

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

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
«Исследование прочностных характеристик ремонтных конструкций трубопроводов» УДК <u>621.644-049.32:539.4</u>

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6Б	Кириллин А.А.		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОНД ИШПР	Никульчиков В.К.	к.т.н, доцент		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

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

По разделу «Социальная ответственность»

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

Консультант-лингвист

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ

по Основной образовательной программе подготовки магистров
по направлению **21.04.01 «Нефтегазовое дело»**

Профиль подготовки: *Надежность газонефтепроводов и хранилищ.*

<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>		
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, правовые основы в области интеллектуальной собственности</i>	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
<i>в области производственно-технологической деятельности</i>		
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
<i>в области экспериментально-исследовательской деятельности</i>		
P5	Быстро ориентироваться и выбирать <i>оптимальные решения в многофакторных ситуациях</i> , владеть методами и средствами <i>математического моделирования</i> технологических процессов и	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;

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
	объектов	ПК-20
<i>в области проектной деятельности</i>		
Р6	Эффективно использовать любой имеющийся арсенал технических средств для максимального приближения к поставленным производственным целям при разработке и реализации проектов, проводить экономический анализ затрат, маркетинговые исследования, рассчитывать экономическую эффективность	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>в области организационно-управленческой деятельности</i>		
Р7	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)
Р8	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)
Профиль «Надежность газонефтепроводов и хранилищ»		
Р9	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>
Р10	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</i>

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
		<i>оборудования"</i>
Р11	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 газонефтепроводов и хранилищ»
 Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП ОНД ИШПР

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

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

магистерской диссертации

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ6Б	Кириллину Алдару Андреевичу

Тема работы:

«Исследование прочностных характеристик ремонтных конструкций трубопроводов»	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	от 12.03.2018 г. №1624/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:

--	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>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></p>	<p>Объектами исследования магистерской диссертации являются обжимная приварная муфта П2 и сварная галтельная муфта П5У. Диаметры ремонтных конструкций 1248 мм, толщина стенки 14 мм, общая длина ремонтных конструкций 2340 мм, рабочее давление 4,9 МПа, допускаемое давление 5,32 МПа, марка стали 09Г2С. Исследование прочностных характеристик данных ремонтных конструкций в среде ANSYS.</p>
---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Классификация дефектов. 2. Технологии и методы ремонта магистрального нефтепровода. 3. Типы ремонтных конструкций. 4. Программы и возможности конечно-элементного анализа. 5. Исследование прочностных характеристик ремонтных конструкций трубопроводов. 6. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение. 7. Социальная ответственность.
<p>Перечень графического материала</p> <p><i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<p>Рисунки:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Распределение аварий на нефтепроводном транспорте. 2. Классификация дефектов трубопроводов. 3. Дефекты изоляционного покрытия. 4. Классификация основных методов ремонта. 5. Состав постоянных и временных ремонтных конструкций. 6. Вид испытательного стенда (АО «Транснефть-Диаскан). 7. Схема обжимной приварной муфты П2 с технологическими кольцами. 8. Модель трубопровода с ремонтной конструкцией и заглушками. 9. Конечно-элементная модель участка трубопровода с дефектом и ремонтной конструкцией. 10. Дефект стенки трубы –глубина 9,8 мм (70% толщины), длина 600 мм, ширина 3 мм. 11. Вид на область дефекта трубы без ремонтной конструкции при внутреннем давлении 4,9 МПа. 12. Вид на область дефекта трубы без ремонтной конструкции при внутреннем давлении 5,32 МПа. 13. Вид на область дефекта трубы с ремонтной конструкцией – муфтой П2 при внутреннем давлении 4,9 МПа. 14. Вид на область дефекта трубы с ремонтной конструкцией – муфтой П2 при внутреннем давлении 5,32 МПа. 15. Натурный образец трубы с муфтой П5У на испытательном стенде (АО «Транснефть-Диаскан). 16. Чертеж сварной галтельной муфты П5У с технологическими кольцами. 17. Модель трубопровода с ремонтной конструкцией. 18. Конечно-элементная модель участка трубопровода с дефектом и ремонтной конструкцией. 19. Вид на область дефекта трубы без ремонтной конструкции при внутреннем давлении 4,9 МПа. 20. Вид на область дефекта трубы с ремонтной конструкцией – муфтой П5У при внутреннем давлении 4,9 МПа. 21. Вид на область дефекта трубы без ремонтной конструкции при внутреннем давлении 5,32 МПа. 22. Вид на область дефекта трубы с ремонтной конструкцией – муфтой П5У при внутреннем давлении 5,32 МПа.
<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</p> <p><i>(с указанием разделов)</i></p>	
<p>Раздел</p>	<p>Консультант</p>
<p>«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»</p>	<p>Макашева Ю.С., ассистент ОСГН ШБИП</p>
<p>«Социальная ответственность»</p>	<p>Немцова О.А., ассистент ООД ШБИП</p>

Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
Классификация дефектов	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	05.09.2017
-------------------------------------------------------------------------------------------------	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОНД ИШПР	Никульчиков Виктор Кенсоринович	к.т.н, доцент		05.09.2017

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6Б	Кириллин Алдар Андреевич		05.09.2017

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСООБЪЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ6Б	Кириллину Алдару Андреевичу

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. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	Стоимость материалов оборудования была взята из прайс-листа оборудования завода изготовителей.
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	Единые нормы и расценки на строительные, монтажные и ремонтно-строительные работы. Сборник Е2, Е22, Е11
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Налоговый кодекс РФ ФЗ-213 от 24.07.2009 в редакции от 09.03.2016г. № 55-ФЗ

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	Оценка целесообразности ремонта магистрального нефтепровода муфтой П2 вместо муфты П1
2. <i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	Сметный расчет на ремонт магистрального нефтепровода
3. <i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	Сравнение эффективности методов ремонта магистрального нефтепровода муфтой П1 и П2

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

Таблицы:

1. Время на выполнение ремонтных работ с применением муфты П1 и П2.
2. Стоимость материалов на проведение ремонта магистрального нефтепровода муфтами П1 и П2.
3. Строеие изоляционного нанесения нефтепроводов.
4. Материальные затраты для ремонта магистрального нефтепровода муфтами П1 и П2.
5. Стоимость оборудования для проведения ремонтных работ.
6. Расчет амортизационных отчислений при ремонте муфтой П1.
7. Расчет амортизационных отчислений при ремонте муфтой П2.
8. Расчет заработной платы.
9. Расчет страховых взносов при ремонте магистрального нефтепровода муфтой П1.
10. Расчет страховых взносов при ремонте магистрального нефтепровода муфтой П2.
11. Затраты на проведение ремонта магистрального нефтепровода муфтами П1 и П2.

Рисунки:

1. Сравнение затрат при использовании муфт П1 и П2.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	16.03.2018
-------------------------------------------------------------	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент ОСГН ШБИП	Макашева Ю.С.			16.03.2018

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6Б	Кириллин А.А.		16.03.2018

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ6Б	Кириллину Алдару Андреевичу

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 «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения

Объектом исследования магистерской диссертации являются ремонтные конструкции муфты П2 и П5У. Во время проведения ремонта рабочим местом является участок магистрального нефтепровода «Александровское-Анжеро-Судженск». Рабочее место находится на открытом воздухе. Трасса нефтепровода проходит через реку и пойменную часть. Климат умеренный. При эксплуатации нефтепровода могут иметь место вредные и опасные проявления факторов производственной среды для человека. Оказывается негативное воздействие на природу (атмосферу, гидросферу, литосферу) Возможно возникновение чрезвычайных ситуаций техногенного, стихийного, экологического и социального характера.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Производственная безопасность</p> <p>1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; – действие фактора на организм человека; – приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); – предлагаемые средства защиты; – (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства). <p>1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – 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). 	<p>1.1. Вредные факторы:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1.Повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны. 2.Повышенный уровень шума на рабочем месте. 3.Утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу. 4.Недостаточная освещенность рабочей зоны. <p>1.2. Опасные факторы:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1.Расположение рабочего места на значительной высоте относительно поверхности земли (пола). 2.Электрический ток. 3.Электрическая дуга и металлические искры при сварке. 4.Пожаровзрывобезопасность.
<p>2. Экологическая безопасность:</p> <ul style="list-style-type: none"> – защита селитебной зоны – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); – разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды. 	<p>При ремонте магистрального нефтепровода необходимо соблюдать требования по защите окружающей среды, охрану водоемов, условия землепользования. Ремонт магистрального нефтепровода сопровождается: - загрязнением атмосферного воздуха; - образование и размещение отходов, образующихся при эксплуатации; - повреждением почвенно-растительного покрова.</p>
<p>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</p> <ul style="list-style-type: none"> – перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий. 	<p>Чрезвычайные ситуации на магистральном нефтепроводе могут возникнуть в результате:</p> <ul style="list-style-type: none"> – паводковые наводнения; – лесные пожары; – террористические акты.
<p>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<p>РД 09-364-00 «Типовая инструкция по организации безопасного проведения огневых работ на взрывоопасных взрывопожароопасных объектах»; РД 153-39.4-056-00 «Правила технической эксплуатации магистральных нефтепроводов».</p>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

16.03.2018

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент ООД ШБИП	Немцова О.А.			16.03.2018

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6Б	Кириллин Алдар Андреевич		16.03.2018

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 103 с., 23 рис., 21 табл., 45 источников, 1 прил.

Ключевые слова: нефтепровод, ремонтные конструкции, муфта, дефект, моделирование, Ansys.

Объектами исследования являются обжимная приварная муфта П2 и сварная галтельная муфта П5У.

Цель работы – Разработать модели трубопроводов с обжимной приварной муфтой П2 и со сварной галтельной муфтой П5У, в том числе смоделировать дефекты на данных трубопроводах, и провести оценку прочностных характеристик ремонтных конструкций при рабочем и допустимом давлении при условии упругого изгиба трубопровода с помощью программного пакета Ansys.

В процессе исследования проводились моделирования трубопроводов с дефектами и ремонтных конструкций в программе Ansys, расчеты напряженно-деформированного состояния трубопроводов с установленными муфтами и без них. На основании расчета напряжений была произведена оценка прочности ремонтных конструкций. Приведены мероприятия по охране труда и безопасности строительства, охране окружающей среды.

В результате исследования был представлен наглядный результат расчетов напряженно-деформированного состояния дефектных трубопроводов с ремонтными муфтами. На основании полученных данных было выявлено, что применение компьютерного моделирования для исследования прочностных характеристик ремонтных конструкций трубопроводов даёт адекватный результат, и может быть применим для снижения финансовых и временных затрат на процедуру натуральных испытаний.

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: технология и организация выполнения работ, подготовительные работы, земляные работы, монтаж трубопровода, сварочно-монтажные работы стального трубопроводаи.т.д.

Степень внедрения: предложен способ по уменьшению временных и финансовых затрат на натурные испытания ремонтных конструкций трубопроводов.

Область применения: магистральные нефтепроводы.

Экономическая эффективность/значимость работы временные и материальные затраты на проведение ремонта магистрального нефтепровода муфтой П2 меньше по сравнению с затратами на установку ремонтной конструкции П1. Разница составляет 9845,6 рублей.

В будущем планируется моделирование ресурсных испытаний ремонтных конструкций, а также оценка работоспособности трубопроводов с различными дефектами.

Определения

В данной работе применены следующие термины с соответствующими определениями:

выборочный ремонт нефтепровода: Локальный ремонт линейной части нефтепровода с целью ликвидации дефектов на ограниченном участке нефтепровода.

глубина дефекта: Максимальная протяженность дефекта в направлении, перпендикулярном поверхности трубы.

длина дефекта: Максимальная протяженность дефекта вдоль оси трубы.

допустимое рабочее давление нефтепровода: Максимальное давление на выходе НПС, которое не превышает при всех режимах работы нефтепровода величину разрешенного рабочего давления каждой секции технологического участка.

капитальный ремонт нефтепровода: Плановый ремонт с заменой труб или ремонт стенки, монтажных и заводских сварных швов трубы с заменой изоляционного покрытия нефтепровода.

катушка: Часть трубы длиной не менее диаметра и не более длины заводской секции трубы, ввариваемая в нефтепровод с помощью двух кольцевых стыков или вырезаемая из нефтепровода с помощью двух кольцевых резов.

линейная часть магистрального нефтепровода (ЛЧ или ЛЧМН): Совокупность участков нефтепровода, соединяющих нефтеперекачивающие

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
					Исследование прочностных характеристик ремонтных конструкций трубопроводов		
Разраб.		Кириллин А.А.			Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Никольчиков В.К.				14	103
Консульт.					Определения, сокращения, нормативные ссылки		
Рук-ль ООП		Бурков П.В.					
					НИ ТПУ зр. 2БМ6Б		

станции между собой либо с приемо-сдаточными пунктами и сооружений, входящих в состав нефтепровода.

магистральный нефтепровод (МНП): Инженерное сооружение, состоящее из трубопроводов с арматурой и связанных с ними нефтеперекачивающих станций, хранилищ, нефти и других технологических объектов, обеспечивающих приемку, транспортировку, сдачу нефти потребителям, или перевалку на другой вид транспорта.

околошовная зона: Участок основного металла трубы шириной, равной четырем номинальным толщинам стенки трубы в каждую сторону от края сварного шва.

опасный дефект на стенке трубы трубопровода: Дефект, требующий изменений режима эксплуатации или проведения ремонта нефтепровода. Прочность трубы ниже нормативной.

остановка перекачки по нефтепроводу: Прекращение движения жидкости по нефтепроводу в связи с остановкой насосных агрегатов.

отказ: Событие, заключающееся в нарушении работоспособного состояния оборудования.

пропускная способность: Расчётное количество нефти, которое может пропустить нефтепровод в единицу времени при заданных параметрах нефти, с учетом установленного оборудования и несущей способности трубопровода.

					Определения, сокращения, нормативные ссылки	Лист
						15
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Обозначения и сокращения

КМТ – композитно-муфтовая технология;

КЭ – конечный элемент;

МКЭ – метод конечных элементов;

НД – нормативный документ;

НДС – напряженно-деформированное состояние;

НП – нефтепровод;

ОШЗ – околошовная зона;

ППР – планово-предупредительный ремонт;

САПР – система автоматизированного проектирования;

ЭХЗ – электрохимическая защита.

					Определения, сокращения, нормативные ссылки	Лист
						16
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Нормативные ссылки

В настоящей работе использованы ссылки на следующие стандарты:

ВСН 011–88. Строительство магистральных и промышленных трубопроводов.

ВСН 012–88. Строительство магистральных и промышленных трубопроводов. Контроль качества и приёмки работ. Часть II. Формы документации и правила её оформления в процессе сдачи – приёмки.

ГН 2.1.7.2041-06. Предельно допустимые концентрации (ПДК) химических веществ в почве.

ГН 2.2.5.1313-03. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны.

ГОСТ 12.0.003-2015. Система стандартов по безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.

ГОСТ 12.1.011 – 78. Смеси взрывоопасные. Классификация и методы испытаний.

ГОСТ 12.1.019 – 79. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.

ГОСТ 12.1.046-2014. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Строительство. Нормы освещения строительных площадок.

ГОСТ 12.4.004-74. Респираторы фильтрующие противогазовые РПГ-67. Технические условия.

ГОСТ 12.4.011-89. Система стандартов безопасности труда. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация.

					Определения, сокращения, нормативные ссылки	Лист
						17
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

ГОСТ 12.4.137-2001. Обувь специальная с верхом из кожи для защиты от нефти, нефтепродуктов, кислот, щелочей, нетоксичной и взрывоопасной пыли. Технические условия.

ГОСТ 12.4.310-2016. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Одежда специальная для защиты работающих от воздействия нефти, нефтепродуктов. Технические требования.

ГОСТ 20010-93. Перчатки резиновые технические. Технические условия.

ГОСТ Р 12.1.019-2009. Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.

ГОСТ Р 50571.3-2009. Электроустановки низковольтные. Часть 4-41. Требования для обеспечения безопасности. Защита от поражения электрическим током.

ПБ 08-624-03. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности.

РД 153-39.4-130-2002. Регламент по вырезке и врезке «катушек» соединительных деталей, заглушек, запорной и регулирующей арматуры и подключению участков магистральных нефтепроводов.

РД 153-39.4-130-2002. Регламент по вырезке и врезке «катушек» соединительных деталей, заглушек, запорной и регулирующей арматуры и подключению участков магистральных нефтепроводов.

РД 25.160.10-КТН-004-08. Технология проведения сварочных работ на действующих магистральных нефтепроводах.

РД 39-00147105-015-98. Правила капитального ремонта магистральных нефтепроводов.

РД-23.040.00-КТН-011-11. Классификатор дефектов магистральных и технологических трубопроводов.

					Определения, сокращения, нормативные ссылки	Лист
						18
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

РД-23.040.00-КТН-386-09. Технология ремонта магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов с давлением до 6,3 МПа.

СанПиН 2.2.4.3359-16. Санитарно-эпидемиологические требования к физическим факторам на рабочих местах.

СНиП III-42-80*. Магистральные трубопроводы.

СП 34-101-98. Выбор труб для магистральных нефтепроводов при строительстве и капитальном ремонте.

					Определения, сокращения, нормативные ссылки	Лист
						19
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	22
Глава 1. Классификация дефектов	25
1.1. Дефекты геометрии трубы	28
1.2. Дефект стенки трубы.....	29
1.3. Дефекты коррозионного происхождения.....	31
1.4. Дефекты сварного шва	32
1.5. Дефект изоляции.....	34
Глава 2. Технологии и методы ремонта магистрального нефтепровода...	35
Глава 3. Типы ремонтных конструкций	38
3.1. Типы конструкций, применяемых при ремонте трубопроводов	38
3.1.1. Типы ремонтных конструкций для ремонта трубы и кольцевых сварных соединений	39
3.1.2. Типы ремонтных конструкций для ремонта ненормативных конструктивных деталей и приварных элементов	41
Глава 4. Программы и возможности конечно-элементного анализа.....	43
Глава 5. Исследование прочностных характеристик ремонтных конструкций трубопроводов.....	51
5.1. Исследование прочностных характеристик обжимной приварной муфты П2 с технологическими кольцами	51
5.1.1. Методика исследования.....	51
5.1.2. Результаты исследования и их обсуждение	56
5.2. Исследование прочностных характеристик сварной галтельной муфты П5У с технологическими кольцами	59
5.2.1. Методика исследования.....	59
5.2.2. Результаты исследования и их обсуждение	64
Глава 6. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	68
6.1. Расчет нормативной продолжительности на проведение ремонтных работ с использованием муфты П1 и П2	68
6.2. Затраты на материалы	69
6.3. Расчет количества необходимой техники и оборудования	74

					<i>Исследование прочностных характеристик ремонтных конструкций трубопроводов</i>						
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>	Содержание			<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>	
<i>Разраб.</i>		<i>Кириллин А.А.</i>								20	103
<i>Руковод.</i>		<i>Никульчиков В.К.</i>									
<i>Консульт.</i>											
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Бурков П.В.</i>									
					НИ ТПУ зр. 2БМ6Б						

6.4. Затраты на амортизационные отчисления.....	75
6.5. Затраты на оплату труда.....	77
6.6. Затраты на страховые взносы	78
6.7. Затраты на проведение мероприятия.....	80
7. Социальная ответственность	82
7.1. Производственная безопасность.....	83
7.2. Экологическая безопасность.....	90
7.2.1. Анализ влияния на окружающую среду	90
7.2.2 Обоснование мероприятий по защите окружающей среды	92
7.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях	93
7.3.1. Анализ вероятных ЧС	93
7.3.2. Обоснование мероприятий по предотвращению ЧС и разработка порядка действия в случае возникновения ЧС	94
7.4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	96
7.4.1. Специальные правовые нормы трудового законодательства....	96
7.4.2. Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	97
Заключение	98
Список литературы	100
Приложение А	104

Введение

Применение приварных ремонтных конструкций обжимного типа является одним из самых распространенных методов постоянного ремонта поврежденных участков трубопроводов, поэтому исследования их прочностных характеристик представляют существенный интерес [1]. Натурные испытания образцов ремонтных конструкций сопряжены с большими сложностями, в том числе с существенными финансовыми затратами [2]. Одним из вариантов сокращения как финансовых затрат, так и затрат по времени исследований прочностных характеристик является применение компьютерного моделирования и численных методов с подтверждением результатов моделирования натурными испытаниями отдельных образцов.

Существующие современные методы вычислений, реализуемые в таких комплексах как CAE и CAD, дают такую возможность как проведение исследования разных характеристик объектов в процессе их проектирования. Это позволяет модернизировать конструкции, а также существенно сократить финансовые и временные затраты на процедуры натурных испытаний.

Одним из наиболее востребованных методов является метод конечных элементов (МКЭ) [3]. Комплекс МКЭ ANSYS широко используется для проектирования изделий, к которым предъявляются высокие эксплуатационные требования. С помощью данного комплекса можно производить расчеты напряжений, деформаций и другие параметры.

В качестве исходных данных для расчета служат сведения о геометрии рассчитываемой конструкции, характеристики ее материала, а также

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
					Исследование прочностных характеристик ремонтных конструкций трубопроводов		
Разраб.		Кириллин А.А.			Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Никольчиков В.К.				22	103
Консульт.					Введение		
Рук-ль ООП		Бурков П.В.					
					НИ ТПУ эр. 2БМ6Б		

значения прилагаемых к ней сил и нагрузок.

Для проведения расчета строят трехмерную модель конструкции и транслируют ее в ANSYS, затем разбивают на конечные элементы и нагружают заданными силами.

Выполнение расчета в пакете ANSYS позволяет, не проводя дополнительных экспериментов получить необходимые сведения о прочностных характеристиках моделируемого изделия и на этой основе внести в его конструкцию необходимые для улучшения изменения, провести экономическую оптимизацию процесса разработки изделия.

Объектами исследования являются:

- трубопровод с дефектом без/и с обжимной приварной муфтой и технологическими кольцами П2;
- трубопровод с дефектом без/и со сварной галтельной муфтой с технологическими кольцами П5У.

Предмет исследования – моделирование напряженно-деформированного состояния дефектных трубопроводов с ремонтными конструкциями.

Цель данной работы – разработать модели трубопроводов с обжимной приварной муфтой П2 и со сварной галтельной муфтой П5У, в том числе смоделировать дефекты на данных трубопроводах, и провести оценку прочностных характеристик ремонтных конструкций при рабочем и допустимом давлениях при условии упругого изгиба трубопровода с помощью программного пакета ANSYS.

В связи с поставленной целью выдвинуты следующие задачи:

- в программе ANSYS построить модели трубопроводов с дефектами и ремонтными конструкциями, используя данные магистрального

					<i>Введение</i>	<i>Лист</i>
						23
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

нефтепровода «Александровское-Анжеро-Судженск» на участке 690-698,1 км;

– провести расчет трубопроводов с дефектами без ремонтных муфт при рабочем и допустимом давлениях, и оценить их прочность;

– провести компьютерное моделирование напряженно-деформированного состояния трубопроводов с установленными ремонтными конструкциями при рабочем и допустимом давлениях, и оценить их прочность;

– проанализировать полученные результаты и сделать вывод о работоспособности трубопроводов с монтированными ремонтными конструкциями.

					<i>Введение</i>	<i>Лист</i>
						24
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Глава 1. Классификация дефектов

Каждая трубопроводная система, создаваемая в реальных условиях, неминуемо испытывает изменения, связанные с накоплением дефектов, что приводит к снижению надежности. Основная причина дефекта – несоответствие рабочего параметра от нормативного значения задаваемого, как правило, обоснованным допуском. Так как дефект, не выявленный при строительстве, является возможным источником отказа, а возможность отказа зависит от, условий изменения дефекта при эксплуатации и от размера дефекта то можно считать, что любой дефект определяет возможность аварии, приводящей к разрушению [4].

Обобщенная схема классификации дефектов приведена в таблице 1.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Кириллин А.А.			Исследование прочностных характеристик ремонтных конструкций трубопроводов	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Никульчиков В.К.					25	103
Консульт.						Классификация дефектов		
Рук-ль ООП		Бурков П.В.						
					НИ ТПУ зр. 2БМ6Б			

Таблица 1 - Классификация дефектов [5]

Классификация дефектов				
Проектирование	Сооружение		Эксплуатация	
	Дефекты магистрального строительства	Дефекты в процессе строительства		
Ошибка проекта	Трубы	Подготовительные работы	Нарушение режимов эксплуатации трубопровода	
Несоответствие норм реальным условиям	Изоляционные материалы	Земляные работы	Коррозия трубопровода	
	Сварочные материалы	Сварочно-монтажные	Старение трубопровода	
	Технологическое оборудование и средства контроля	Изоляционно-укладочные	Испытательные работы	Стихийные бедствия
		ЭХЗ		
		Специальные работы		

Анализ аварийных ситуаций, произошедших за последние годы на магистральных нефтепроводах, позволил выявить основные причины их появления, процентное соотношение которых представлено на рисунке 1 [6].

