вспомогательных материалов для обоих вариантов.

Таблица 34 – Статья материалы врезки катушки по данным за 2017 год

Наименование материалов	Кол-во	Цена, руб.	Сумма, руб.
Катушка, кг	1	950000	950000
Изоляционная пленка, кг	60	435	26100
Электроды 3 мм, кг	2,5	225	562,5
Электроды 5 мм, кг	15	195	2925
Праймер, кг	5	237	1185
Круги отрезные, шт.	1	90	90
Круги шлифовальные, шт.	2	90	180
Абразивная дробь, кг	500	60	30000
Итого:			1011042,5
Транспортные расходы, 5%			50552,1
Итого с учетом транспортных расходов:			1061594,6

Прочие расходы включают в себя: ремонт оборудования, накладные расходы, содержание АУП и т.д. и составляют 40% от прямых затрат.

Заключительный сравнительный анализ методов ремонта представлен в таблице 35.

Таблица 35 – Смета затрат на устранение дефектов участка нефтепровода

№	Наименование статей	Врезка катушки	
		тыс. руб.	уд. вес, %
1	Материальные	1061,6	66,2
2	Оплата труда	35,4	2,2
3	ЕСН	9,2	0,6
4	Амортизация	39,0	2,4
5	Прочие затраты	458,1	28,6
	Всего затрат:	1603,3	100

Итог: Затраты на устранение дефекта методом врезки катушки 1603,3 тыс. руб. Затраты на устранение дефекта при отказе трубопровода:

$1603,3 + 1833 = 3436,3$ тыс. руб.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность	Лист
						67
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

Дополнительная прибыль валовая составит:

$PВ = 3436,3 - 1603,3 = 1833$ тыс. руб.

Прибыль чистая составит:

$ПЧ = PВ - 24\% = 1833 - 24\% = 1393,08$ тыс. руб.

Вывод: экономический расчет показал, что ремонт после проведения диагностики трубопровода является более выгодным ремонтом чем ремонт вызванный отказом трубопровода. Техничко-экономические показатели представлены в таблице 36.

Таблица 36 – Техничко-экономические показатели вариантов ремонта

Показатели	Ед. изм.	Врезка катушки	Врезка катушки в случае отказа трубопровода
Продолжительность ремонта	дни	2	2
Численность работников	чел.	8	8
Трудоемкость	чел^час	128	128
Смета затрат, всего:	тыс. руб.	1603,3	1603,3
в том числе			
- материальные затраты	тыс. руб.	1061,6	1061,6
- оплата труда	тыс. руб.	35,4	35,4
- ЕСН	тыс. руб.	9,2	9,2
- амортизация	тыс. руб.	39,0	39,0
- прочие затраты	тыс. руб.	458,1	458,1
Прирост прибыли валовой	тыс. руб.	1740,1	1740,1
Прирост прибыли чистой	тыс. руб.	1322,5	1322,5
Затраты на ликвидацию отказа трубопровода	тыс. руб.	-	1833

9 Социальная ответственность

Целью данной работы является анализ современных методов диагностики магистрального нефтепровода в условиях Западно-Сибирского региона.

Трубопровод является сооружением повышенной опасности и согласно приложению к Федеральному закону от 21.07.97 № 116 – ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» относится к опасным производственным объектам [2]. Данный, а так же социальный и экологический фактор предлагают организации проводящие обслуживание данных видов инженерного сооружения быть ответственной за результаты своих решения и за проводимую деятельность на общество и окружающую среду.

Сведения о требованиях к безопасности и гигиене труда, к охране окружающей среды, промышленной безопасности, ресурсосбережению, а так же представление о понятии «Социальная ответственность» изложено в стандарте ГОСТ Р ИСО 2600 «Руководство по социальной ответственности». Согласно данному госту социальная ответственность – это ответственность организации за воздействие ее решений и деятельность на общество и окружающую среду через прозрачное и этическое поведение.

Производственная безопасность

При неправильной организации труда и производства, несоблюдении мероприятий по эксплуатации трубопроводов и проводке скважин возможно появление вредных факторов:

- недостаточная освещённость рабочей зоны;
- повышенный уровень шума на рабочем месте;
- повышенный уровень вибрации;
- повышенная загазованность воздуха рабочей зоны.

					«Анализ современных методов диагностики магистральных трубопроводов в условиях Западно-Сибирского региона»			
Изм	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата				
Разраб.		Гросс А.И.			Социальная ответственность	Литера	Лист	Листов
Руков.		Цимбалюк А.Ф.					69	98
Консульт.						НИ ТПУ гр. 2БМ6А		
Рук-ль ООП		Бурков П.В						

Опасные факторы:

- поражение движущимися машинами и механизмами;
- пожаровзрывобезопасность;
- электрический ток.

Анализ вредных факторов, возможных при осуществлении диагностики трубопроводов и мероприятия по их устранению

Недостаточная освещенность рабочей зоны

От степени освещенности зависит не только здоровье глаз и работоспособность человека, но еще и его физическое и психоэмоциональное состояние. Освещение подразделяется на: естественное, искусственное, совмещенное.

Освещение рабочих мест, при диагностике промышленных трубопроводов на предприятии, в отсутствии естественного освещения должно снабжаться искусственным. Рабочее освещение следует предусматривать для всех помещений зданий, а также участков открытых пространств, предназначенных для работы, прохода людей и движения транспорта. Для помещений, имеющих зоны с разными условиями естественного освещения и различными режимами работы, необходимо раздельное управление освещением таких зон. [13]

Рабочее освещение должно соответствовать показаниям таблицы 37.

Таблица 37 – Нормы освещенности [СНиП 23-05-2010]

Рабочее место	Нормы освещенности, лк
Площадка для производства работ:	На 1000 м ²
- земляных	0,5–0,8
- бетонных и железобетонных	1–1,2
- каменных	0,6–0,8
-монтажных сборных конструкций	2,4
Открытые склады	0,8–1,2 на 1000 м ²
-	На 100 м ²
Канторы	1–1,5
Столовые	0,8–1
Ботоно– и растворосмесительные узлы	0,5
Арматурные мастерские	1,3
Механические мастерские	1,3

Внутрипостроечные дороги	2,5 на 1 км
Охранное освещение	1,5 на 1 км

Освещение должно быть постоянным, без возможных пульсаций и иметь такой спектр, который будет близок к естественному. Также необходимо обеспечить равномерное обеспечение яркости освещения и отсутствие резких теней. Оптимальное направление светового потока – под углом 60 градусов к рабочей поверхности.

На производственных помещениях компании используются стационарные осветительные приборы, а также предусматривается аварийное освещение. При освещении площадок производства работ на открытой местности используются переносные осветительные приборы.

Повышенный уровень шума на рабочем месте

Наличие повышенного шума на рабочем месте оказывает вредное влияние на организм в целом, которое может повлечь неблагоприятные изменения в органах и системах. Последствия производственного шума указаны в таблице 37.

Таблица 37 – Влияние производственного шума [СН 2.2.4/2.1.8.562-96]

Уровень шума	Влияние на самочувствие, при длительном воздействии
0–40 дБ	Нормальное состояние
40–80 дБ	Звон в ушах, психологический дискомфорт
80–120 дБ	Головная боль, временные нарушения слуха
120–160 дБ	Головокружение, травмирование ушных перепонки
Свыше 160 дБ	Контузия, смерть

Источником производственного шума на объекте является эксплуатации нефтепромыслового оборудования. Если изменение технологического процесса и оборудования оказывается невозможным, необходимо прибегать к звукоизоляции и звукопоглощению. При этом предотвращение распространения шума и вибрации от источников их образования должно предусматриваться при проектировании цехов и производственных

					Список используемых источников	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		71

помещений с шумными процессами. Так же источником производственных шумов является эксплуатации машин и механизмов, необходимых. Для устранения воздействия применяются следующие методы: замена или модернизация оборудования для исключения шумоопасных источников или снижения интенсивности шумов от них; установка эффективных глушителей; применение эффективной звукоизоляции, кожухов; утверждение специальных мест для парковки, остановки и ремонта машин вдали от мест производственных помещений и мест отдыха. Уровень общего шума не должен превышать 80 дБА [СОМ ПиН 2.4.3359-16].

