

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

---

Институт природных ресурсов  
 Направление подготовки (специальность) 21.04.01 «Нефтегазовое дело»  
профиль «Надежность и долговечность газонефтепроводов и хранилищ»  
 Кафедра Транспорта и хранения нефти и газа

**МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ**

Тема работы
«Анализ напряженно-деформированного состояния промышленного нефтепровода в условиях коррозионных повреждений»

УДК 622.692.4:539.3:539.4.

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ4А	Ахмедьянов Р.Н.		19.05.2016

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Чухарева Н.В.	к.х.н, доцент		19.05.2016

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Шарф И.В.	к.э.н, доцент		19.05.2016

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Крепша Н.В.	к.г.-м..н, доцент		19.05.2016

Консультант-лингвист

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Айкина Т.Ю.	к.ф.н, доцент		19.05.2016

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ТХНГ	Рудаченко А.В.	к.т.н, доцент		19.05.2016

## Планируемые результаты обучения по ОПП

Код результата	Результат
<b>P1</b>	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)
<b>P2</b>	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>
<b>P3</b>	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 нефтегазовых технологий, модернизации и усовершенствования</i> нефтегазового производства.
<b>P4</b>	<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> .
<b>P5</b>	Быстро ориентироваться и выбирать <i>оптимальные решения в многофакторных ситуациях</i> , владеть методами и средствами <i>математического моделирования</i> технологических процессов и объектов
<b>P6</b>	Эффективно использовать любой имеющийся арсенал технических средств для максимального приближения к поставленным производственным целям при <i>разработке и реализации проектов</i> , проводить <i>экономический анализ затрат, маркетинговые исследования, рассчитывать экономическую эффективность</i> .
<b>P7</b>	Эффективно работать <i>индивидуально</i> , в качестве <i>члена и руководителя команды</i> , умение формировать задания и <i>оперативные планы</i> всех видов деятельности, распределять обязанности членов команды, готовность нести <i>ответственность за результаты работы</i>
<b>P8</b>	Самостоятельно учиться и непрерывно <i>повышать квалификацию</i> в течение всего периода профессиональной деятельности; активно <i>владеть иностранным языком</i> на уровне, позволяющем работать в интернациональной среде, разрабатывать документацию и защищать результаты инженерной деятельности

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

---

Институт природных ресурсов  
 Направление подготовки (специальность) 21.04.01 «Нефтегазовое дело»  
профиль «Надежность газонефтепроводов и хранилищ»  
 Кафедра Транспорта и хранения нефти и газа

УТВЕРЖДАЮ:  
 Зав. кафедрой

\_\_\_\_\_  
 (Подпись) (Дата) Рудаченко А.В.  
 (Ф.И.О.)

**ЗАДАНИЕ**  
**на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

магистерской диссертации

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ4А	Ахмедьянову Ренату Наильевичу

Тема работы:

«Анализ напряженно-деформированного состояния промышленного нефтепровода в условиях коррозионных повреждений»	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	от 28.04.2016 г. №3284/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	19.05.2016г.
--	--------------

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<p><b>Исходные данные к работе</b></p>	<p>Геометрические параметры участка нефтесборной сети ████████ месторождения; сведения о марке используемой трубопроводной стали; физико-химическая характеристика флюида; данные гравиметрического контроля скорости коррозии.</p>
--	---

<b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>	Аналитический обзор литературных источников с целью выяснения текущего состояния средств анализа НДС трубопровода, обобщение опыта моделирования существующих типов дефектов; моделирование участка нефтепровода с дефектом; оценка влияния изменения типа дефекта на НДС; моделирования возможной аварийной ситуации на трубопроводе; обсуждение результатов выполненной работы; разработка разделов «финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение», «социальная ответственность» и раздела на английском языке.
<b>Перечень графического материала</b>	
<b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b>	
<b>Раздел</b>	<b>Консультант</b>
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Шарф И.В., к.э.н, доцент
«Социальная ответственность»	Крепша Н.В., к.г.-м.н, доцент
<b>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</b>	
1 Обзор литературы: 1.6 Геометрия дефекта и ее влияния на прочностные характеристики трубопровода	

<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>	21.10.2015г
---	-------------

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Чухарева Наталья Вячеславовна	к.х.н, доцент		21.10.2015г

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ4А	Ахмедьянов Ренат Наильевич		21.10.2015г

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 152 страниц, 36 рисунков, 29 таблиц, 72 источников, 1 приложение.

Ключевые слова: промышленный трубопровод, напряженно-деформированное состояние, коррозия, дефект, моделирование, трещина, метод конечных элементов, Западная Сибирь.

Цель диссертационной работы: исследование актуальной научно-технической проблемы изменения напряженно-деформированного состояния промышленных нефтепроводов, подверженных коррозионным повреждениям.

Объекты исследования: системы нефтесборных сетей нефтепромыслов, расположенных на территории Западной Сибири;

Методы исследования: результаты представленной магистерской диссертации получены на основе теоретических исследований. Поставленные задачи решались с помощью проведения вычислительного эксперимента по определению характеристик механики разрушения в характерных точках фронта моделируемого дефекта с использованием САЕ-системы ANSYS. Предварительный расчет режима работы трубопровода выполнялся в программном пакете PipeSim. Данные гравиметрического анализа скорости коррозии обработаны методом статистического анализа с использованием t-критерия Стьюдента.

Результаты и научная новизна: предложена методика построения области коррозионного дефекта типа «ручейковая» коррозия на основе решения статистической задачи распределения скоростей коррозии с помощью метода Монте-Карло, исследовано распределение параметров напряжения и деформации для моделируемого несквозного дефекта.

Практическая ценность: предложена гипотетическая модель реального случая разгерметизации промышленного нефтепровода, полученные в ходе моделирования данные могут быть использованы для совершенствования мер по снижению рисков эксплуатации нефтесборных сетей.

Экономическая значимость: увеличение безаварийного периода работы промышленного нефтепровода.

## **Обозначения и сокращения**

НДС – напряженно-деформированное состояние;

ККН – коэффициент концентрации напряжений;

НПТ – нефтепромысловый трубопровод;

МКЭ – метод конечных элементов;

КЭ – конечный элемент;

ППД – поддержание пластового давления;

НПС – насосно-перекачивающая станция;

ДНС – дожимная насосная станция;

ГЗУ – групповая замерная установка;

УКК – узел контроля коррозии;

ОСК – образец свидетель коррозии

ИК – ингибитор коррозии;

УПСВ – установка предварительного сброса воды;

ППН – пункт подготовки нефти;

ОПИ – опытно-промышленные испытания;

ТП – трубопровод;

НСК – нефтесборный коллектор.

## ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение .....	9
1. Обзор литературы.....	12
1.1 Коррозионное растрескивание промысловых нефтепроводов и его механизмы. ....	16
1.2 Коррозионная усталость промысловых нефтепроводов .....	18
1.3 Коррозионная кавитация.....	19
1.4 Коррозионная эрозия.....	20
1.5 Способы оценки напряженно-деформированного состояния промыслового трубопровода.....	21
1.6 Геометрия дефекта и ее влияния на прочностные характеристики трубопровода.....	23
1.7 Экспериментальные и натурные исследования напряженно-деформированного состояния трубопровода .....	52
2. Объект и методы исследования.....	63
2.1 Характеристики исследуемого объекта .....	71
2.2 Используемые методы исследования.....	73
3. Расчеты и аналитика .....	75
4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение..	81
4.1 Расчет затрат на необходимые для проведения технической диагностики материалы .....	100
4.2 Расчет времени проведения технологических операций технической диагностики .....	101
4.3 Затраты на амортизационные отчисления .....	103
4.4 Расчет затрат на оплату труда .....	104
4.5 Затраты на страховые взносы .....	105
4.6 Затраты на проведение мероприятия .....	106
5. Социальная ответственность при проведении работ по сбору и анализу параметров напряженно-деформированного промыслового нефтепровода	108
5.1 Профессиональная социальная безопасность.....	109

5.1.1 Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды и обоснование мероприятий по их устранению .....	109
5.1.2 Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды и мероприятия по их устранению .....	116
5.2 Экологическая безопасность .....	121
5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях .....	122
5.4 Законодательное регулирование проектных решений.....	124
Заключение.....	127
Список использованных литературных источников.....	129
Приложение А .....	136



## Введение

### Актуальность темы

Эксплуатационная надежность систем промышленного сбора нефти зависит от множества факторов, негативно влияющих на состояние их отдельных участков. К таким факторам обычно относят: повышенные значения напряжений в стенках трубопровода, механическое старение и деградация стали, присутствие дефектов, негативное воздействие окружающей и перекачиваемой среды, территориальные климатические особенности и т.д.

Трубопроводы нефтесборных сетей непрерывно работают под воздействием возникающих двухосных растягивающих напряжений, кольцевая составляющая при этом колеблется в пределах 0,5 – 0,72 от предела текучести стали. Следует так же отметить, что с освоением новых месторождений нефтепроводы прокладываются через участки вечной мерзлоты и заболоченности, где по причине недостаточной балластировки может происходить всплытие или просадка их отдельных отрезков. Нередким явлением является выход каменистых образований к поверхности. Это является причиной образования новых дефектов в виде гофр и вмятин. Изменение проектного положения трубопровода ситуацию не улучшает и зачастую приводит к возникновению дополнительных напряжений в металле, а также к развитию уже имеющихся дефектов, слиянию образовавшихся ранее микротрещин. Поэтому исследования, направленные на многофакторный анализ напряженно-деформированного состояния трубопровода с целью дальнейшего повышения его надежности, являются актуальными.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Анализ напряженно-деформированного состояния промышленного нефтепровода в условиях коррозионных повреждений		
Разраб.		Ахмедьянов Р.Н.			Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.					
Консульт.					НИ ТПУ гр.2БМ4А		
Зав. Каф.		Рудаченко А.В.					

### **Цель работы:**

Исследование изменения напряженно-деформированного состояния промышленных нефтепроводов, подверженных коррозионным повреждениям.

### **Задачи:**

- Обзор литературных источников по указанной тематике;
- Исследование причин отказов промышленных трубопроводов;
- Анализ влияния характера дефекта на напряженно-деформированное состояние трубопровода;
- Моделирование напряженно-деформированного состояния промышленного нефтепровода с учетом сложной геометрии внутреннего коррозионного дефекта;
- Расчет стоимости проведения технической диагностики промышленного нефтепровода;
- Определение потенциальных опасных и вредных производственных факторов при промышленном транспорте коррозионно-агрессивных сред.

### **Объект исследования**

Объект исследования – трубы нефтесборных сетей промыслов, расположенных на территории Западной Сибири;

### **Методы исследования**

Результаты представленной магистерской диссертации получены на основе теоретических исследований. Поставленные задачи решались с помощью проведения вычислительного эксперимента по определению характеристик механики разрушения в характерных точках фронта моделируемого дефекта с использованием САЕ-системы ANSYS.

### **Практическая ценность и научная новизна:**

Предложена методика построения области коррозионного дефекта типа «ручейковая» коррозия на основе решения статистической задачи распределения скоростей коррозии с помощью метода Монте-Карло, получено распределение параметров напряжения и деформации для

					<i>Введение</i>	<i>Лист</i>
						10
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

моделируемого несквозного дефекта. Предложена гипотетическая модель реального случая разгерметизации промышленного нефтепровода, полученные в ходе моделирования данные могут быть использованы для совершенствования мер по снижению рисков эксплуатации нефтесборных сетей.

**Личный вклад автора:**

На основе исходных геометрических параметров трубопровода и физико-химических свойств флюида автором рассчитан режим течения транспортируемой среды, предварительно установлена максимальная скорость коррозии. Проанализированы данные гравиметрического контроля агрессивности среды. В программном комплексе PipeSim 2014 проведен гидравлический расчет и расчет максимальной скорости коррозии по методу Де Ваарда. В графической среде AutoDesk Inventor смоделирована сложная поверхность изучаемого дефекта. Смоделирован участок трубопровода, подверженный коррозионному износу. С помощью CAE-системы ANSYS рассчитаны его основные параметры напряженно-деформированного состояния.