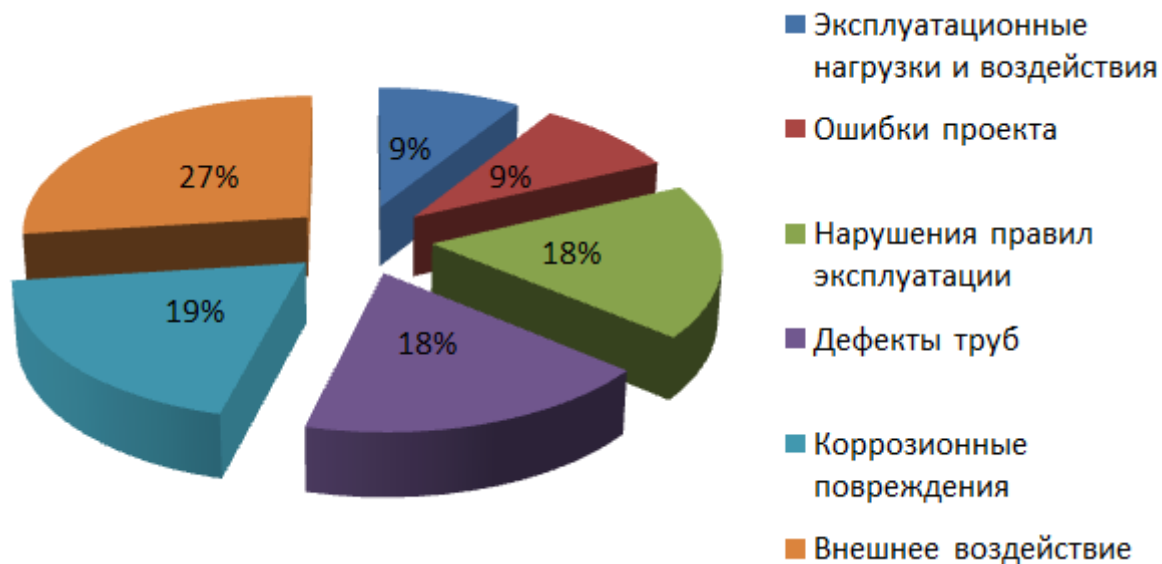


Рисунок 1 – Распределение аварий на нефтепроводном транспорте

На рисунке 2 показано процентное соотношение происхождения наибольшего количества дефектов.

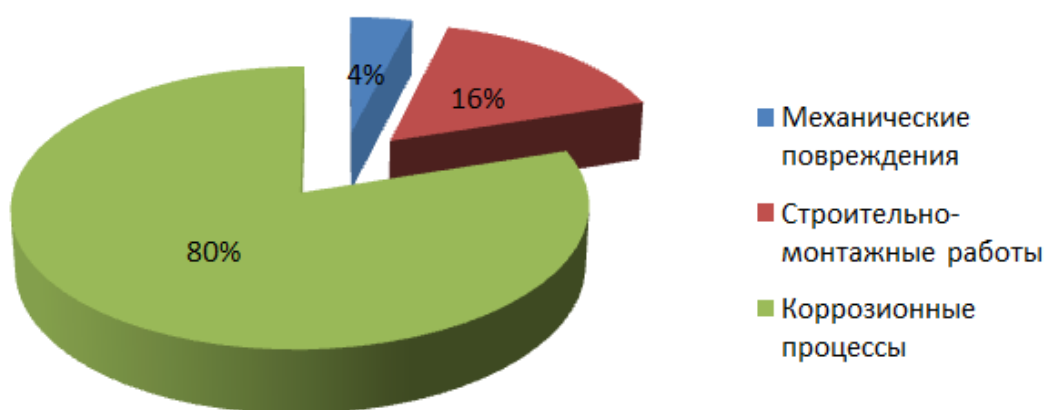


Рисунок 2 – Классификация дефектов трубопроводов

При оценке влияния дефекта на работоспособность трубопровода необходимо учитывать условия работы дефекта, его характер и другие

факторы. При оценке влияния дефекта на работу металла труб необходимо учитывать режим эксплуатации, физико-химические свойства продукта, уровень напряжений, возможность и характер перегрузок, степень концентрации напряжений и т.д.

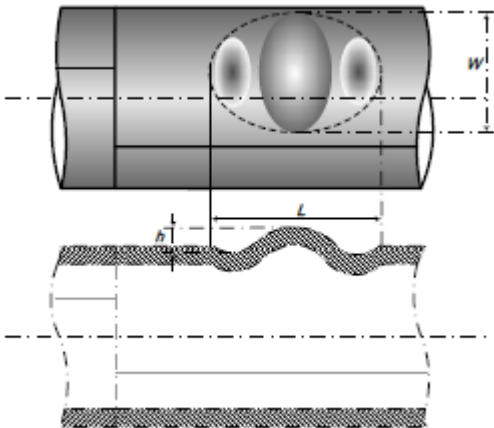
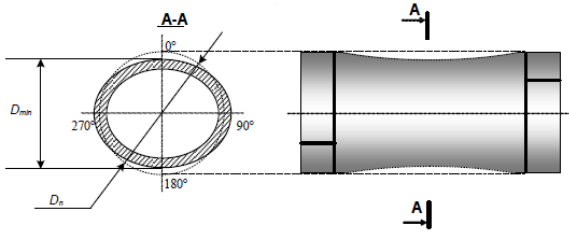
1.1. Дефекты геометрии трубы

Классификация дефектов определяется в соответствии с РД-23.040.00-КТН-011-11 [7].

Дефекты геометрии трубы – это такие дефекты, при которых уменьшается проходное сечение трубопровода по причине изменения формы (Таблица 2).

Таблица 2 – Дефекты геометрии трубы

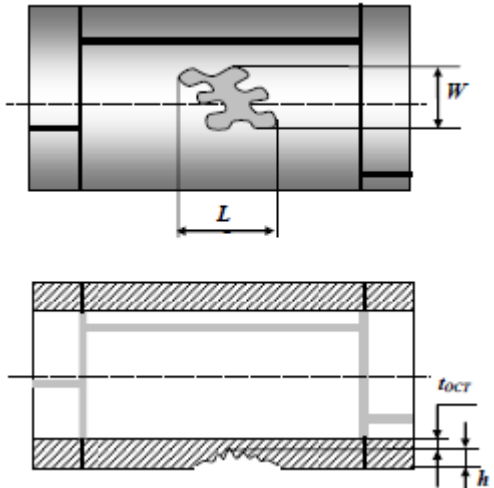
Дефекты	Описание	Изображение
Вмятина	Местное уменьшение значения проходного сечения трубопровода из-за механического повреждения. В данном случае излома оси трубы не возникает.	

<p>Гофр</p>	<p>Следующие друг за другом поперечные вогнутости и выпуклости стенки трубопровода. При данном дефекте происходит излом оси, в том числе уменьшение проходного сечения трубы НП.</p>	
<p>Овальность</p>	<p>В результате овальности, в проходном сечении трубы имеется отклонение от округлости, а наименьший и наибольший диаметры имеют взаимно-перпендикулярный характер направления.</p>	

1.2. Дефект стенки трубы

Дефекты стенки трубы – это такие дефекты, при которых не происходят изменения проходного сечения трубопровода (Таблица 3).

Таблица 3 – Дефекты стенки трубы

Дефекты	Описание	Изображение
<p>Потеря металла.</p>	<p>При потере металла изменяется толщина стенки трубопровода. Данный дефект имеет локальный характер поражения, вследствие коррозионного или механического повреждения или это обуславливается технологией изготовления.</p>	

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

<p>Уменьшение толщины стенки</p>	<p>Происходит постепенное утонение стенки трубопровода, образовавшееся вследствие изготовления или технический прокатный дефект.</p>	
<p>Увеличение толщины стенки</p>	<p>Характеризуется постепенным увеличением толщины стенки, образовавшееся вследствие изготовления или технический дефект проката, который превышает плюсовой прокатный допуск.</p>	
<p>Трещина</p>	<p>Дефект на поверхности, который представляет разрыв самого металла, идущего в глубину под углом 90 градусов к поверхности.</p>	
<p>Расслоение (включение)</p>	<p>Нарушение внутри металла трубопровода в поперечном и продольном направлении. Разделяет металл трубы на несколько слоёв технологического характера.</p>	

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

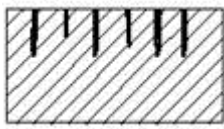
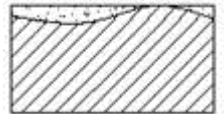



<p>Риска, механическое повреждение</p>	<p>Дефект произвольного направления, углублен неправильной формой. Образуется в результате механических воздействий.</p>	
<p>Дефект поверхности</p>	<p>Прокатный дефект поверхности трубопровода, не выводящий толщину стенки за максимальные предельные нормы, которые допускаются НД на изготовление труб.</p>	

1.3. Дефекты коррозионного происхождения

Дефекты коррозионного происхождения представлены в таблице 4.

Таблица 4 – Дефекты коррозионного происхождения

Дефекты	Описание	Вид	Изображение
<p>Сплошная коррозия</p>	<p>Вид разрушительных процессов, охватывающий всю площадь поверхности металла.</p>	<p>Равномерная коррозия, охватывающая поверхность металла на площади, равной всей поверхности трубы.</p>	
		<p>Неравномерная - возникает на отдельных участках и протекает с различной скоростью.</p>	

Местная коррозия	Процесс местной коррозии происходит с появлением разрушений на отдельных участках металлических поверхностей.	Точечная – отдельные точечные поражения.	
		Пятнами – отдельные пятна.	
		Язвенная – отдельные раковины.	
Межкристаллическая коррозия	Коррозия, распространяющаяся по границам кристаллов (зерен) металла.		
Стресс-коррозия	Возникает под комбинированным влиянием внутреннего давления и коррозионной атаки окружающей среды в сочетании с определенной микроструктурной восприимчивостью соответствующих трубных сталей.		

Межкристаллитная коррозия

Рис. 2. Стресс-коррозионная трещина в околосварной зоне, ориентированная поперек оси стыкового кольцевого шва.

Точный механизм возникновения стресс – коррозионного растрескивания и его роста все еще является предметом проводимых исследований.

Стресс – коррозионное растрескивание обычно обнаруживается в основном материале на внешней поверхности трубы и имеет, как и усталостные трещины, продольную ориентацию.

1.4. Дефекты сварного шва

Дефекты сварного шва – это такие дефекты, которые находятся в околосварной зоне или в сварном шве, их параметры и типы установлены НД

(СНиП III-42-80*[8], ВСН 012-88[9], СП 34-101-98 [10]), и обнаруженные методами ультразвукового, визуально-измерительного, магнитографического, радиографического контроля и внутритрубной диагностики.

В зависимости от места нахождения и вида дефекты условно делятся на наружные и внутренние.

Наружные (внешние) дефекты – это дефекты формы шва, а также прожоги, кратеры, наплывы, подрезы и др. В большинстве случаев внешние дефекты можно определить визуально.

К внутренним дефектам относятся поры, непровары, шлаковые и неметаллические включения, трещины и несплавления.

В таблице 5 представлены наружные и внутренние дефекты сварного шва.

Таблица 5 – Дефекты сварного шва

Дефекты	Описание
Наружные дефекты	
Неравномерная ширина шва	Отклонение ширины сварного шва от установленного значения.
Прожоги	Сквозное отверстие в самом шве, по причине вытекания металла в сварочной ванне
Кратер	В конце валика сварного шва существует усадочная раковина, которая была не заваренная во время или до выполнения поэтапных проходов.
Наплывы	Переизбыток металла, наплавленного на сварной шов, не сплавленный, а также натекающий на поверхность самого металла.
Подрезы	Продольное углубление на наружной поверхности валика сварного шва.
Смещение кромок	Характеризуется в сборке как несовпадающие срединные линии стенок у стыкуемых трубопроводов или для стыкующих листов. Классифицируется как смещение продольного, спирального или поперечного сварного шва.
Внутренние дефекты	
Поры	Наличие пор в корневой части сварного шва, размер внутренних пор колеблется от 0,1 до 2-3 мм в диаметре, а иногда и более.
Шлаковые включения	Шлак, попавший в металл сварного шва, их размеры достигают нескольких миллиметров эти включения образуются в шве из-за плохой очистки свариваемых кромок от окалины и других загрязнений, а чаще всего от шлака на поверхности первых слоев многослойных швов перед заваркой последующих слоёв, обычно шлаковые включения имеют более вытянутую форму и больший размер по сравнению с порами.

Непровары и корне шва и по кромке	Несплошность, характеризующийся на всю длину шва или на отдельном локальном участке, которая возникает вследствие того, что расплавленный металл не может попасть вовнутрь соединения.
Трещины	Такая несплошность, вызванная по причине местных разрушений шва и воздействием нагрузок, либо охлаждением.

Несплавление – это такой дефект, когда наплавляемый металл сварного шва не сплавляется с основным металлом или с ранее наплавленным металлом предыдущего слоя того же шва.

Наиболее вероятно образование данного дефекта при аргонодуговой сварке алюминиево-магниевого сплава, а также при сварке давлением.

1.5. Дефект изоляции

Дефекты изоляции снижают эффективность комплексной коррозионной защиты трубопроводов (рисунок 3). Как результат, происходит повышение потока ранних отказов трубы. Есть возможность снизить количество отказов благодаря своевременному их выявлению и устранению дефектов [7].



Рисунок 3 – Дефекты изоляционного покрытия [5]

Глава 2. Технологии и методы ремонта магистрального нефтепровода

Система планово-предупредительного ремонта линейной части магистральных нефтепроводов включает плановые ремонты и техническое обслуживание. Техническое обслуживание включает в себя техническое обслуживание, а также технические осмотры линейной части МН. Технические осмотры линейной части магистральных нефтепроводов включают:

- проведение патрулирования трассы – визуальное наблюдение для своевременного выявления опасных ситуаций, угрожающих безопасности и целостности магистральных нефтепроводов или безопасности окружающей среды;
- проведение регулярных обследований и осмотров сооружений с применением специальных технических средств, для определения их технического состояния [11].

Выделяют текущий и капитальный ремонт в зависимости от:

- особенности эксплуатации нефтепровода;
- степени повреждений объектов на трассе и линейной части;
- износа трубопроводных систем;
- трудоемкости ремонтных работ [12].

Текущий ремонт проводят для того, чтобы обеспечить или восстановить работоспособность оборудования магистральных нефтепроводов и сооружений МН, и представляет собой замена и/или восстановление отдельных деталей оборудования.

					<i>Исследование прочностных характеристик ремонтных конструкций трубопроводов</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Кириллин А.А.			Технологии и методы ремонта магистрального нефтепровода	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Никольчиков В.К.					35	103
<i>Консульт.</i>						НИ ТПУ зр. 2БМ6Б		
<i>Рук-ль ООП</i>		Бурков П.В.						

Капитальный ремонт проводят с целью восстановить исправность и полностью или почти восстановить ресурс линейной части, сооружений магистрального трубопровода и сооружений с восстановлением или заменой любых сборных его частей, в том числе базовые.

Как правило, текущий ремонт сооружений линейной части магистрального нефтепровода выполняется вместе с техническим обслуживанием согласно утвержденному графику [13].

Капитальный ремонт - плановый ремонт и обязан выполняться согласно рабочему проекту, разработанному проектной организацией, которая имеет соответствующую лицензию. Организация, выполняющая ремонт, должна разработать ППР, утверждаемый руководством организации, которая её эксплуатирует. Техническое задание для ремонта МН предусматривает достижение показателей вновь построенного нефтепровода (пропускная способность, рабочее давление и т.д.) [14].

Капитальный ремонт НП согласно характеру проведения работ и технологии делят на 3 вида:

- ремонт с заменой изоляционного покрытия;
- ремонт с заменой трубы;
- выборочный ремонт [15].

Классификация основных методов ремонта представлена на рисунке 4.

					<i>Технологии и методы ремонта магистрального нефтепровода</i>	<i>Лист</i>
						36
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		



Рисунок 4 – Классификация основных методов ремонта

Глава 3. Типы ремонтных конструкций

3.1. Типы конструкций, применяемых при ремонте трубопроводов

Типы и параметры ремонтируемых дефектов определяются в соответствии с РД-23.040.00-КТН-140-11. В соответствии с РД-23.040.00-КТН-140-11, ремонтные конструкции делятся на постоянные и временные (Рисунок 5)[16].

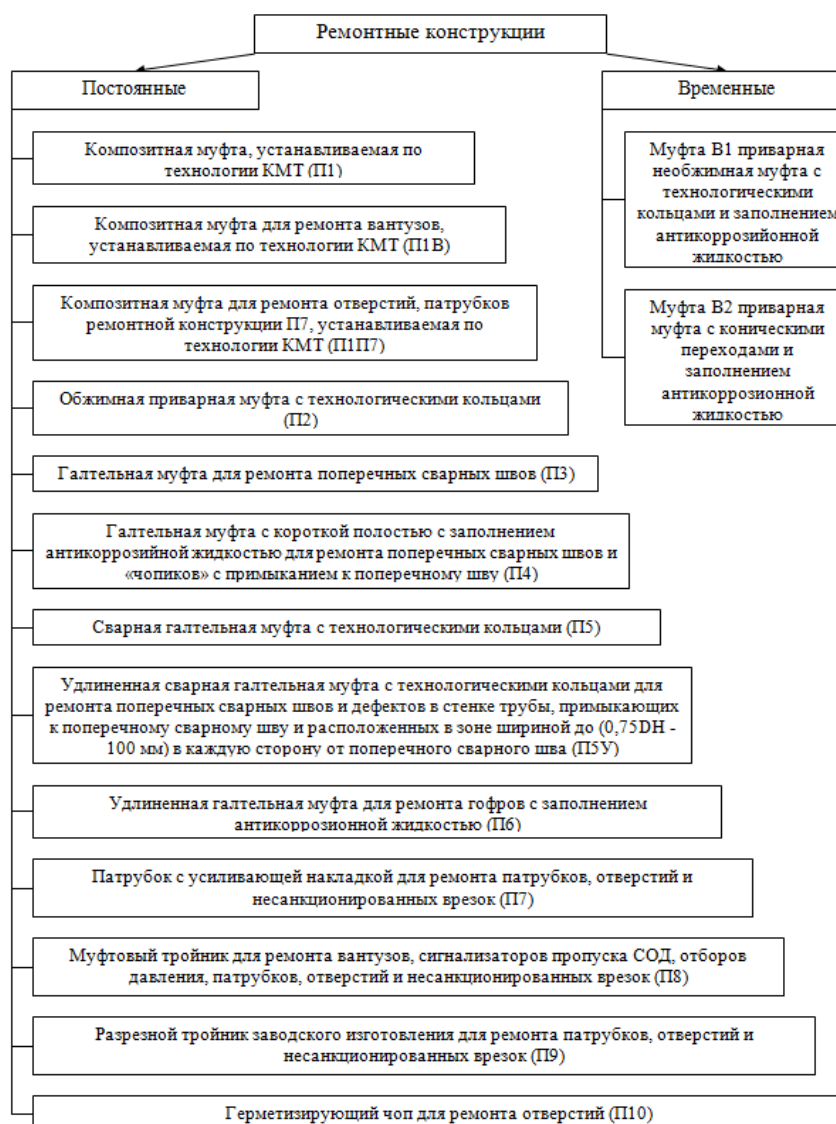


Рисунок 5– Состав постоянных и временных ремонтных конструкций

					Исследование прочностных характеристик ремонтных конструкций трубопроводов		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Кириллин А.А.				Лит.	Лист
Руковод.		Никульчиков В.К.					38
Консульт.							Листов
Рук-ль ООП		Бурков П.В.					103
					Типы ремонтных конструкций		
					НИ ТПУ эр. 2БМ6Б		

Ремонтные конструкции для постоянного ремонта восстанавливают трубопровод на время его последующей эксплуатации. К ним относятся:

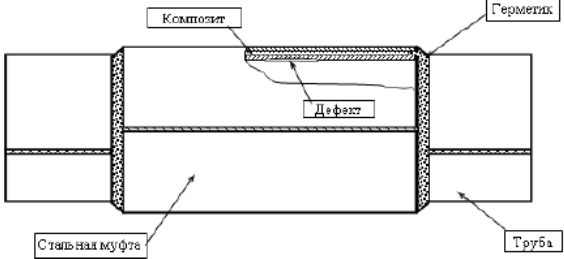
- обжимная приварная муфта;
- композитные муфты;
- различные типы галтельных муфт;
- приварной патрубков с эллиптическим днищем.

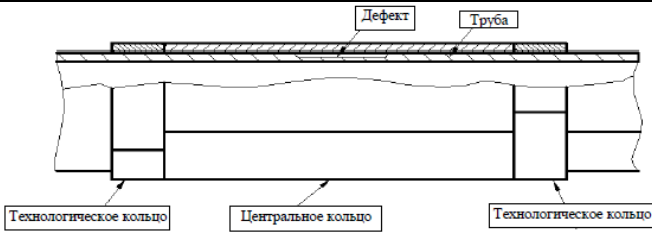

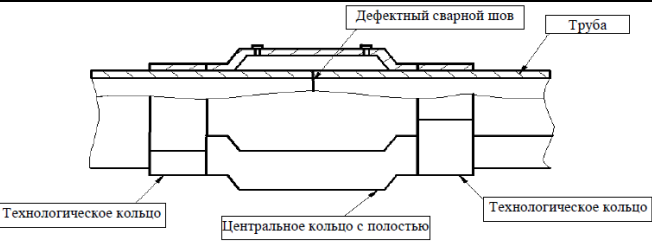
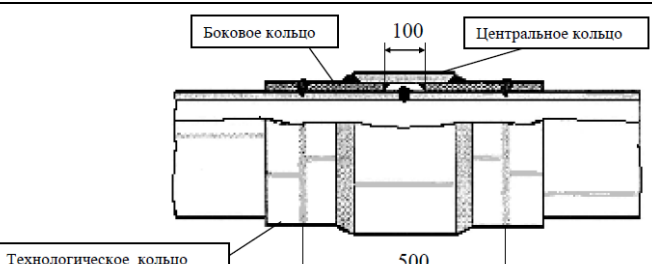
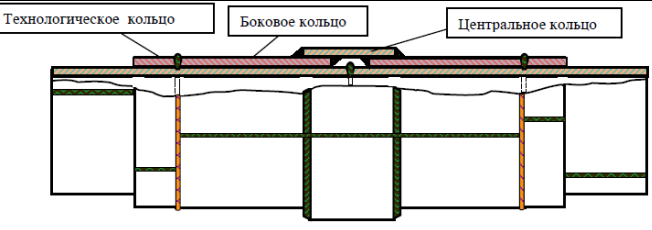
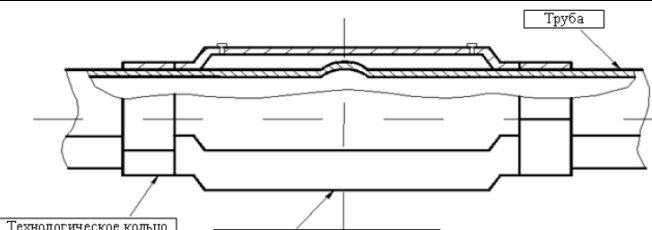
К конструкциям, с помощью которых осуществляется временный ремонт относятся: приварная с коническими переходами и необжимная приварная муфты. Ремонтные конструкции данных типов можно использовать в случаях аварийного ремонта для последующей замены на постоянные методы ремонта [17].

3.1.1. Типы ремонтных конструкций для ремонта трубы и кольцевых сварных соединений

В таблице 6 представлены виды ремонтных конструкций для ремонта трубы и кольцевых сварных соединений.