Повышенный уровень вибрации

Вибрацией называется механическое колебательное движение, заключающееся в перемещении тела как целого. Вибрация, в отличие от звука, не распространяется в виде волн сжатия/разряжения, а передается только при механическом контакте одного тела с другим.

Контроль вибрации должен осуществляться:

-на рабочих местах в процессе производства для оценки вибрационной безопасности труда;

-при контроле качества машин и технического состояния эксплуатируемых машин и оборудования для оценки их вибробезопасности.

При контроле вибрации должен быть определен показатель превышения вибрационной нагрузки на оператора. Санитарные нормы одночисловых показателей вибрационной нагрузки на оператора для длительности смены 8 ч приведены в таблице 38.

Таблица 38 – Санитарные нормы уровня вибрации [СН 2.2.4/2.1.8.566]

Вид вибрации	Категория вибрации по санитарным нормам	Направление действия	Нормативные, скорректированные по частоте и эквивалентные скорректированные значения			
			виброускорения		виброскорости	
			$M \cdot c^{-2}$	дБ	$M \cdot c^{-2} \cdot 10^{-2}$	дБ
Локальная	-	X_L, Y_L, Z_L	2,0	126	2,0	112
	1	Z_0	0,56	115	1,1	107

Общая	-	Y_0, X_0	0,4	112	3,2	116
	2	Z_0, Y_0, X_0	0,28	109	0,56	101
	3 тип «а»	Z_0, Y_0, X_0	0,1	100	0,2	92
	3 тип «в»	Z_0, Y_0, X_0	0,014	83	0,028	75

Воздействие разного уровня вибрации представлены в таблице 39.

Таблица 39 – Влияние вибрации на организм человека [СН 2.2.4/2.1.8.566]

Амплитуда колебаний вибрации, мм	Частота вибрации, Гц	Результат воздействия
До 0,015	Различная	Не влияет организм
0,016–0,050	40–50	Нервное возбуждение с депрессией
0,051–0,100	40–50	Изменение в центральной нервной системе, сердце и органах слуха
0,101–0,300	50–150	Возможно заболевание
0,101–0,300	150–250	Вызывает виброболезнь

При эксплуатации трубопроводов возникает два вида вибрации:

1. технологический;
2. транспортный.

Источниками технологической вибраций являются насосы, применяемые для транспортировки нефти, подачи воды в систему поддержания пластового давления (ППД). Для уменьшения уровня вибрации используются фундаменты под оборудование, которые делаются заглубленными и изолируются изолирующими вибрацию материалами. Для уменьшения вибрации кожухов, ограждений и других деталей, выполненных из стальных листов, на них наносят слой резин, пластиков, битума, вибропоглощающих мастик, которые рассеивают энергию колебаний.

Источниками транспортной вибрации являются эксплуатация самоходных и прицепных машин и транспортных средств при их движении. Для уменьшения влияния вибрации применяют индивидуальные средства защиты. Для защиты рук от воздействия локальной вибрации применяют

					Список используемых источников	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		73

рукавицы или перчатки следующих видов: со специальными виброзащитными упруго-демпфирующими вкладышами, полностью изготовленные из виброзащитного материала (литьем, формованием), а также виброзащитные прокладки или пластины, которые снабжены креплениями к руке. Для защиты от вибрации, передаваемой человеку через ноги, необходимо использовать обувь на толстой резиновой или войлочной подошве. При защите от вибраций важную роль играет рациональное планирование режима труда и отдыха. Суммарное время воздействия вибрации не должно превышать 2/3 продолжительности рабочей смены. Необходимо устраивать перерывы для активного отдыха, проводить физиопрофилактические процедуры, производственную гимнастику. [15] [16]

Повышенная загазованность воздуха рабочей зоны

При эксплуатации и ремонте нефтесборных коллекторов на Верхнечонском месторождении возникает опасность выхода газа из оборудования и трубопровода, что может привести к отравлению рабочих. [17]

Перед началом работ в ремонтном котловане переносным газоанализатором АНТ–2М проверяется уровень загазованности воздушной среды. При этом содержание паров нефти и газов не должно превышать предельно-допустимой концентрации по санитарным нормам согласно таблице 40. Работа разрешается только после устранения опасных условий. В процессе работы следует периодически контролировать загазованность, в случае необходимости – обеспечить принудительную вентиляцию.

Таблица 40 – Предельно допустимые концентрации вредных веществ в воздухе рабочей зоны [ГН 2.2.5.686-98]

Вещества	Предельно допустимая концентрация, мг/м ³
Бензин – растворитель (в пересчете на углерод)	300
Керосин (в пересчете на углерод)	300
Сероводород в смеси с углеводородами C ₁ –C ₂	3
Углеводороды C ₁ –C ₁₀	300
Стирол	5
Перексид метилэтилкетона	55

Аэросил	1
Дибутилфталат	0,5
Метилэтилкетон	0,2
Диметиланилин	0,003
Перексид изопропилбензола	0,02
Ненасыщенная полиэфирная смола	6
Хлористый бензол	0,005
Амиловый спирт	0,002

Анализ опасных производственных факторов при осуществлении диагностики трубопроводов и мероприятия по их устранению

Поражение движущимися машинами и механизмами

Во время эксплуатации и ремонта системы нефтесборных коллекторов на Верхнечонском месторождении возможно поражение движущимися машинами и механизмами. Происходит из-за недостатков в содержании рабочего места, отсутствия ограждений движущихся частей оборудования, применение опасных приемов труда.

Необходимо проводить следующие мероприятия:

- проверка наличия на вращающихся и двигающихся частях механизмов кожухов и защитных ограждений;
- согласно ГОСТ 12.4.026- 76 «Цвета сигнальные и знаки безопасности» вывешиваются инструкции, и плакаты по техники безопасности, предупредительные надписи и знаки, а также используются сигнальные цвета;
- проверка состояния пусковых и тормозных устройств, ремней, тросов, цепей;
- наглядная проверка на механические повреждения;
- проведение инструктажей по технике безопасности;
- при наличии грузоподъемного механизма использовать блокировки;
- использование средств индивидуальной защиты (каска, предохранительные пояса, резиновые перчатки, кирзовые сапоги, резиновые сапоги, рукавицы брезентовые, защитные очки и т.д.).

					Список используемых источников	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		75

Электрический ток

Источниками поражения от электрического тока при диагностике трубопровода на Верхнечонском месторождении являются электрические привода на запорной арматуре трубопровода, использование переносных удлинителей для подачи питания на инструмент и механизмы.

Поражение электрическим током- возможно из-за доступности прикосновения к токоведущим частям, отсутствия защитного заземления, применения защитных средств.

Предупреждение электротравматизма на объектах достигается выполнением следующих мероприятий:

- проектирование, монтаж, наладка, испытание и эксплуатация электрооборудования должны проводиться в соответствии с требованиями "Правил устройства электроустановок" (ПУЭ), "Межотраслевые правила по охране труда при эксплуатации электроустановок" 2001 г.

- обеспечение недоступности прикосновения к оголенным токоведущим частям, находящимся под напряжением;

- применение блокировочных устройств;

- применение защитного заземления буровой установки;

- применение изолирующих, защитных средств (диэлектрические перчатки, боты, инструмент с изолированными ручками) при обслуживании электроустановок;

- допускать к работе специально обученных лиц, имеющих соответствующую группу по электробезопасности.

Пожаровзрывобезопасность

Пожаровзрывобезопасность - возможность возникновения и развития пожара. На промысловых трубопроводах возникновения пожара связано с перекачкой легко- воспламеняющейся жидкостью.

Каждый работник обязан в установленном порядке и времени проходить инструктаж по пожарной безопасности. Так же работник раз в год обязан проходить обучение и получать удостоверение о пожарно-техническом минимуме.

					Список используемых источников	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		76

При проведение огневых и газоопасных работ, работники обязаны производить свои действия соблюдая технику пожарной и промышленной безопасности.