					<i>Введение</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		11

## 1. Обзор литературы

Добычу нефти и газа принято разделять на три этапа. Первый этап – это разработка месторождения. Добываемой флюид, за счет создаваемой разницы давлений, движется по пласту к добывающей скважине. На втором этапе, который именуется эксплуатацией нефтегазовых скважин, флюид перемещается от забоя до устья скважины на поверхности. За тем на третьем этапе происходит сбор и транспорт флюида до узлов подготовки нефти и газа. На сегодняшний день известны следующие способы промышленного транспорта: однетрубная напорная, однетрубная высоконапорная, двухтрубная самотечная. Техническое оборудование многих НПТ не до конца соответствует требованиям, обеспечивающим безопасную эксплуатацию, в том числе и с экологической точки зрения. Согласно этим требованиям трубопроводная система должна:

- быть экономична, в том числе по параметру металлоемкости;
- быть полностью герметичной на всем пути движения транспортируемой среды;
- быть малообъектна;
- обеспечивать возможность использовать попутный газ, добываемый вместе с нефтью т.д.

Поэтому промышленные системы сбора и подготовки скважинной продукции чаще всего рассматриваются как единая система. При проектировании такой системы, особое внимание уделяется условию малообъектности. Т.е. их основная концентрация приходится на пункты сбора. При этом для транспорта продукции до ЦПС по максимуму должна использоваться энергия пласта, либо энергия, обеспечиваемая глубинными насосами. Так же предусматривается многоступенчатая сепарация и

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Анализ напряженно-деформированного состояния промышленного нефтепровода в условиях коррозионных повреждений		
Разраб.		Ахмедьянов Р.Н.			Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.				11	152
Консульт.					<b>Обзор литературы</b> <b>НИ ТПУ гр.2БМ4А</b>		
Зав. Каф.		Рудаченко А.В.					

отделения газа, с последующим его транспортом до отдельных цехов компримирования и подготовки. Концевые сепарационные установки так же располагаются вблизи ЦПС.

Соблюсти все эти требования невозможно без сооружения системы трубопроводов большой протяженности, транспортирующей многофазную жидкость и подверженной многим факторам, влияющим на ее долговечность. Для месторождений Западной Сибири этот показатель обычно составляет не менее 100 км. Разрушение НПТ вызвано недостаточностью несущей способности конструкции и обычно происходит по причине:

- заводского дефекта (закаты, слоистость стенок, неметаллические включения и т.п.);
- несоответствия геометрических параметров регламентируемым;
- дефектов сварки (непровары, шлаковые включения, трещины и т.п.);
- повреждений, полученных при транспортировке;
- ошибочных проектных решений (искривление трубопровода, неверный расчет напряжений и т.п.);
- особенностей воздействия рельефа (оползни, размывы и т.п.);
- коррозии (вследствие уменьшения толщины стенки);

Стоит заметить, что такое разделение является достаточно условным, потому как разрушение может быть вызвано различным сочетанием факторов.

Основными видами локальных коррозионных повреждений являются: язвенная и питтинговая коррозия. Так называемая «канавочная коррозия», развитие которой происходит преимущественно по нижней образующей трубопровода, является смежным случаем язвенной коррозии и механического износа поверхности потоком завихрений механических примесей.

Точечная коррозия развивается как большое количество разрозненных поражений, так называемых питтингов. При общих малых потерях металла,

					Обзор литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		13

его разрушение происходит вглубь структуры, что может быстро привести к образованию сквозного дефекта. Предрасположенность стали к точечной коррозии оценивается по количеству образовавшихся «точек» на единицу площади. Так же измеряется их диаметр и глубина проникновения. При слиянии большого количества таких питтингов на поверхности металла образуется коррозионная язва. Принято считать, что питтинги образуются в основном на запассивированной поверхности стали, при нарушении сплошности защитной пленки агрессивными агентами среды вроде ионов хлора.

Как было сказано выше, несмотря на высокую скорость движения перекачиваемого флюида и высокую концентрацию кислорода пассивации трубопровода не происходит. Поэтому можно заключить, что основной причиной таких типов коррозионного разрушения является нарушение целостности слоя продуктов этого разрушения, которые образуются в присутствии углекислого газа и так же сероводорода. Нарушение сплошности сульфидной пленки делает ее катодом по отношению к теперь открытой части стенки трубопровода. Разность потенциалов может составлять 200-380 мВ. Оголенные участки стали из-за влияния повышенной концентрации ионов хлора подвержены анодному разрушению, при котором и возникают питтинги [1].

В работе [2] был проведен обзор механизмов возникновения язв при углекислотном коррозионном повреждении, было отмечено, что существенное влияние оказывает наличие осадков солей кальция и железа. Значит, при присутствии в добываемой водной фазе  $H_2S$  и  $CO_2$  и при нарушении сплошности защитной пленки общая коррозия подстегивает развитие локальной ускоренными темпами. Если скорость общей коррозии не превышает 0,4 мм/год, то под воздействием активного коррозионного разрушения трубопровод с толщиной стенки 7-12 мм выходит из строя примерно после 2-5 лет эксплуатации. Вероятность появления локальных повреждений зависит от характера среды и свойств образованного осадка.

					Обзор литературы	Лист
						14
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Так же важны параметры транспортируемого потока и особенности гидродинамических режимов течения. Большие скорости потока газодонефтяной смеси могут вызывать разрушение сульфидных и карбонатных пленок [3]. Это приводит к образованию локального очага коррозионного повреждения. В застойных зонах причиной таких локальных дефектов зачастую являются изменение состава среды.

Канавочная коррозия, ответственная приблизительно за 70% аварий НПТ [4], представляет собой локальное разрушение нижней образующей трубопровода прямоугольного сечения со сглаженными краями [5]. Механизм образования такого дефекта изучен достаточно хорошо [6]. За его появление ответственен эрозионный износ осадка, пассивирующей поверхности трубы. Оголенная часть становится анодом по отношению к остальной части трубопровода. Растворение таких участков может достигать аномальных скоростей вплоть до 10 мм/год.

Условно процесс образования ручейковой коррозии можно разделить на два этапа. На первом этапе происходит эрозионный износ технологическими отложениями нижней образующей и также растворение металла по электрохимическому механизму.

Механизмы протекания второго этапа различны. В [5] опубликованы результаты изучения образцов подверженных канавочной коррозии, процесс которой был прерван или замедлен. На поверхности стали образовался толстый слой рыхлого осадка. Такое развитие возможно при снижении загрузки НПТ и уменьшении скорости потока, или даже при его полной остановке.

В [6] рассматривается другой механизм образования канавки. Говорится о том, что утонение стенки происходит непрерывно до критической толщины. На восходящих участках НПТ этот процесс происходит особенно интенсивно. Связано это с тем, что удары скапливающегося и проходящего газа вызывают возвратно-поступательные движения частиц абразива вместе с водонефтяной эмульсией. Происходит

					Обзор литературы	Лист
						15
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

разрушение окалины, и также наклеп поверхности стали за счет микрорезания. На поверхности канавки можно наблюдать риски, которые направлены под углом 45° к оси трубопровода. При изменении толщины стенки до определенных критических значений механизм разрушения меняется. Существенное влияние начинает оказывать растягивающее напряжение. При изменившейся толщине стенки напряжения могут превышать пороговые значения. На этом этапе образованный при водородной деполяризации атомарный водород проникает в металл, повышая его хрупкость. Здесь важную роль играет структура стали. Так же под созданным напряжением возможно сульфидное коррозионное растрескивание, процесс которого зависит от количества сульфидных включений. Если сталь обладает недостаточной стойкостью против рассмотренных типов разрушения, то на этом этапе происходит усиленное уменьшение толщины стенки в нижней образующей НПТ. При этом ширина зоны утонения обычно составляет не более нескольких мм. Приближаются заключительные стадии разрушения с образованием сквозного дефекта. Так же стоит отметить существенное влияние на образование локальных коррозионных повреждений результаты жизнедеятельности колоний микроорганизмов. В их числе:

- анаэробные серные бактерии создающие серные пленки, использующие для расщепления  $SO_4^{2-}$  водород (*Desulfovibrio*, *Desulfomonas*).
- аэробные тионовые бактерии, ощелачивающие металл (*Thiobacillus*).
- железобактерии, переводящие в процессе жизнедеятельности двухвалентное железо в трехвалентное (*Gallionella*, *Siderocapsa*).

### **1.1 Коррозионное растрескивание промысловых нефтепроводов и его механизмы.**

Коррозионное растрескивание обычно вызвано совокупностью таких явлений как растягивающее напряжение в стенке трубопровода и коррозия

					Обзор литературы	Лист
						16
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		



его внутренней поверхности. НПТ разрушается очень быстро без видимых пластических деформаций и напряжением меньше нормативного сопротивления стали.

Коррозионной средой, как уже говорилось выше, является транспортируемая вода. Кольцевые и продольные напряжения вызваны внутренним давлением. Значение продольного напряжения, при превышении которого происходит коррозионное растрескивание, называется пределом длительной коррозионной прочности.

С уменьшением толщины стенки трубы кольцевое растягивающее напряжение может превышать критическое, что в свою очередь запускает механизм коррозионного растрескивания:

- растворение анода в линии раскрытия трещины;
- адсорбция металлом атомарного водорода, с последующей ростом водородной хрупкости.

В первом варианте развития трещины ее зародышем становится КАНВ, царапина и т.д. Далее происходит развитие трещины до критических размеров. Накапливаются агрессивные анионы, увеличивается кислотность среды ввиду затруднения доступа к электролиту и замкнутости объема. Катодная деполяризация теперь может происходить на стенках трещины. Под действием растягивающих напряжений в устье трещины происходит миграция дислокаций и как следствие микорпластическая деформация. Далее надрез защитной пленки, рост трещины до критических размеров. Затем мгновенное хрупкое разрушение в материалах, обладающих малым запасом прочности.

Второй механизм характеризуется диффузией атомарного водорода вглубь структуры стали. Напряжение концентрируется в вершине раскрытия трещины и в пустотах металла (если такие присутствуют). Происходит увеличение хрупкости стали, а в местах скопления атомарного водорода происходит увеличение занимаемого объема в следствии его трансформации в водород молекулярный. Образуются внутренние трещины. Их характер

					Обзор литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		17

хорошо рассмотрен и описан в работе [7]. В качестве источника атомарного водорода могут выступать растворенные в водной фазе кислоты.

## 1.2 Коррозионная усталость промышленных нефтепроводов

Коррозионная усталость – это явление хрупкого разрушения материала подверженного коррозии под воздействием циклических нагрузок. Такое разрушение происходит тогда, когда напряжение в трубопроводе становится выше предела усталости. Однако в условиях протекания коррозионного разрушения такого предела не предусмотрено. Появление дефекта возможно при разных показателях напряжений, при достаточно высоком числе циклов.

Одна из наиболее распространенных теорий описывает механизм коррозионно-усталостного разрушения так [8]:

- образование микрощелей на поверхности стали под действием определенного цикла нагрузок;
- адсорбция на этих микровпадинах поверхностно активных элементов;
- расклинивание микротрещин под действием этих элементов;
- проявление водородной хрупкости.

Цикличность напряжений в свою очередь вызвана сезонными движениями грунтов, колебаниями давления и разностью температур [9].

В [2] был произведен анализ аномальных скоростей коррозионного разрушения промышленных трубопроводов. Было установлено, что при пробковом режиме течения транспортируемой среды (движение газа в виде пробок) может возникать сильная вибрация. НПТ при этом испытывает малоцикловые нагрузки, которые связаны с изменением загрузки трубопровода, а так же циклические и статические, вызванные давлением перекачиваемой смеси. Уругопластическая деформация наиболее проявляется в концентраторах напряжений, что приводит к усилению интенсивности и ускорению темпов коррозии и развитию трещины.

					Обзор литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		18

Концентратором напряжений может служить любой дефект, в том числе и коррозионное повреждение чисто электрохимического происхождения.

Распространенными мерами борьбы с коррозионной усталостью стали применение:

- катодной защиты;
- антикоррозионных покрытий;
- ингибиторов;
- диффузное насыщение стали;
- создание напряжения сжатия на поверхностном слое материала;
- применение сталей с повышенной коррозионной стойкостью и т.д.

Так же повышение показателей сопротивляемости коррозионному разрушению возможно за счет оптимизации химического состава структуры стали.

### 1.3 Коррозионная кавитация

Под коррозионной кавитацией обычно имеют в виду разрушительное механическое воздействие на стенку трубопровода непосредственно коррозионной среды. Оно проявляется в виде образование в месте воздействия глубоких каверн [8].

Механизм данного явления весьма схож с механизмом коррозионной усталости, с тем отличием, что воздействие пульсации механических напряжений ограничено зонами, сопоставимыми по размерам с отдельными структурными элементами (например, включения). Цикл нагружения ассиметричен. Под ударным действием пульсации структура стали растрескивается и затем выкрашивается.