Таблица 6 – Ремонтные конструкции для ремонта трубы и кольцевых сварных соединений

Вид ремонтной конструкции	Изображение
Муфта П1 – муфта изготавливаемая по композитно-муфтовой технологии (КМТ). Муфта служит для ремонта дефектов сварных швов, дефектов геометрии трубы и дефектов стенки трубы	

<p>Муфта П2 – приварная обжимная с технологическими кольцами используется без технологического зазора между трубой и муфтой. Муфта П2 применяется для проведения ремонта дефектов стенки нефтепровода, коррозионных дефектов и вмятин</p>	
<p>Муфта П3 – приварная галтельная с целью отремонтировать кольцевые сварные швы.</p>	
<p>Муфта П4 – галтельная с короткой полостью, приварная, предназначена для ремонта кольцевых сварных швов, дефектов в ОШЗ, в том числе коррозионных и чопиков с примыканием к поперечному шву.</p>	
<p>Муфта П5 – галтельная сварная с технологическими кольцами для ремонта сварных кольцевых швов.</p>	
<p>Муфта П5У – галтельная сварная с технологическими кольцами удлиненная, предназначена для ремонта сварных кольцевых швов и дефектов стенки трубопровода, которые примыкают к сварному поперечному шву.</p>	
<p>Муфта П6 – галтельная, удлиненная приварная с антикоррозионной жидкостью. Цель – ремонт гофр, дефектов кольцевых сварных швов, а также околошовной зоны и несквозных дефектов стенки трубы.</p>	

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

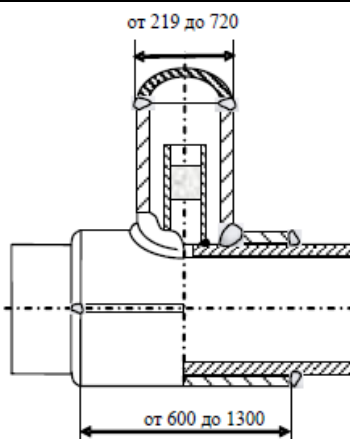
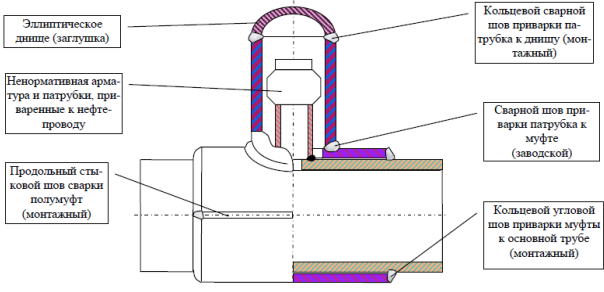
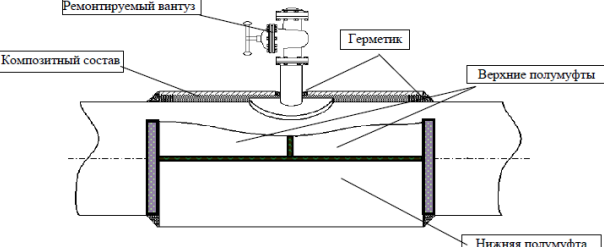
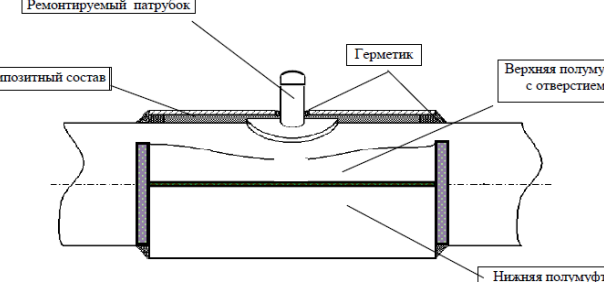
<p>Муфта В1 – необжимная приварная муфта с технологическими кольцами и антикоррозионной жидкостью.</p>	
<p>Муфта В2 – муфта приварная с коническими переходами и антикоррозионной жидкостью.</p>	
<p>Стальной чопик П10 – для ремонта сквозных отверстий в трубопроводах диаметром до 40 мм проводят с обязательной остановкой перекачки и последующим освобождением трубы до верхней образующей.</p>	

3.1.2. Типы ремонтных конструкций для ремонта ненормативных конструктивных деталей и приварных элементов

В таблице 7 представлены виды ремонтных конструкций для ремонта ненормативных конструктивных частей и приварных элементов [18].

Таблица 7 – Ремонтные конструкции для ремонта ненормативных конструктивных деталей и приварных элементов

Вид ремонтной конструкции	Изображение
<p>П7 - патрубок с усиливающей накладкой для ремонта отверстий, патрубков и несанкционированных врезок в трубу.</p>	

<p>П8 - муфтовый тройник с целью ремонта , сигнализаторов пропуска средств диагностики и очистки, вантузов, отборов давления, отверстий , патрубков и несанкционированных врезок в трубу.</p>	
<p>П9 - разрезной тройник для проведения ремонта отверстий, патрубков, и несанкционированных врезок в трубопровод.</p>	
<p>П1В - композитные муфта для проведения ремонта вантуза с имеющийся задвижкой.</p>	
<p>П1П7 - композитная муфта для осуществления ремонта патрубков П7.</p>	

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

Глава 4. Программы и возможности конечно-элементного анализа

Метод конечных элементов (МКЭ) для анализа конструкций на сегодняшний день один из самых востребованных программных продуктов для прочностных и остальных типов расчетов. Основное преимущество МКЭ это её универсальность, которая позволяет единым способом проводить расчет различных конструкций с различными свойствами материалов.

Во время решения вероятности использования, не работающего трубопровода и при разработке таких критериев, определяющих вывод в ремонт, или мониторинг за ним, или согласование дополнительных мер для обеспечения надежности эксплуатации. Принципиальным здесь является анализ напряженно-деформированного состояния при учете реальных нагрузок и разработке критериев устойчивости и критериев, на основании уже полученных данных формируется инженерно-техническое мероприятие [19].

Для того чтобы проводить анализ различных задач важным является провести исследования, которые включают натурное изучение напряженно-деформированного состояния, использование теории вероятности, метода механики деформируемого твёрдого тела, а также оценивание надежности трубы как механической системы. Вследствие этого видна взаимосвязь между строительством и проектированием с эксплуатацией трубы. Натурные испытания воздействий в течение эксплуатации делают возможным с научной точки зрения обосновать во время стадии проектирования материалов, выбора размеров, в том числе конструктивных выводов. Решение таких задач помогает задавать достаточные технологические режимы при эксплуатации и давать прогноз изменению механическим свойствам и целостности трубы.

					<i>Исследование прочностных характеристик ремонтных конструкций трубопроводов</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Кириллин А.А.</i>			<i>Программы и возможности конечно-элементного анализа</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Никульчиков В.К.</i>					43	103
<i>Консульт.</i>						НИ ТПУ зр. 2БМ6Б		
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Бурков П.В.</i>						

Потребность научных и исследовательских предприятий, конструкторских бюро в универсальных, надежных, быстрых и удобных пользователю программах, которые способны реализовать широкий выбор расчетов (динамических, статических, тепловых и т.п.) дала импульс для разработки фирмами программных пакетов конечно-элементного анализа. К примеру, такие продукты как: Design Space и ANSYS от компании ANSYS Corporation и другие.

Все программы разнообразных фирм подразделяются на две группы[20].

I группа – это программы МКЭ, которые на уровне меню встраиваются в популярные программные пакеты САПР. Они имеют необходимые инструменты для проведения быстрого расчета сборки или элементов, прямо в среде их разработки. Для удобства пользователей при этом реализуются алгоритмы автоматического разбиения конструкции на конечные элементы, интуитивно понятые схемы назначения граничных условий и приложения нагрузок.

Имея указанные преимущества, такие продукты имеют весьма ограниченный выбор возможностей для проектирования и расчета моделей со сложными свойствами относительно функциональной схемы, нагрузки, граничным условиям, геометрических особенностей и др.

Модели, построенные в данных программах, редко не решают поставленных задач: это заставляет прибегнуть к более сложным и замысловатым пакетам конечно-элементного анализа.

II группа – программы, имеющие первостепенную ориентацию на то, чтобы полноценно подготовить конечно - элементную модель с предельными

					<i>Программы и возможности конечно-элементного анализа</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		44

возможностями для моделирования, учета силового, геометрического характера, а также выполнения разных методов расчета. Они имеют достаточные инструменты для моделирования геометрии конструкции и продвинутое средства импорта или экспорта моделей из других программ САПР.

В этой группе состоит рассматриваемая нами система программного продукта для моделирования конечно-элементного анализа объектов ANSYS.

Отличительные особенности ANSYS:

- программа ANSYS – это единственная в своём роде конечно-элементная система с полным комплектом явлений разной физической природы: теплофизика, прочность, электромагнетизм и гидрогазодинамика, с возможностью для решения взаимосвязанных задач, которые объединяют все вышеупомянутые виды;
- обширная интеграция и взаимообмен данными с огромным количеством систем CAD/CAM/CAE;
- открытость (дополняемость и модифицируемость);
- ANSYS выделяется тем, что единственный и на данный момент первый разработанный, а также сертифицированный в соответствии международному стандарту ISO 9001 и ISO 9000;
- наивысший показатель «стоимость/эффективность»;
- программа ANSYS даёт уникальную в отношении полноты и самую разнообразную по содержанию идущую в ногу со временем функцию help на основе гипертекстового ввода, доступ к ней осуществляется в режиме online.

					<i>Программы и возможности конечно-элементного анализа</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		45

Использование численного моделирования в нефтегазовой отрасли имеют принципиальную роль для расчета НДС при различных воздействиях.

Программный продукт ANSYS применяется в крупных проектных организациях, которые занимаются проектированием сооружений и объектов трубопроводного транспорта. Раньше новейшие разработки и их апробация стоила больших финансовых затрат. На данный момент же из-за конкуренции возрос интерес к модернизации методов исследования, таким образом, расширились возможности в компьютерном моделировании. Это позволило без значительных затрат времени и средств проанализировать сложную конструкцию, а также в условиях изменчивых внутренних и внешних факторов провести исследования.

Применение метода конечных элементов является наилучшим современным способом решения задач. Данный метод заключается в аппроксимации изучаемого объекта некой моделью, представляющей собой комплекс элементов с ограниченным числом степеней свободы. Такие элементы связаны только в узлах, куда затем прикладываются силы, которые эквивалентны поверхностным воздействиям (напряжениям), которые распределены по границам данных элементов.

МКЭ даёт возможность снизить траты во время разработки новых объектов, по причине существенного уменьшения объёмов или, в некоторых случаях, полностью отклонить дорогостоящие стендовые испытания. Также с помощью данного метода в относительно короткие сроки можно провести оценку характеристик различных вариаций конструкций и затем выбрать самую эффективную.

Расчетные процедуры в программе ANSYS

Процесс типового расчета разделен на 3 основных шага:

– построение модели конструкции;

					Программы и возможности конечно-элементного анализа	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		46

- приложение воздействий на объект (в том числе граничные условия) и вывод решения;
- просмотр и их анализ.

Построение адекватной модели:

Включает в себя определение типов КЭ, свойств материала, их констант, а также геометрии модели.

Задание типов элементов:

В библиотеке конечных элементов программного продукта ANSYS содержится более чем восемьдесят типов, где каждый из которых определяет, вдобавок, применимость элемента к разной области расчетов (тепловой, прочностной, электрический и магнитный и анализы, движение жидкости и др.). Кроме того, характерную форму объекта (плоскую, линейную, в форме бруска и т.д.), в том числе двухмерность или трехмерность элемента как геометрического тела.

Задание констант элементов:

Это свойства, специальные для определяемого типа элемента, например параметры поперечного сечения балки.

Создание геометрической модели:

Главной целью во время разработки геометрии модели является создание рациональной конечно-элементной модели, которая будет состоять из элементов и узлов. Для создания КЭ модели используют два метода:

- прямая генерация сетки;
- твердотельное моделирование.

Для первого метода происходит описание геометрических границ модели, далее ANSYS генерирует сетку с элементами и узлами; форму и размеры

					Программы и возможности конечно-элементного анализа	Лист
						47
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

элементов можно изменять. Для второго метода - "вручную" изменяется положение узел и проводится взаимное соединение элементов.

Задание нагрузок и получение решения:

Выбирается определенный тип анализа, а также устанавливаются опции, прикладываются различные нагрузки, определяются опции для того, чтобы выбрать шаг по нагрузке и проводится решение.

Выбор типа анализа и его опций:

Для того чтобы выбрать тип анализа, необходимо знать условия нагружений и реакции системы, которую необходимо получить. В программном продукте ANSYS имеются такие виды расчетов как:

- гармонический;
- статический (стационарный);
- модальный;
- динамический (нестационарный),
- расчет устойчивости;
- спектральный.

Просмотр результатов расчета:

Для того, чтобы просмотреть результаты можно применить два постпроцессора ANSYS. Общий постпроцессор применяется для проведения анализа результатов одного этапа решения и обеспечивает получение картины деформированного состояния, линий уровня, оценку погрешности счета, листинг результатов, проведение расчетов на основе полученных данных и объединение вычисляемых случаев. Постпроцессор процесса нагружения применяется для того, чтобы провести просмотр результатов в определенных точках расчетной модели на последующем этапе решения. Представляется получить график результатов расчетов: функцию частоты или времени,

					<i>Программы и возможности конечно-элементного анализа</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		48

выполнить алгебраические и арифметические вычисления, а также листинг результатов.

Прочностной анализ конструкций:

Самым распространенным приложением для МКЭ является прочностной анализ конструкций. Основные неизвестные, которые определяются во всех возможных типах прочностного анализа конструкций – это перемещения. А остальные величины как напряжения, деформации и усилия вычисляются по этим полученным перемещениям узлов [21].

Виды для прочностного анализа в ANSYS:

- статический анализ – заключается в вычислении напряжений, перемещений, и т.д. для статического нагружения;
- гармонический анализ - исследование отклика от конструкции на гармонические составляющие, которые возмущают нагрузочные воздействия;
- модальный анализ – заключается в определении форм колебаний и собственных частот;
- спектральный анализ – это расширение модального анализа с целью вычислить напряжения и деформации при действии случайной вибрации или спектра частот;
- динамический анализ – определяется отклик конструкции на воздействия произвольной нагрузки как определенной функции времени;
- анализ устойчивости – характеризуется расчетом критических воздействий или нагрузок и определением форм потерь устойчивости.

Вдобавок, в данной программном продукте есть возможность проведения специальных видов расчетов в сфере механики разрушения, прочности различных композитных материалов, а также усталостного разрушения.

					<i>Программы и возможности конечно-элементного анализа</i>	<i>Лист</i>
						49
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Согласно нормативным документам, такой параметр как запас прочности трубы рассчитывается с учётом воздействия трубы внутренним давлением при условии однородного распределения напряжений по длине и периметру трубопровода. Известны случаи, когда эксплуатация трубопроводов при рабочем давлении даже ниже допустимого вызывало разрушения трубы. В большинстве случаев главной причиной является наличие в трубе дефектов геометрии: стыки, изгибы, сопряжения труб различных размеров (рисунок 12) и отдельных (локальных) повреждений самого металла в особо проблемных зонах, таких как зоны сварных стыков трубопровода.

Поры, трещины, включения и др. локальные дефекты (рисунок 13) – это трёхмерные элементы, которые по-разному ориентированы в объёме сварного шва. Вследствие этого, проведение анализа напряженно-деформированного состояния модели сквозной трещины, которая находится при условии однородного плоского напряженного состояние не всегда возможно.

Применение возможностей вычислительной техники и алгоритмов численного анализа, в первую очередь МКЭ, даёт возможность исследования проблемы в более детальном виде.

Таким образом, для того чтобы проводить исследования НДС трубопроводов с дефектами и ремонтными конструкциями используем программный комплекс ANSYS.

					Программы и возможности конечно-элементного анализа	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		50

Глава 5. Исследование прочностных характеристик ремонтных конструкций трубопроводов

При укладке трубопровода допускается упругий изгиб в 1000 DN, поэтому существенный интерес представляет исследование напряженно-деформированного состояния ремонтных конструкций при таком изгибе.

Силовая внешняя нагрузка задавалась из условия упругого изгиба трубопровода. Перемещение центральной части трубы при упругом изгибе составляло 3,75мм, что соответствует изгибу трубы с радиусом в 1000 DN.

Генерируемая сетка с большим числом узлов даёт возможность получить более точное решение поставленной задачи, однако также возрастает время расчёта и потребляемый объём оперативной памяти. В идеальном случае, решение не должно быть зависимым от плотности сетки. Измельчение генерируемой сетки не позволяет компенсировать ошибки входных данных и допущения физической модели [22]. При генерации сетки использовалось максимально возможное расчетное время и объём памяти персонального компьютера. Средняя длина стороны элементов в месте дефекта составила 3 мм.

5.1. Исследование прочностных характеристик обжимной приварной муфты П2 с технологическими кольцами

5.1.1. Методика исследования

Натурные испытания труб и ремонтных конструкций на трещиностойкость и конструктивную прочность осуществляется на полигоне (рисунок 6).

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Кириллин А.А.			<i>Исследование прочностных характеристик ремонтных конструкций трубопроводов</i>			
Руковод.		Никольчиков В.К.						
Консульт.								
Рук-ль ООП		Бурков П.В.						
					<i>Исследование прочностных характеристик ремонтных конструкций трубопроводов</i>	Лит.	Лист	Листов
							51	103
					НИ ТПУ зр. 2БМ6Б			



Рисунок 6 – Вид испытательного стенда (АО «Транснефть-Диаскан»)

Для конечно-элементного анализа была выбрана широко применяемая ремонтная конструкция обжимного типа – обжимная приварная муфта П2 с технологическими кольцами. Её габаритные размеры и схема устройства представлены на рисунке 7.

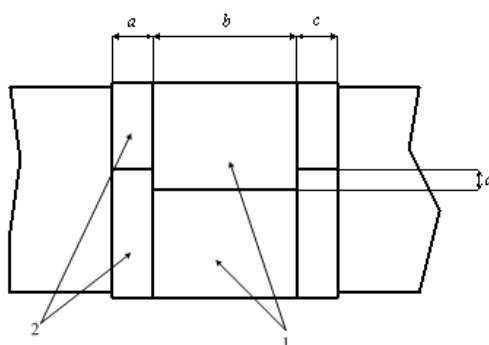


Рисунок 7 – Схема обжимной приварной муфты П2 с технологическими кольцами. Габаритные размеры: a – 245 мм, b – 1850 мм, c – 245 мм, d – 100 мм. 1 – полумуфты, 2 – полукольца, служащие для уменьшения напряжений, возникающих в ремонтной конструкции

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

Технические характеристики трубопровода задавались в соответствии с данными по магистральному нефтепроводу «Александровское-Анжеро-Судженск» на участке 690-698,1 км:

- диаметр трубопровода –DN 1220 мм;
- толщина стенки трубы - 14 мм;
- уровень качества труб - первый;
- класс прочности - K52;
- длина трубопровода для моделирования – 6 м;
- рабочее давление - 4,9 МПа;
- максимально допустимое рабочее давление в трубопроводе (несущая способность металла труб для каждого диаметра и толщины стенки) – 5,32 МПа.

Геометрические параметры ремонтной конструкции обжимной приварной муфты П2 задавались следующим образом:

- толщина стенки ремонтной конструкции - 14 мм;
- длина трубопровода – 6 м;
- общая длина ремонтной конструкции с полукольцами - 2340 мм;
- зазор между трубой и ремонтной конструкцией – 0,5 мм.
- дефект стенки трубы: глубина 9,8 мм(70% Толщины): длина 600 мм, ширина 3 мм.

Схема рассматриваемого трубопровода с ремонтной конструкцией для постоянного ремонта, установленного на испытательном стенде и конечно-элементная модель участка трубопровода DN1220x14 с установленной ремонтной конструкцией представлена на рисунке 8.

					<i>Исследование прочностных характеристик ремонтных конструкций трубопроводов</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		53

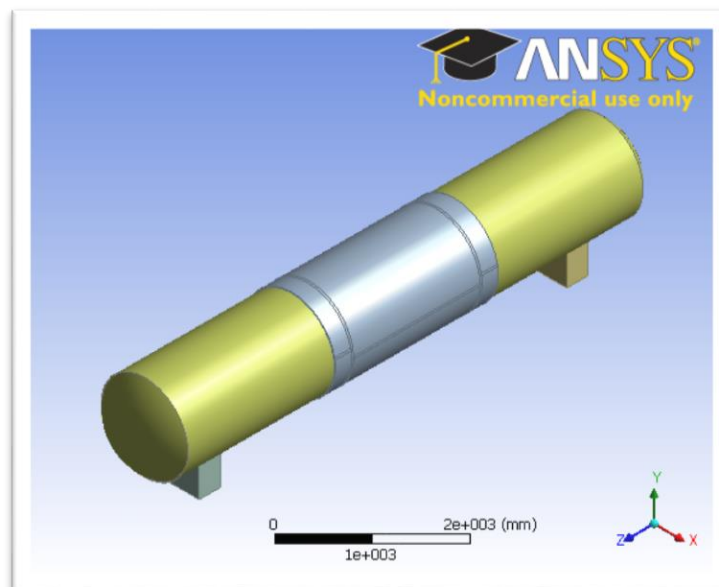


Рисунок 8 – Модель трубопровода с ремонтной конструкцией и заглушками

Численные расчеты выполнены в лицензионном программном комплексе ANSYS 13.0. Для моделирования напряженно-деформированного состояния трубы с дефектом без муфты при рабочем и допустимом давлении была использована конечно-объемная сетка с 18589 элементами и 94057 узлами. Для моделирования трубы с установленной ремонтной конструкцией была использована осесимметричная модель с 20691 элементом и 113067 узлами (рисунок 9).

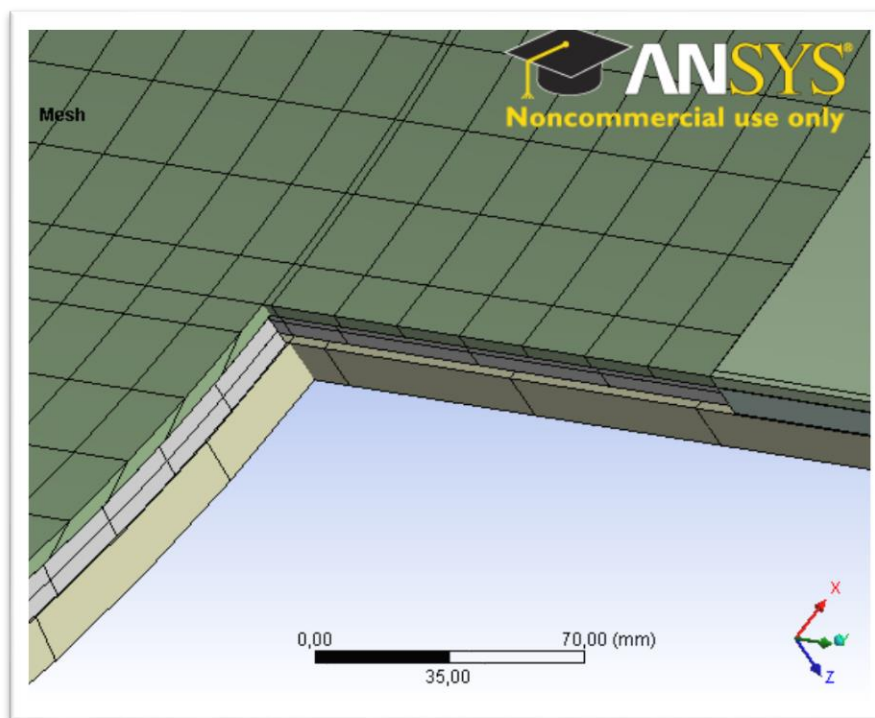


Рисунок 9 – Конечно-элементная модель участка трубопровода с дефектом и ремонтной конструкцией

Дефекты сварных швов в исследованиях не рассматривались, т.к. их качество может быть подтверждено различными методами контроля. Дефект стенки трубы был выбран в соответствии с натурными испытаниями (рисунок 10).

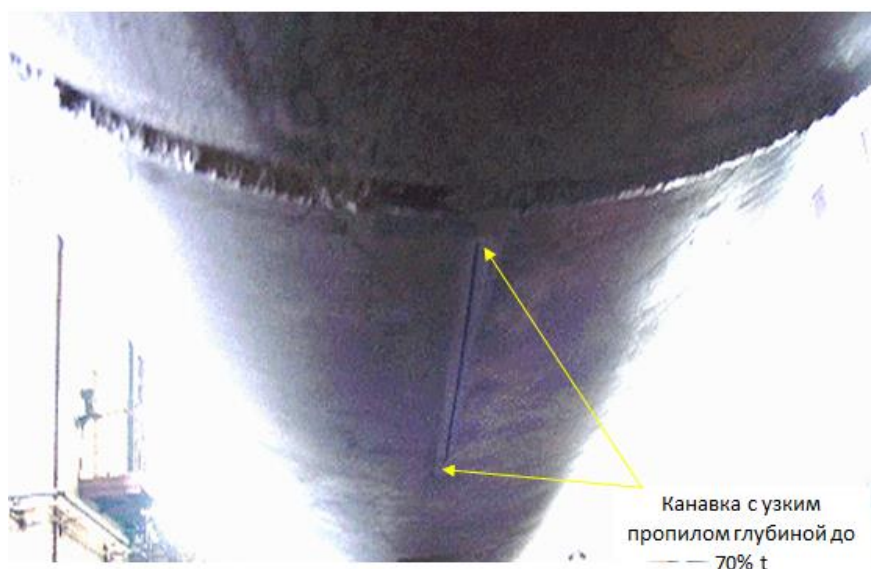


Рисунок 10 – Дефект стенки трубы –глубина 9,8 мм (70% толщины), длина 600 мм, ширина 3 мм

В расчете использовались следующие физические свойства стали [4,5,6]:

					Исследование прочностных характеристик ремонтных конструкций трубопроводов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		55

Трубопровод – сталь 17Г1С:

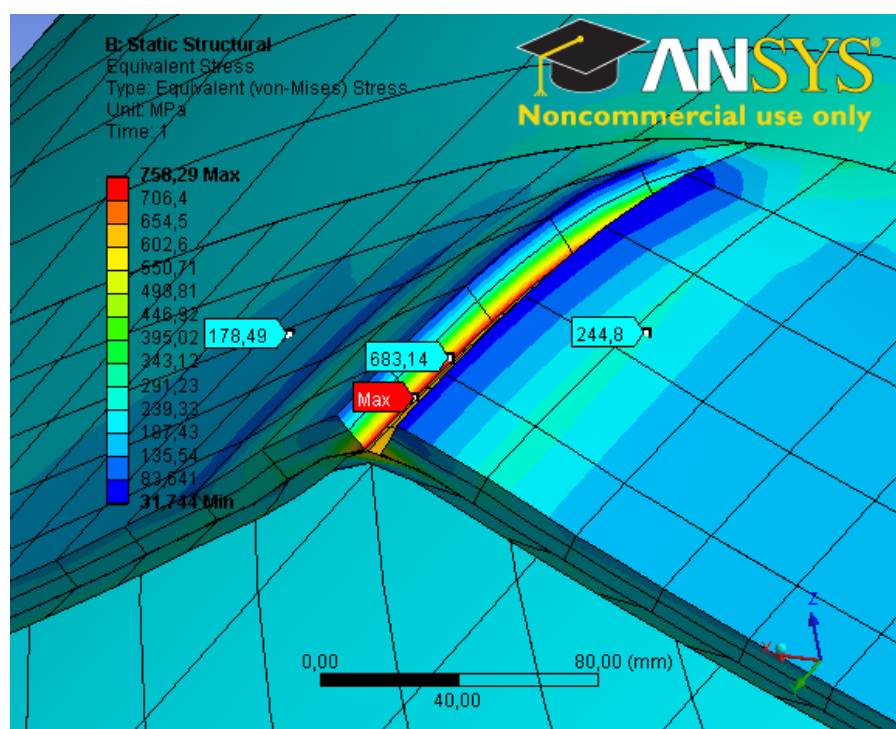
- модуль упругости $2,1 \cdot 10^{11}$ Н/м;
- коэффициент Пуассона 0,3;
- плотность 7800 кг/м^3 ;
- предел текучести 325 МПа.