При проведение огневых работ, запрещены какие – либо другие работы вблизи нефтепровода, проезд техники запрещен. Перед проведение опасных работ необходимо получить наряд – допуск, на выполнение соответствующих работ. По окончании мероприятий место проведения работ приводят в порядок, снимают сигнальные ленты, приводят в порядок инструмент, снимают предупреждающие знаки.

При возникновении пожара работник должен незамедлительно сообщить в пожарную охрану, непосредственному руководителю или оператору, а также принять по возможности меры по эвакуации людей, тушению пожара и сохранности материальных ценностей.

Важным моментом в организации противопожарной безопасности являются первичные средства пожаротушения. На трубопроводных объектах должны быть инвентарные описи закрепленного за каждым сооружением пожарного инвентаря и оборудования, и правила пользования ими. Первичные средства пожаротушения следует размещать вблизи мест наиболее вероятного их применения, на виду, с обеспечением к ним свободного доступа, по согласованию с пожарной охраной. Ручные огнетушители должны размещаться в легкодоступных и заметных местах методами навески на пожарные щиты, стенды, на вертикальные конструкции на высоте не более 1,5 м от уровня пола до нижнего торца (днища) огнетушителя и на расстояние от двери, достаточном для ее полного открывания; установки в пожарные шкафы совместно с пожарными кранами или в специальные тумбы. Огнетушители, ящики с песком, бочки с водой, ведра, щиты, шкафы и инвентарь должны иметь окраску в соответствии с требованиями ГОСТ.

Экологическая безопасность при диагностике трубопроводов

При выполнении работ необходимо соблюдать требования по защите окружающей среды, сохранения её устойчивого экологического равновесия и не нарушать условия землепользования, установленные законодательством

					Список используемых источников	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		77

по охране природы, установленные СНиП 3.01.01-85 гл. 10, СНиП III-42-80* ВСН 012-88 гл. 9.

Настоящим проектом предусмотрены следующие технические и технологические решения для уменьшения воздействия на окружающую среду при выполнении работ и последующей эксплуатации нефтепровода:

- приняты минимально необходимые размеры траншеи;
- усиленное антикоррозийное покрытие трубопровода;
- сбор и вывоз промышленных и бытовых отходов с места, согласованные с СЭС.

На всех этапах работ следует выполнять мероприятия предотвращающие:

- развитие неблагоприятных рельефообразующих процессов;
- изменение естественного поверхностного стока;
- загорание естественной растительности;
- захламление территории строительными и другими отходами;
- разлив горюче-смазочных материалов, слив отработанного масла, мойку автомобилей в не установленных местах.

Подрядная организация, выполняющая работы, несет ответственность за соблюдение проектных решений, связанных с охраной окружающей природной среды, а также за соблюдение государственного законодательства по охране природы.

С целью уменьшения воздействия на окружающую среду все работы должны выполняться в пределах полосы отвода земли, определенной проектом. Проведение ремонтных работ, движение машин и механизмов, складирование и хранение материалов в местах, не предусмотренных проектом, запрещается.

Плодородный слой почвы на площади, занимаемой траншеями и котлованами, до начала основных земляных работ необходимо снять в осенний период и переместить во временные отвалы для последующего восстановления.

Снятие, перемещение, хранение и обратное нанесение плодородного слоя почвы должны выполняться методами, исключающими перемещение его с минеральным грунтом, а также потерю при перемещении.

					Список используемых источников	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		78

Не допускается использование плодородного слоя почвы для устройства присыпки и засыпки трубопровода. Детальная проработка мероприятий природоохранного характера выполняется ППР.

Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайная ситуация – это процесс возникновения в течение короткого периода времени экстремальных условий для человека, преодоление которых требует высокого уровня физической, физиологической, психологической, моральной адаптированности. Таким образом, в чрезвычайных ситуациях возникают экстремальные условия для человека.

ЧС могут носить следующий характер:

- техногенные (несчастные случаи, нефтегазопроявления, пожары);
- природные (наводнения, ураганы, морозы).

В настоящее время существуют два основных направления минимизации вероятности возникновения и последствий ЧС на промышленных трубопроводах:

1. заключается в разработке технических и организационных мероприятий, уменьшающих вероятность реализации поражающего потенциала;
2. второе направление заключается в подготовке объектов и обслуживающего персонала.

Планы быстрого реагирования включают: подробное изложение действий должностных лиц производственных и объектовых подразделений по организации оповещения, сбора и сосредоточения на месте аварии и (или) пожара необходимого количества сил и средств, проведение первоочередных аварийно-спасательных работ и (или) тушения пожара, а также взаимодействия с привлекаемыми для этих целей сторонними подразделениями.

Указанные планы согласовываются с объектовой комиссией по чрезвычайным ситуациям и утверждаются руководителем (главным инженером) организации. Первоочередные аварийно-спасательные работы включают действия по спасению людей, локализации или ликвидации аварий, защите обслуживающего персонала и населения от опасных факторов в

					Список используемых источников	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		79

условиях аварий и (или) пожара и могут выполняться с привлечением имеющихся на данном трубопроводном объекте сил и средств.

При возникновении аварии, угрожающей взрывом или пожаром, руководитель трубопроводного объекта (цеха) или другое ответственное лицо, обязаны объявить о вводе на трубопроводном объекте (цехе) аварийного режима и задействовании планов ПБР, доложить об этом диспетчеру и руководителю организации.

Другие мероприятия по ликвидации аварии или пожара в каждом отдельном случае определяются руководителем работ по ликвидации аварии, исходя из создавшегося положения и с соблюдением мер пожарной безопасности и техники безопасности.

Для предотвращения такого рода чрезвычайных ситуаций, необходимо производить диагностику трубопроводов и осуществлять экспертизу промышленной безопасности, а также следовать требованиям пожарной безопасности и своевременно сообщить об угрозе возникновения пожара.

					Список используемых источников	Лист
						80
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

Закключение

В магистерской диссертации был проведен анализ внутритрубной диагностики дефектоскопом UT Piglet. Анализ показал, что данный снаряд специально разработан для трубопроводов, которые считаются непригодными для внутритрубной диагностики. Такие особенности как двойной диаметр трубопровода, сегментные (скошенные) изгибы, полноразмерные тройники (не защищенные решетками) и наличие только одной камеры на запуске не представляют сложностей для этого гибкого дефектоскопа, который может запускаться в обоих направлениях. Этот снаряд может осуществлять внутритрубную диагностику как в обычных стальных трубопроводах, так и трубах, изготовленных из более редких сплавов, таких как нержавеющая сталь, двуслойные сплавы, поливинилхлорид и полиэтилен, чугун.

По данным диагностики напорного трубопровода [REDACTED] был произведен расчет на прочность и остаточный ресурс трубопровода.

По результатам расчета были выделены наиболее опасные участки: дистанция 442,23 м и 7964,20 м. Для данных участков предложен метод неинтрузивного мониторинга коррозии системы Cassasco.

Произведен расчет остаточного ресурса промышленного трубопровода, при котором остаточный ресурс составил $\tau_{ост} = 8,5$ лет.

Приведен расчет модели расчета остаточного ресурса согласно предложенной методике, при котором $\tau_{ост} = 4,1$ лет.

Предложена модель для расчета остаточного ресурса промышленного трубопровода, при которой точность получаемого прогноза увеличивается на 50%.