Разнится также и соотношение механического фактора и коррозионного. Поэтому в общем можно сказать, что для улучшения устойчивости стали к такому виду разрушения нужно обратить внимание на:

- коррозионную стойкость сплава;

					Обзор литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		19

- прочность сплава;
- характер структуры;
- состояние границ зерен и т.д.

В работе [10] автор к явлению кавитации так же относит и процесс разрушения защитной пленки с последующим контактом электролита с оголенной поверхностью. Поэтому некоторые из случаев коррозионного разрушения описанных выше можно так же охарактеризовать как явление коррозионной кавитации. Например, разрушение осадков локальным турбулентным потоком или гидравлическим ударом, возникшим из-за образования газовой пробки, можно отнести и к случаю локальной коррозии и к воздействию кавитации.

Меры защиты от рассматриваемого типа воздействия достаточно консервативны:

- применение катодной защиты;
- применение антикоррозионных покрытий;
- улучшение свойств стали;
- оптимизация микроструктуры стали и т.д.

#### **1.4 Коррозионная эрозия**

Под коррозионной эрозией обычно понимают разрушение поверхности металла, вызванное чисто механическим воздействием среды. Механизм описывается как износ защитной пленки, образовавшийся из продуктов общей коррозии, с последующим электрохимическим взаимодействием открытой части стенки трубопровода со средой.

Отличием от предыдущего типа разрушения заключается в высокой интенсивности. Одной из форм коррозионной эрозии является струйная эрозия (ударная). Она наблюдается при присутствии в транспортируемой среде твердых крупных примесей вроде песка. рассмотренная выше канавочная коррозия так же может относиться к такому типу износа.

					Обзор литературы	Лист
						20
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Пути защиты от коррозионной эрозии:

- использование специального покрытия;
- создание сжимающих напряжений в поверхностном слое стали;
- повышение механической стойкости материала;
- повышение коррозионной стойкости материала;

Рассматривая коррозионную стойкость стали, стоит заметить, что более стойкими являются материалы со стойкими защитными пленками, например аустенитная хромоникелевая сталь. Поэтому при выборе сплава не в последнюю очередь следует руководствоваться прочностью защитной пленки.

### **1.5 Способы оценки напряженно-деформированного состояния промышленного трубопровода**

Срок безаварийной эксплуатации нефтепромысловых трубопроводов зависит от различных типов дефектов. Такие дефекты могут определяться визуально, например задиры, вмятины и т.п., а могут быть и скрытыми, например коррозия, микротрещины, дефекта сварки и т.д. В реальности все без исключения трубопроводы обладают концентраторами напряжений, т.е. гипотетическими участками аварий. Оценка напряженно-деформированного состояния эксплуатируемого НПТ должна проводиться, учитывая его реальное текущее состояние, с учетом всех дефектов. Это достаточно трудная задача для реализации, потому что ее решение требует обоснованного анализа и оценки возмущений и нагрузок, вызванных тем или иными дефектами и так же анализа усталостной деградации свойств стали, из которой изготовлен исследуемый трубопровод.

При оценке напряженно-деформированного состояния трубопровода обычно отталкиваются от нарушений его геометрической формы полученных посредством использования аппаратов внутритрубной диагностики, визуального осмотра, и других методов неразрушающего контроля. Все

					Обзор литературы	Лист
						21
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

различные виды отклонений от регламентируемых геометрических параметров, расположения и линейные размеры дефектов можно разделить на три подгруппы:

- компактные дефекты (равномерное уменьшение толщины стенки, овальности, вмятины, смещение кромок и т.д.);
- внутренние дефекты (дефекты в стенке трубопровода типа пустот, трещин, расслоений и т.д.);
- поверхностные дефекты (учитывается как внешняя, так и внутренняя поверхность – царапины, язвы, коррозионные питтинги, задиры и т.п.).

Негативное влияние изменения геометрических параметров проявляются как концентраторы напряжений. Их так же можно условно разделить на две группы:

- трещиноподобные (концентраторы по типу трещины – КАНВ, надрезы, расслоения, риски и т.п.);
- нетрещиноподобные (условно гладкая форма повреждений, при которой концентрация напряжений достигает относительно небольших значений, а значит, конечна – выемки, овальности, гофры, вмятины и т.п.).

Внутренние дефекты наравне с поверхностными могут относиться и к трещиноподобным и к нетрещиноподобным. Анализ напряженно-деформированного состояния трубопровода в зоне концентрации напряжений требует решения задачи пластического типа, в которой будет предполагаться большое напряжение и деформация.

Оценка типа и размера дефекта позволит рассчитать сроки безаварийной эксплуатации и остаточный запас прочности металла трубы. Для такой оценки необходимо разделить все дефекты на два типа: неопасные дефекты и опасные. Такое разделение позволит нам условно заменить любой из неопасных дефектов его опасным эквивалентом. Самым опасным

					Обзор литературы	Лист
						22
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

эквивалентом по причинам, изложенным в предыдущих пунктах, можно считать трещиноподобный дефект. Такая замена сокращает количество требуемой информации о геометрических размерах повреждения: достаточно узнать площадь его проекции на плоскость размещения предполагаемой трещины. Расчет нетрещиноподобных повреждений обычно проводится с использованием различных модификаций закона Нейбера, дающего значения пластических коэффициентов для деформации и напряжений в зоне дефекта. Расчетные коэффициенты концентрации напряжений берутся из решения задачи в упругой постановке. Также нужна кривая деформирования. Этих данных зачастую хватает для расчета ресурса нефтепромыслового трубопровода.

### **1.6 Геометрия дефекта и ее влияния на прочностные характеристики трубопровода**

Расчет показателя напряженно-деформированного состояния трубопровода для дефектов нетрещиноподобного локального характера, к которым можно отнести нарушения геометрии, представляет собой непростую задачу и сильно опирается на соотношение размеров и типов отклонения форм.

Одним из самых простых видов таких дефектов является равномерное уменьшение толщины стенки трубопровода длиной  $L$  в окружном направлении по всему периметру, вызванное коррозионной эрозией [11]. Для него вводится параметр уменьшения толщины стенки  $v=h_1/h$ , где  $h_1$ ,  $h$  – толщина стенки поврежденного и неповрежденного участка НПТ соответственно. Тогда напряженное состояние данного участка трубопровода определяется, как напряженное состояние цилиндрической осесимметричной оболочки. Далее необходимо использовать дифференциальное уравнение для балки на упругом основании. Это уравнение в свою очередь решается с помощью функций Крылова. Коэффициент снижения прочности определяют соотношением:

					Обзор литературы	Лист
						23
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$\psi = P_p^D / P_p \quad (1.1)$$

где  $P_p^D$  – давление разрушения с наличием концентратора напряжений;

$P_p$  – давление разрушения при отсутствии каких либо дефектов.

Коэффициент снижения прочности вычисляется как:

$$\psi = \{1 - (1 - \nu)K_0(l) / [K_0^2(l) + 4K_2^2(l) + 2\nu^{1.5}(K_0(l)K_1(l) + 4K_2(l)K_3(l))]\}^{-1} \nu, \quad (1.2)$$

где  $l = 0,5\lambda L$  – безразмерный параметр;

$K_i(l)$  – функция Крылова.

$$\lambda = [3(1 - \mu^2) / (rh)^2]^{0.25} \quad (1.3)$$

где  $r$  – радиус оболочки;

$\mu$  – коэффициент Пуассона.

Возможно так же нарушение геометрической формы в виде постепенного отклонения поперечного сечения от кругового, происходящее по причине несоблюдения правил транспортировки, технологического брака, нарушения условий эксплуатации и т.д. Такой дефект называется овализацией НПТ и относится к подгруппе компактных дефектов. Для расчета параметров напряженно-деформированного состояния используется уравнение Папковича. Это решение для гибкого кольца с заданным начальным прогибом, определяющимся функцией:

$$W(\varphi) = \delta \cos 2\varphi, \quad (1.3)$$

где  $\delta$  – изменение радиуса НПТ вдоль оси поперечного сечения;

$\varphi$  – угловая координата, которая отсчитывается от горизонтальной полуоси.

Для того, чтобы рассчитать коэффициент изменения напряжений трубопровода с овальностью относительно бездефектного трубопровода используется выражение:

$$K = \left\{ 1 - \frac{6\delta}{h} \left[ 1 + \frac{P(1 - \mu^2)}{2E} \left( \frac{D}{h} \right)^3 \right]^{-1} \cos 2\varphi \right\}, \quad (1.4)$$



где  $E$  – модуль Юнга,  
 $\mu$  – коэффициент Пуассона,  
 $D$  – диаметр трубопровода,  
 $h$  – толщина стенки.

Если рассчитать коэффициент изменения напряжений для трубы с диаметром 1220 мм и толщиной стенки в 7 мм, то увидим, что за счет овальности этот показатель возрастает на 33% [12].

Для оболочек с маловыраженной эллипсностью, что является наиболее характерным случаем овализации трубопроводов, данный коэффициент можно представить как:

$$K = 1 + 1,57 \frac{D}{2h} \left(1 - \frac{b^2}{a^2}\right)^{0,9} \sqrt{\frac{a}{b}}, \quad (1.5)$$

где  $D$  – диаметр трубопровода,  
 $h$  – толщина стенки трубопровода;  
 $a$  – большая полуось эллиптического сечения;  
 $b$  – малая полуось эллиптического сечения.

Так для трубопровода диаметра 1220 мм, с толщиной стенки 13,9 мм и овальностью в 7 мм, коэффициент изменения напряжения составит  $K = 1,755$ . [12].

Если же отклонение геометрии трубопровода от номинальной круговой является резким и обладает сильно изменчивостью, то описание напряженного состояние трубопровода, подразумевает определение его срединной поверхности по формуле:

$$r = r_0 + \Phi(\varphi), \quad (1.6)$$

где  $r_0$  – радиус срединной поверхности бездефектного ненагруженного трубопровода;

$\Phi(\varphi)$  – функция, описывающая начального отклонение сечения трубопровода, которая в свою очередь раскладывается в ряд Фурье:

$$\Phi(\varphi) = \sum_{n=2}^{\infty} (\Delta_{1n} \cos n \varphi + \Delta_{2n} \sin n \varphi), \quad (1.7)$$

					Обзор литературы	Лист
						25
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Стоит заметить, что разложение выполнено с  $n = 2$ , т.к.  $n = 1$  означало бы смещение абсолютно жесткого сечения.

Функция начальных радиальных отклонения выглядит как;

$$W^0 = \Delta_0 + \sum_{n=2}^{\infty} (\Delta_{1n} \cos n \varphi + \Delta_{2n} \sin n \varphi), \quad (1.8)$$

Согласно условию окружной нерастяжимости трубопровода и условию периодичности окружных перемещений, получим:

$$\Delta_0 = -\frac{1}{4r_0} \sum_{n=2}^{\infty} \left( \frac{n^2-1}{n} \right) (\Delta_{1n}^2 + \Delta_{2n}^2), \quad (1.9)$$

Следовательно, с помощью функции начальных отклонений формы находятся параметры НДС трубопровода. Под воздействием внутреннего давления форма поперечного сечения изменяется, тогда имеем:

$$\bar{W} = W_0 + \sum_{n=2}^{\infty} (\bar{W}_{1n} \cos n \varphi + \bar{W}_{2n} \sin n \varphi), \quad (1.10)$$

$$\bar{V} = -\sum_{n=2}^{\infty} \frac{1}{n} (\bar{W}_{1n} \cos n \varphi + \bar{W}_{2n} \sin n \varphi), \quad (1.11)$$

$$W_0 = -\frac{1}{4r_0} \sum_{n=2}^{\infty} \left( \frac{n^2-1}{n} \right) (\bar{W}_{1n}^2 + \bar{W}_{2n}^2). \quad (1.12)$$

Из условий потенциальной энергии деформации определяются константы  $W_{jn}$ .

$$W_{jn} = \bar{W}_{jn} - \Delta_{jn} = -\frac{3\bar{p}}{n^2-1+3\bar{p}} \Delta_{jn}, \quad (1.13)$$

Где  $D$  – цилиндрическая жесткость оболочки.