Ремонтная конструкция – сталь 09Г2С:

- модуль упругости $2,1 \cdot 10^{11}$ Н/м;
- коэффициент Пуассона 0,3;
- плотность 7800 кг/м^3 ;
- предел текучести 340 МПа.

5.1.2. Результаты исследования и их обсуждение

При давлении в 4,9 МПа в области дефекта (области, окрашенные в красный цвет) возникают напряжения, превышающие предел текучести стали 17Г1С, что приводит к пластическим деформациям в месте дефекта, 700-750 МПа (рисунок 11).



Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

Рисунок 11 – Вид на область дефекта трубы без ремонтной конструкции при внутреннем давлении 4,9 МПа. Цвета представлены в соответствии со шкалой полученных напряжений. Масштаб смещений увеличен в 2 раза

При допуске давлении в 5,32 МПа в области дефекта (области, окрашенные в красный цвет) возникают напряжения, превышающие предел текучести стали 17Г1С, что приводит к пластическим деформациям в месте дефекта, 800-820 МПа (рисунок 12).

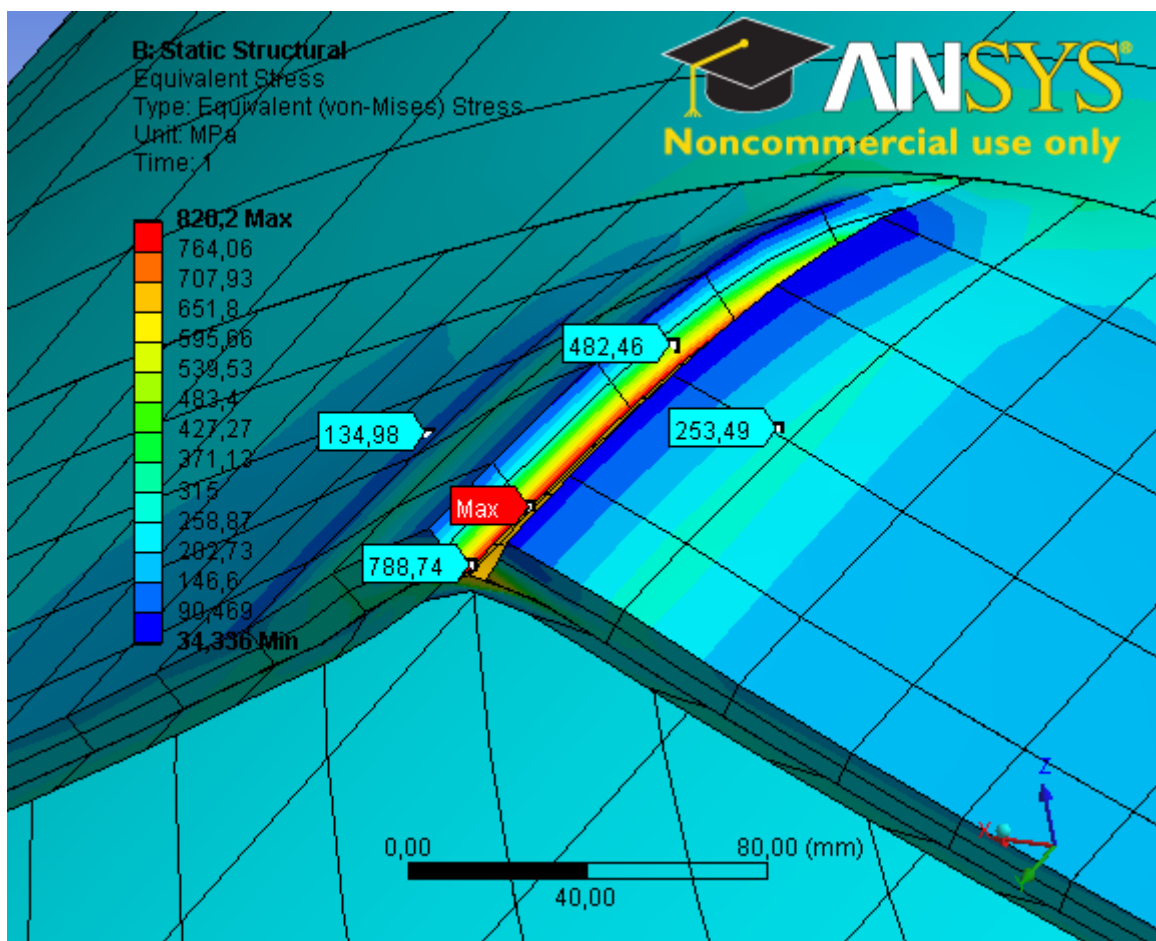


Рисунок 12 – Вид на область дефекта трубы без ремонтной конструкции при внутреннем давлении 5,32 МПа. Цвета представлены в соответствии со шкалой полученных напряжений

При давлении 4,9 МПа в области дефекта трубопровода с установленной ремонтной конструкцией возникают напряжения, которые не угрожают целостности конструкции, максимальные напряжения в муфте не превышают 185 МПа (рисунок 13).

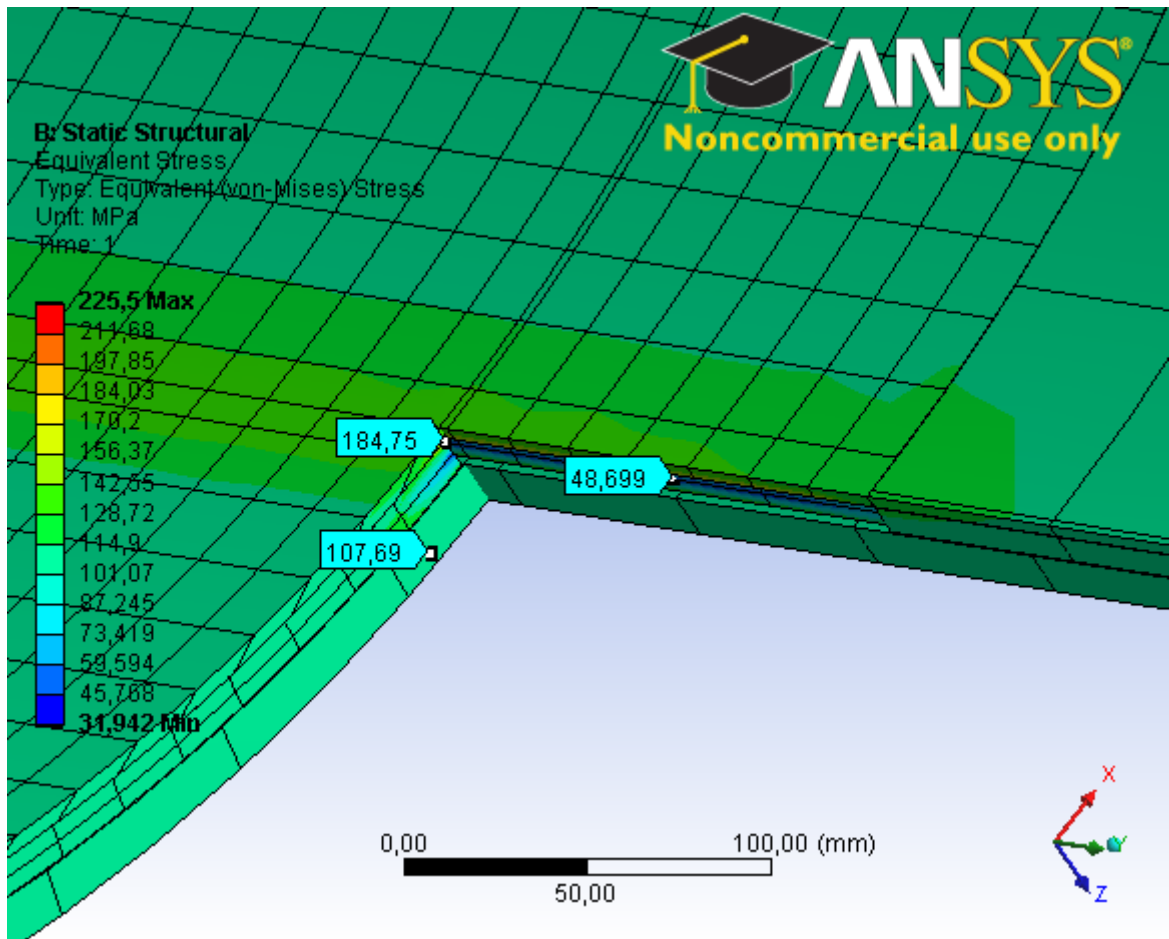


Рисунок 13 – Вид на область дефекта трубы с ремонтной конструкцией – муфтой П2 при внутреннем давлении 4,9 МПа. Цвета представлены в соответствии со шкалой полученных напряжений

При давлении 5,32 МПа в области дефекта трубопровода с установленной ремонтной конструкцией возникают напряжения, которые не угрожают целостности конструкции, максимальные напряжения в муфте не превышают 190 МПа (рисунок 14).

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

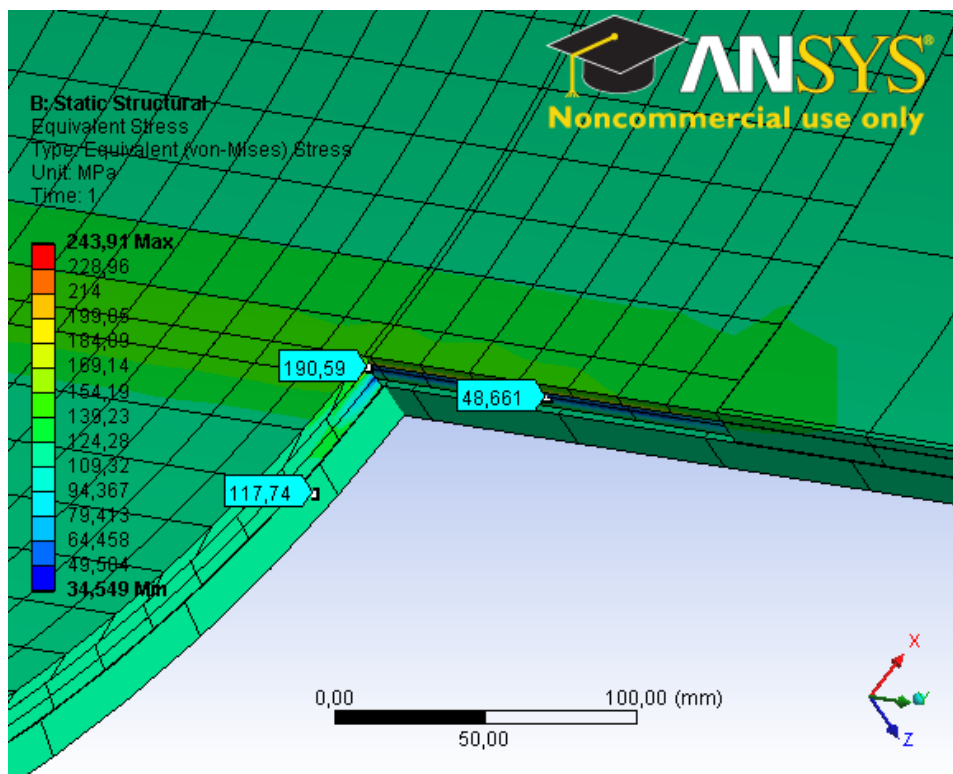


Рисунок 14 – Вид на область дефекта трубы с ремонтной конструкцией – муфтой П2 при внутреннем давлении 5,32 МПа. Цвета представлены в соответствии со шкалой полученных напряжений

5.2. Исследование прочностных характеристик сварной галтельной муфты П5У с технологическими кольцами

5.2.1. Методика исследования

Натурные испытания труб и ремонтных конструкций на трещиностойкость и конструктивную прочность осуществляется на полигоне (рисунок 15).

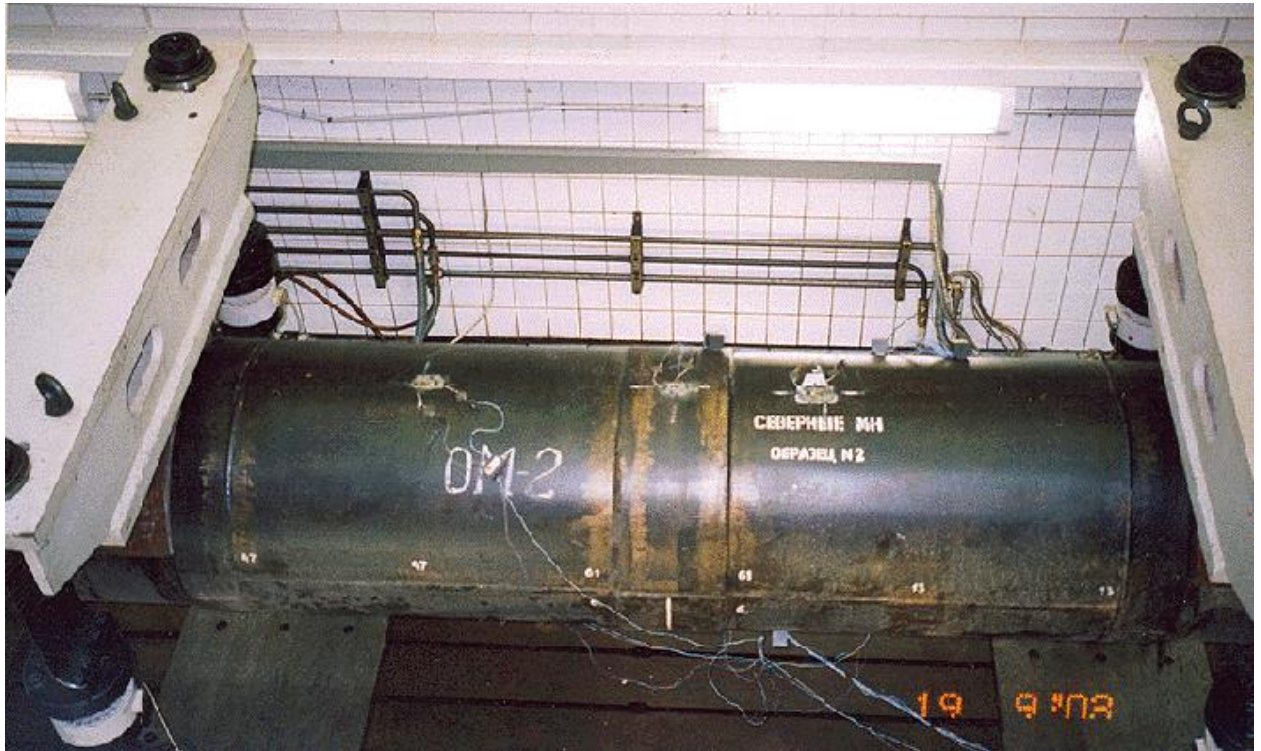


Рисунок 15 – Натурный образец трубы с муфтой П5У на испытательном стенде (АО «Транснефть-Диаскан»)

Для конечно-элементного анализа была выбрана широко применяемая ремонтная конструкция – сварная галтельная муфта П5У с технологическими кольцами. Её габаритные размеры и схема устройства представлены на рисунке 16.

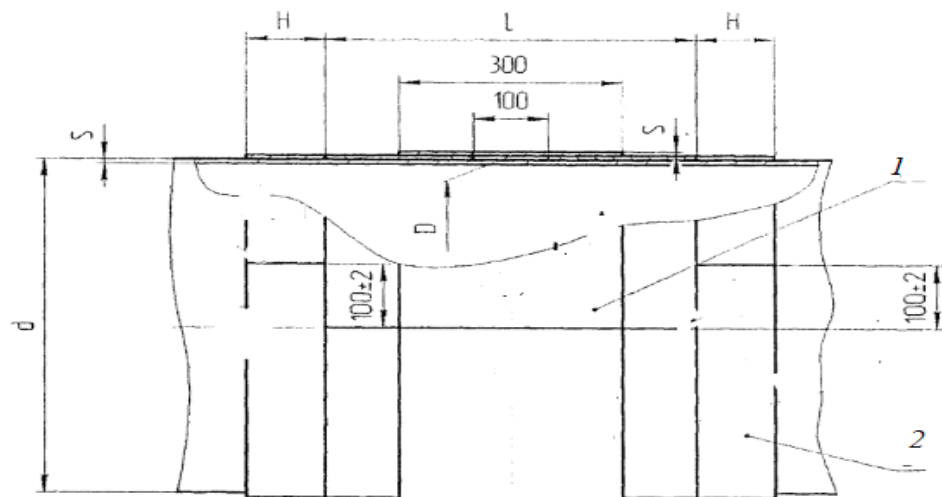


Рисунок 16 – Чертеж сварной галтельной муфты П5У с технологическими кольцами. Габаритные размеры: d – 1220 мм, H – 245 мм, L – 1830 мм, S – 14 мм. 1 – полукольцо центральное, 2 – полукольцо технологическое

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

Геометрические параметры ремонтной конструкции DN1220 мм задавались следующим образом:

- толщина стенки трубопровода и стенки ремонтной конструкции - 14 мм;
- длина трубопровода – 6 м;
- общая длина ремонтной конструкции с полукольцами 2320 мм;
- рабочее давление в трубопроводе - 4,9 МПа;
- максимально допустимое рабочее давление в трубопроводе (несущая способность металла труб для каждого диаметра и толщины стенки) – 5,32 МПа;
- дефект стенки трубы: глубина 9,8 мм (70% Толщины), длина 600 мм, ширина 3 мм;

Схема рассматриваемого трубопровода с ремонтной конструкцией для постоянного ремонта и конечно-элементная модель участка трубопровода DN1220x14 с установленной ремонтной конструкцией представлена на рисунке 17.

					<i>Исследование прочностных характеристик ремонтных конструкций трубопроводов</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		61

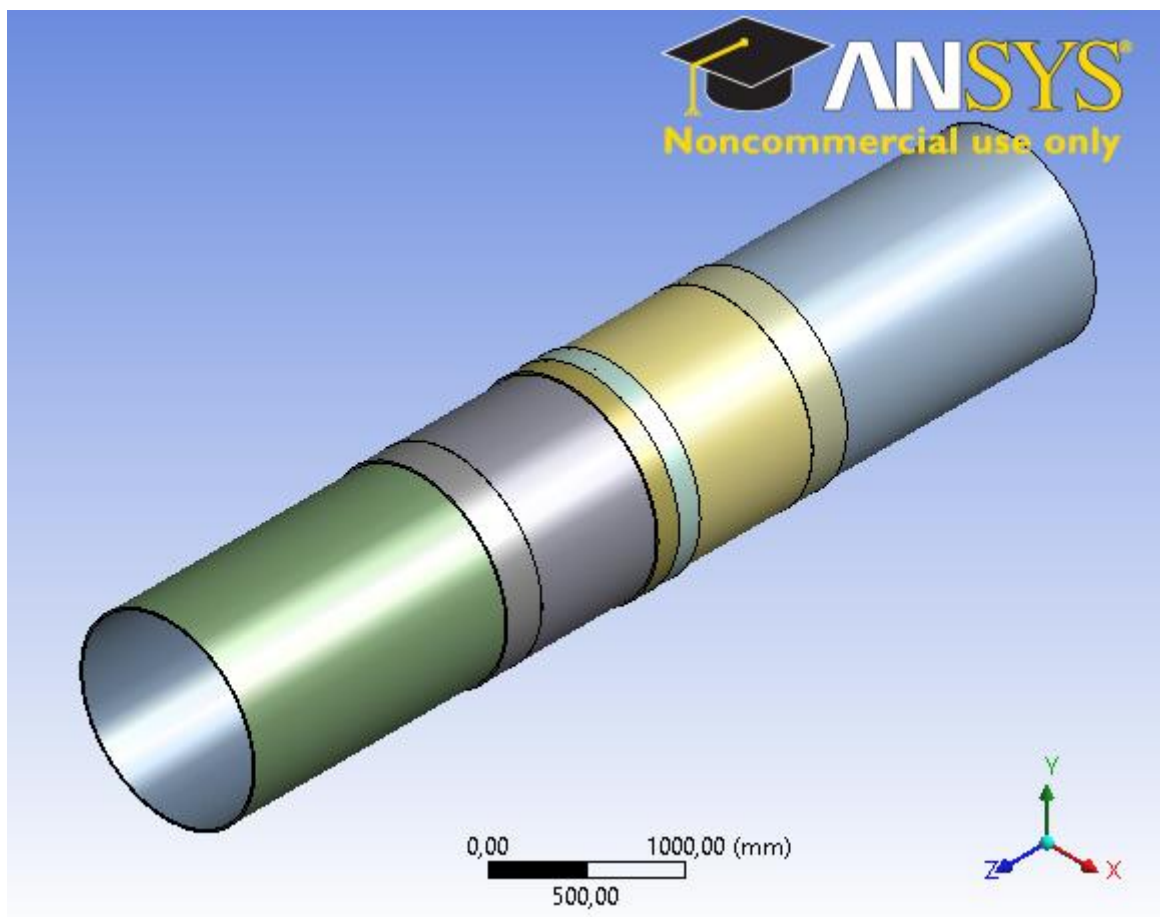


Рисунок 17 – Модель трубопровода с ремонтной конструкцией

Численные расчеты выполнены в лицензионном программном комплексе ANSYS 13.0. Для моделирования напряженно-деформированного состояния трубы с дефектом без муфты при рабочем и допустимом давлении была использована модель с конечно-объемной сеткой с 17193 элементами и 112393 узлами. Для моделирования трубы с установленной ремонтной конструкцией была использована осесимметричная модель с 15352 элементом и 90550 узлами (рисунок 18).

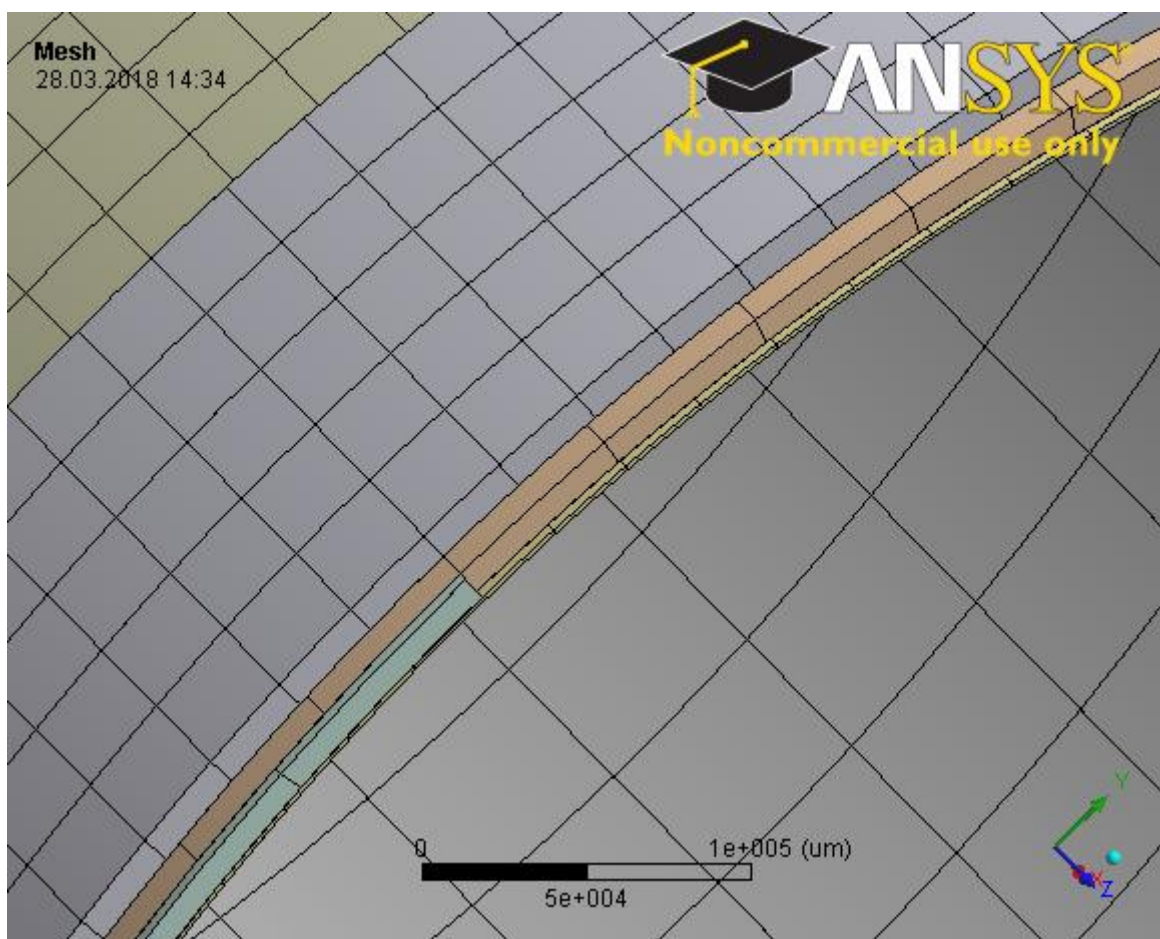


Рисунок 18 – Конечно-элементная модель участка трубопровода с дефектом и ремонтной конструкцией

Дефекты сварных швов в исследованиях не рассматривались, т.к. их качество может быть подтверждено различными методами контроля. Дефект стенки трубы был выбран в соответствии с натурными испытаниями.