					«Анализ современных методов диагностики магистральных трубопроводов в условиях Западно-Сибирского региона»			
Изм	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата				
Разраб.		Гросс А.И.			Список используемых источников	Литера	Лист	Листов
Руков.		Цимбалюк А.Ф.					81	98
Консульт.						НИ ТПУ гр. 2БМ6А		
Рук-ль ООП		Бурков П.В						

Список используемых источников

1. Технологический регламент на промышленные трубопроводы по РД 39-132-94/
Под ред. , 2014 г.- 37 с.
2. Технологический регламент на промышленные трубопроводы по РД
39-132-94/ Под ред. ██████████,
3. 2014 г.- 36 с.
4. РД 39-132-94 Правила по эксплуатации, ревизии, ремонту и отбраковке
нефтепромышленных трубопроводов.
5. ГОСТ 22727-88 «Сталь толстолистовая. Методы УЗ контроля сплошности»,
6. ГОСТ 12503-75 «Сталь. Методы УЗ контроля качества»,
7. ГОСТ Р 55808-2013 «Контроль неразрушающий. Преобразователи
ультразвуковые. Методы испытаний»,
8. ГОСТ Р 55614-2013 «Контроль неразрушающий. Толщиномеры
ультразвуковые. Общие технические требования»,
9. ГОСТ Р 55809-2013 «Контроль неразрушающий. Дефектоскопы
ультразвуковые. Методы измерений основных параметров»,
10. ГОСТ Р 55725-2013 «Контроль неразрушающий. Преобразователи
ультразвуковые пьезоэлектрические. Общие технические требования»,
11. ГОСТ Р 55724-201 «Контроль неразрушающий. Соединения
сварные. Методы ультразвуковые»,
12. ГОСТ 18442-80 «Контроль неразрушающий. Капиллярные методы. Общие
требования»,
13. ГОСТ 21105-87 «Контроль неразрушающий. Магнитопорошковый метод»,
14. ГОСТ Р ИСО 15549-2009 «Контроль неразрушающий. Контроль
вихретоковый. Основные положения»,
15. ГОСТ Р 55611-2013 «Контроль неразрушающий вихретоковый. Термины и
определения»,

					«Анализ современных методов диагностики магистральных трубопроводов в условиях Западно-Сибирского региона»			
Изм	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата				
Разраб.		Гросс А.И.			Список используемых источников	Литера	Лист	Листов
Руков.		Цимбалюк А.Ф.					82	98
Консульт.						НИ ТПУ гр. 2БМ6А		
Рук-ль ООП		Бурков П.В						

- 16.ГОСТ Р 55613-2013 «Контроль неразрушающий вихретоковый. Меры образцовые для поверки толщиномеров неорганических покрытий. Общие положения»,
- 17.ГОСТ 7512-82 «Контроль неразрушающий. Соединения сварные. Радиографический метод»,
- 18.ГОСТ 5272-68 «Коррозия металлов. Термины»,
- 19.ГОСТ 22761-77 «Металлы и сплавы. Методы измерений твердости по Бринеллю переносными твердомерами статического действия»,
- 20.ГОСТ 9012-59 «Металлы. Метод измерения твердости по Бринеллю»,
- 21.ГОСТ 2789-73 «Шероховатость поверхности. Параметры и характеристики»,
- 22.ГОСТ 9378-93 «Образцы шероховатости поверхности (сравнения). Общие технические условия»,
- 23.ГОСТ 9.602-2005 «Единая система защиты от коррозии и старения. Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии»,
- 24.ГОСТ Р 51164-98 «Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии»,
- 25.ГОСТ Р 53672-2009 «Арматура трубопроводная. Общие требования безопасности»,
- 26.ГОСТ 24856-2014 «Арматура трубопроводная. Термины и определения»,
- 27.ГОСТ 20700-75 «Болты, шпильки, гайки и шайбы для фланцевых и анкерных соединений, пробки и хомуты с температурой среды от 0 до 650 °С. Технические условия» (с Изменениями N 1, 2, 3),
- 28.ГОСТ Р 52760-2007 «Арматура трубопроводная. Требования к маркировке и отличительной окраске»;
- 29.ГОСТ 20911-89 «Техническая диагностика. Термины и определения»,
- 30.ГОСТ 27.002-2015 «Надежность в технике. Термины и определения»,
- 31.ГОСТ 2.784-96 «Обозначения условные графические. Элементы трубопроводов»,
- 32.ГОСТ Р ИСО 24497-1-2009 «Контроль неразрушающий. Метод магнитной памяти металла. Часть 1. Термины и определения»,

					Список используемых источников	Лист
						83
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

- 33.ГОСТ Р ИСО 24497-2-2009 «Контроль неразрушающий. Метод магнитной памяти металла. Часть 2. Общие требования»,
- 34.ГОСТ Р ИСО 24497-2-2009 «Контроль неразрушающий. Метод магнитной памяти металла. Часть 3. Контроль сварных соединений»,
- 35.ГОСТ Р 53006-2008 «Оценка ресурса потенциально опасных объектов на основе экспресс- методов. Общие требования»,
- 36.ГОСТ 19200-80 «Отливки из чугуна и стали. Термины и определения. Определения дефектов»,
- 37.ОСТ 153-39.4-010-2002 «Методика определения остаточного ресурса нефтегазопромысловых трубопроводов и трубопроводов головных сооружений»,
- 38.ПБ 03-372-00 «Правила аттестации и основные требования к лабораториям неразрушающего контроля»,
- 39.РД 39-067-91 «Методика прогнозирования технического состояния нефтепроводов на основе данных многократного диагностического обследования»,
- 40.РД 153-39.4-053-00 «Методика диагностирования состояния задвижек Ду 50...1200 мм, Р=1,6...8,0 МПа в процессе эксплуатации, до и после капитального ремонта с применением методов неразрушающего контроля»,
- 41.РД 11-02-2006 «Требования к составу и порядку ведения исполнительной документации при строительстве, реконструкции, капитальном ремонте объектов капитального строительства и требования, предъявляемые к актам освидетельствования работ, конструкций, участков сетей инженерно-технического обеспечения»,
- 42.РД 13-03-2006 «Методические рекомендации о порядке проведения вихретокового контроля технических устройств и сооружений, применяемых и эксплуатируемых на опасных производственных объектах»,
- 43.РД 13-05-2006 «Методические рекомендации о порядке проведения магнитопорошкового контроля технических устройств и сооружений, применяемых и эксплуатируемых на опасных производственных объектах»,
- 44.РД 13-06-2006 «Методические рекомендации о порядке проведения

					Список используемых источников	Лист
						84
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

- капиллярного контроля технических устройств и сооружений, применяемых и эксплуатируемых на опасных производственных объектах»,
- 45.РД 102-008-2002 «Инструкция по диагностике технического состояния трубопроводов бесконтактным магнитометрическим методом»,
- 46.РД 03-615-03 «Порядок применения сварочных технологий при изготовлении, монтаже, ремонте и реконструкции технических устройств для опасных производственных объектов»,
- 47.РД 03-19-2007 «Положение об организации работы по подготовке и аттестации специалистов организаций, поднадзорных федеральной службе по экологическому, технологическому и атомному надзору» (Приказ об утверждении Ростехнадзора № 37 от 29.01.2007 года),
- 48.РД 03-20-2007 «Положение об организации обучения и проверки знаний рабочих организаций, поднадзорных федеральной службе по экологическому, технологическому и атомному надзору (Приказ об утверждении Ростехнадзора № 37 от 29.01.2007 года),
- 49.РДИ 38.18.016-94 «Инструкция по ультразвуковому контролю сварных соединений технологического оборудования»,
- 50.The United States Cost of Corrosion Study, CC Technologies, 2002.
- 51.M. Gollom, Pipeline rupture: Alberta resident unaware of 2009 blast, Available from: <http://www.cbc.ca/news/pipeline-rupture-alberta-resident-unaware-of-2009-blast-1.2525030>.
- 52.NTSB releases details about Sissonville pipeline explosion investigation, [cited 2016 10 August]; Available from: <http://wvmetronews.com/2013/06/07/ntsb-releases-details-about-sissonville-pipeline-explosion-investigation/>, .
- 53.B. Dunnettand, G. Whillock, Intergranular corrosion of stainless steels: a method to determine the long-term corrosion rate of plate surfaces from short-term coupon tests, Corrosion 59 (3) (2003) 274–283.
- 54.S. Reiber, J.F. Ferguson, M.M. Benjamin, An improved method for corrosion-rate measurement by weight loss, J. AWWA 80 (11) (1988) 41–46.
- 55.Y. Hou, et al., Monitoring of carbon steel corrosion by use of

					Список используемых источников	Лист
						85
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