$j$  – первая и вторая компоненты перемещений;

Параметр давления вычисляется как:

$$\bar{p} = pr^3/3D.$$

Значит для повышающего напряжение коэффициент  $S$ :

$$\sigma_{max} = S \cdot p \frac{D}{h};$$

					Обзор литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		26

$$S = \left[ 1 + \frac{6D}{h} \sum_{n=2}^{\infty} \frac{n^2-1}{n^2-1+3\bar{\rho}} \right] \left( \frac{\Delta_{1n}}{h} \cos n\varphi + \frac{\Delta_{2n}}{h} \sin n\varphi \right). \quad (1.14)$$

В группе компактных геометрических дефектов часто встречается повреждение типа коррозионного износа или эрозия. Оно выглядит как уменьшение толщины стенки на некотором определенном участке длины [13]. Для того, чтобы учесть такой вид деформации вводится функция, обозначающая начальный прогиб:

$$W_H(\varphi) = W_H^0(\varphi) + W_H^y(\varphi). \quad (1.15)$$

где  $W_H^0(\varphi)$  – смещение оси сечения из-за механического износа (угловой размер  $2\varphi_\Delta$ ).

$W_H^y(\varphi)$  – смещение оси сечения из-за механического износа (угловой размер  $2\varphi_y$ ).

Далее функция начального прогиба раскладывается с помощью преобразования Фурье. Так же поступают и с функцией изменения кривизны, функции цилиндрической жесткой трубы. Затем с учетом нерастяжимости срединной поверхности в выражение для потенциальной энергии деформации подставляют полученные разложения.

В работе [14] рассматривается влияние эрозионного износа изогнутого трубопровода. Участок трубопровода с радиусом кривизны  $R$  и углом поворота  $90^\circ$  обладает постоянной геометрией поперечного сечения, однако толщина стенки изменяется по окружности:

$$h(\varphi) = \begin{cases} h_0 - \frac{\varepsilon}{2} (+\cos 2\varphi); & -\frac{\pi}{2} \leq \varphi \leq \frac{\pi}{2} \\ h_0; & \frac{\pi}{2} \leq \varphi \leq \frac{3\pi}{2} \end{cases} \quad (1.16)$$

где  $\varphi$  – угловая координат, которая отсчитывается от самой удаленной точки внешней выпуклой части трубопровода;

$h_0$  – номинальная толщина стенки;

$\varepsilon$  – максимальная глубина дефекта.

									Лист
									27
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

Проведенное в работе [12] исследование коррозионных повреждений стенок трубопровода, говорит о том, что трубопроводы большой кривизны с диаметром равным углу поворота не теряют несущую способность вплоть до потери 40% толщины стенки. С повышением показателя  $R/D$  прочность трубопровода зависит от напряжения в месте с наименьшей толщиной стенки.

Основной задачей исследования [45] являлось создание точного, общего решения для определения запаса прочности отвода с единичным дефектом, учитывая большой диапазон геометрических характеристик. Для этих целей использовался МКЭ. Так же был рассмотрен аналитический подход для усовершенствования расчетной формулы.

В работе рассматривались только случаи локальной коррозии. Геометрия локального коррозионного повреждения обычно неравномерна по глубине и поверхности, поэтому в рамках данной задачи принято идеализировать эти нестандартные дефекты до эквивалентной прямоугольной формы.

Схема прямоугольного отвода с наружным коррозионным дефектом на внешнем своде, соединенного с обоих концов с прямыми участками трубы, показан на рис. 1. Важными геометрическими параметрами являются радиус изгиба ( $R$ ), радиус сечения ( $r$ ), толщина стенки ( $t$ ), остаточная толщина стенки ( $t_c$ ;  $t_c = t - d$ ), длина и ширина дефекта ( $L$  и  $W$ ). Изменение кольцевого расположение дефекта (внутренний свод или внешний) существенно влияет на остаточную прочность трубопровода. Изменение продольного расположения коррозионного повреждения влияет на показатель в меньшей степени, поэтому для удобства вычислений дефект был расположен на середине длинны внешнего свода с плоскостью симметрии А (плоскость А, рис. 1).



Для упруго-пластического анализа использовалась ABAQUS (версия 6.10). В большинстве результатов анализа проявлялась выпуклая деформация вокруг дефекта. Поэтому в ABAQUS была включена опция нелинейной геометрии (NLGEOM) для симуляции жесткой деформации. Были использованы 20-узловые квадратные элементы с уменьшенной интеграцией. Для более точных расчетов в зоне дефекта была увеличена плотность сетки конечных элементов. На этой схеме можно увидеть зону перехода сетки (от четырех элементов уменьшается до двух) для большей точности расчетов. Согласно схожим исследованиям, такой тип сетки подходит для решения описанной задачи.

Для нагружения внутренней части отвода и прямолинейных участков трубопровода использовалось внутреннее давление. Для разработанной модели был применен упруго-пластичный анализ МКЭ. В этом анализе значение внутреннего давления увеличивалось пошагово, разрушение произошло, когда эквивалентное напряжение по Мизису достигло предела прочности. Согласно геометрии и симметрии нагрузки, упомянутой ранее, для дефекта расположенного в вершине отвода, была смоделирована половина конструкции, для дефекта, локализованного на внутреннем/внешнем своде отвода, – четверть. На рисунке 3 показаны соответствующие граничные условия, заданные для симметричных плоскостей. Для каждого граничного условия, узлы конечных элементов закреплены в показанном направлении. Рисунок относится к случаю дефекта, расположенного на внутреннем/внешнем своде.

					Обзор литературы	Лист
						30
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

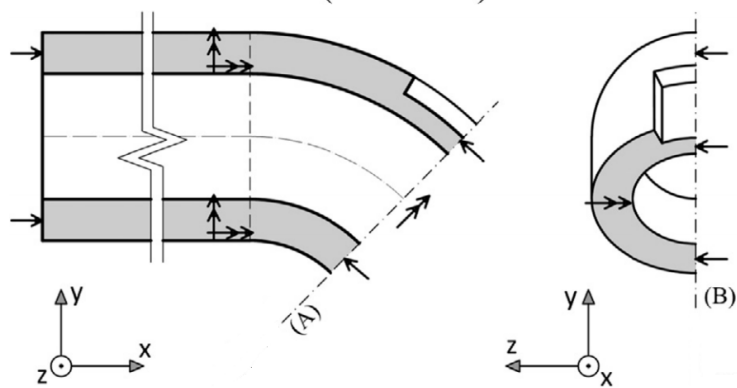


Рисунок 1.2 – Степени свободы для случая дефекта, расположенного на внутреннем/внешнем своде

Материал, используемый в этом исследовании, – трубопроводная сталь API 5L, обладает следующими механическими свойствами:  $E$  (модуль Юнга) = 2 МПа,  $\nu$  (коэффициент поперечной деформации) = 0.3,  $\sigma_y$  (предел текучести) = 448 МПа,  $\sigma_u$  (временное сопротивление разрыву) = 531 МПа,  $\epsilon_y$  (деформация текучести) = 0.005,  $\epsilon_r$  (деформация разрыва) = 0.2.

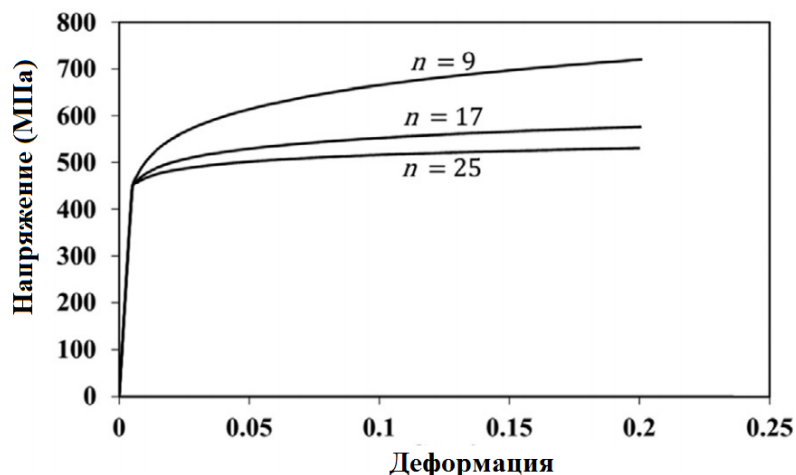
Таблица 1.1 – Значения геометрических параметров

Параметр	Значения				
	Позиция дефекта ( $\theta$ )	-90°	0°	90°	–
$R/r$	3,2	4,1	5,0	–	–
$t/r$	0,05	0,10	0,15	–	–
$t_o/t$	0,20	0,37	0,70	–	–
$W/r$	0,2	0,4	0,8	–	–
$L/r$	0,2	0,4	0,8	1,6	(длина всего отвода)/ $r$

Истинный график напряженно-деформированного состояния был построен, опираясь на уравнение Ramberg–Osgood, которое имеет вид:

$$\varepsilon = \frac{\sigma}{E} + \alpha \frac{\sigma_y}{E} \left( \frac{\sigma}{\sigma_y} \right)^n \quad (1.17)$$

Где  $n$  – механическое упрочнение,  $\alpha$  – коэффициент упрочнения. Для заданного материала  $n = 25,1$   $\alpha = 1,23$ . В целях исследования формы кривой напряженно-деформированного состояния различных материалов были так же приняты два отличных от уже имеющегося значения  $n = 9$ ,  $n = 17$ . Кривые изображены на рисунке 4.



*Рисунок 4 – Кривые напряженно-деформированного состояния исследуемых материалов*

Для оценки достоверности анализа МКЭ предполагается создание большой базы данных. Для этого, в случае материала с показателем  $n = 25,1$ , согласно таблице 1.1, безразмерные параметры структурировано варьировались. Было создано 1215 моделей отводов с коррозионным дефектом. Для каждого из материалов  $n = 9$  и  $n = 17$  случайно были отобраны 25% от созданных моделей.

Для того, что бы полученные выводы были более пригодны в дальнейших исследованиях, полученные результаты анализа МКЭ необходимо нормализовать, опираясь на результаты анализа МКЭ бездефектного отвода. Это было сделано в форме отношения запаса допустимого давления корродирующего отвода к аналогичному показателю



неповрежденного изделия ( $P_e/P_i$ ). для этих целей аналогичным образом были смоделированы 27 бездефектных отводов с идентичными геометрическими характеристиками, согласно таблице 1. В каждой модели, радиус отвода и соединяемых трубопроводов был равен 0,3048 м; однако, т.к. используемые нами геометрические параметры безразмерны, результаты будут применимы к отводам отличного от принятого радиуса.

Экспериментального подтверждения результатов для данного исследования не проводилось, однако примененная методика и полученные результаты были косвенно подтверждены путем сравнения с экспериментами, доступными в литературе и некоторых общепринятых решениях, которые описаны в последующих параграфах. Стоит заметить, что сравнение результатов анализа МКЭ с описанными упрощенными моделями не может рассматриваться как надежное подтверждение, что не делает их менее информативными.

В работе [27] исследовали проблему отводов с единичными дефектами. Были проведены механические испытания трех отводов (один без дефекта, два с дефектами). Целью было сравнение результатов анализа МКЭ описываемых в данной статье с проведенными опытами. Были сгенерированы три модели с идентичными заданными в исследовании отводами спецификациями, выраженными как:

Модель 1 (без дефекта);  $r = 54$  мм,  $R/r = 2,78$  и  $t/r = 0,093$ .

Модель 2 в точности соответствует модели 1 и содержит следующий дефект:  $\theta = 90^\circ$ ,  $t_c/t = 0,75$ ,  $W/r = 1,57$  и  $L/r = 0,74$ .

Модель 3 имеет более толстую стенку и более широкий и глубокий дефект:  $r = 54$  мм,  $R/r = 2,78$ ,  $t/r = 0,15$ ,  $\theta = 90^\circ$ ,  $t_c/t = 0,25$ ,  $W/r = 3,14$  и  $L/r = 1,48$ .

Следует заметить, что материал, используемый в опытах, отличался от выбранного в данной статье. График напряженно-деформированного состояния был воссоздан по предоставленным значениям.

					Обзор литературы	Лист
						33
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 1.2 – Сравнение данных анализа МКЭ с экспериментальными

Номер модели	$P_{\text{эсп}}$ (МПа)	$P_{\text{МКЭ}}$ (МПа)
1	29,64	28,02
2	28,58	26,49
3	17,67	15,71

Результаты продемонстрированы в таблице 1.2. Относительная погрешность в результатах составила 0,08 в меньшую сторону для МКЭ. Расхождение увеличивается с появлением дефекта, и еще больше с появлением сильного коррозионного повреждения (модель 3). Вероятно, это связано с технологией идеализации формы моделируемого дефекта, однако более подробных данных проведенного эксперимента получить не удалось.