В расчете использовались следующие физические свойства стали [4,5,6]:

Трубопровод – сталь 17Г1С:

- модуль упругости $2,1 \cdot 10^{11}$ Н/м;
- коэффициент Пуассона 0,3;
- плотность 7800 кг/м³;
- предел текучести 325Мпа.

Ремонтная конструкция – сталь 09Г2С:

- модуль упругости $2,1 \cdot 10^{11}$ Н/м;
- коэффициент Пуассона 0,3;
- плотность 7800 кг/м³;
- предел текучести 340 МПа.

5.2.2. Результаты исследования и их обсуждение

При давлении в 4,9 МПа в области дефекта (области, окрашенные в красный цвет) возникают напряжения, превышающие предел текучести стали 17Г1С, что приводит к пластическим деформациям в месте дефекта, 340-350 МПа (рисунок 19).

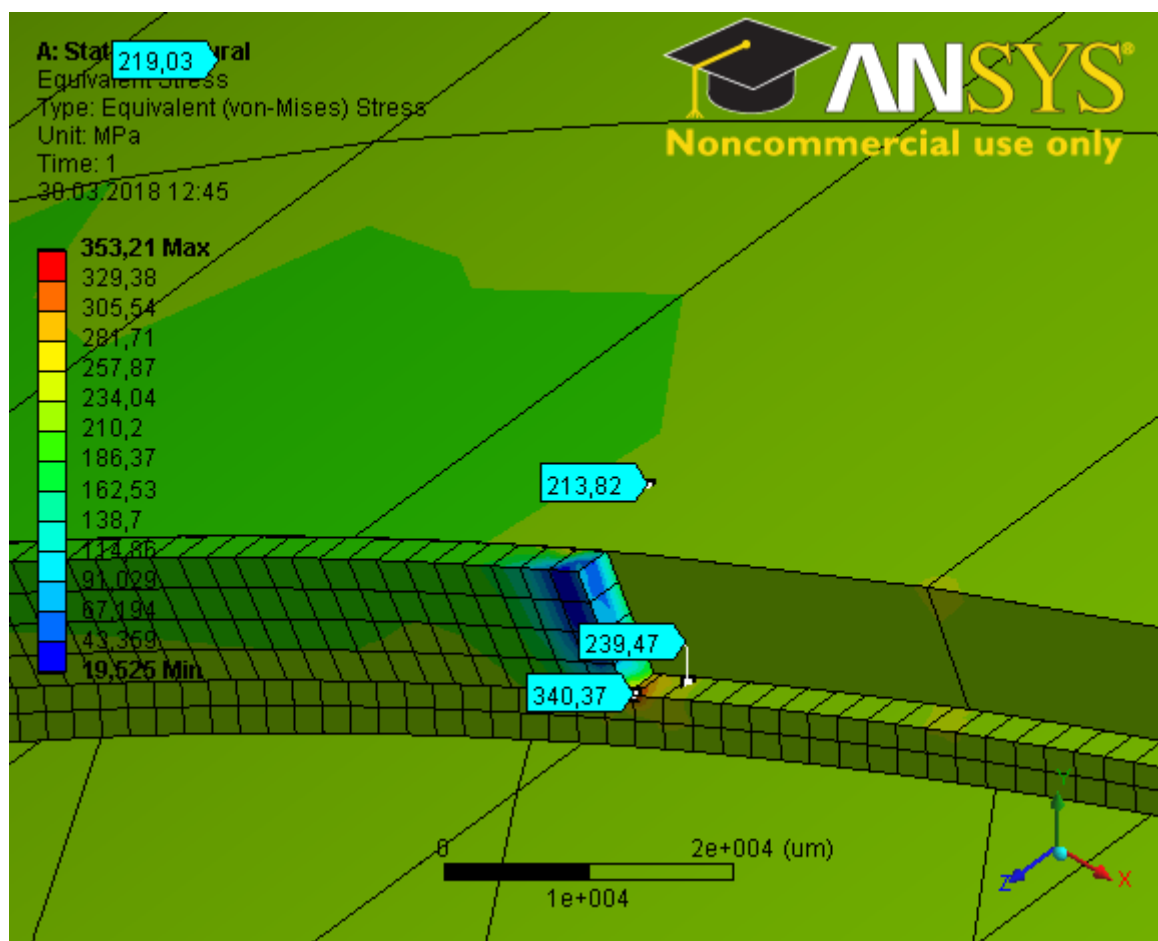


Рисунок 19 – Вид на область дефекта трубы без ремонтной конструкции при внутреннем давлении 4,9 МПа. Цвета представлены в соответствии со шкалой полученных напряжений. Масштаб смещений не увеличен

При давлении 4,9 МПа в области дефекта трубопровода с установленной ремонтной конструкцией возникают напряжения, которые не угрожают

					Исследование прочностных характеристик ремонтных конструкций трубопроводов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		64

целостности конструкции, максимальные напряжения в муфте не превышают 170 МПа (рисунок 20).

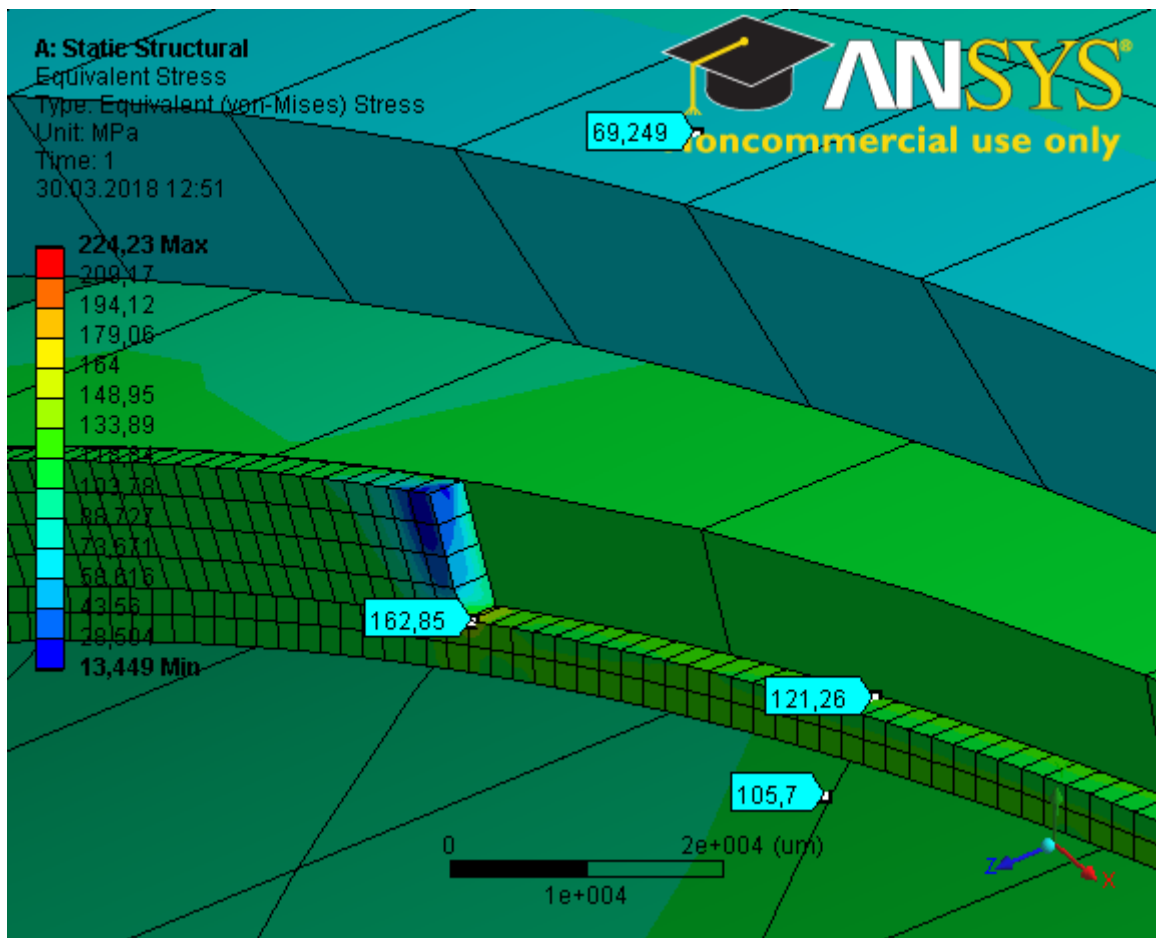


Рисунок 20 – Вид на область дефекта трубы с ремонтной конструкцией – муфтой П5У при внутреннем давлении 4,9 МПа. Цвета представлены в соответствии со шкалой полученных напряжений

При допускаемом давлении в 5,32 МПа в области дефекта (области, окрашенные в красный цвет) возникают напряжения, превышающие предел текучести стали 17Г1С, что приводит к пластическим деформациям в месте дефекта, 350-370 МПа (рисунок 21).

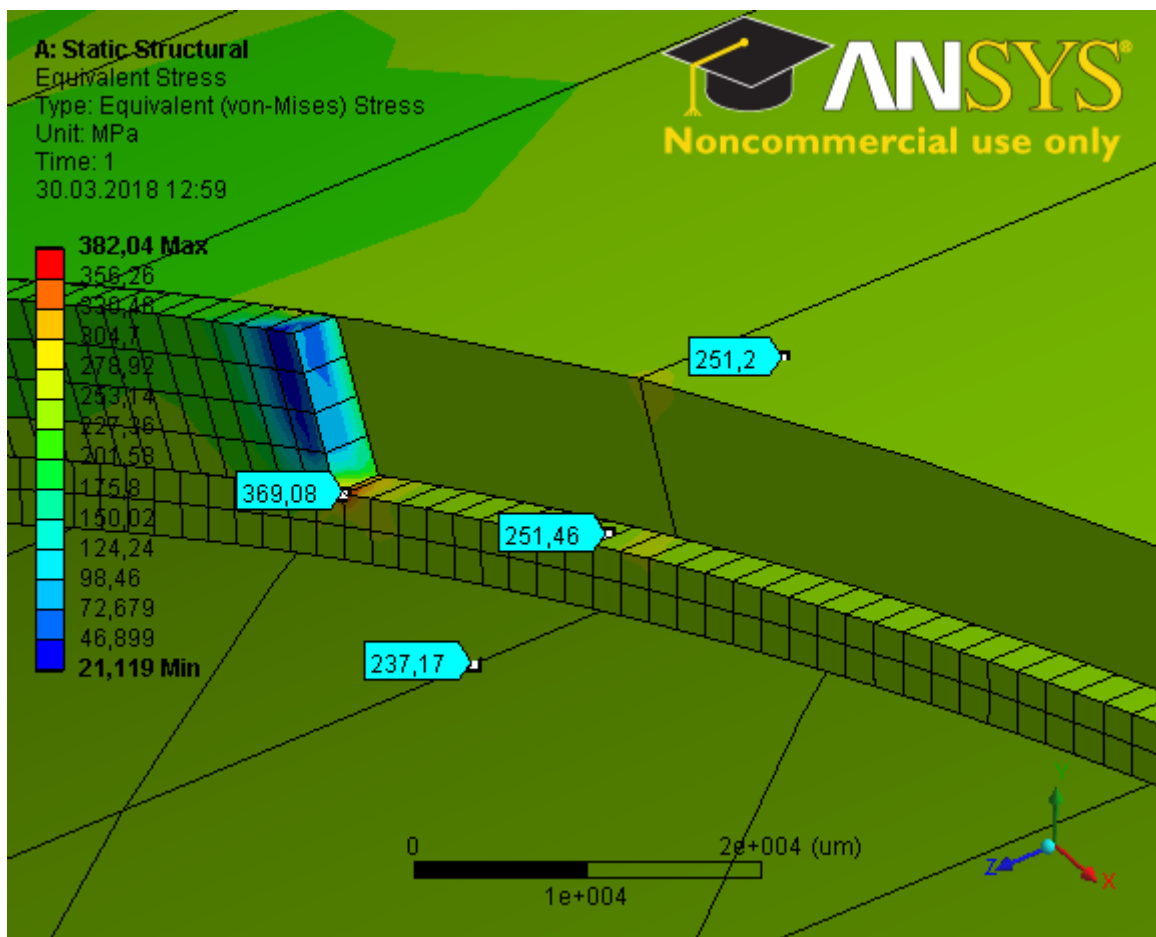


Рисунок 21 – Вид на область дефекта трубы без ремонтной конструкции при внутреннем давлении 5,32 МПа. Цвета представлены в соответствии со шкалой полученных напряжений

При давлении 5,32 МПа в области дефекта трубопровода с установленной ремонтной конструкцией возникают напряжения, которые не угрожают целостности конструкции, максимальные напряжения в муфте не превышают 190 МПа (рисунок 22).

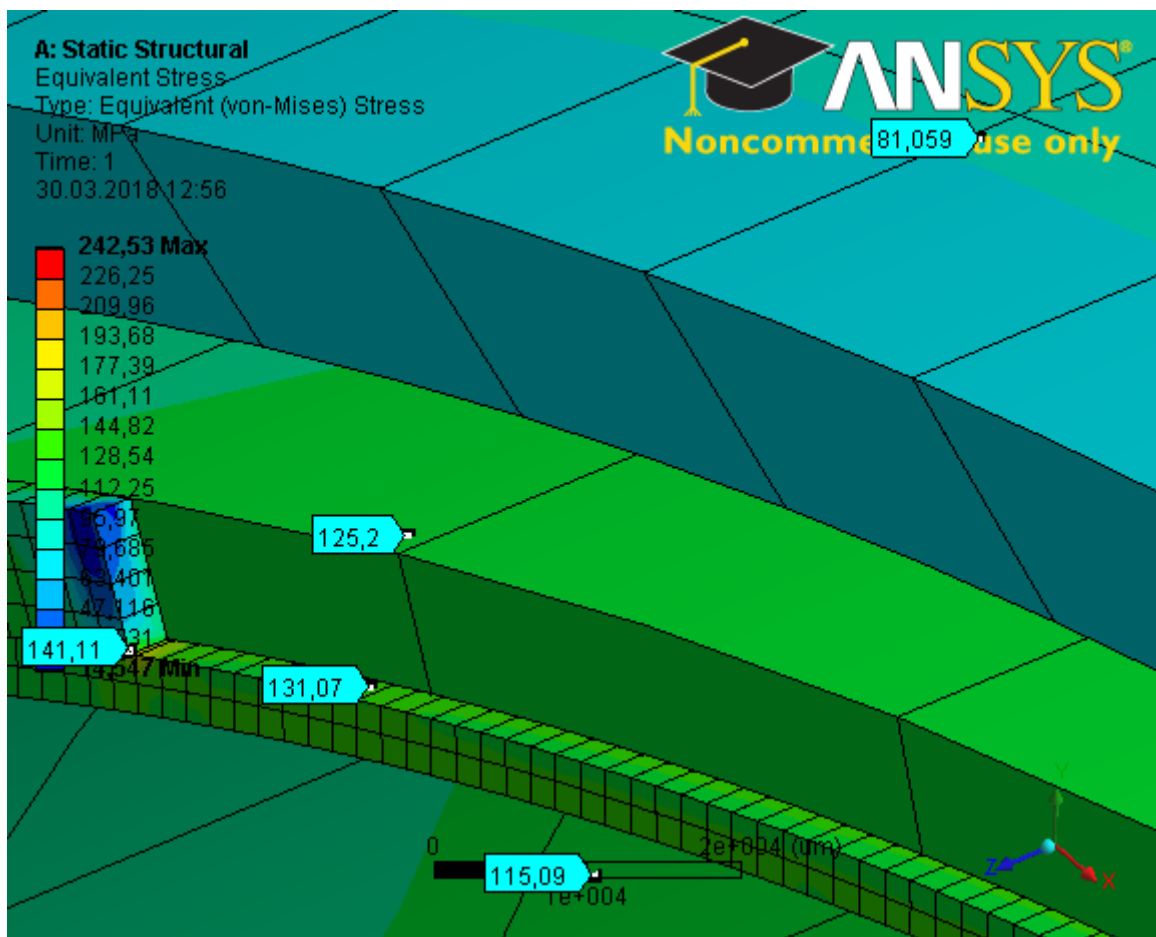


Рисунок 22 – Вид на область дефекта трубы с ремонтной конструкцией – муфтой П5У при внутреннем давлении 5,32 МПа. Цвета представлены в соответствии со шкалой полученных напряжений

Глава 6. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

В магистерской диссертации рассматривается эффективность применения современных ремонтных конструкций в системе магистральных нефтепроводов.

В данном разделе проекта произведены расчеты затрат на ремонт дефектов магистрального нефтепровода для сравнения экономической целесообразности применения ремонтной конструкции муфты П1 и муфты П2.

Состав затрат на устранение дефектов трубопровода формируется из таких элементов как:

- амортизационные отчисления;
- материальные затраты;
- социальные отчисления;
- заработные платы.

6.1. Расчет нормативной продолжительности на проведение ремонтных работ с использованием муфты П1 и П2

Определим нормы времени для ремонта магистрального нефтепровода. Согласно справочникам [23]. Время на выполнение ремонтных работ с применением муфты П1 и П2 представлено в таблице 8.

Таблица 8 – Время на выполнение ремонтных работ с применением муфты П1 и П2

№ п/п	Наименование операций	Общее время, часов	
		Муфта П1	Муфта П2
1	Определение оси трубопровода	0,17	0,17

						<i>Исследование прочностных характеристик ремонтных конструкций трубопроводов</i>					
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>							
<i>Разраб.</i>		<i>Кириллин А.А.</i>			Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение			<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>	
<i>Руковод.</i>		<i>Никольчиков В.К.</i>								68	103
<i>Консульт.</i>		<i>Макашева Ю.С.</i>						НИ ТПУ зр. 2БМ6Б			
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Бурков П.В.</i>									

2	Вскрытие нефтепровода	2,5	2,5
3	Очистка дефектосодержащего участка трубопровода от изоляции	2	2
4	Установка ремонтной конструкции	0,5	1
5	Сварка полумуфт	1	2
6	Приготовление композитного состава	0,5	-
7	Закачка композитного состава	0,5	-
8	Затвердевание композитного состава	24	-
9	Восстановление изоляции	1	1
10	Засыпка трубопровода	0,5	0,5
	Итого:	32,67	9,17

Вывод: По результатам таблицы следует, что ремонт магистрального нефтепровода с муфтой П2 занимает значительно меньше времени, чем при использовании муфты П1 и составляет 9,17 ч.

6.2. Затраты на материалы

Стоимость материалов на проведение ремонта магистрального нефтепровода муфтами П1 и П2 представлена в таблице 9.

Таблица 9 – Стоимость материалов на проведение ремонта магистрального нефтепровода муфтами П1 и П2

№ п/п	Наименование материалов	Ед. изм.	Стоимость, руб.
1	Шлифовальный круг Луга-Абразив 1	шт	9016
2	Круг отрезной Bosch Expert For Metal	шт	752
3	Муфта сварная композитная П1	шт	97402
4	Муфта обжимная сварная П2	шт	92952
5	Электроды Э50AESAB	кг	358,5
6	Герметизирующая мастика ДЭМАСТ	м ³	571428
7	Композитный материал СМЭЛ	м ³	235153
8	Праймер ПМ-001 ВК	кг	145
9	Изоляционная лента Литкор	м	179,8
10	Оберточная лента Полилен 40-ЛИ-63	м	72,8

Расчет расхода сварочных материалов

Расход количества электродов для использования ручной дуговой сварки вычисляется по формуле:

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист 69
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$L_{\text{э}} = K_p \cdot G_H, \quad (1)$$

где K_p – коэффициент расхода электродов на единицу килограмма наплавленного металла. Для таких электродов как Э50А он составляет: $K_p = 1,7$.

G_H – масса наплавленного металла определяется следующим образом:

$$G_H = V \cdot \gamma, \quad (2)$$

где γ – плотность металла; $\gamma = 7,8 \text{ г/см}^3$;

V – объем наплавленного металла, см^3 .

Для вычисления объема наплавленного металла используют следующую формулу:

$$V = F_H \cdot L \quad (3)$$

где L – длина сварных швов, см ;

F_H – площадь наплавленного металла, см^2 .

Площадь наплавленного металла определяется по формуле:

$$F_H = \frac{1}{2} \cdot a \cdot b = \frac{1}{2} \cdot 14 \cdot 11,6 = 81,2 \text{ мм}^2 = 0,81 \text{ см}^2 \quad (4)$$

где a – толщина стенки, мм ;

b – зазор между полумуфтами, мм .

Следовательно объем наплавленного металла для муфты П1:

$$V = 0,81 \cdot 400 = 324 \text{ см}^3.$$

Таким образом:

$$L_{\text{э}} = 1,7 \cdot 324 \cdot 7,8 = 4296,24 \text{ (г)} = 4,3 \text{ кг}.$$

Для муфты П2, объем наплавленного металла:

$$V = 0,81 \cdot (2 \cdot 155 + 4 \cdot 20,5 + 4 \cdot 320,3) = 1355,3 \text{ см}^3.$$

Таким образом:

$$L_{\text{э}} = 1,7 \cdot 1355,3 \cdot 7,8 = 17971,3 \text{ (г)} = 17,9 \text{ кг}.$$

Расчет композитного материала и герметизирующей мастики.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		70

Объем композита при композитно-муфтовой технологии рассчитывается по формуле:

$$V_K = ((\pi \cdot R_1^2) \cdot L) - ((\pi \cdot R_2^2) \cdot L) = ((3,14 \cdot 0,517^2) \cdot 2) - ((3,14 \cdot 0,510^2) \cdot 2) = 0,045 \text{ м}^3,$$

где R_1 – внутренний радиус муфты, м;

R_2 – внешний радиус трубопровода, м;

L – длина муфты, м.

Объем герметика (герметизирующей мастики) при композитно-муфтовой технологии рассчитывается по формуле:

$$V_F = ((\pi \cdot R_1^2) \cdot 0,03) - ((\pi \cdot R_2^2) \cdot 0,03) = ((3,14 \cdot 0,517^2) \cdot 0,03) - ((3,14 \cdot 0,510^2) \cdot 0,03) = 0,00067 \text{ м}^3$$

где R_1 – внутренний радиус муфты, м;

R_2 – внешний радиус трубопровода, м.

Расчет требуемого количества праймера

Объем требуемого количества праймера рассчитывается по следующей формуле:

$$V = 2 \cdot \pi \cdot R_M \cdot L_M \cdot Q + 2 \cdot \pi \cdot R_T \cdot L_T \cdot Q = 2 \cdot 3,14 \cdot 0,531 \cdot 2 \cdot 0,1 + 2 \cdot 3,14 \cdot 0,510 \cdot 0,7 \cdot 0,1 = 0,89 \text{ кг}$$

где R_M , R_T – наружный радиус ремонтной муфты и трубопровода, м;

L_M , L_T – длина муфты и трубы покрываемая праймером, м;

Q – расход праймера, г/м².

Расчет изоляционной и оберточной лент

Для защиты против коррозии на отремонтированном участке трубы должна использоваться только усиленная изоляция.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		71

Толщина и структура слоев нанесения изоляции представлены в таблице 10.

Таблица 10 – Структура нанесения изоляции нефтепроводов

Номер слоя	Конструкция нанесения	Толщина, мм, не менее
1	Праймер ПМ-001ВК	-
2	Полимерно-битумная лента «Литкор», толщиной не менее 1,5 мм, применяется в два слоя	3,0
3	Защитная полимерная липкая обёртка Полилен 40-ЛИ-63, толщина не менее 0,6 мм	0,6
Общая толщина:		3,6

Рулонные материалы наносятся строго по слою только что нанесённой мастики без каких-либо обвисаний, перекосов и воздушных пузырей. Нахлест делается в 50% ширины ленты. Конец ленты закрепляется липкой лентой.

На расстоянии от 300 до 500 мм от края ремонтируемого участка на базовой изоляции трубопровода закрепляется защитная обёртка.