- electrochemical noise and recurrence quantification analysis, Corros. Sci. 112 (2016) 63–72.
56. M. Shahidi, M. Gholamhosseinzadeh, Electrochemical evaluation of AA6061 aluminum alloy corrosion in citric acid solution without and with chloride ions, J. Electroanal. Chem. 757 (2015) 8–17.
57. Shitanda, et al., Screen-printed atmospheric corrosion monitoring sensor based on electrochemical impedance spectroscopy, Sensors Actuators B Chem. 139 (2) (2009) 292–297.
58. W.-G. Yi, et al., A study on the ultrasonic thickness measurement of wall thinned pipe in nuclear power plants, 12th Asia-Pacific Conference on NDT, 2006.
59. F.B. Cegla, et al., High-temperature ($> 500\text{ }^{\circ}\text{C}$) wall thickness monitoring using dry-coupled ultrasonic waveguide transducers, IEEE Trans. Ultrason. Ferroelectr. Freq. Control 58 (1) (2011).
60. F. Honarvar, et al., Ultrasonic monitoring of erosion/corrosion thinning rates in industrial piping systems, Ultrasonics 53 (7) (2013) 1251–1258.
61. T. Rommetveit, T.F. Johansen, R. Johnsen, A combined approach for high-resolution corrosion monitoring and temperature compensation using ultrasound, IEEE Trans. Instrum. Meas. 59 (11) (2010) 2843–2853.
62. F. Zou, F.B. Cegla, High accuracy ultrasonic monitoring of electrochemical processes, Electrochem. Commun. 82 (2017) 134–138.
63. F. Cegla, Manual UT vs permanently installed sensors, in: Vincent Le Cam, Laurent Mevel, Franck Schoefs (Eds.), EWSHM - 7th European Workshop on Structural Health Monitoring, Jul 2014, Nantes, France, 2014 (< hal-01020408 >).
64. Черняев К.В., Белкин А.А. Комплексный подход к проведению диагностики магистральных нефтепроводов.// Трубопроводный транспорт нефти: ТрансПресс, 1999. - №6. С.24-30.
65. Черняев К.В. Анализ возможностей внутритрубных приборов различных типов по обнаружению дефектов трубопроводов.// Трубопроводный транспорт нефти: ТрансПресс, 1999. - №4. С.27-33.

- 66.Ю.В.Лисин и др. Определение оптимального метода устранения дефектов при капитальном ремонте нефтепроводов.// Трубопроводный транспорт нефти: ТрансПресс, 1999. - №4. С.24-26.
- 67.ОР-15.00-45.21.30-КТН-003-1-01 Регламент организации производства ремонтных и строительных работ на объектах магистральных нефтепроводов. - М., 2001. - 170 с.
- 68.Постановление Совмина СССР от 22.10.1990 N 1072 "О единых нормах амортизационных отчислений на полное восстановление основных фондов народного хозяйства СССР".
- 69.Общероссийский классификатор видов экономической деятельности. Код: 45.21.6. Производство общестроительных работ по строительству прочих зданий и сооружений, не включенных в другие группировки.
- 70.РД 09-364-00 «Типовая инструкция по организации безопасного проведения огневых работ на взрывоопасных взрывопожароопасных объектах»;
- 71.РД 39–132– 94: «Правила по эксплуатации, ревизии, ремонту и отбраковке нефтепромысловых трубопроводов».
- 72.Закон об основах охраны труда в РФ №181-ФЗ от 17.07.1999 г (с изменениями от 20 мая 2002 г., 10 января 2003 г., 9 мая, 26 декабря 2005 г.).
- 73.Федеральный закон о промышленной безопасности опасных производственных объектов 116-ФЗ от 21.07.1997 г. с изменениями от 7.08.2000 г.
- 74.Трудовой кодекс №197-ФЗ (с изм. и доп., вступ. в силу с 13.04.2014)
- 75.Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности ПБ 08-624-03
- 76.Инструкции по технике безопасности предприятия.
- 77.Порядок разработки деклараций безопасности промышленного объекта РФ. МЧС, Госгортехнадзор №222/59 от 4.04.1996 г.
- 78.ГОСТ 12.0001-82 ССБТ «Система стандартов безопасности труда»
- 79.ОСТ 51.81.82 ССБТ «Охрана труда в газовой промышленности»
- 80.Санитарные нормы проектирования промышленных предприятий. СНиП .21/2.11.567-96 от 31.10.1996 г.
- 81.ГОСТ 12.1.005-88. ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к

					Список используемых источников	Лист
						87
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

воздуху рабочей зоны от 01.01.89 г.

82.Закон о пожарной безопасности №69-ФЗ, принят 21.12.1994 г (с дополнениями и изменениями от 22.08.1995 г, от 18.04.1996г, от 2.01.1998 г, от 11.2000 г. от 27.12.2000 г.).

83.Пожарная охрана предприятий. Общие требования. НБТ - 201-96, утв. 01.03.1992г.

84.ГН 2.1.6.1338 – 03. Предельно-допустимые концентрации (ПДК) загрязняющих веществ в атмосферном воздухе населенных мест от 30.03.2003 г.

					Список используемых источников	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		88

Приложения

ПРИЛОЖЕНИЕ А

On quantitative corrosion rate monitoring with ultrasound

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6А	Гросс Артем Иванович		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Цимбалюк А.Ф.			

Консультант-лингвист отделения иностранных языков ШБИП

					«Анализ современных методов диагностики магистральных трубопроводов в условиях Западно-Сибирского региона»			
Изм	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата				
Разраб.		Гросс А.И.			On quantitative corrosion rate monitoring with ultrasound	Литера	Лист	Листов
Руков.		Цимбалюк А.Ф.					89	98
Консульт.						НИ ТПУ гр. 2БМ6А		
Рук-ль ООП		Бурков П.В						

Introduction

In the US alone, corrosion costs the oil and gas industry billions of dollars a year [1]. Corrosion induced component failures have caused devastating environmental, social and financial consequences [2,3]. Online corrosion monitoring helps to improve the safety and the sustainability of assets. Conventional corrosion monitoring techniques, such as linear polarisation resistance measurements [4,5] and weight loss measurements [6–8], are intrusive since they require probes to access the interiors of closed vessels. Also, the estimation of wall-thickness loss rates (WTLRs) by these techniques depends on a number of assumptions (e.g. the chemical reactions that take place and the areas over which they occur) which often lead to loss of accuracy.

Ultrasonic testing (UT) offers a non-intrusive and more direct approach for corrosion monitoring. In the past, UT could only be carried out manually, and due to the uncertainties associated with transducer positioning and coupling, the method suffered from poor measurement repeatability (i.e. 0.1–0.5 mm) [9]. The use of permanently installed transducers has significantly improved the measurement repeatability of the method [10]. Ultrasonic wall-thickness loss (WTL) measurements with micron level precision were subsequently reported [11,12]. Lately, the authors constructed a state-of-the-art laboratory setup that is able to achieve an unprecedented WTL measurement repeatability in the range of 10s of nanometres [13].

The simplest way of determining WTLRs from ultrasonic WTL measurements is by linear least squares regression. When very small WTLRs are to be determined, it is crucial to be able to differentiate genuine WTLs from measurement noise. In this paper, a statistical approach is used to assess the speeds at which corrosion processes and changes in corrosion rate can be detected. The approach quantifies the confidence levels with which WTLRs and changes in WTLR can be estimated by linear line fitting. WTL measurements that were acquired during open-circuit corrosion processes, using the setup constructed by the authors, were quantitatively analysed to demonstrate the state-of-the-art measurement capability of ultrasonic corrosion monitoring. The statistical approach offers a convenient way of evaluating the performances of ultrasonic corrosion monitoring

					On quantitative corrosion rate monitoring with ultrasound	Лист
						90
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

systems.

State-of-the-art ultrasonic wall-thickness loss measurements

Fig. 1 shows the ultrasonically measured WTLs of a 10 mm mild steel sample (BS 970:1983:080A15, UNS G10160) during open-circuit corrosion experiments. The experiments were conducted using the ultrasonic monitoring setup constructed by the authors [13] which has a thickness measurement repeatability of ~ 20 nm over 1 h and that of

~ 40 nm over 24 h. The measurements were acquired at 1 min intervals. The electrolytes used are distilled water, 0.1 M citric acid and 0.1 M acetic acid. The ultrasonic measurements were validated by optical surface profile scans which were obtained by a white light interferometer (TMS-100 TopMap Metro.Lab, Polytec, Germany) after the corrosion experiments had finished. The procedure for carrying out the optical scans can be found in [13].