Была сгенерирована восемьдесят одна корродирующая труба, геометрически схожая с моделируемыми отводами. Результаты сравнивались с решениями по DNV RP-F101 (2015) [19]. Следует обратить внимание на то, что методика DNV применяется только для прямолинейных участков трубопровода и не охватывает отводы. Предельное давление трубы с дефектом на поверхности ( $P_f$ ), согласно DNV вычисляется по формуле:

$$P_f = \frac{2t f_u \left(1 - \frac{d}{t}\right)}{(D-t) \left(1 - \frac{d}{tQ}\right)} \quad (1.18)$$

Где  $f_u$  – предел прочности на разрыв, Q определяется как:

$$Q = \sqrt{1 + 0.31 \left(\frac{L}{\sqrt{Dt}}\right)^2} \quad (1.19)$$

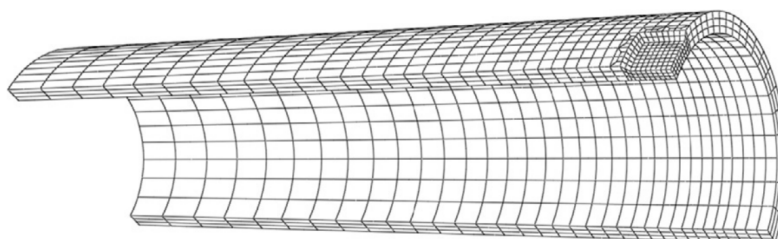


Рисунок 1.3 – Типичная модель КЭ трубы

На рисунке 5 изображена типичная модель трубопровода. Из-за наличия симметрии только четверть моделировалась только четверть трубопровода. Для того, чтобы на сколько возможно приблизить модель прямолинейного участка к отводу, значения безразмерных геометрических параметров были взяты из таблицы 1, но в случае  $L/r$  использовались только три первые значения. Относительная погрешность между результатами МКЭ и DNV составила 0,09 при среднеквадратичном отклонении 0,06. Это говорит о том, что результаты хорошо согласуются. Однако методика расчета по DNV оказывается более точной, особенно с увеличением глубины и длины дефекта и уменьшением толщины стенки трубопровода. Более того, глубокий дефект или наличие тонкой стенки быстрее приведет трубопровод к аварийному состоянию, а потому предпочтительнее использование формулы DNV.

Результаты анализа МКЭ девяти отводов, не подверженных коррозии, из основного материала ( $n = 25,1$ ) представленных выше, были сравнены с формулой Goodall (Ур. (4)) и представлены в таблице 1.3.

Таблица 1.3 – Сравнение данных анализа МКЭ с формулой Goodall

	Модели								
	1	2	3	4	5	6	7	8	9
$R/r$	3.2	4.1	5.0	3.2	4.1	5.0	3.2	4.1	5.0
$t/r$	0.05	0.05	0.05	0.10	0.10	0.10	0.15	0.15	0.15
$P_{МКЭ}$ (МПа)	24.0	24.9	25.5	49.8	51.4	52.5	77.7	79.9	81.5
$P_{Goodall}$ (МПа)	23.0	24.3	25.1	46.1	48.7	50.2	69.1	73.0	75.4

Наблюдается хорошая согласованность результатов. Формула Goodall основана на состоянии текучести по Мизису и выражается как:

$$P_{\text{Goodall}} = \frac{2}{\sqrt{3}} \cdot \frac{\sigma_f}{r} \cdot \frac{1-r/R}{1-r/(2R)} \quad (1.20)$$

Относительная погрешность составила 0,06. Стоит заметить, что в МКЭ были приняты условия нелинейности, поэтому менее точные результаты по сравнению с формулой Goodall закономерны.

В работе [7] для определения показателя давления разрушения использовалась искусственная нейронная сеть (ИНН) MLP с двумя скрытыми слоями (7 нейронов в первом скрытом слое, 14 во втором). При достаточных знаниях концепции, эта методика может быть с легкостью применена для решения повседневных инженерных задач, особенно с поддержкой такого компьютерного программного обеспечения, как MATLAB. В этой работе для вывода формулы для определения максимального допустимого давления с учетом геометрических и механических свойств объекта используется многопараметрическая регрессия. ИНН – это математическая модель, которая используется для отображения комплексных модельных отношений между входными и выходными данными. MLP – многослойная нейронная сеть, в которой некоторые или все выходы каждого слоя соединяются с одним или несколькими входами другого слоя; первый слой называется входным, а последний – выходным, между ними может быть несколько невидимых (скрытых) слоёв без непосредственных внешних соединений.

ИНН прогнозирование показало лучший результат со среднеквадратичной погрешностью (MSE) 0,000034. Количество сетевых входов равняется количеству переменных, т.е. 7 входов – по одному на каждую переменную из таблицы 1 и *n*. Единственным выходом для данной сети является  $P_c/P_i$ . Приблизительно 70% данных были выбраны для обучения, 15% для подтверждения и оставшиеся 15% в качестве теста. Для того чтобы избежать определенных вычислительных ошибок, входные данные были нормализованы, так что бы среднее значение приходилось на 0 и стандартное отклонение равнялось 1.

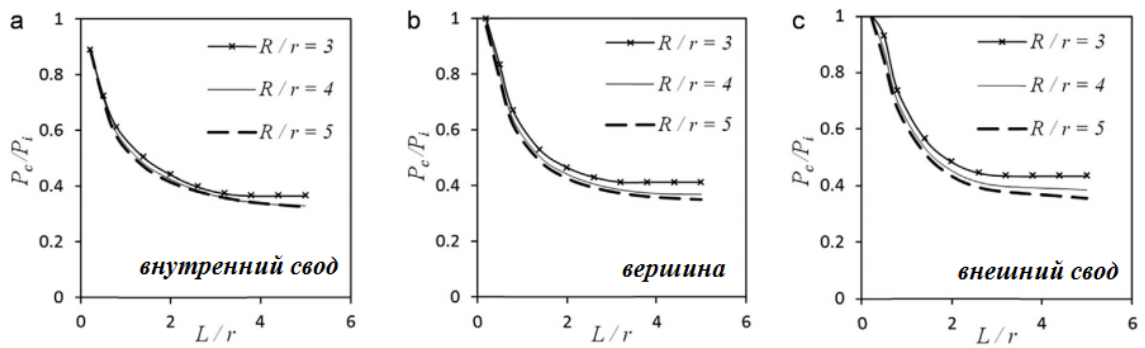


Рисунок 1.4 – (a, b, c; слева направо) Отношение предельных давлений к  $L/r$  для различных значений  $R/r$  и различных расположений дефекта

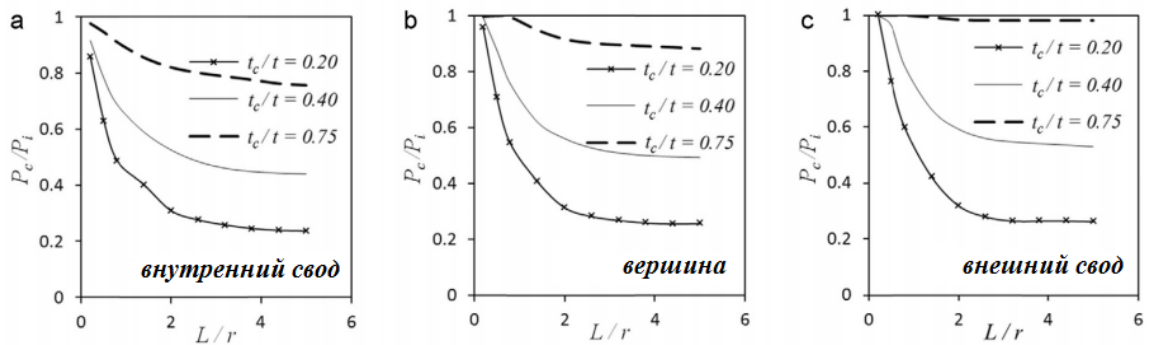


Рисунок 1.5 – (a – c; слева направо) Отношение предельных давлений к  $L/r$  для различных значений  $t_c/t$  и различных расположений дефекта

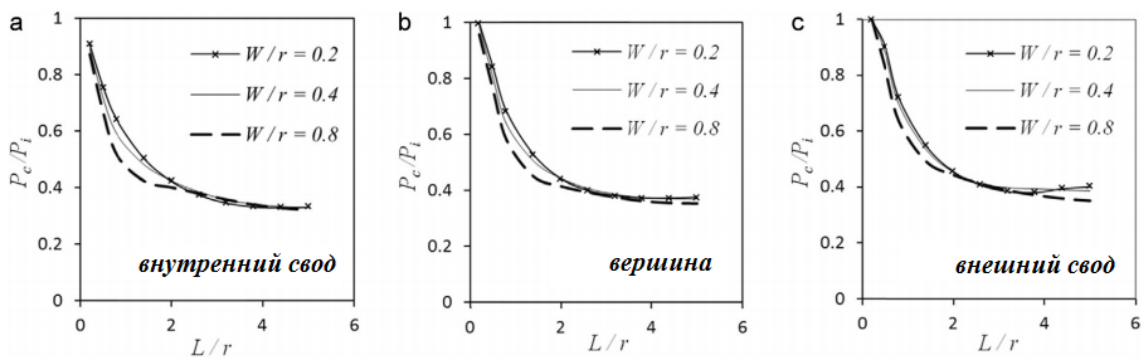


Рисунок 1.6 – (a – c; слева направо) Отношение предельных давлений к  $L/r$  для различных значений  $W/r$  и различных расположений дефекта

Значимость используемых для анализа параметров полученная из ANN отображена на рисунках 1.4–1.8. На каждой схеме показаны длина дефекта и его угловое расположение. Остальные пять параметров представлены набором из трех схем, ввиду различности их поведения в зависимости от

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

углового расположения. По умолчанию значения этих параметров, если не уточняется отдельно, принимаются как:  $R/r = 4$ ,  $t_c/t = 0,3$ ,  $W/r = 0,4$ ,  $t/r = 0.1$ ,  $n = 25,1$ .

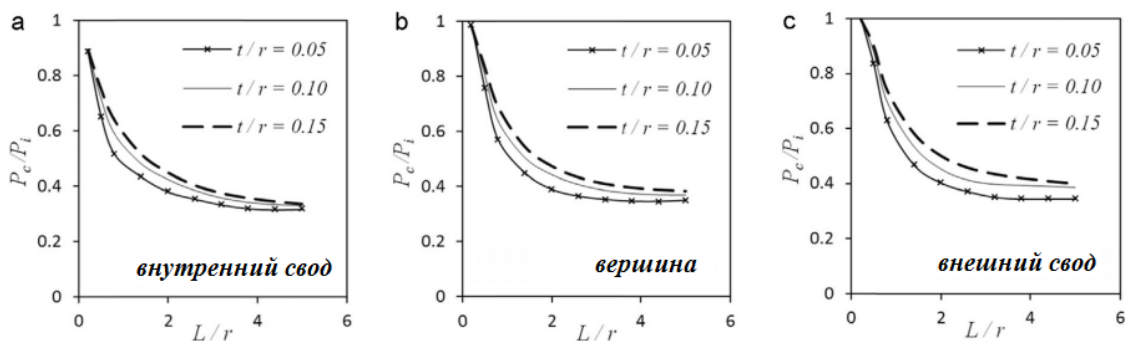


Рисунок 1.7 – (a – c; слева направо) Отношение предельных давлений к  $L/r$  для различных значений  $t/r$  и различных расположений дефекта

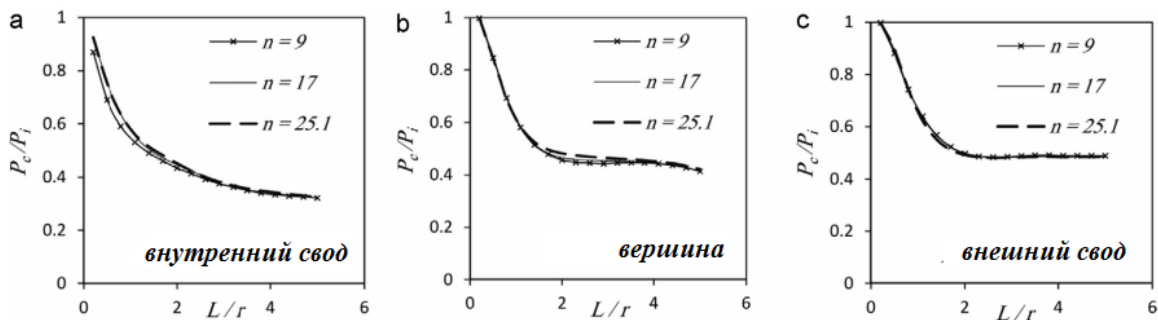


Рисунок 1.8 – (a – c; слева направо) Отношение предельных давлений к  $L/r$  для различных значений  $n$  и различных расположений дефекта

Как видно из диаграмм, с увеличением длины дефекта уменьшается показатель  $P_c/P_i$ . Это означает, что большее повреждение производит больший деградирующий эффект, однако при достижении определенных значений  $L/r$ , последующее увеличение длины дефекта не оказывает влияния на отношение предельных допустимых давлений.