Длина изоляционной ленты с учетом нахлеста:

$$L_{из} = 2 \cdot \pi \cdot R_M \cdot \left(\frac{l_M}{h}\right) + 2 \cdot \pi \cdot R_T \cdot \left(\frac{l_T}{h}\right) = 2 \cdot 3,14 \cdot 0,531 \cdot \left(\frac{2}{0,25}\right) + 2 \cdot 3,14 \cdot 0,510 \cdot \left(\frac{0,7}{0,25}\right) = 35,6 \text{ м}$$

где R_M , R_T – наружный радиус ремонтной муфты и трубопровода, м;

l_M , l_T – длина изоляции, намотанная на муфту и трубопровод, м;

h – ширина изоляции, м.

Длина оберточной ленты с учетом нахлеста:

$$L_{об} = 2 \cdot \pi \cdot R_M \cdot \left(\frac{l_M}{h}\right) + 2 \cdot \pi \cdot R_T \cdot \left(\frac{l_T}{h}\right) = 2 \cdot 3,14 \cdot 0,534 \cdot \left(\frac{2}{0,25}\right) + 2 \cdot 3,14 \cdot 0,513 \cdot \left(\frac{0,8}{0,25}\right) = 37,1 \text{ м}$$

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		72

где R_M , R_T – наружный радиус ремонтной муфты и трубопровода с изоляционным слоем, м;

l_M , l_T – длина обертки, намотанная на муфту и трубопровод, м;

h – ширина обертки, м.

Результаты расчета стоимости материальных затрат для ремонта магистрального нефтепровода муфтами П1 и П2 приведены в таблице 11.

Таблица 11 – Материальные затраты для ремонта магистрального нефтепровода

Наименование затрат	Марка	Ед. изм.	Количество		Цена ед., руб.	Сумма, руб.	
			Муфта П1	Муфта П2		Муфта П1	Муфта П2
Шлифовальный круг	Луга-Абразив 1	шт.	1	1	9016	9016	9016
Круг отрезной	Bosch Expert For Metal	шт.	1	–	752	752	–
Муфта сварная композитная	П1	шт.	1	–	97402	97402	–
Муфта обжимная сварная	П2	шт.	–	1	92952	–	92952
Электроды Э50А	ESAB	Кг	4,3	17,9	358,5	1541,6	6417,2
Герметизирующая мастика	ДЭМАСТ	м ³	0,00067	–	571428	382,9	–
Композитный материал	СМЭЛ	м ³	0,045	–	235153	10582	–
Праймер	ПМ-001ВК	кг	0,89	0,89	145	129	129
Изоляционная лента	Литкор	м	35,6	35,6	179,8	6400,9	6400,9
Оберточная лента	Полилен 40-ЛИ-63	м	37,1	37,1	72,8	2700,9	2700,9
Всего за материалы						128907,3	117616
Транспортно-заготовительные отчисления (3-5%)						5156,3	4704,6
Итого по статье С_м, руб						134063,4	122320,6

Вывод: По результатам подсчетов очевидно, что установка муфты П2 экономически выгоднее, чем муфты П1 на 11743 рубля.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		73

6.3. Расчет количества необходимой техники и оборудования

В процессе ремонта потребуется следующая техника: трассоискатель, при помощи которого определяется местонахождение ремонтируемого трубопровода. Бульдозер для снятия почвенно-растительного слоя на глубину 0,2-0,3 м. Разработка грунта выполняется экскаватором. Автокран необходим для перемещения полумуфт на трубопровод. Дизель-электрический агрегат служит для обеспечения электричеством всех электроприборов используемых на месте ремонта. Очистная машина применяется для очистки нефтепровода от изоляции, после которой шлифовальной машинкой зачищается область дефекта. Домкратом поддерживается нижняя часть муфты для сварки двух полумуфт. Электрическим миксером приготавливается композитный состав, который подается в композитную муфту нагнетательным насосом. На бортовом автомобиле доставляется вся необходимая техника к месту ремонтных работ.

Стоимость всего оборудования, которое потребуется для производства ремонта магистрального нефтепровода, представлена в таблице 12.

Таблица 12 – Стоимость оборудования для проведения ремонтных работ

Наименование оборудования	Стоимость, руб.	
	Муфта П1	Муфта П2
Трассоискатель RD8000 PDLM	497550	497550
Бульдозер Komatsu D65EX-16	11900000	11900000
Экскаватор Komatsu PC300-8	13580000	13580000
Машина очистная ВБЮН-1020	89000	89000
Шлифовальная машина BOSCH GGS 6 S Professional	40359	40359
Дизель-электрический агрегат Champion DG 200000ES-3	460200	460200
Автокран XCMG RT55E	23351632	23351632
Гидравлический домкрат Стелла НМ 250	57490	57490
Сварочный агрегат Сварог Tech Mig 3500	122600	122600
Миксер с электрическим приводом BOSCH GRW 18-2 E Professional	30400	-
Нагнетательный насос Putzmeister P 13 EMRKA230	1350000	-
Автомобиль бортовой Урал 4320-5911-74	3087000	3087000
Автоводоцистерна АЦПТ-10	3789000	3789000
Вахтовая машина Урал 32551-5013-71	3347000	3347000

Вывод: Из данной таблицы видно, что на ремонт магистрального нефтепровода муфтой П2 потребуется меньшее количество оборудования, чем при ремонте с использованием муфты П1, так как нет необходимости использовать миксер с электрическим приводом BOSCH GRW 18-2 E Professional и нагнетательный насос Putzmeister P 13 EMR KA230.

6.4. Затраты на амортизационные отчисления

В расчет затрат на специальное оборудование включают все затраты, связанные с приобретением оборудования, необходимого для проведения работ.

Затраты исчисляются согласно нематериальных активов и балансовой стоимости основных производственных фондов, и которые были утверждены в установленном порядке норм амортизации. Принимая во внимание ускоренную амортизацию активной части. Данные нормы амортизации определяются в соответствии с [24].

Амортизационные отчисления при использовании муфты П1 представлены в таблице 13.

Таблица 13 – Расчет амортизационных отчислений при ремонте муфтой П1

Наименование оборудования	Стоимость, руб.	Норма амортиз., %	Сумма амортиз. в год, руб.	Сумма амортиз. в час, руб.	Кол -во	Время работ, час.	Сумма амортиз., руб.
Трассоискатель RD8000 PDLM	497550	11	54730,5	6,2	1	0,17	1,1
Бульдозер Komatsu D65EX-16	11900000	12,5	1487500	169,8	1	1	169,8
Экскаватор Komatsu PC300-8	13580000	7,7	1045660	119,4	1	2	238,7
Машина очистная ВЬЮН-1020	89000	33,3	29637	3,4	1	1	3,4

Шлифовальная машинка BOSCH GGS 6 S Professional	40359	50	20179,5	2,3	1	1	2,3
Дизель-электрический агрегат Champion DG20000ES-3	460200	6,2	28532,4	3,3	1	3	9,8
Автокран XCMG RT55E	23351632	6,7	1564559	178,6	1	0,5	89,3
Гидравлический домкрат Стелла НМ 250	57490	8,3	4771,67	0,5	1	0,5	0,3
Сварочный агрегат Сварог Tech Mig 3500	122600	8,33	10212,6	1,2	2	1	2,3
Миксер с электрическим приводом BOSCH GRW 18-2 E Professional	30400	50	15200	1,7	1	0,5	0,9
Нагнетательный насос Putzmeister P 13 EMR KA230	1350000	12,5	168750	19,3	1	0,5	9,6
Автомобиль бортовой Урал 4320-5911-74	3087000	16,7	515529	58,9	1	8	470,8
Автоводоцистерна АЦПТ-10	3789000	16,7	632763	72,2	1	8	577,9
Вахтовая машина Урал 32551-5013-71	3347000	16,7	558949	63,8	1	8	510,5
Сумма амортизации всего оборудования, руб.:							2086,7

Расчеты амортизационных отчислений при использовании муфты П2 представлены в таблице 14.

Таблица 14 – Расчет амортизационных отчислений при ремонте муфтой П2

Наименование оборудования	Стоимость, руб.	Норма амортиз., %	Сумма амортиз. в год, руб.	Сумма амортиз. в час, руб.	Кол-во	Время работы, час.	Сумма амортиз., руб.
Трассоискатель RD8000 PDLM	497550	11	54730,5	6,2	1	0,17	1,1

Бульдозер Komatsu D65EX- 16	11900000	12,5	1487500	169,8	1	1	169,8
Экскаватор Komatsu PC300-8	13580000	7,7	1045660	119,4	1	2	238,7
Машина очистная ВЬОН-1020	89000	33,3	29637	3,4	1	1	3,4
Шлифовальная машинка BOSCH GGS 6 S Professional	40359	50	20179,5	2,3	1	1	2,3
Дизель- электрический агрегат Champion DG20000ES-3	460200	6,2	28532,4	3,3	1	3	9,8
Автокран XCMG RT55E	23351632	6,7	1564559	178,6	1	1	178,6
Гидравлический домкрат Стелла НМ 250	57490	8,3	4771,67	0,5	1	1	0,5
Сварочный агрегат Сварог Tech Mig 3500	122600	8,33	10212,6	1,2	2	2	4,7
Автомобиль бортовой Урал 4320-5911-74	3087000	16,7	515529	58,9	1	8	470,8
Автоводоцистерн а АЦПТ-10	3789000	16,7	632763	72,2	1	8	577,9
Вахтовая машина Урал 32551-5013- 71	3347000	16,7	558949	63,8	1	8	510,5
Сумма амортизации всего оборудования, руб.:				2168,1			

Вывод: Расчет амортизационных отчислений показал, что при ремонте нефтепровода муфтой П1 отчисления на амортизацию составляют 2086,7 рублей, в то время как для муфты П2 данный показатель составил 2168,1 рублей. Следовательно, экономия при ремонте магистрального нефтепровода муфтой П1 составляет 81,4 рубля.

6.5. Затраты на оплату труда

К ним относятся:

- надбавки относительно районных коэффициентов, за труд в районах Крайнего Севера и др;

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		77

– суммы, которые были начислены по тарифным ставкам, сдельным расценкам, должностным окладам или в процентах от суммы выручки от реализации продукции согласно принятым на определенных предприятиях (организациях) формам и системам оплаты труда работнику.

Результаты расчета заработной платы представлены в таблице 15.

Таблица 15 – Расчет заработной платы

Профессия	Разряд	Кол-во		Тарифная ставка, руб./час	Время на проведение мероприятия, ч.		Тарифный фонд ЗП, руб.		Сев.и рай. коэф. 50%+60%, руб.		Заработная плата с учетом надбавок, руб.	
		П1	П2		П1	П2	П1	П2	П1	П2		
Машинист экскаватора	6	1	1	250	2	2	505	505	555	555	1055	1055
Машинист бульдозера	6	1	1	255	1	1	255	255	280	280	530	530
Мастер	8	1	1	310	8,57	11,18	2912	3152	3192	3357	6093	6408
Крановщик	6	1	1	210	0,5	1	105	210	116	231	220,5	441
Электросварщик	6	2	2	185	1	2	370	740	407	814	777	1554
Слесарь	5	2	2	180	1	1	360	360	396	396	756	756
Лин.труб.	4	4	4	165	4,17	4,17	2752	2752	3027	3027	5780	5780
Водитель	5	3	3	150	10,17	10,17	4577	4577	5034	5034	9611	9611
Итого		15	15				11836	12551	13007	13694	24822,5	26135

Вывод: Исходя из полученных значений заработной платы с учетом надбавок, можно сделать вывод, что ремонт магистрального нефтепровода муфтой П1 выгоднее с экономической точки зрения, чем ремонтной конструкцией П2. Таким образом, экономия составила 1312,5 рублей.

6.6. Затраты на страховые взносы

Затраты на взносы в Фонд социального страхования, Пенсионный фонд, Фонд обязательного медицинского страхования, в том числе обязательного социального страхования при несчастном случае на производстве во время ремонта магистрального нефтепровода с использованием муфт П1 или П2 представлены в таблице 16, 17.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		78

Для расчета затрат на выплату по страхованию от несчастных случаев на производстве и каких-либо профессиональных болезней, используем класс VIII, тариф 0,9 согласно [25].

Таблица 16 – Расчет взносов на страхование при ремонте магистрального нефтепровода муфтой П1

Профессия	Количество работников	ЗП, руб.	ФСС (2,9%), руб.	ФОМС (5,1%), руб.	ПФР (22%), руб.	Страхование от несчаст. случаев (тариф 0,9%), руб.	Всего, руб.
Мастер	1	6092,2	176,8	310,8	1340,4	54,9	1882,9
Машинист бульдозера	1	530	15,5	27,1	115,8	4,9	163,3
Машинист экскаватора	1	1055	31,0	53,9	231,4	9,8	326,1
Крановщик	1	220,5	6,4	11,2	48,5	2,0	68,1
Электросварщик	2	777	22,5	39,6	170,9	7,0	240
Слесарь	2	756	21,9	38,6	166,3	6,8	233,6
Лин. Труб.	4	5779,6	167,6	294,8	1271,5	52,0	1785,9
Водитель	3	9610,7	278,7	490,1	2114,4	86,5	2969,7
Общая сумма, руб.					7669,6		

Таблица 17 – Расчет страховых взносов при ремонте магистрального нефтепровода муфтой П2

Профессия	Количество работающих	ЗП, руб.	ФСС (2,9%), руб.	ФОМС (5,1%), руб.	ПФР (22%), руб.	Страхование от несчаст. случаев (тариф 0,9%), руб.	Всего, руб.
Мастер	1	6417,2	187,5	328,7	1409,3	67,9	1993,4
Машинист бульдозера	1	530	16,4	27,3	120,1	4,9	168,7
Машинист экскаватора	1	1050	30,5	53,6	231,0	9,5	324,6
Крановщик	1	441	12,8	22,5	97,0	4,0	136,3
Электросварщик	2	1554	45,1	79,3	341,9	14,0	480,3
Слесарь	2	756	21,9	38,6	166,3	6,8	233,6
Лин. Труб.	4	5779,6	167,6	294,8	1271,5	52,0	1785,9
Водитель	3	9610,7	278,7	490,1	2114,4	86,5	2969,7
Общая сумма, руб.					8172,5		

Вывод: На основе полученных данных, можно сделать вывод, что экономия затрат на страховые взносы при ремонте нефтепровода с помощью муфты П1 составит 405,5 руб. по сравнению с ремонтом муфтой П2.

6.7. Затраты на проведение мероприятия

Расчет общей суммы затрат для проведения организационно-технического мероприятия производится относительно предыдущих расчетов (таблица 18).

Таблица 18 – Затраты на проведение ремонта магистрального нефтепровода муфтами П1 и П2

Состав затрат	Сумма затрат, руб.	
	Муфта П1	Муфта П2
Затраты на материалы	134063	122321
Амортизационные отчисления	2086,7	2168,1
Страховые взносы	7669,6	8172,5
Оплата труда	24822,5	26135
Всего затрат:	168642,2	158796,6

Вывод: Затраты ремонт магистрального нефтепровода муфтой П2 составляют 158796,6 рублей, что на 9845,6 рублей меньше, чем при ремонте с использованием муфты П1.

Вывод по главе 6.

Экономический расчет показал, что временные и материальные затраты на проведение ремонта магистрального нефтепровода муфтой П2 меньше по сравнению с затратами на установку ремонтной конструкции П1. Разница составляет 9845,6 рубля.

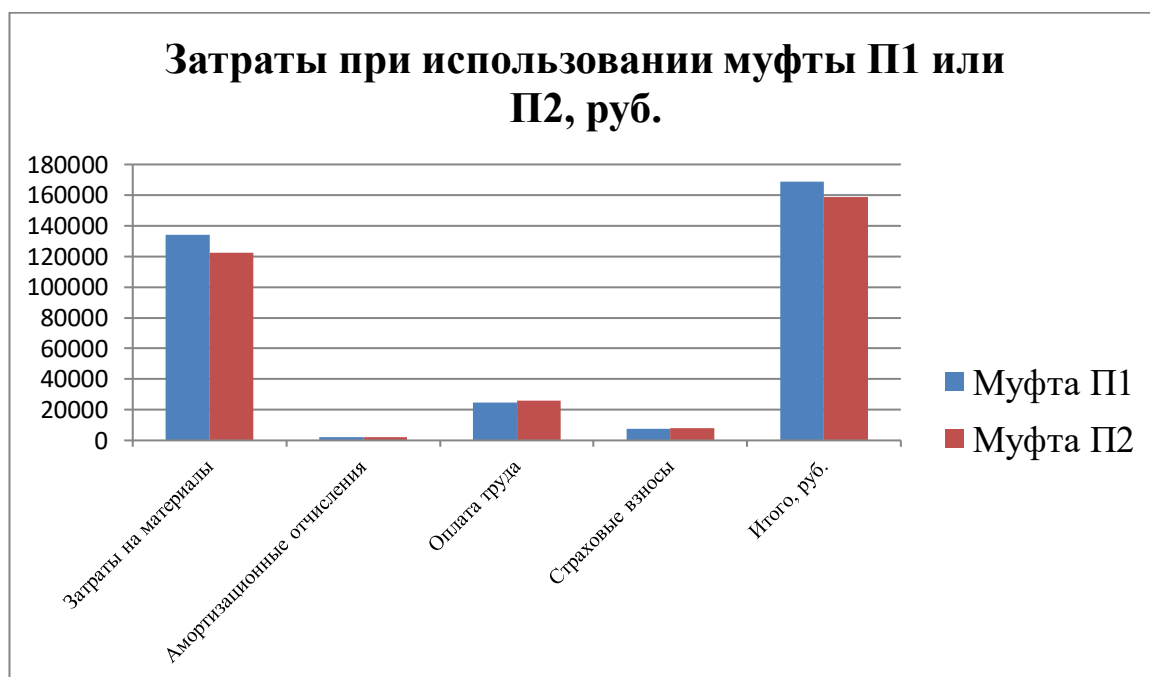


Рисунок 23 – Сравнение затрат при использовании муфт П1 и П2.

7. Социальная ответственность

В магистерской диссертации исследуются прочностные характеристики ремонтных конструкций в системе магистральных нефтепроводов. Характеристики и параметры трубопроводов и ремонтных конструкций были выбраны в соответствии с данными по магистральному нефтепроводу «Александровское-Анжеро-Судженск» на участке 690-698,1 км. Во время установки ремонтных конструкций проводят ремонт, при котором разрабатывается траншея с помощью специализированной техники, такой как бульдозеры и экскаваторы. Производятся различные работы по спуску и подъему необходимого оборудования и материалов с помощью автокранов и другого оборудования.

К основным вредным факторам, возникающим при проведении ремонта линейной части магистральных нефтепроводов, относятся: пониженная или повышенная температура воздуха, повышенный уровень шума при работе оборудования и техники, повышенная концентрация вредных веществ в рабочей зоне, недостаточная освещенность.

К опасным факторам относятся работы по спуску и подъему материалов и оборудования в траншее, наличие оборудования, работающего под высоким напряжением, различные вращающиеся части техники и оборудования, обвал грунта в рабочем котловане.

При проведении ремонта в атмосферу попадают пары газа, нефти и нефтепродуктов особенно сильно при оборудовании временного амбара для откачки нефти, также происходит загрязнение слоя почвы нефтью и от попадания загрязняющих веществ с работающей техники.

					Исследование прочностных характеристик ремонтных конструкций трубопроводов			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Кириллин А.А.			Социальная ответственность	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Никольчиков В.К.					82	103
<i>Консульт.</i>		Немцова О.А.				НИ ТПУ зр. 2БМ6Б		
<i>Рук-ль ООП</i>		Бурков П.В.						

При проведении работ могут произойти различные чрезвычайные ситуации: взрыв или возгорание паров нефти и нефтепродуктов, разрушение нефтепровода, падение автокрана в котлован [26].

7.1. Производственная безопасность

Таблица 19. Опасные и вредные факторы при выполнении ремонтных работ

Наименование видов работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003. – 2015 [26])		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Земляные работы; Погрузочно-разгрузочные работы; Очистные работы; Сварочно-монтажные работы; Работа с герметиком, композитным составом и растворителем; Изоляционные работы.	1.Повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны. 2.Повышенный уровень шума на рабочем месте. 3.Утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу. 4. Недостаточная освещенность рабочей зоны.	1.Расположение рабочего места на значительной высоте относительно поверхности земли (пола). 2.Электрический ток; 3.Электрическая дуга и металлические искры при сварке. 4.Пожаровзрыво-безопасность.	1. СанПиН 2.2.4.3359-16. 2. ГОСТ 12.4.011-89. 3. ГОСТ 12.1.011 – 78. 4. ГОСТ 12.4.310-2016. 5. ГОСТ 20010-93. 6. ГОСТ 12.4.137-2001. 7. ГОСТ 12.4.004-74. 8. ГОСТ 12.1.046-2014. 9. ГОСТ Р 50571.3-2009. 10.Правила по охране труда при работе на высоте (с изменениями на 17 июня 2015 года). 11.ГОСТ Р 12.1.019-2009. 12.ГОСТ 12.1.019 – 79. 13.РД 25.160.10--КТН-004-08.

Повышенная и пониженная температура воздуха рабочей зоны.

К метеоусловиям относятся: температура, влажность, скорость движения воздуха, атмосферное давление, интенсивность радиационного излучения

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		83

солнца. Так как работы по ремонту магистральных нефтепроводов выполняются на открытой местности, то на рабочих оказывает действие атмосферных осадков, сильный ветер, повышенная и пониженная температура воздуха от минус 30°С до плюс 40°С, в зависимости от времени года и географического расположения нефтепровода.

Профилактика перегревания и переохлаждения должна осуществляться организацией отдыха и рационального режима труда сокращением рабочего времени для перерывов с отдыхом в зоне с нормальным микроклиматом. Для предотвращения воздействия метеорологических условий для рабочих предусматривается специальная одежда, головные уборы и средства индивидуальной защиты.

Повышенный уровень шума на рабочем месте.

Различная техника (бульдозеры, экскаваторы, автокраны, тягачи) при своём передвижении и работе издаёт большое количество шума, которое негативно влияет на работающий персонал. Так же издает значительное количества шума остальное оборудование: режущее оборудование, сварочные и насосные аппараты, передвижные генераторные установки.

Воздействие шума на человеческий организм определяется влиянием на слуховой аппарат и многие другие органы, включая нервную систему.

При физической работе, связанной с точностью, сосредоточенностью или периодическими слуховыми контролями, громкость ниже 80 дБА не влияет на органы слуха. В соответствии с нормативными документами при длительном воздействии шума больше 80 дБА происходит постоянное повышение порога слуха и кровяного давления [27]. К основным методам борьбы с шумом относят:

- снижение уровня шума в источнике его возникновения;
- снижение шума на пути распространения звука;

					Социальная ответственность	Лист
						84
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- разумное размещение оборудования;
- использование средств индивидуальной защиты;
- соблюдение режима труда и отдыха [28].

Утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу

Источниками утечки токсичных и вредных веществ в атмосферу могут являться нефть, растворитель, герметик и композитный состав. Растворитель и нефть содержат углеводороды, пары которых очень опасны для здоровья, следует избегать соприкосновения с кожей. Смола, входящая в композитный состав и герметик, а также пары растворителя и нефти токсичны и вызывают раздражение слизистых оболочек, а также кожи лица и рук, кашель, головокружение, а в некоторых случаях аллергическую реакцию и образование ожогов на коже. Предельно – допустимая концентрация паров нефти и газов в рабочей зоне не должна превышать по санитарным нормам 300 мг/м^3 , при проведении газоопасных работ, при условии защиты органов дыхания, не должно превышать предельно – допустимую взрывобезопасную концентрацию, для паров нефти 2100 мг/м^3 [29].

При работе с композитным составом, герметиком, растворителем и нефтью необходимо пользоваться индивидуальными средствами защиты: специальный костюм по [30]; резиновые перчатки по [31]; сапогами по [32]; респиратор РПГ – 67А по [33].

Недостаточная освещённость рабочей зоны.

Работы по ремонту магистрального нефтепровода проводятся непосредственно в трассовых условиях и при аварийных ситуациях ремонт ведется в темное время суток без обеспечения достаточного освещения рабочих мест и рабочей зоны.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		85

Подходы и проезды к строительной площадке, рабочие места, участки проведения работ в темное время суток должны быть достаточно освещены:

– при производстве земляных работ, производимых сухим способом землеройными и другими механизмами, наименьшая вертикальная освещенность по всей высоте забоя и по всей высоте разгрузки (со стороны машиниста) должна составлять 10 лк;

– при сборке и монтаже строительных грузоподъемных механизмов - 50 лк;

– при разработке грунта бульдозерами, скреперами, катками и др. - 10 лк;

– в местах разгрузки, погрузки и складирования заготовленной арматуры при проведении бетонных и железобетонных работ - 2 лк;

– при работе стационарных сварочных аппаратов, механических ножниц, гибочных станков для заготовки арматуры - 50 лк;

– подходы к рабочим местам - 5 лк [34].

Освещенность должна быть равномерной, без ослепляющего действия осветительных приборов на рабочих.

При проведении сварочно-монтажных работ на рабочих местах в темное время суток необходимо применять стационарные светильники напряжением 220В во взрывозащищенном исполнении, подвешенные на высоте не менее 2,5 м. Напряжение переносных светильников не должно превышать 12В [35].