As shown in Fig. 1(a), distilled water had not caused any noticeable WTL over the time frame of the experiment.

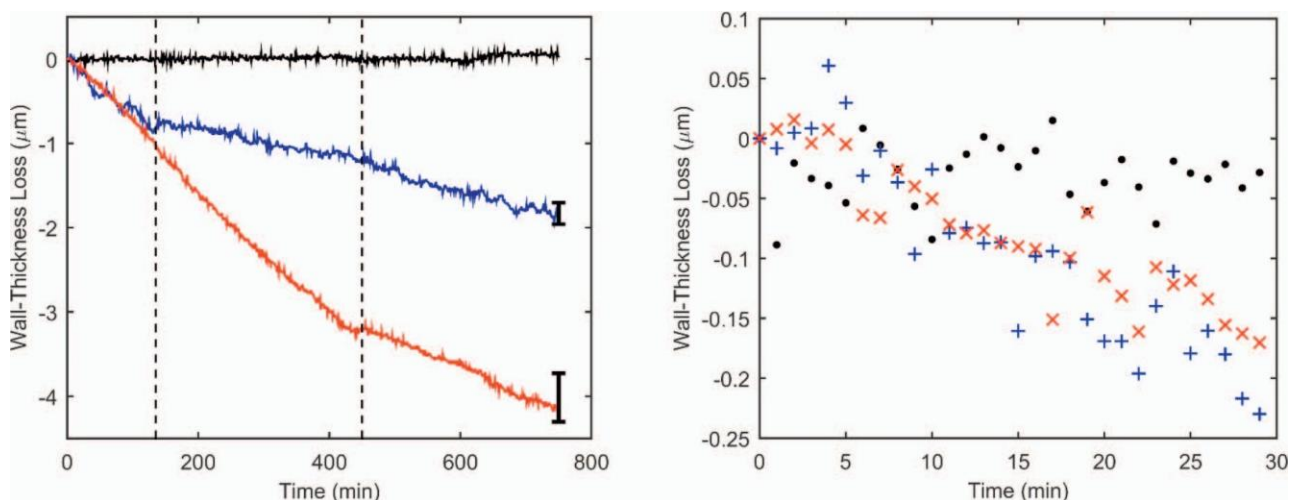


Fig. 1. (a) Ultrasonic measurements of the WTLs of the sample during the experiments with distilled water (black), 0.1 M citric acid (blue) and 0.1 M acetic acid (red). The mean thickness changes calculated from the optical profile scans of the corrosion surfaces are shown as error bars. (b) Measurements that were acquired in the first 30 min. (For interpretation of the references to colour in this figure legend, the reader is referred to the web version of this article.)

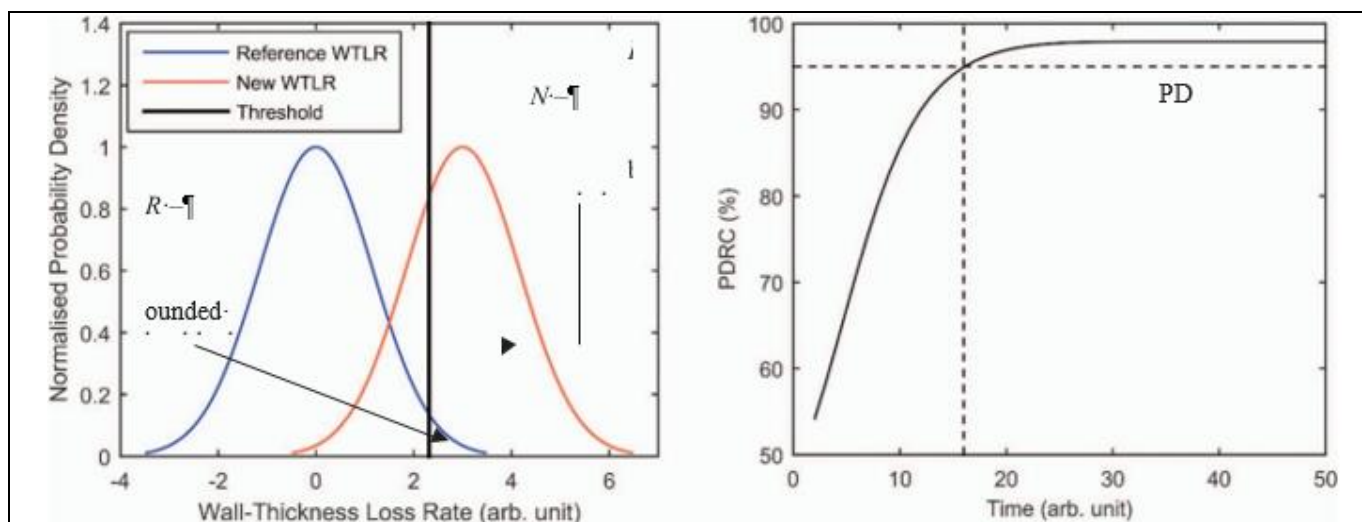


Fig. 2. (a) PDF curves of the reference and the new WTLRs that are determined up until a given time instant. (b) PDRC curve for WTLRs.

The measurements that were acquired during the experiment with distilled water are therefore indicative of the noise level of the measurement system that was employed. The two acidic solutions, on the other hand, had resulted in micron level WTLs. During the two acidic corrosion processes, the effect of surface passivation, which caused WTLRs to change, was observed at the 2nd and the 7th hour respectively. It is worth mentioning that surface passivation occurs when corrosion products gradually deposit onto the corroding surface. This leads to the formation of a corrosion-inhibiting passivation layer which hinders further diffusion of ions and hence slows down corrosion kinetics.

While it is relatively easy to retrospectively identify the two corrosion processes and calculate the WTLRs from the WTL measurements by linear least squares regression, it is not straightforward to do so at the onsets of the changes (without a large number of a priori measurements) since the presence of noise introduces uncertainty to the linearly fitted WTLRs. As illustrated in Fig. 1(b), the two acidic corrosion processes cannot be clearly identified in the first 15–20 min since the WTL measurements lie within the noise level of the ultrasonic setup. Therefore, in this paper, a statistical approach for confidently determining WTLRs and changes in WTLR is described, and it is through the consideration of confidence levels that automated, on-the-spot detection of corrosion processes and changes in corrosion rate is achieved. The statistical approach is equally applicable to analysing field measurements which expectedly have lower measurement repeatability and

hence result in longer detection times. Also, it is capable of making predictions of the response times of ultrasonic corrosion monitoring systems.

Application of statistics based detection to state-of-the-art experimental data

The WTL measurements that were acquired during each of the two acidic corrosion processes can be divided into two segments of data by the onset of surface passivation. The mean WTLRs that were calculated by linear least squares regressions are ~ 3 and ~ 1 mm/year for the pre- and the post-passivation corrosion process with citric acid, and ~ 4 and ~ 1.8 mm/year for those with acetic acid. The speeds at which the four different segments of corrosion processes could be detected were evaluated. The ultrasonic measurements that were acquired during the experiment with distilled water were used as the reference data. The WTL measurements that were acquired during each of the two post-passivation acidic corrosion processes were shifted in time and in space to begin at the origin as demonstrated in Fig. 3.

Fig. 4 shows the predicted and the experimentally obtained PDRC curves for the four different segments of corrosion processes. The predictions were attained using $\sigma_w = [20, 40 \text{ nm}]$, $WTLR = 0$ for the reference measurements, $WTLR = [3, 1, 4, 1.8 \text{ mm/year}]$ for the new measurements, and sampling intervals of 1 min. The times of detection that are determined from the predicted and the experimentally obtained PDRC curves are given in Table 1. The experimental values lie in between the predictions which outline the expected variability.