Как упоминалось ранее, кольцевые напряжения слабее на внешнем своде, а значит дефект, расположенный на внутреннем своде более опасен. В общем и целом можно сказать, что отводы наиболее чувствительны именно к такому расположению дефекта.

Из рисунка 1.4 видно, что при наличии повреждения большой длины, на показатель  $P_c/P_i$  влияет радиус кривизны отвода. В частности, для внешнего дефекта длиной более чем  $4r$ , радиус кривизны  $3r$  увеличивает  $P_c/P_i$  на 10%, если сравнивать с радиусом  $5r$ . Это объясняется тем, что с уменьшением радиуса кривизны, кольцевые напряжения по внешнему своду уменьшаются.

Рисунок 1.5 ясно демонстрирует, что глубина дефекта оказывает наибольшее влияние на  $P_c/P_i$ ; с увеличением глубины показатель предельного давления резко падает. Согласно рисунку 1.5 (с), внешние дефекты с утонением стенки менее чем 0,25 практически незначительны.

Как показано на рисунке 1.1.7, ширина дефекта не так важна, однако относительно коротких повреждений ( $L/r < 2$ ), большая ширина значительно уменьшает показатель предельного давления. Рисунок 1.7 демонстрирует, что отводы с большей толщиной стенки менее подвержены влиянию дефекта с фиксированным значением  $d/t$ , особенно, когда он расположен на внешнем свode.

Согласно рисунку 1.8, главный параметр материала  $n$  не влияет на поведение отвода, подверженного коррозии.

Средняя относительная погрешность между экспериментальными результатами и прогнозами анализа МКЭ составила 0,08. Поэтому обучение ANN по прогнозам МКЭ может быть хорошим решением задачи. Однако простое аналитическое уравнение может оказаться более удобным и полезным в использовании, а так же способно предоставить точные данные.

Как известно из мембранной теории, в прямолинейной трубе под давлением, кольцевые напряжения в два раза больше продольных, поэтому, при достижении ими величины  $\sigma_f$  происходит разрушение. Давление можно рассчитать из формулы:

$$\sigma_f = \frac{P_f(D-t)}{2t} \quad (1.21)$$

$$P_f = \frac{2\sigma_f t}{D-t} \quad (1.22)$$

Формула DNV (2015) (уравнение (2)) [19] – вариация формы, описанной выше. Для отображения влияния дефекта на толщину стенки, ее домножают на выражение  $(1 - d/t)(1 - d/tQ)$ . Аналогично этой методике, было выведено следующее уравнение для отвода:

$$\sigma_\theta = \frac{P(D-t)}{2t} \cdot \frac{2R+r\sin\theta}{2R+2r\sin\theta} \quad (1.23)$$

$$P = \frac{2t\sigma_\theta}{D-t} \cdot \left( \frac{2R+r\sin\theta}{2R+2r\sin\theta} \right)^{-1} \quad (1.24)$$

где  $P$  – внутреннее давление, а  $\theta$  – угловое расположение дефекта (рис. 1). Как упоминалось ранее, кольцевые напряжения максимальны на внутреннем своде отвода, а значит для этого случая  $\theta = -90^\circ$ . Подставив это значение в уравнение получим оригинальную формулу Goodall (без коэффициента  $2/\sqrt{3}$ ):

$$P_f = \frac{2t\sigma_\theta}{D-t} \cdot \frac{2R-2r}{2R-r} \quad (1.25)$$

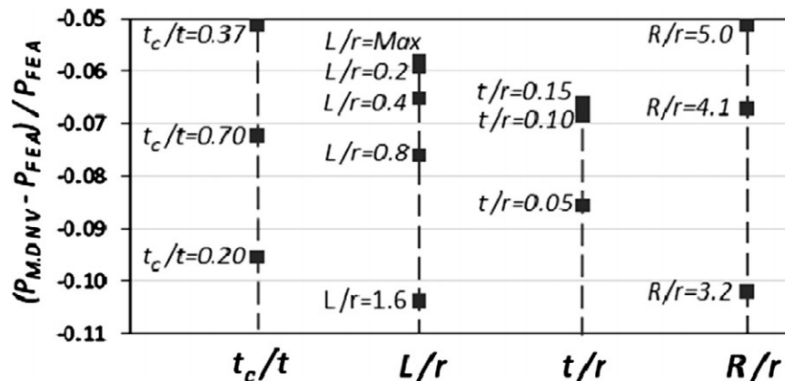


Рисунок 1.9 – Влияние различных геометрических параметров на среднюю относительную погрешность между модифицированным решением DNV и результатами анализа МКЭ. Дефект расположен на внутреннем своде отвода



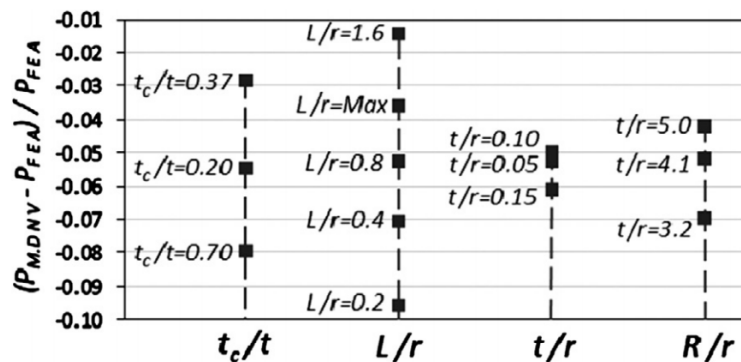


Рисунок 1.10 – Влияние различных геометрических параметров на среднюю относительную погрешность между модифицированным решением DNV и результатами анализа МКЭ. Дефект расположен в вершине отвода

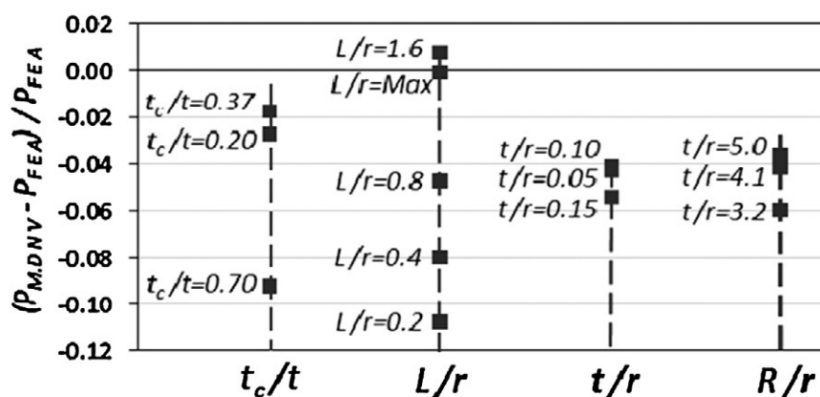


Рисунок 1.11 – Влияние различных геометрических параметров на среднюю относительную погрешность между модифицированным решением DNV и результатами анализа МКЭ. Дефект расположен на внешнем своде отвода

Для дефекта, располагающегося отлично от описанного выше случая, давление можно вычислить как:

$$P_f = \frac{2t f_u}{D-t} \cdot \frac{2R+2r \sin \theta}{2R+r \sin \theta} \cdot \frac{(1-\frac{d}{t})}{(1-\frac{d}{tQ})} \quad (1.26)$$

Для случаев, когда дефект очень мал, расположен не на внешнем своде, разрушение стенки может произойти вне зоны коррозионного повреждения. В таком случае состояние отвода можно проверить путем задания значений  $\theta = -90^\circ$  и  $d = 0$  в уравнении (11):

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

$$P_f = \frac{2tf_u}{D-t} \cdot \frac{2R-2r}{2R-r} \quad (1.27)$$

Наконец, предельное давление корродирующего отвода, согласно новому решению определяется как минимальное значение  $P_f$  вычисленное по уравнениям (11) и (12).

Для оценки точности прогнозов, полученных с помощью аналитических уравнений, их сравнили с результатами анализа МКЭ. Для этих целей, предельное давление для 1215 моделей, чьи геометрические параметры представлены в таблице 1.1, было пересчитано по новой методике. Средняя относительная погрешность показана на рисунках 1.9–1.11. На этих схемах  $P_{M,DNV}$  показывает давление, рассчитанное с помощью новой методики. Для демонстрации влияния различных геометрических параметров на точность аналитического решения результаты были сгруппированы, что может пригодиться для последующих исследований.

Когда дефект расположен на внешнем своде, прогнозы полученные из уравнения (11), оказались наиболее точными, но для дефекта с отличным расположением предпочтительней использовать уравнение (12). Этот метод оказался менее точным (рисунок 1.9–1.11). Это закономерно, т.к. в отличие от уравнения (11) формула не рассматривает разрушение отвода в зоне дефекта.

Влияние геометрических параметров зависит от углового расположения дефекта. На схемах видно, что параметр давления для отвода со средней глубиной повреждения ( $t_e/t$ ) определен менее точно. Влияние  $L/r$  прослеживается нечетко, особенно для дефектов на внешнем своде. Однако, с увеличением их длины и в случае их расположения в вершине отвода, прогнозы становятся более точными (рисунок 1.10 и 1.11). В случае повреждения, расположенного в вершине отвода или на внешнем своде, толщина стенки не оказывает значительного эффекта на точность вычисления, но, в позиции на внутреннем своде, с уменьшением толщины стенки прогнозы становятся более преувеличенными (рисунок 1.9). Из

					Обзор литературы	Лист
						42
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

рисунков видно, что с уменьшением радиуса кривизны, аккуратность методики возрастает.

Средняя относительная погрешность между данным методом и анализом МКЭ составила -0,067, среднеквадратичное отклонение 0,07, а значит, новое полученное решение имеет потенциал для дальнейших исследований и улучшений.

В дефектах нетрещиноподобного типа выделяют одиночные, групповые и линейно протяженные дефекты. К одиночным относятся повреждения типа каверн. Под каверной обычно подразумевается углубление в стенке трубопровода с кольцевыми и осевыми геометрическими размерами одного порядка, которые также соизмеримы с величиной толщины стенки трубопровода. В зависимости от типа коррозионного повреждения форма такого углубления может значительно варьироваться. Поэтому анализ параметров напряженно-деформированного состояния трубопровода с таким видом повреждения затруднен ввиду необходимости индивидуального подхода.

Для вычисления прочности нефтепромыслового трубопровода, с дефектом типа каверны, пользуются аппроксимацией полусферы с диаметральной плоскостью, которая совпадает с поверхностью стенки трубы. Такой анализ был проведен в работе [18]. Для коэффициента концентрации в упругом решении задачи записали:

$$\alpha_{\text{упр}} = 1 + 2t^*; \quad (1.28)$$

где  $t^* = t/h$  – глубина каверны  $t$  относительно толщины стенки;

Для расчета ККН в работе диаграмму растяжения необходимо было аппроксимировать с помощью двух прямых. Через начало координат строится первая прямая с угловым коэффициентом, равным модулю Юнга. Угловой коэффициент второй прямой рассчитывается как:

$$E_1 = \frac{\sigma_{\text{ВР}} - \sigma_{0,2}}{\varepsilon_{\text{ВР}} - \varepsilon_{0,2}}, \quad (1.29)$$

					Обзор литературы	Лист
						43
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

где  $\sigma_{0,2}$  – предел текучести;

$\sigma_{BP}$  – предел прочности;

$\varepsilon_{0,2}$  – деформация предела текучести;

$\varepsilon_{0,2}$  – полная деформация предела прочности.

Для деформации, соответствующей достижению предела прочности в самой опасной точке повреждения выведено следующее уравнение:

$$\bar{\varepsilon}_{BP} = \varepsilon_{BP}/\alpha_{упр}; \quad (1.30)$$

Тогда для этой деформации номинальное напряжение вне зоны дефекта будет равно:

$$\bar{\sigma}_{BP} = \sigma_{0,2} + (\bar{\varepsilon}_{BP} - \varepsilon_{0,2})/E_1; \quad (1.31)$$

Значит, коэффициент концентрации напряжений в зоне пластической деформации находится из уравнения:

$$\alpha_{Пл} = \frac{\sigma_{BP}}{\bar{\sigma}_{BP}}; \quad (1.32)$$

Расчет, проведенные в работе, отобразили слабую зависимость  $\alpha_{Пл}$  от деформации. Было получены значения  $\sigma_{0,2} = 370$  МПа и  $\sigma_{BP} = 520$  МПа при  $\alpha_{упр} = 3$ . Значение  $\alpha_{Пл}$  колеблется в пределах 1,25-1,33.