Расположение рабочего места на значительной высоте относительно поверхности земли (пола).

Работами на высоте считаются все работы, выполняемые на высоте более 1,8 м от поверхности грунта или настила [36]. При ремонте магистрального нефтепровода раскапывается траншея вдоль нефтепровода в зоне дефекта. Существует риск с получением производственного травматизма в результате падения с высоты.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		86

Для защиты головы все работники, находящиеся в рабочей зоне, при выполнении работ должны быть обеспечены касками.

Приставные лестницы по конструкции должны соответствовать требованиям и быть оборудованы нескользкими опорами.

Не допускается разработка ремонтного котлована без откосов. Откосы разрабатываются в зависимости от типа грунта и глубины траншеи.

К средствам индивидуальной защиты от падения с высоты работников относятся: канаты страховочные и предохранительные пояса. На всех предохранительных поясах должна быть бирка с датой следующего испытания и инвентарным номером.

Электрический ток.

Источники электрического тока, которые создают опасность поражения током: электрический привод насосного оборудования электрооборудование очистных установок, генераторы, сварочные аппараты.

Электрический ток может оказывать термический, электролитический и биологический вид воздействий на организм человека.

При термическом действии тока на теле появляются ожоги разных форм, происходит нарушение функциональности внутренних органов и перегревание кровеносных сосудов.

При электролитическом действии происходит расщепление крови и другой органической жидкости в тканях организма, что в свою очередь вызывает существенные изменения ее физико-химического состава.

При биологическом действии нарушается нормальная работа мышечной системы. Появляются непроизвольные судорожные сокращения мышц, данное влияние опасно для органов дыхания и кровообращения, таких как легкие и

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		87

сердце, оно может привести к нарушению их нормальной работы, в том числе и к полному прекращению их функциональности.

Все применяемые электроинструменты и электрооборудование должны быть заземлены.

Работа с электроинструментом запрещается при:

- появлении дыма;
- повреждении кабеля;
- плохо работающем выключателе;
- повышении вибрации, стука, шума;
- появлении трещины в защитном экране, корпусе.

К основным способам и средствам электрозащиты относятся:

- изоляция частей, проводящих ток;
- предупредительная сигнализация и блокировки;
- установка оградительных устройств;
- применение не больших напряжений;
- использование предупреждающих плакатов и знаков безопасности;
- средства индивидуальной электрозащиты;
- защитное заземление;
- защитное отключение.

Электробезопасность труда и оборудования регламентируется ГОСТ Р 12.1.019-2009 [37].

Электрическая дуга и металлические искры при сварке.

					Социальная ответственность	Лист
						88
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

При осуществлении сварочно-монтажных работ возможны брызги металла, поражения электрическим током. При производстве процесса сварки существуют опасные факторы, которые воздействуют на сварщика: поражение глаз и открытой поверхности кожи лучами сварочной дуги; поражение электрическим током, при прикосновении человека к токовыводящим частям электрической цепи; взрыв в результате проведения сварки вблизи взрывоопасных и легковоспламеняющихся веществ; ожоги от брызг металла при резке и сварке металла; травмы механического характера при подготовке и в процессе монтажа ремонтных конструкций магистрального нефтепровода.

К проведению электросварочных работ допускаются электросварщики, прошедшие установленную аттестацию и имеющие соответствующие разрешающие удостоверения. Огневые, газоопасные и другие работы повышенной опасности выполняются только с оформлением наряда-допуска.

Для защиты от брызг расплавленного металла и излучения сварочной дуги, сварщик обязан носить спецобувь и спецодежду, а лицо и глаза закрывать специальным щитком или маской со светофильтром.

Электросварщику необходимо работать в диэлектрических перчатках на резиновом коврике. На рабочем месте должны быть индивидуальные средства пожаротушения и индивидуальные аптечки. Для тушения электроустановок необходимо применять углекислотные огнетушители [38].

Пожаровзрывобезопасность

Источниками возникновения пожара могут быть устройства электропитания, где в результате различных нарушений образуются перегретые элементы, электрические искры и дуги, способные вызвать загорания горючих материалов, короткие замыкания, перегрузки. Источники взрыва – газовые баллоны, трубопровод под давлением.

					Социальная ответственность	Лист
						89
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Результатам негативного воздействия пожара и взрыва на организм человека являются ожоги различной степени тяжести, повреждения и возможен летальный исход. Предельно – допустимая концентрация паров нефти и газов в рабочей зоне не должна превышать по санитарным нормам 300 мг/м³ , при проведении газоопасных работ, при условии защиты органов дыхания, не должно превышать предельно – допустимую взрывобезопасную концентрацию (ПДБК), для паров нефти 2100 мг/ м³ .[39]

К средствам тушения пожара, предназначенных для локализации небольших загораний, относятся пожарные стволы, огнетушители, сухой песок, асбестовые одеяла, вода и т. п. Для предотвращения взрыва необходимо осуществлять постоянный контроль давления по манометрам в трубопроводе.

7.2. Экологическая безопасность

Проведение работ по выборочному ремонту участка нефтепровода, должно выполняться в соответствии с требованиями руководящих документов и законов в части охраны окружающей среды с сохранением её устойчивого экологического равновесия.

7.2.1. Анализ влияния на окружающую среду

Воздействие на атмосферу

При проведении ремонта в атмосферу попадают пары нефти и нефтепродуктов особенно сильно при оборудовании временного амбара.

В таблице 20 представлены ПДК и классы опасности некоторых веществ, входящих в состав нефти ее паров и веществ участвующих в технологических процессах хранения и транспортировки углеводородов в воздухе рабочей зоны [40].

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
						90
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Таблица 20 – Предельно-допустимая концентрация в воздухе и классы опасности

Наименование вещества	ПДК, мг/м ³	Класс опасности
Нефть	300	4
Метан	300	4
Пропан	300	4
Бутан	300	4
Бензол	5	2
Метанол	5	3
Этиловый спирт	1000	4
Ацетон	200	4
Керосин	300	4
Окислы азота	5	2
Метилмеркаптан	0,8	2
Ртуть	0,01	1
Серная кислота	1	2
Тetraэтилсвинец	0,005	1
Толуол	50	3
Окись углерода	20	4
Дихлорэтан	10	2
Сероводород	10	2

Воздействие на литосферу:

При выполнении ремонтных работ возможно попадание на почву загрязняющих веществ с работающей техники и оборудования. На всех этапах ремонта магистрального нефтепровода необходимо выполнять мероприятия, которые предотвращают следующие процессы:

- появление неблагоприятных эрозионных процессов;
- загрязнение территории различными отходами;
- загорание торфяников и естественной растительности.

В таблице 21 представлены ПДК некоторых веществ, входящих в состав нефти ее паров и веществ участвующих в технологических процессах хранения и транспортировки углеводородов в почве [41].

Таблица 21 – Предельно-допустимая концентрация в почве

Наименование вещества	ПДК, мг/кг
Бензин	0,1
Бензол	0,3
Ртуть	2,1
Серная кислота	160,0
Толуол	0,3
Сероводород	0,4
	ПДК, мг/л
Метанол	3
Ацетон	2,2
Метилмеркаптан	0,0002
Ртуть	0,0005

7.2.2 Обоснование мероприятий по защите окружающей среды

Воздействие на атмосферу

С целью снижения количества испарений нефти с поверхности временного амбара его поверхность покрывают специальными химическими составами, которые значительно сокращают вредные выбросы в атмосферу.

Воздействие на литосферу

На период проведения работ по ремонту магистрального нефтепровода, проезд к дефектным участкам предусматривается по временным подъездным дорогам с устройством переездов в местах пересечения действующих подземных нефтепроводов.

Подъездные пути и временные автомобильные дороги необходимо устраивать с учетом требований для предотвращения повреждений древесно-кустарниковой растительности и сельскохозяйственных угодий.

Все ремонтные работы должны проводиться исключительно в пределах отведенной полосы для уменьшения ущерба, наносимого окружающей природной среде.

					Социальная ответственность	Лист
						92
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

По окончании всех работ необходимо полностью вывезти производственные отходы (металлолом, изоляционные материалы и т. д.) и восстановить нарушенный рельеф местности.

Природовосстановительные мероприятия считаются завершенными, если отсутствуют места, загрязненные горюче-смазочными, бытовыми и строительными отходами. На всех участках восстановлен растительный слой.

Рекультивации подлежат нарушенные земли, передаваемые во временное пользование на период производства работ по ремонту дефектных участков нефтепровода.

Воздействие на гидросферу

Для восстановления существовавшей до начала выполнения ремонтных работ системы местного водостока следует обеспечить расчистку ложбин временного стока, русел водотоков от грунта, попадавшего в них во время проведения земляных работ. Запрещается сталкивать грунт в русло реки при планировке береговых откосов.

При оборудовании временного городка и оснащении участков работ следует предусматривать специальные зоны для заправки, технического обслуживания, ремонта машин и механизмов, а также оснащать их емкостями для сбора отработанных горюче-смазочных материалов и инвентарными контейнерами для строительных и бытовых отходов. Необходимо исключить попадание неочищенных стоков в водоемы.

7.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях

7.3.1. Анализ вероятных ЧС

При проведении работ по ремонту магистрального нефтепровода могут произойти различные чрезвычайные ситуации:

- взрыв или возгорание паров нефти и нефтепродуктов;

					Социальная ответственность	Лист
						93
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- разрушение нефтепровода;
- падение автокрана в котлован.

В связи с этим, инженерно-технический персонал и рабочие, занятые на ремонте нефтепроводов, проходят обучение по своей специальности и правилам техники безопасности. Проверку знаний оформляют соответствующими документами согласно действующим отраслевым положениям о порядке проверки знаний норм, инструкций и правил, по охране труда. Вновь поступающие на работу допускаются к выполнению своих обязанностей после прохождения ими вводного инструктажа по технике безопасности и охране труда непосредственно на рабочем месте.

7.3.2. Обоснование мероприятий по предотвращению ЧС и разработка порядка действия в случае возникновения ЧС

При производстве ремонтных работ на магистральных нефтепроводах нужно строго соблюдать правила техники безопасности, руководствуясь нормативными документами. Все производственные инструкции предусматривают разделы по технике безопасности, которые составлены в соответствии с требованиями действующих правил для каждого конкретного условия с учетом специфики проводимых работ. С данными инструкциями знакомят технический и рабочих персонал, с выдачей на руки инструкций по профессиям.

Вскрытие магистрального нефтепровода производят экскаватором в соответствии с проектной документацией с соблюдением следующих условий безопасности:

- для исключения повреждений нефтепровода минимальное расстояние между ковшом работающего экскаватора и стенкой трубы должно быть в пределах от 150 до 200 мм [42];

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
						94
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

– запрещается нахождение людей и проведение других работ в зоне действия рабочего органа экскаватора.

Для предупреждения появления ЧС огневые работы на нефтепроводе следует производить в соответствии с требованиями п. 8 РД 39-00147105-015-98.

Для каждого из участков трассы необходима разработка планов ликвидации возможных аварий, определяющие порядок и обязанности действия персонала аварийных служб и ответственных должностных лиц. Эти планы позволяют более организованно и оперативно принять экстренные меры по восстановлению нефтепровода, защите окружающей среды, обеспечению безопасности близко расположенных объектов народного хозяйства и тем самым значительно уменьшить последствия и сократить ущерб возможных аварий [43].

Планы ликвидации возможных аварий разрабатываются и рассматриваются специальной комиссией, включающую старшего диспетчера, начальника отдела эксплуатации, главного энергетика, главного механика, инженера по технике безопасности, начальника пожарной части, начальника аварийно восстановительной службы, подписываются членами комиссии и утверждаются главным инженером РНУ.

Планы ликвидации возможных аварий должны разрабатываться в соответствии с наличием кадров и фактическим состоянием аварийной техники, линейной части нефтепровода, подъездных путей. В случае изменения фактического состояния подъездных путей, аварийной техники, наличия кадров и т. д. в план в течение месяца должны быть внесены соответствующие дополнения и изменения.

					Социальная ответственность	Лист
						95
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

7.4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

7.4.1. Специальные правовые нормы трудового законодательства

При выполнении ремонтных работ в районах, приравненных к районам Крайнего Севера, рабочие имеют дополнительные льготы, отражённые в законе «О государственных гарантиях и компенсациях для лиц, работающих и проживающих в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях»

Организация и проведение ремонтных работ должны осуществляться в соответствии с требованиями действующих руководящих документов и регламентов.

Запрещается проводить ремонтные работы без оформления необходимых разрешительных документов. Организационно-технические мероприятия по обеспечению безопасного производства огневых, газоопасных работ и работ повышенной опасности должны включать разработку инструкций по охране труда на каждый вид проводимых работ или их подборку.

Работников, выполняющих работы по замене дефектных участков магистральных нефтепроводов необходимо обеспечить спецобувью, спецодеждой и другими защитными средствами, согласно «Типовым нормам бесплатной выдачи специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты работникам», имеющих соответствующие сертификаты соответствия [44].

Организационно-технические мероприятия на проведение ремонтных работ на взрывопожароопасных и пожароопасных объектах магистральных нефтепроводов должны включать мероприятия, выполняемые при подготовке объекта к проведению работ, и мероприятия, выполняемые непосредственно при проведении работ.

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
						96
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Технические и организационные меры безопасности при подготовке объекта к выполнению работ составляются при разработке ППР и оформлении наряда-допуска на каждый вид работ и место их проведения.

7.4.2. Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Разработка ремонтного котлована осуществляется экскаваторами. Длину котлована определяют по расчету:

$$L=l+(2-3),\text{м (5)}$$

где – l длина ремонтируемого участка нефтепровода, но не меньше диаметра нефтепровода [45].

Не менее 0,6 м должно быть расстояние от дна котлована до нижней образующей нефтепровода. Для предотвращения обвала грунта в котлован отвал необходимо располагать на расстоянии не менее одного метра.

Для возможности быстрого спуска и выхода рабочих, котлован оснащается двумя инвентарными приставными лестницами на каждую сторону торца котлована, длиной не менее 1,25 глубины котлована и шириной от 75 см. Для работы в ночное время в котловане необходимо использовать светильники во взрывозащищенном исполнении.

					Социальная ответственность	Лист
						97
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Заключение

В настоящих главах раскрыты классификация дефектов трубопроводов, методы устранения дефектов, требования к ремонту и ремонтным конструкциям, представлены ремонтные конструкции, а также программы и возможности конечно-элементного анализа, в том числе представлены результаты исследования прочностных характеристик трубопроводов с дефектом и обжимной приварной муфты П2 с технологическими кольцами, а также со сварной галтельной муфтой П5У в программном пакете ANSYS.

Результаты численного моделирования позволяют оценить прочность ремонтных конструкций на стадии проектирования.

Оценка прочностных характеристик была проведена на основе данных магистрального нефтепровода «Александровское-Анжеро-Судженск» на участке 690-698,1 км.

При рабочем давлении 4,9 МПа в области дефекта в трубопроводах без ремонтной конструкции возникают следующие напряжения:

- 700-750 МПа, при продольном дефекте без муфты П2;
- 340-350 МПа при поперечном дефекте без муфты П5У.

Данные значения превышают предел текучести стали 17Г1С трубопроводов (325 МПа), а значит, произойдет необратимая деформация трубопровода и его разрушение. Данную ситуацию можно определить как аварийную.

При рабочем давлении 4,9 МПа и максимальном допустимом давлении 5,32 МПа в области дефекта трубопроводов с установленными ремонтными

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
					Исследование прочностных характеристик ремонтных конструкций трубопроводов			
Разраб.		Кириллин А.А.			Заключение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Никольчиков В.К.					98	103
Консульт.								
Рук-ль ООП		Бурков П.В.						
						НИ ТПУ зр. 2БМ6Б		

конструкциями возникают напряжения, которые не угрожают целостности конструкции, где предел текучести стали ремонтных конструкций 09Г2С составляет 340 МПа:

- максимальные напряжения в продольном дефекте с установленной муфтой П2 не превышают 195 МПа;
- максимальные напряжения в поперечном дефекте с установленной муфтой П5У не превышают 170 МПа.

Данная работа имеет перспективу для расчетов других нововведенных конструкций и исследование их прочностных характеристик.

Применение компьютерного моделирования позволяет сократить финансовые и временные затраты исследований натуральных образцов на испытательном полигоне.

					Заключение	Лист
						99
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Список литературы

1. Н.В. Варламов, Г.И. Макаров, К.В. Поликарпов, В.Н. Горицкий, Натурные испытания труб и ремонтных конструкций на испытательном полигоне ОАО ВНИИСТ. Журнал «Трубопроводный транспорт: теория и практика», 6 (22) 2010.
2. Васин Е.С. (RU), Кулешов А.Н. (RU), Соловьев В.А. (RU) Способ испытания композитно - муфтовой ремонтной конструкции для труб магистральных трубопроводов. Класс МПК: G01M99/00, Патент РФ № 2531126, 2014 – 5 с.
3. Зенкевич О. Метод конечных элементов в технике.– М.: Мир, 1975 – 541 с.
4. Дейнеко С. В. Обеспечение надежности систем трубопроводного транспорта нефти и газа. – М.: Издательство «Техника», ТУМА ГРУПП, 2011. – 176 с.
5. РД 153-39.4-130-2002. Регламент по вырезке и врезке «катушек» соединительных деталей, заглушек, запорной и регулирующей арматуры и подключению участков магистральных нефтепроводов.
6. Сооружение и эксплуатация газонефтепроводов и газонефтехранилищ. Составители: Крец В.Г., Шадрина А.В., Антропова Н.А. Учебное пособие. – Томск: Изд. ТПУ, 2012. – 386с.
7. РД-23.040.00-КТН-011-11. Классификатор дефектов магистральных и технологических трубопроводов, 2011.
8. СНиП III–42–80*. Магистральные трубопроводы.
9. ВСН 012–88. Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Контроль качества и приёмки работ. Часть II. Формы документации и правила её оформления в процессе сдачи – приёмки.

					Исследование прочностных характеристик ремонтных конструкций трубопроводов			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Кириллин А.А.			Список литературы	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Никольчиков В.К.					100	103
<i>Консульт.</i>								
<i>Рук-ль ООП</i>		Бурков П.В.				НИ ТПУ зр. 2БМ6Б		

10. СП 34–101–98. Выбор труб для магистральных нефтепроводов при строительстве и капитальном ремонте.
11. Капитальный ремонт подземных нефтепроводов / Гумеров А.Г., Зубаиров А.Г и др. – М.: Изд-во Недр - Бизнесцентр, 1999. – 525с.
12. ВСН 011–88. Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. – М.: ВНИИСТ Миннефтегазстроя, 1989.
13. РД 39-00147105-015-98. Правила капитального ремонта магистральных нефтепроводов. – Уфа: ИПТЭР, 1998.
14. Защита трубопроводов от коррозии / Ф.А. Мустафин, Л.И. Быков, А.Г. Гумеров и др. Учеб. Пособие – СПб.: Недр, 2007. – Т.2. – 656с.
15. РД-23.040.00-КТН-386-09. Технология ремонта магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов с давлением до 6,3 МПа. – Взамен РД 153-39.4-086-01; Введ. 2009.12.17.
16. Коршак А.А., Коробков Г.Е., Душин В.А., Набиев Р.Р. Обеспечение надежности магистральных трубопроводов. – Уфа: ООО
17. «Дизайн Полиграф Сервис», 2000. – 170 с.
18. Гумеров А.Г., Азметов Х.А., Гумеров Р.С., Векштейн М.Г. Аварийно – восстановительный ремонт магистральных нефтепроводов / Под ред. А.Г. Гумерова. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 1998. – 271с.
19. Продукция [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://mufta-rem.ru/pages/produkt.php>. Дата обращения: 04.11.2017.
20. Басов К.А. «ANSYS: справочник пользователя». – М.: ДМК Пресс, 2005. – 640 с.
21. Чигарев А.В., Кравчук А.С., Смалюк А.Ф. «ANSYS для инженеров»: Справ. Пособие. М.: Машиностроение-1, 2004. 512 с.
22. Бруйка В.А. «Инженерный анализ в ANSYS Workbench»: Учеб. пособ. – Самара: Самарский государственный технический университет, 2010. – 271 с.

					Список литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		101

23. Единые нормы и расценки на строительные, монтажные и ремонтно-строительные работы. Общая часть. Сборник Е2 Земляные работы; Сборник Е22 Сварочные работы; Сборник Е11 Изоляционные работы.
24. Постановление Совмина СССР от 22.10.1990 N 1072 "О единых нормах амортизационных отчислений на полное восстановление основных фондов народного хозяйства СССР".
25. Общероссийский классификатор видов экономической деятельности. Код: 45.21.6. Производство общестроительных работ по строительству прочих зданий и сооружений, не включенных в другие группировки.
26. ГОСТ 12.0.003-2015. Система стандартов по безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация. – Взамен ГОСТ 12.03.003-74; Введ. 2017.03.01. – М.: Стандартинформ, 2016. – 10 с.
27. СанПиН 2.2.4.3359-16. Санитарно-эпидемиологические требования к физическим факторам на рабочих местах.
28. ГОСТ 12.4.011-89. Система стандартов безопасности труда. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация. – Взамен
29. ГОСТ 12.1.011 – 78. Смеси взрывоопасные. Классификация и методы испытаний.
30. ГОСТ 12.4.310-2016. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Одежда специальная для защиты работающих от воздействия нефти, нефтепродуктов. Технические требования.
31. ГОСТ 20010-93. Перчатки резиновые технические. Технические условия.
32. ГОСТ 12.4.137-2001. Обувь специальная с верхом из кожи для защиты от нефти, нефтепродуктов, кислот, щелочей, нетоксичной и взрывоопасной пыли. Технические условия.
33. ГОСТ 12.4.004-74. Респираторы фильтрующие противогазовые РПГ-67. Технические условия.
34. ГОСТ 12.1.046-2014. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Строительство. Нормы освещения строительных площадок.

					Список литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		102

- 35.ГОСТ Р 50571.3-2009. Электроустановки низковольтные. Часть 4-41. Требования для обеспечения безопасности. Защита от поражения электрическим током. – М.: Стандартинформ, 2012. – 20 с.
- 36.Правила по охране труда при работе на высоте (с изменениями на 17 июня 2015 года).
- 37.ГОСТ Р 12.1.019-2009. Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты. – Введ. 2009.12.10. – М.: Стандартинформ, 2010. – 28 с.
- 38.ГОСТ 12.1.019 – 79. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.
- 39.РД 25.160.10-КТН-004-08. Технология проведения сварочных работ на действующих магистральных нефтепроводах, 2008.
- 40.ГН 2.2.5.1313-03. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны. – Взамен ГН 2.2.5.686-98; Введ. 2003.06.15. – М.: Минздрав России, 2006.
- 41.ГН 2.1.7.2041-06. Предельно допустимые концентрации (ПДК) химических веществ в почве. – Взамен ГН 2.1.7.020-94; Введ. 2006.04.01. – М.: Минздрав России, 2003.
- 42.Правила капитального ремонта подземных трубопроводов. – Взамен РД 39-30-297-79; Введ. 1992.01.10. – Уфа: ВНИИСПТ нефть, 1992. – 199 с.
- 43.ПБ 08-624-03. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности. – М.: Ростехнадзор России, 2003.
- 44.Федеральный закон о промышленной безопасности опасных производственных объектов 116-ФЗ от 21.07.1997.
- 45.РД 153-39.4-130-2002. Регламент по вырезке и врезке «катушек» соединительных деталей, заглушек, запорной и регулирующей арматуры и подключению участков магистральных нефтепроводов, 2003.

					Список литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		103

Приложение А

(обязательное)

Pipeline defects

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6Б	Кириллин Алдар Андреевич		

Руководитель ВКР Отделения нефтегазового дела ИШПР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОНД ИШПР	Никульчиков В.К.	к.т.н., доцент		

Консультант-лингвист Отделения иностранных языков ШБИП

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

Pipeline defects

Defect types [1]:

Geometrical Defects – smaller change in wall thickness than the allowable wall thickness tolerance and result in stress accumulation and concentration.

Defects resulting in metal loss – greater change in wall thickness than the allowable wall thickness tolerance and result in stress concentration.

Planner discontinuities – two dimensions are significantly greater than the third one.

Change in metal – do not cause change (or the change does not exceed the allowable limit) in dimension or shape of pipe geometry but they result in disadvantageous change in the material structure and by this way in material characteristics.

Geometrical defects [2]:

- buckle: regular buckle and sharp buckle;
- ovality;
- wrinkle;
- ruck;
- knob;
- rolling imperfection or angularity;
- tube expansion;
- joint imperfection: edge displacement & angle error.

Regular buckle (figure 1)

Definition: residual deformation of the pipe wall inside the pipe without sharp edge extending over an area.

Measures: maximum depth, d [mm]. Overall dimensions (axial length \times circumferential length), $l \times k$ [mm \times mm].

Possible cause of origin: external mechanical impact.

Sharp buckle

Definition: residual deformation of the pipe wall inside the pipe with sharp edge(s) extending over an area.

Measures: maximum depth, d [mm]. Overall dimensions (axial length \times circumferential length), $l \times k$ [mm \times mm].