It is observed from Fig. 4 that while the initial values of the predicted PDRC curves are close to 50%, the experimentally obtained curves begin from 0. The predicted curves were constructed using mean WTLRs and measurement repeatability that were pre-defined. For a given corrosion process, the PDF curves of the new and the reference WTLRs assume the same shape, and for a small number of measurements, they have much overlap (Fig. 5(a)), resulting in PR and PN being similar and hence PDRC being close to 0.5. On the other hand, the experimentally obtained PDRC curves were constructed in situ using mean WTLRs and measurement

					On quantitative corrosion rate monitoring with ultrasound	Лист
						93
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

repeatability that were determined based on a priori WTL measurements. In this case, when only a small number of measurements are present, the temporarily fitted WTLR is very likely to be different from the true value though its confidence level may be quite high (Fig. 5(b)).

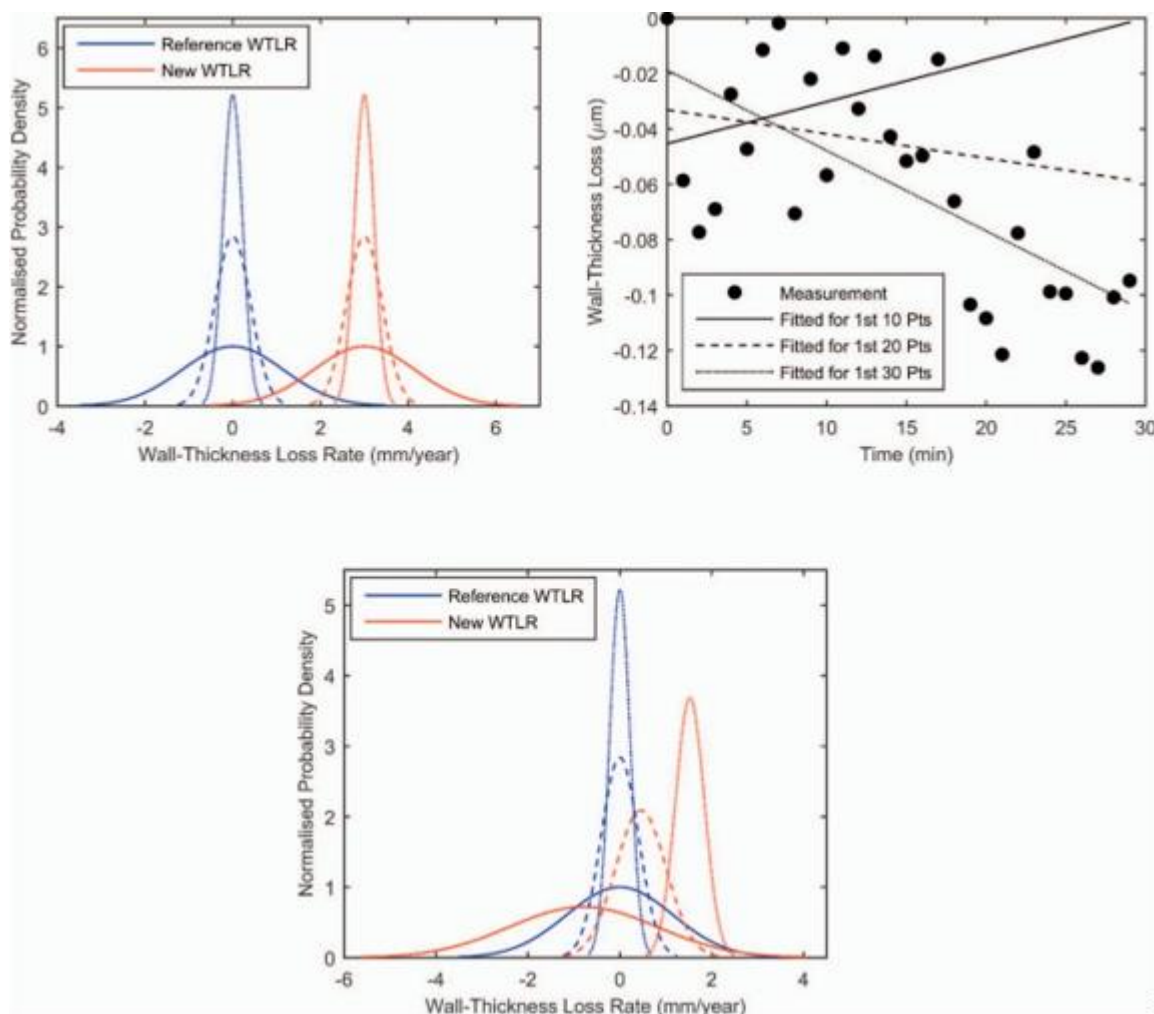


Fig. 6. Illustration of the reason for the fluctuation in experimentally obtained PDRC values. The data makes use of the measurements that were acquired during the post-passivation corrosion process with citric acid. (a) PDF curves drawn with pre-defined mean WTLRs and measurement repeatability. (b) Comparison of the mean WTLRs that were determined in situ using different numbers of WTL measurements. (c) PDF curves drawn with temporarily fitted mean WTLRs and measurement repeatability. For (a) and (c), solid line: based on first 10 measurements, dashed line: based on first 20 measurements, dotted line: based on first 30 measurements.

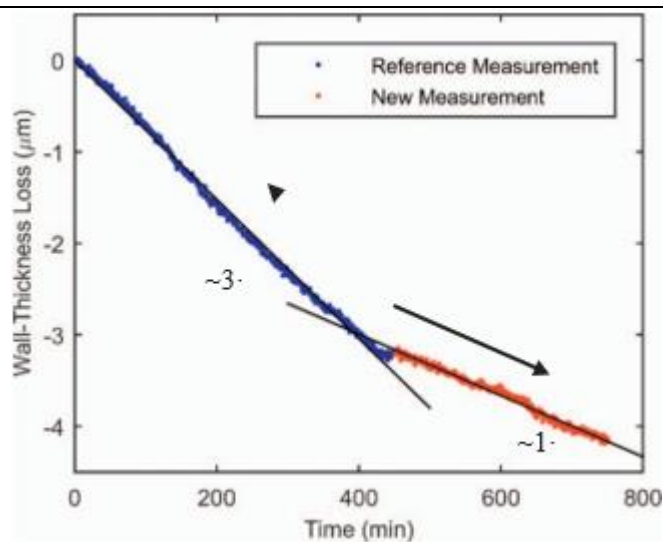


Fig. 7. Illustration of the reference and the new measurements that were considered for the detection of changes in corrosion rate. The data makes use of the measurements that were acquired during the corrosion process with acetic acid.

The consequence of this is that the PDF curve of the new WTLRs falls within that of the reference WTLRs, and hence the threshold (i.e. two times the standard deviation of the reference WTLRs) lies outside the PDF curve of the new WTLRs. This in turn leads to $PN = 0$ and $PDRC = 0$.

Another observation that can be made from Fig. 4 is that the predicted PDRC curves converge smoothly, whereas the experimentally obtained curves fluctuate before arriving at convergence. Since the mean WTLRs and the measurement repeatability that were used to construct the predicted curves were pre-defined, the overlap between the PDF curves of a given pair of reference and new WTLRs decreases gradually with increasing number of measurement (Fig. 6(a)). Consequently, PR and PN part, and PDRC converges to a value that is close to

In contrast, the mean WTLRs and the measurement repeatability that was determined in situ from a small number of experimental WTL measurements exhibit fluctuation (Fig. 6(b)). This gives rise to varying PDF curves (Fig. 6(c)) which then output varying PN and PDRC.

One of the key purposes of online corrosion rate monitoring is to identify accelerated component degradations so that appropriate corrosion control strategies can be applied on time to mitigate further excessive structural losses. In order to ensure that the mitigation strategies applied are effective, it is essential to be

					On quantitative corrosion rate monitoring with ultrasound	Лист
						95
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

able to detect the changes in corrosion rate that they will have led to.