Коэффициент снижения прочности можно рассчитать из следующего уравнения:

$$\psi_1 = [\sigma_{0,2} + (\varepsilon_{BP}/\alpha_{упр} - \varepsilon_{0,2})E_1]/\sigma_{BP}. \quad (1.33)$$

Групповой коэффициент снижения прочности можно определить по следующей формуле:

$$\psi_{ГР} = \psi_1[1 - \pi(l^*)^2/(2l^*)]; \quad (1.34)$$

где  $l^* = l/h$  – расстояние между двумя центрами каверн в соотношении с толщиной стенки трубопровода.

Для того, чтобы оценить коррозионную усталость металла стенки трубопровода с дефектами типа каверн, допустима аппроксимация этих повреждений в виде эллипсоида, обладающего следующим полуосями:  $a$  – большая полуось,  $b$  – малая полуось,  $c$  – глубина проникновения в стенку трубы,  $d$  – расстояние между центрами каверн. Такая оценка была произведена в работе [19]. Величина коэффициента концентрации напряжений была определена автором как соотношение максимального главного напряжения с номинальным в бездефектной зоне:

$$K_t = \sigma_1 / \sigma \quad (1.35)$$

Расчет напряженно-деформированного состояния произведен с помощью метода конечных элементов. Кривизной оболочки было принято пренебречь ввиду малой величины  $c/R$ . Значит, вычисление сводится к определению коэффициента концентрации напряжений для пластины с выемкой в форме полуэллипсоида. Долговечность трубопровода рассчитывается как:

$$N_{mp} = \frac{10^6 \left( \frac{K_{\text{эфф.о}}}{K_{\text{эфф.тр}}} \right)^m}{\sigma_{mp}^m}; \quad (1.36)$$

$N_{mp}$  – количество циклов нагружения НПТ;

$b$  – коэффициент кривой усталости для стали данной марки;

$K_{\text{эфф.о}}$  – эффективный коэффициент для бездефектного образца;

$K_{\text{эфф.тр}}$  – эффективный коэффициент для образца с дефектом;

$\sigma_{mp}$  – максимальное допустимое напряжение пульсирующего цикла в НПТ;

$$K_{\text{эфф}} = q(K_t - 1) + 1, \quad (1.37)$$

где коэффициент чувствительности стали к концентратору напряжений:

$$q = \frac{1}{1 + \frac{a}{r}};$$

$a = 0,25$  – постоянная отпущенной, нормализованной стали (предел прочности 550 МПа).

$r$  – радиус округления концентратора.

$b$  и  $m$  – параметры кривой усталости, которые определяются по результатам тестирования образца стали. В работе [19] был использован образец с отверстием, который подвергался растяжению в диапазоне циклов  $10^4$ - $10^8$  нагружений.

Определение параметров напряженно деформированного состояния трубопровода в окрестности протяженных дефектов нетрещиноподобного характера требует, как и в случае каверноподобного повреждения, постановки объемной задачи с учетом наличия пластической деформации. Однако в работе [20] говорится о том, что если один из габаритных размеров дефекта существенно превышает остальные, то можно обойти решение объемной задачи. Для отношения площадей продольного сечения автор получил выражение:

$$\frac{\Delta F}{F_0} = 0,785 \frac{t}{h}, \quad (1.38)$$

где  $\Delta F$  – площадь продольного сечения трубопровода, подверженного коррозии.

$F_0$  – начальная площадь продольного сечения того же участка;

$t$  – глубина проникновения дефекта;

$h$  – толщина стенки.

По экспериментальным данным было установлено, что с разрушением трубопровода усредненное напряжение в зоне пластической деформации дефекта составляет  $1,1\sigma_{0,2}$  [21].  $\sigma_{0,2}$  – предел текучести стали. Учитывая тот факт, что до ввода в эксплуатацию трубопровод подвергается гидравлическим испытаниям с доведением напряжения в металле стенки трубы до  $\sigma_{0,1}$ . Предаварийный критерий состояния трубы, подверженной коррозии, описывается как:

$$\frac{1-0,785\frac{t}{h}M}{1-0,785\frac{t}{h}} = 1,1. \quad (1.39)$$

$M$  – коэффициент Фолиаса. Он необходим для корреляции коэффициента концентрации напряжений трещины в плоском объекте и криволинейно-изогнутом.

$$M = \sqrt{1 + 1,6\frac{L^2}{Rh}}$$

где  $L$  – длина дефекта,

$R$  – внутренний радиус,

$h$  – толщина стенки.

Решение уравнения относительно геометрических параметров моделируемых дефектов позволяет установить их критические допустимые значения.

Для этого необходимо определить максимальное допустимое давление для НПТ с коррозионным повреждением. В работе [22] окружное напряжение разрушения определяется как:

$$\sigma_p = \frac{\sigma_t \left(1 - \frac{A}{A_0}\right)}{\left[1 - \left(\frac{A}{A_0}\right) (M_t^{-1} - 1)\right]}, \quad (1.40)$$

$A$  – площадь дефекта в осевом сечении;

$A_0$  – первоначальная площадь дефекта;

$M_t$  – коэффициент концентрации напряжений Фолиаса, для дефекта осевого направления:

$$M_t = [1 + 0,6275\beta - 0,00375\beta^2]^{0,5}, \text{ если } \beta \leq 50,$$

$$M_t = 0,032\beta + 3,3, \text{ если } \beta > 50,$$

$$\beta = \frac{L^2}{Dh};$$

$L$  – длина корродирующего участка трубопровода;

$D$  – наружный диаметр;

$h$  – толщина стенки трубопровода.

					Обзор литературы	Лист
						47
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

С помощью критериев Витха и Кифнера определяется напряжение текучести стали в месте дефекта:

$$\sigma_{\tau} = \sigma_{0,2} + 68,9;$$

$\sigma_{0,2}$  – предел текучести металла.

Для определения площади потери металла применяется прямоугольная и параболическая интерполяция, однако для упрощения процесса можно использовать следующее равенство:

$$A = 0,85 \cdot L \cdot t; \quad (1.41)$$

В работе [23] для протяженных коррозионных повреждений используется деформационно-плоскостное или осесимметричное моделирование, которое предполагает, что в осевом направлении профиль области потери металла представляет собой продольное сечение повреждения, неизменяющееся по всей окружности трубопровода. Такой способ моделирования напряженно-деформированного состояния трубопровода позволяет получить значения разрушающих давлений для нескольких видов коррозионных дефектов.

В работе [24] коэффициент снижения прочности трубопровода с продольным дефектом определяется с помощью метода скольжения, и рассчитывается из равенства:

$$\psi = \beta_{\Pi} \left[ 1 - \left( \frac{t}{h} \right) \left( \frac{L}{D} \right)^{0.3} \right]; \quad (1.42)$$

где  $\beta_{\Pi}$  – параметр, характеризующий деформационные свойства стали трубопровода;

$D$  – наружный диаметр;

$h$  – толщина стенки трубы;

$L$  – протяженность повреждения;

$t$  – глубина повреждения.



Параметр  $\beta_{II}$  определяется показателями относительного остаточного удлинения и сужения, а так же способности стали к упрочнению, которые в свою очередь зависят от предела прочности и текучести материала в совокупности с показателем отношения главных напряжений. Различные экспериментальные и теоретические расчеты определяют  $\beta_{II}$  в районе 0,9-1,15. Из соображений практичности для расчетов его принимают равным единице.

Для анализа оказываемого влияния трещиноподобных дефектов чаще всего применяют его схематизацию, принцип которой заключается в замене несплошностей типа пор, надрезов, включений и т.п. трещинами, как самым опасным видом повреждения. Такая замена сокращает количество требуемой информации о геометрических размерах повреждения: достаточно узнать площадь его проекции на плоскость размещения предполагаемой трещины. В качестве трещины обычно применяется полуэллиптическая и эллиптическая, потому что такой ее вид является наиболее изученным.

Для расчета давления разрушения в НПТ с несквозной трещиной, расположенной в продольном направлении используется уравнение:

$$P_f = \frac{\sigma_f \eta h}{R}, \quad (1.43)$$

$$\sigma_f = 0,51 \cdot (\sigma_b + \sigma_{0,2});$$

где  $\sigma_f$  – напряжение текучести в момент разрушения;

$R$  – радиус трубопровода;

$h$  – толщина стенки;

$\sigma_b$  – предел прочности материала трубопровода;

$\sigma_{0,2}$  – предел текучести;

$$\eta = \frac{A_0 - A}{\left(A_0 - \frac{A}{M}\right)}; \quad (1.44)$$

где  $A_0$  – площадь сквозного повреждения;

					Обзор литературы	Лист
						49
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$A$  – площадь несквозной трещины;

Коэффициент Фолиаса вычисляется по формуле:

$$M = [1 - 1,61l^2 / (Rh)]^{0,5}; \quad (1.45)$$

где  $l$  – половина длины дефекта;

Площадь сквозного дефекта определяется как:

$$A_0 = 2lh;$$

Площадь несквозного повреждения в зависимости от метода аппроксимации:

- $A = 2ld$  – прямоугольная;
- $A = 4ld/3$  – параболическая;
- $A = \pi ld/2$  – эллиптическая;

где  $d$  – глубина повреждения.

Из следующей зависимости можно определить величину давления разрушения для трубопровода с несквозным трещиноподобным повреждением протяженным вдоль его окружности:

$$P_f = \frac{\left[ 1 - \frac{\theta d}{(\pi h)} - \frac{2 \arcsin\left(\frac{d \sin \theta}{2h}\right)}{\pi} \right] h \sigma_f}{(vR)}, \quad (1.46)$$

где  $\theta$  –  $1/2$  углового размера повреждения;

$d$  – глубина проникновения;

$v$  – коэффициент, определяющий отношение окружных и продольных напряжений;

В работе [25] говорится о том, что для калькуляции трещиноподобного повреждения, обычно прибегают к устремлению одного из геометрических размеров к нулю.

Новейшие прогрессивные подходы к определению напряженно-деформированного состояния промысловых нефтепроводов чаще

основываются на вероятностных методиках, применяемых для малоцикловых режимов нагружения. Известное отношение Нейбера определяет количественный показатель нормы концентрации напряжений [26]:

$$\alpha_{\sigma}^2 = K_{\sigma} K_{\varepsilon}, \quad (1.47)$$

где  $\alpha_{\sigma}$  – теоретический ККН;

$K_{\sigma}$  – ККН;

$K_{\varepsilon}$  – коэффициент концентрации деформации.

Максимальный показатель деформации (включая и пластическую деформацию):

$$\varepsilon_{max} = K_{\varepsilon} \varepsilon_{раб}, \quad (1.48)$$

где  $\varepsilon_{max}$  – номинальная деформация металла за пределами зоны концентратора.

Основным силовым фактором зачастую является создаваемое транспортируемой средой внутреннее давление. Показатель давления подчинен нормальному распределению относительно своих средних значений. Значит, разброс параметров деформации и напряжений около своих средних показателей так же подчиняется закону нормального распределения случайных величин. На основании этого закона можно определить вероятность безотказной работы НПТ. Максимальные допустимые напряжения определяются из графических диаграмм зависимости «деформация-напряжение» по показателю деформации. Так получают нормированные значения напряжений для возможности контроля состояния трубопровода и назначают допустимое количество циклов нагружения НПТ.

Что касается оценки опасности внешних дефектов, то это тема подробно изложена в различной научно-технической документации. Показатель напряженно-деформированного состояния и деформационные критерии пограничных состояний металла дают возможность оценить

безопасность и несущую способность участка нефтепромыслового трубопровода с самыми различными повреждениями общего и локального характера. Существуют приближенные уравнения и диаграммы зависимости коэффициента концентратора напряжений, которые позволяют сделать выводы об уровне нагруженности дефектов с самыми различными геометрическими параметрами. Формулы, выведенные с помощью метода локальных деформаций, дают возможность оценить параметры напряженно-деформированного состояния в точке раскрытия трещины. Как же существуют руководства по учету коррозионных видов воздействия, которые с определенной степенью точности позволяют спрогнозировать развитие дефекта.