Possible cause of origin: external mechanical impact.

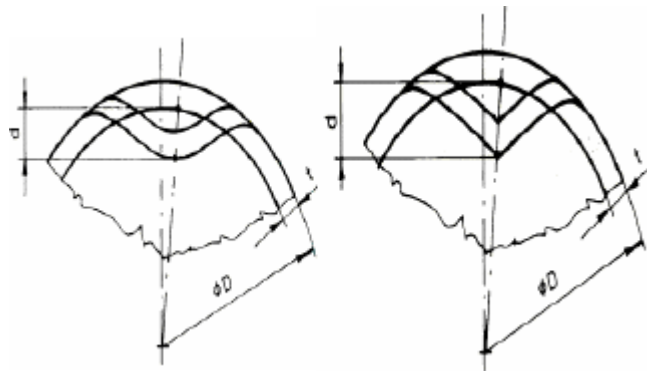


Figure 1 – Buckle: regular & sharp

Ovality (figure 2)

Definition: nearly symmetric deviation of the pipe cross-section from the circular shape resulting in ellipse cross-section without sharp breakpoints.

Measures: minimum outside diameter, dk_{min} [mm]; maximum outside diameter, dk_{max} [mm].

Possible cause of origin: pipe manufacturing; external mechanical impact.

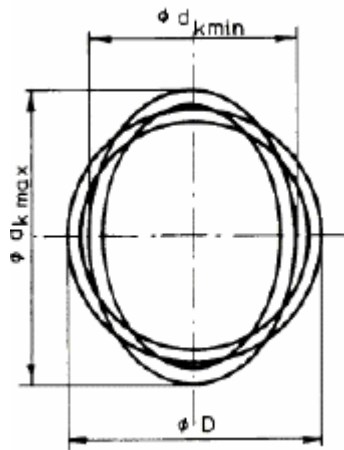


Figure 2 – Ovality

Rolling imperfection or angularity (figure 3)

Definition: during the pipe manufacturing in the vicinity of the plate edge to be joined by welding (seam) the shape of the pipe deviates from cylindrical forming a sharp edge.

Measures: height of the bevel edge, Y [mm]; chord of the bevel edge, 2A [mm].

Possible cause of origin: pipe manufacturing.

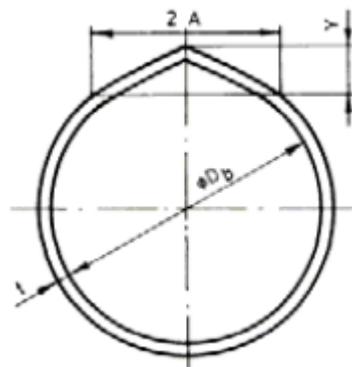


Figure 3 – Rolling imperfection

Wrinkle (figure 4)

Measures: maximum depth of the ripple, d_b [mm]; maximum height of the ripple, d_k [mm]; angle of curvature, d [°].

Possible cause of origin: external mechanical impact; soil movement.

Remark: from the characteristics of the rippled side of the pipe (number and shape of ripples) the extent of deformation of the opposite side of the pipe can be concluded.

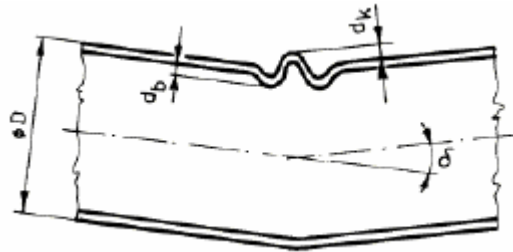


Figure 4 – Wrinkle

Ruck (figure 5)

Definition: the pipe wall is rippled along its circumference partly or entirely and the centre line of the pipe remains straight

Measures: maximum depth of the ripple, d_b [mm]; maximum height of the ripple, d_k [mm]; angle subtended by the ruck along the circumference of the pipe, j [°].

Possible cause of origin: pipe manufacturing; soil movement.

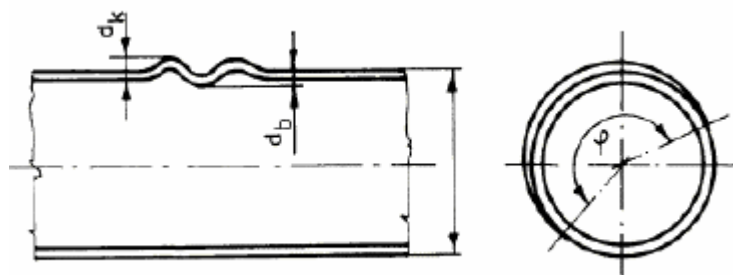


Figure 5 – Ruck

Knob (figure 6)

Definition: residual deformation of the pipe wall outside the pipe without sharp edge extending over an area.

Measures: maximum height, d [mm]; overall dimensions (axial length \times circumferential length), $l \times k$ [mm \times mm].

Possible cause of origin: change in internal pressure interacting with another defect.

Remark: the knob can be interpreted as the opposite of the regular buckle.

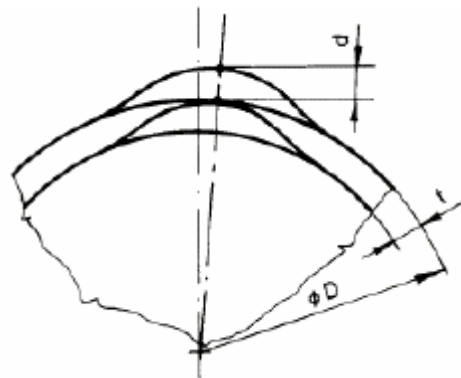


Figure 6 – Knob

Tube expansion (figure 7)

Definition: elimination of diameter difference between the two pipe ends to be joined with welding (girth weld).

Measures: outside diameter of the pipe to be expanded, $D1$ [mm]; wall thickness of the pipe to be expanded, $t1$ [mm]; expansion length, L [mm].

Possible cause of origin: pipe installation (laying); repair.

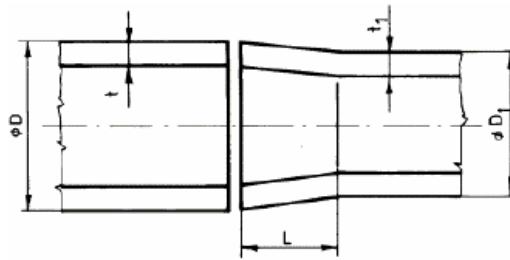


Figure 7 – Tube expansion

Edge displacement (figure 8)

Definition: radial displacement of parallel centre lines of pipe sections joined with welding (girth weld).

Measures: eccentricity, e [mm].

Possible cause of origin: pipe installation (laying); repair; pipe manufacturing.

Angle error

Definition: deviation of centre lines of pipe sections joined with welding (girth weld).

Measures: angle between the centre lines.

Possible cause of origin: pipe installation (laying); repair; pipe manufacturing

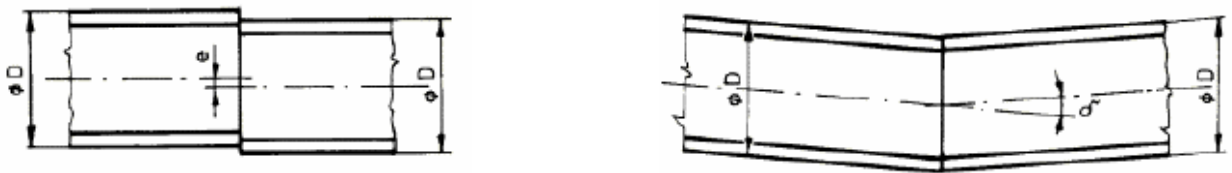


Figure 8 – joint imperfection: edge displacement & angle error

Defects Resulting Metal Loss [3]:

- scar:
 - longitudinal scar;
 - circumferential scar;

- general location scar.
- general corrosion;
- local corrosion:
 - pitting;
 - general location local corrosion;
 - longitudinal corrosion;
 - circumferential corrosion;
 - spiral corrosion.
- abrasion;
- grinding off;
- rupture;
- puncture or leak.

General Location Scar (figure 9)

Definition: groove like defect having greater projected length in both axial circumferential directions than the triple of the nominal wall thickness and having a width which is less than the 30% of the nominal wall thickness.

Measures: angle between the defect and the centre line of the pipe, α [°]; length, l [mm]; projected circumferential length, K [mm]; maximum width, b [mm]; maximum or effective depth, d [mm];

Possible cause of origin: pipe manufacturing; installation (laying); external mechanical impact.

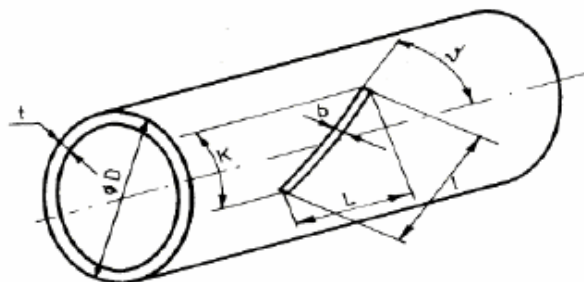


Figure 9 – General location scar

Longitudinal Scar (figure 10)

Definition: groove like defect which is nearly parallel with the centre line of the pipe having greater projected axial length than the triple of the nominal wall thickness and having a width which is less than the 30% of the nominal wall thickness.

Measures: angle between the defect and the centre line of the pipe, α [°]; length, l [mm]; projected axial length, L [mm]; maximum width, b [mm]; maximum or effective depth, d [mm];

Possible cause of origin: pipe manufacturing; external mechanical impact.

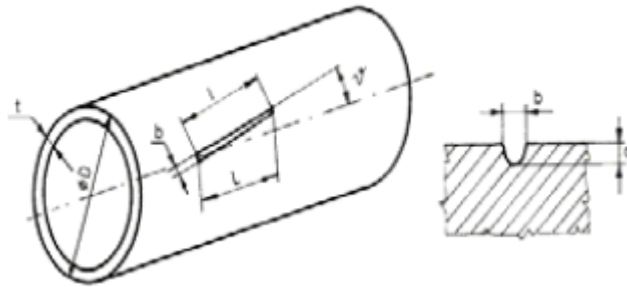


Figure 10 – Longitudinal Scar

Circumferential Scar (figure 11)

Definition: groove like defect which is nearly perpendicular to the centre line of the pipe having greater circumferential length than the triple of the nominal wall thickness and having a width which is less than the 30% of the nominal wall thickness.

Measures: angle between the defect and the centre line of the pipe, α [°]; length, l [mm]; projected circumferential length, K [mm]; maximum width, b [mm]; maximum or effective depth, d [mm];

Possible cause of origin: pipe manufacturing; installation (laying); external mechanical impact.

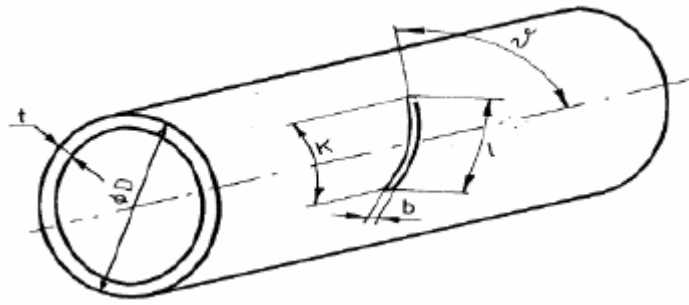


Figure 11 – Circumferential Scar

General Corrosion (figure 12)

Definition: metal loss extending over a significant area of the pipe resulting in wall thickness decrease.

Measures: maximum or effective depth, d [mm].

Possible cause of origin: effect of the transported medium (internal); inappropriate material selection (internal); imperfect coating (external); damaged coating (external); inadequate cathodic protection.

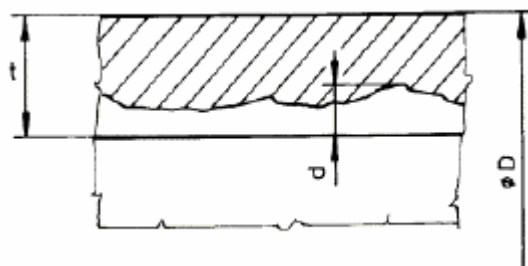


Figure 12 – General Corrosion

Longitudinal Corrosion (figure 13)

Definition: metal loss parallel with the centre line of the pipe resulting in wall thickness decrease having an axial length which exceeds the nominal outside diameter of the pipe and its circumferential size is significantly smaller.

Measures: axial length, L [mm]; maximum width, b [mm]; maximum or effective depth, d [mm].

Possible cause of origin: improper welding technology (seam); damaged coating (external); installation (pipe laying); short circuited structure.

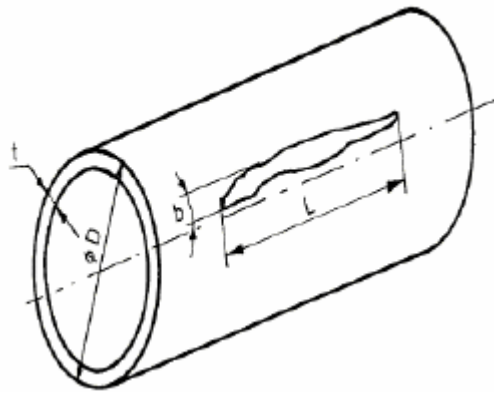


Figure 13 – Longitudinal Corrosion

Corrosion (figure 14)

Definition: metal loss resulting in wall thickness decrease, extending over a quadratic area of the pipe having a side which is greater than the triple of the nominal wall thickness but not extending over a significant area.

Measures: projected axial length, L [mm]; maximum or effective depth, d [mm].

Possible cause of origin: effect of the transported medium (internal); imperfect coating (external); damaged coating (external); inadequate cathodic protection (external).

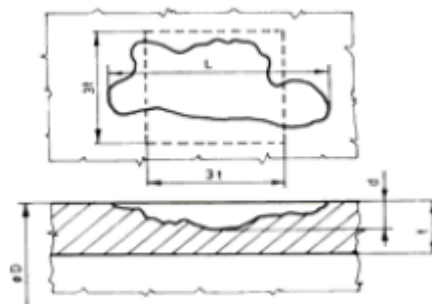


Figure 14 – Corrosion

Circumferential Corrosion (figure 15)

Definition: metal loss perpendicular to the centre line of the pipe resulting in wall thickness decrease having a circumferential length which is significantly greater than its axial width.

Measures: circumferential length, K [mm]; maximum width, b [mm]; maximum or effective depth, d [mm]; angle subtended by the defect, φ [°]; “clock” position of the defect.

Possible cause of origin: improper welding technology (seam); imperfect coating (external); damaged coating (external); installation (pipe laying).

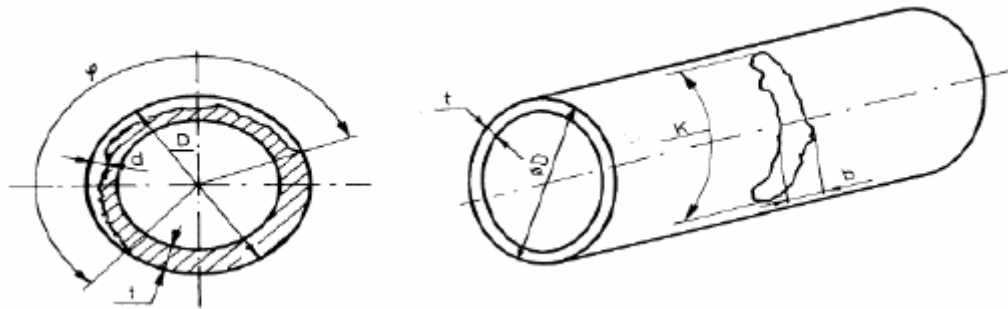


Figure 15 – Circumferential Corrosion

Spiral Corrosion (figure 16)

Definition: metal loss subtending nearly constant angle with the centre line of the pipe, forming a continuous strip or repeating periodically resulting in wall thickness decrease.

Measures: angle subtended by the defect and the centre line of the pipe, φ [°]; maximum or effective depth, d [mm]; length, l [mm]; projected axial length, L [mm];

Possible cause of origin: imperfect coating (external).

Remark: considering the cause of defect origin, the spiral corrosion is always an external defect.

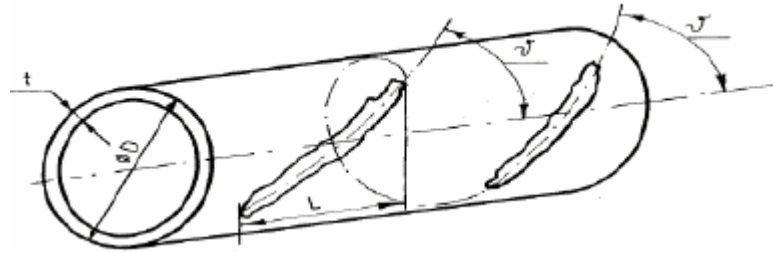


Figure 16 – Spiral Corrosion

Grinding Off (figure 17)

Definition: patch like, general location metal loss having a continuous transition resulting in wall thickness decrease caused by human action (machining).

Measures: overall diameter, d_k [mm]; maximum or effective depth, d [mm].

Possible cause of origin: repair.

Remark: definition of the defects and the comparison of angles on the relevant figures justifies the difference between the abrasion and the grinding off; considering the cause of defect origin, the spiral corrosion is always an external defect.

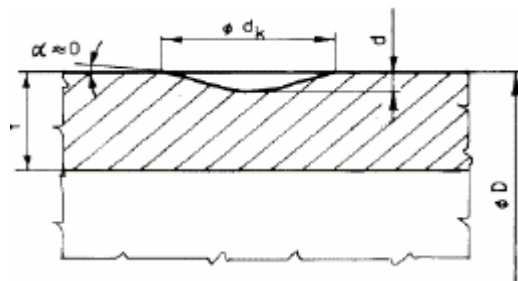


Figure 17 – Grinding off

Rupture (figure 18)

Definition: generally longitudinal discontinuity caused by superficial or near superficial manufacturing defect

Measures: axial length, L [mm]; Max. or eff. depth, d [mm].

Possible cause of origin: pipe manufacturing.

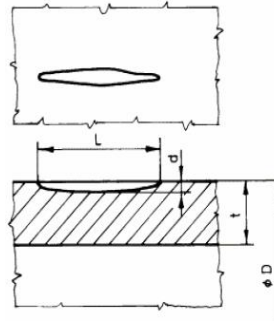


Figure 18 – Rupture

Puncture or Leak (figure 19)

Definition: total loss of the pipe wall extending over a small area.

Measures: geometrical description of this defect is not necessary.

Possible cause of origin: Material defect; Damaged coating.

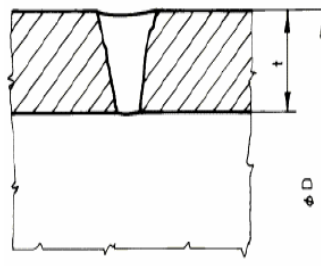


Figure 19 – Puncture or Leak

Abrasion (figure 20)

Definition: patch like metal loss resulting in wall thickness decrease caused by friction with a foreign material.

Measures: overall diameter, d_k [mm]; maximum or effective depth, d [mm].

Possible cause of origin: external mechanical impact; soil movement; repair.

Remark: the distinction which was made between the abrasion, scar and especially the general location scar is unambiguous because of their geometry.

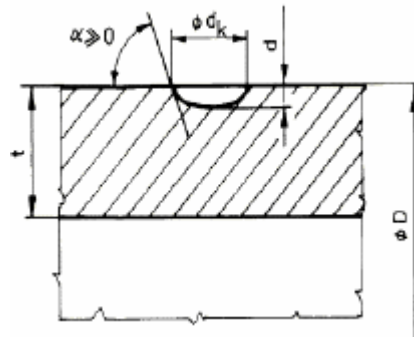


Figure 20 – Abrasion

Pitting (figure 21)

Definition: metal loss resulting in wall thickness decrease, extending over a quadratic area of the pipe having a side which is smaller than the triple of the nominal wall thickness.

Measures: Projected axial length, L [mm]; Max. Or effective depth, d [mm];

Possible cause of origin: Material defect (internal, external); Damaged coating (external).

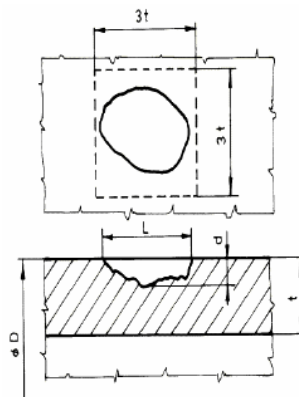


Figure 21 – Pitting

Planner Discontinuities [4]

- Crack:
 - "ordinary" crack;
 - stress corrosion crack;
 - fatigue crack.

- lapped grinding;
- lamination.

Ordinary Crack (figure 22)

Definition: material discontinuity of which surfaces located very closely to each other and the surfaces end in sharp tip.

Measures: length, l [mm]; maximum or effective depth, d [mm].

Possible cause of origin: pipe manufacturing; welding (seam, girth weld, repair weld).

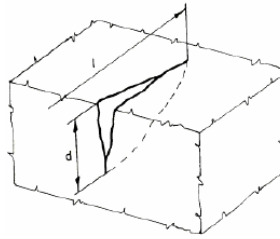


Figure 22 – Ordinary crack

Fatigue Crack (figure 23)

Definition: generally growing crack originated due to constant or variable amplitude cyclic load at a stress level under yield strength

Measures: length, l [mm]; maximum or effective depth, d [mm].

Possible cause of origin: cyclic load caused by operating conditions (low-cycle fatigue, high-cycle fatigue, fatigue crack propagation).

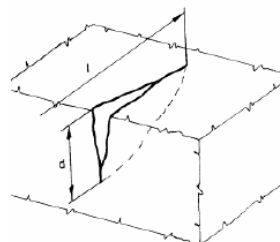


Figure 23 – Fatigue crack

Stress Corrosion Crack (figure 24)

Definition: crack originated due to common action of sufficient tensile stress and medium having critical electrochemical potential.

Measures: length, l [mm]; maximum or effective depth, d [mm].

Possible cause of origin: it can be concluded from the definition.

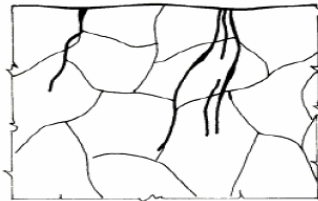


Figure 24 – Stress Corrosion Crack

Lapped Grinding (figure 25)

Definition: excess material rolled or pressed into the pipe surface which partly forms metallic joint with each other.

Measures: overall dimensions (axial length \times circumferential length), $l \times k$ [mm \times mm]; maximum or effective depth, d [mm].

Possible cause of origin: pipe manufacturing.

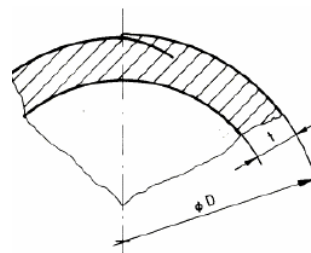


Figure 25 – Lapped Grinding

Stress Corrosion Crack (figure 26)

Definition: crack originated due to common action of sufficient tensile stress and medium having critical electrochemical potential.

Measures: length, l [mm]; maximum or effective depth, d [mm].

Possible cause of origin: it can be concluded from the definition.

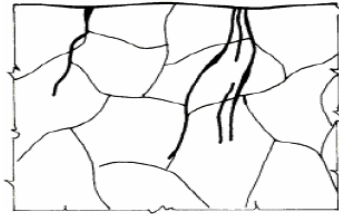


Figure 26 – Stress Corrosion Crack

Defects Resulting Changes in the Material Structure [5]

Arc drawing: burned surface of the pipe wall extending over a relative small area caused by the any part of the electric circuit of the welding apparatus due to improperly applied welding technology.

Strain aging: application of such steel which became brittle due to the dislocation blocking effect of its nitrogen content, improperly material selection.

Arc Drawing

Definition: burned surface of the pipe wall extending over a relative small area caused by the any part of the electric circuit of the welding apparatus.

Measures: overall diameter, d_k [mm].

Possible cause of origin: improperly applied welding technology.

Strain Ageing

Definition: application of such steel which became brittle due to the dislocation blocking effect of its nitrogen content.

Measures: impact strength after normalization, KV [mm]; impact strength of pipe after operation, [mm].

Possible cause of origin: improperly material selection.

References

1. Cosham, A.C. and Hopkins, P. “The Pipeline Defect Assessment Manual (PDAM), A Report to the Joint Industry Project.” Penspen report NR00018/4238.1.10/R1.01 May 2003.
2. Anon, ‘Managing System Integrity of Gas Pipelines’, ASME B31.8S-2004.
3. Jaske Carl, E., Hart Brian, O., Bruce Shouldiam, A., “Pipeline Repair Manual”, Pipeline Research Council International, Inc (PRCI), Prepared by CC Technologies, Inc. & Edison Welding Institute, Contract PR 186-0324, August 2006.
4. Anon, “Manual for Determining the Remaining Strength of Corroded Pipelines”. A Supplement to ASME B31 Code for Pressure Piping, ANSI/ASME B31G-1984, The American Society of Mechanical Engineers, New York, USA, 1984.
5. Anon, “Managing System Integrity for Hazardous Liquid Pipelines”, API Standard 1160, First Edition, November 2001.