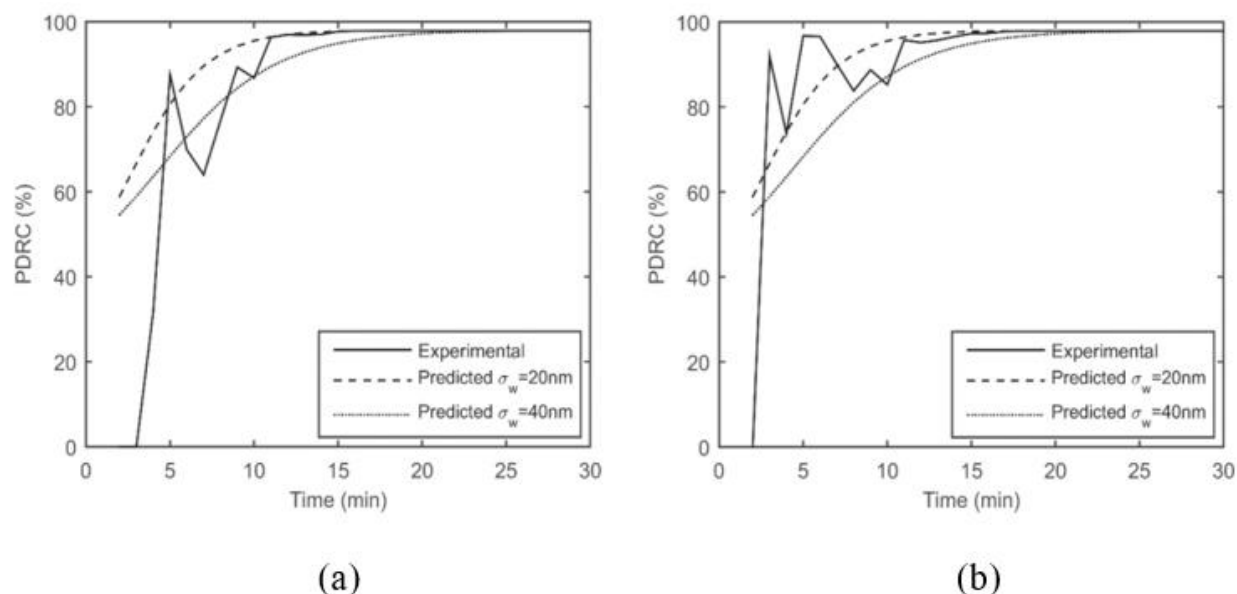


Fig. 8. PDRC curves for the changes in corrosion rate in the corrosion processes with (a) citric acid and (b) acetic acid.

The mean WTLRs of the two acidic corrosion processes changed at the 140th and the 455th minute respectively due to surface passivation. Assume that these changes were caused by the application of some corrosion mitigation strategies. In order to construct the PDRC curves of the post-change corrosion processes, the pre-change WTL measurements were used reversely as the reference measurements as demonstrated in Fig. 7. The reversion allowed the measurements that are closer to the onsets of the changes to be contrasted against earlier in the construction of the PDRC curves.

The predicted and the experimentally obtained PDRC curves for the changes in corrosion rate in the two acidic corrosion processes are displayed in Fig. 8. The predicted curves were constructed using $\sigma_w = [20, 40 \text{ nm}]$, $\text{WTLR} = [3, 4 \text{ mm/year}]$ for the reference measurements, $\text{WTLR} = [1, 1.8 \text{ mm/year}]$ for the new measurements, and sampling intervals of 1 min. The discrepancies between the predicted and the experimentally obtained curves can also be attributed to the aforementioned reasons. Table 2 shows that the times of detection that are determined from the experimental results lie within the predicted variability.

Evaluation of ultrasonic corrosion monitoring systems

The results presented thus far suggest that the statistics based approach is

effective in evaluating the capabilities of ultrasonic corrosion monitoring systems to detect corrosion processes and changes in corrosion rate. It is worth mentioning that the approach is only sensitive to absolute changes in WTLR, meaning that, in theory, a corrosion process that takes place at 2 mm/year requires the same amount of time to be detected as a change in corrosion rate from 1 to 3 mm/year does. Therefore, the time that it takes to complete the monitoring of a corrosion control cycle is essentially equivalent to the sum of the times that it takes to detect all the absolute changes in corrosion rate that are involved.

Fig. 9 shows the detection speeds that can be achieved at different values of measurement repeatability and different sampling intervals. It can be seen that detection speed increases with the reduction of either variable. Such detectability charts provide direct visualisation of the measurement capabilities of ultrasonic corrosion monitoring systems, and hence enable users to make more informed decisions when it comes to choosing the right systems for their applications. Fig. 9(a) indicates that using the current state-of-the-art setup which acquires measurements at 1 min intervals and has a measurement repeatability of 20 to 40 nm, absolute changes in corrosion rate that are of interest to industry (i.e. 0.1–0.2 mm/year) can be confidently detected within approximately 2 h.

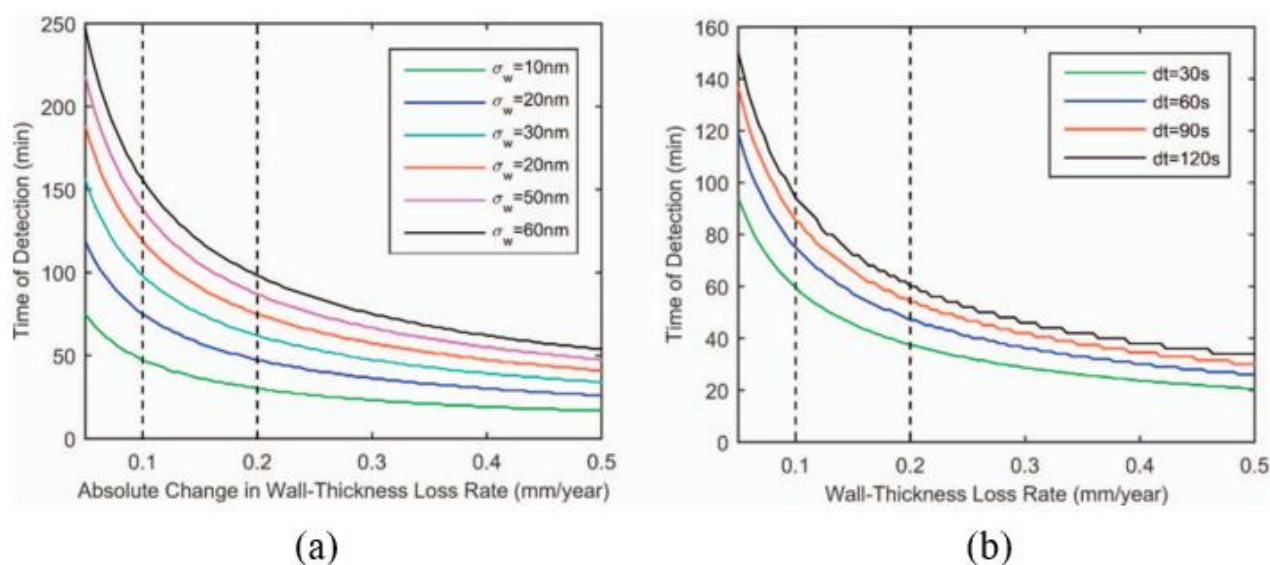


Fig. 9. Detectability of absolute changes in corrosion rate with respect to (a) measurement repeatability (sampling time increment: 1 min) and (b) sampling time increment (measurement repeatability: 20 nm). The variability of the detection speeds that are achievable by the setup constructed by the authors

are bounded by the blue and the red curve in (a). (For interpretation of the references to colour in this figure legend, the reader is referred to the web version of this article.)

Conclusion

In this paper, a statistical approach for evaluating the speeds at which corrosion processes and changes in corrosion rate can be detected based on ultrasonic WTL measurements is presented. In order to mitigate the effect of measurement noise, points of detection are determined based on confidence levels of WTLRs and changes in WTLR that are calculated by linear least square regression. The approach was used to analyse the measurement capability of a state-of-the-art ultrasonic corrosion monitoring setup by considering WTL measurements that were acquired during open-circuit corrosion processes. The result suggests that detection times in the range of 1–2 h can be achieved for WTLRs and changes in WTLR that are of interest to industry (i.e. 0.1–0.2 mm/year). It is shown that further improvement in detection speed can be realised through the use of faster data acquisition hardware. The statistical approach presented in this paper can also become a standardised method for quantifying the performances of ultrasonic corrosion monitoring systems.

					On quantitative corrosion rate monitoring with ultrasound	Лист
						98
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		