### **1.7 Экспериментальные и натурные исследования напряженно-деформированного состояния трубопровода**

Большая часть научных исследований механики разрушения сконцентрирована на изучение линейно протяженных дефектов и трещин. В работе [21] предлагается, что определяющим фактором при вычислении разрушающего давления конструкции с трещиноподобными повреждениями является показатель критического коэффициента интенсивности напряжений. Известные лабораторные испытания не позволяют вычислить значение  $K_{cr}$  с необходимой точностью, особенно если речь идет о пластичных конструкциях относительно низкой прочности. Это связано с тем, что для проведения испытания на растяжение необходимый образец с надрезом должен быть очень широким, что подразумевает использование очень мощных машин. Использование таких агрегатов по стоимости проигрывает проведению натурных опытов. Этим и обусловлено предпочтение натурных испытаний при определении коэффициента интенсивности напряжений.

В оценке сопротивления стали разрушению оперируют критерием сопротивления материала пластическому течению. Испытания выполняются

					Обзор литературы	Лист
						52
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

для относительно маленьких размеров сквозных трещин с выполнением соотношения [27]:

$$\frac{\left(\frac{K_{cr}}{\sigma_T}\right)^2}{l} \geq 7,$$

где  $\sigma_T$  – предел текучести;

$l$  – длина трещины.

Для трубных сталей напряжение пластического течения вычисляется с помощью следующих уравнений:

$$\bar{\sigma} = 1,23 \cdot \sigma_T; \quad (1.49)$$

$$\bar{\sigma} = 0,51 \cdot (\sigma_T + \sigma_B); \quad (1.50)$$

$$\bar{\sigma} = 1,04\sigma_T + 70; \quad (1.51)$$

$$\bar{\sigma} = 0,66 \cdot (\sigma_T + \sigma_B) - 126,7; \quad (1.52)$$

где  $\sigma_T$  – предел текучести стали;

$\sigma_B$  – предел прочности стали.

В работе [12] сравниваются расчетные разрушающие давления по предлагаемому критерию с экспериментальными, полученными для 60 цилиндрических оболочек со сквозными трещиноподобными повреждениями ( $R/h = 4/15$ ). Погрешность прогноза составила 10%.

В работе [28] было получено отношение напряжения разрушения к сумме пределов текучести и прочности для трубных сталей, которое хорошо согласуется с одним из уравнений напряжений пластического течения. Экспериментально была подтверждена обоснованность равенств для нахождения критической длины сквозного трещиноподобного дефекта в трубопроводе для напряжений в пределах 0,15-1,0 предела текучести. Это расширяет круг применимости данных соотношений, и позволяет применять их на несквозные трещиноподобные дефекты.

Построенные на экспериментальных данных кривые напряжения разрушения и длин несквозной трещины имеют идентичную кривой для

					Обзор литературы	Лист
						53
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

сквозной трещины форму, но располагающуюся выше. Равенство [29] для определения давления разрушения было создано, опираясь, на данные графические зависимости.

Анализ данных [13], полученных в ходе испытаний, показал что совпадение расчетных давлений с экспериментальными происходит с точностью 12% для протяженных дефектов и при температуре среды -5-0 °С.

В работе [22] было предложено расширение области применимости изложенного выше подхода для определения давления разрушения реальных трубопроводов. Был обработан достаточно большой объем данных. Эксперимент проводился для 32-х трубопроводов различных марок сталей, с различными дефектами. Фактический показатель предела текучести для тестовых труб колеблется в районе (390-640) МПа. Длина повреждений составляла 50-920 мм, глубина дефекта – 0,29-0,79*h*. В работе (71.5) так же были проведены несколько экспериментов по разрушению трубопровода внутренним давлением. Дефекты с заданными геометрическими параметрами, наносили на карты, которые затем вваривались в трубопровод. Далее исследуемые НПТ подвергали циклическим нагружениям для созданию усталостного износа и появления микротрещин. Материал исследуемых трубопроводов – сталь 17Г1С-У.

Показатель полученного при проведении испытаний коэффициента снижения прочности ( $\psi_{\text{э}}$ ) находится по формуле:

$$\psi_{\text{э}} = \frac{P_{\text{разр}}}{2h\sigma_B/D_{\text{вн}}}, \quad (1.53)$$

где  $P_{\text{разр}}$  – давления разрушения;

$D_{\text{вн}}$  – внутренний диаметр трубопровода;

$h$  – толщина стенки;

$\sigma_B$  – предел прочности стали.

Оценка расчетного давления разрушения проводилась по зависимости:

$$\psi_P = \frac{\psi_Y}{\alpha_{\text{ПЛ}}}, \quad (1.54)$$

					Обзор литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		54

где  $\psi_y$  – коэффициент снижения прочности;

$\alpha_{пл}$  – пластический ККН (определяется по диаграмме для данной стали). Для нахождения  $\psi_y$  и  $\alpha_{пл}$  были приняты следующие допущения:

- за глубину дефекта принимается аналогичный показатель условного прямоугольного повреждения (в продольном сечении), равного по площади и длине фактическому;
- упругий коэффициент концентратора напряжений для дефекта с острым углом равен нулю.

Сравнение расчетных и экспериментальных данных показало, что пяти опытов с короткими по длине дефектами формула предоставляет консервативную оценку, т.к. опытное значение  $\square_{э}$  больше посчитанного  $\square_{р}$ . Для двух наиболее длинных дефектов расчетные значения оказались больше экспериментальных.

В работе [30] показаны результаты опытных испытаний определения давления разрушения трубопровода длиной 3,5 м с поверхностными дефектами. Повреждение представляло собой цепочку дефектов типа каверн глубиной до 4 мм, надрезов – до 5 мм, раковин – до 3 мм. После прочностных испытаний длительностью 6 часов, во время которых согласно [31] было создано избыточное давление в 13 МПа и напряжение  $0,9\sigma_T$ , роста дефектов не последовало. На следующей стадии давление увеличили до 14,7 МПа, далее 18,5 МПа. При достижении 20,3 МПа были обнаружены четыре осевых трещиноподобных дефекта. Трубопровод разрушился в вершине каверны при давлении 21 МПа, при этом расчетное давление равнялось 18 МПа.

В работе [32] проводилось натурное испытание участка трубы из стали 17Г1С длиной 4,6 м на усталостное сопротивление. На внешнюю поверхность трубы нанесли несколько каверн, различных геометрий, острый трещиноподобный вырез малой глубины, каверны, имитирующие прожог электродом, забоины и т.п. Дефекты располагались парно и по отдельности. На первой стадии проведения испытаний на трубопровод воздействовали внутренним давлением и производили тензометрирование. Полученные

					Обзор литературы	Лист
						55
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

данные сравнивали с расчетными показателями, полученными с помощью метода конечных элементов. Опытные значения напряжений соответствовали расчетным с достаточной точностью. При избыточном давлении 5,5 МПа напряжение достигает 294 МПа, распределено достаточно равномерно. Показатель напряжений, измеренный в двух сечениях трубопровода, составил 300-320 МПа. В процессе проведения опыта, после каждой 1000 циклов проводился осмотр, и при обнаружении трещины испытание прекращалось. Затем участок стенки трубопровода с трещиной вырезался, на его место вваривался бездефектная вставка, и проведение опыта продолжалось.

В результате проведения натурных испытаний были установлены следующие показатели:

- $N_{\text{течи}}$  – число циклов нагружения до появления течи;
- $N_{\text{рем}}$  – число циклов нагружения до ремонта;
- $N_{\text{общ}}$  – число циклов нагружения до появления трещины.

Испытания были завершены после наработки 12500 циклов. Затем ввариваемые вставки извлекались и подвергались специальным исследованиям. Макрофрактографический анализ трещин и изломов указал на усталостный характер напряжений. В подавляющем большинстве образовавшихся трещин процесс разрушения происходил ступенчато, это вызвано процессом слияния усталостных микротрещин. К очагам разрушения прилегают области излома в плоскости, перпендикулярной значениям максимальных растягивающих напряжений. Это характерно для области медленного роста трещин. Далее можно обнаружить зону ускоряющегося роста. На части изломов также обнаружены бороздки, характерные для образования распространения микротрещин.

В других натурных экспериментах чаще рассматриваются и изучаются внешние дефекты типа нарушения геометрической формы, такие как вмятины и гофры.

					Обзор литературы	Лист
						56
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		



В нескольких исследованиях, как, например, в работе [33] определялось давление разрушения для трубопровода с вмятинами, имеющими надрез на наружной поверхности дна. В качестве опытных конструкций использовались трубопроводы диаметра 720 мм и с толщиной стенки 8 мм. Материал трубы – сталь 19Г. Рассматривалась вмятина глубиной до 6 мм с надрезом, радиус которого в вершине составлял 0,5 а глубина менее 1,1 мм. Для стали 19Г  $\sigma_B = 570$  МПа,  $\delta_3 = 17\%$ . В работе (67.5) Испытывался трубопровод диаметром 610 мм, толщиной стенки 9,5 мм. Материал трубы – сталь X51. Глубина вмятины – 18 мм, глубина надреза – 0,5 мм, радиус скругления – 0,25. Параметры стали –  $\sigma_B = 560$  МПа,  $\delta_3 = 30\%$ .

Установлено, что основной причиной разрушения в проведенных натурных испытаниях – местное исчерпание пластичной информации в области концентратора напряжений. Так было выяснено, что относительное сужение стали составило меньше чем 50%. В работе [34] исследуется вмятины с рисками. ККН при условии совпадения поверхностного повреждения с нарушением геометрии определяется согласно равенству:

$$K_T = K_0 \cdot K_L, \quad (1.55)$$

где

- $K_0 = 1 + 6 \frac{H}{\delta}$  – ККН вмятины;
- $K_L = 1 + 2 \left(\frac{t}{\rho}\right)^{0.5}$  – ККН надреза/риски;

$H$  – глубина дефекта;

$\rho$  – радиус скругления;

$t$  – глубина надреза;

$\delta$  – толщина стенки;

Анализ напряженно-деформированного состояния в любом месте конструкции автор предлагает оценивать с помощью графика зависимости « $\sigma$ – $\varepsilon$ » для упругопластичной пластины, с концентратором в виде выгнутой вмятины с надрезом. Тем самым формируется условие безаварийной работы

трубопровода по пластичности стали. В качестве примера автор приводит трубопровод с овальностью 1% и риской глубиной  $0,1\delta$ . Максимальный теоретический коэффициент концентратора напряжений составляет 40% и если напряжение вне зоны концентратора  $0,5\sigma_T$  ( $\sigma_T = 400$  МПа), то для безаварийной эксплуатации трубопровода, необходимо, чтобы его металл в зоне концентратора обладал пластичностью  $\psi > 50\%$ .

В работе [35] предложена методика вычисления срока безаварийной эксплуатации участка НПТ с вмятиной с надрезом. Сначала руководствуясь критериями исчерпания пластичности стали и предельными допустимыми размерами дефекта определяют разрушающее давление. Далее с помощью критерия малоциклового прочностного определяют срок безаварийной эксплуатации участка трубопровода. В качестве апробации предложенной методики был произведен эксперимент по установлению давления разрушения для НПТ с описанными выше дефектами. Параметры испытываемого трубопровода:  $D_n = 610$  мм – внутренний диаметр,  $h = 9,5$  мм, материал – сталь X51. Глубина вмятины составляла 16 мм, риск – 1, 2, 4, 5 мм. Радиус в вершине 0,25 мм. Полученные из проведенного опыта значения разрушающего давления 13,5 МПа, 6,6 МПа, 3,3 МПа. Расчетные значения давления, полученные из изложенной методики: 12,6 МПа, 5,2 МПа, 3,0 МПа. Оценка методики оказалась достаточно консервативной, т.к. трубопроводы выдержали значительно большее число циклов нагружения.

В работе [36] несущая способность трубопровода оценивается при наличии в нем аналогичного описанным выше дефекта. Приведенные результаты исследования для трубных сталей Г2СФ, Ст.10, Ст.20, Х60 дают возможность определить давления разрушения трубопровода с вмятиной глубиной  $0,0167-0,0360D_n$  с надрезом.

В работе [37] представлена методика расчета участка НПТ с вмятинами и неглубокими надрезами глубиной  $0,15h$  с учетом усталостной деградации стали. Основным критерием возникновения микротрещин при нагрузке

трубопровода внутренним давлением принимается выражение интенсивности местных максимальных напряжений:

$$S_c = \sigma_B(1 + 1,35\psi_c), \quad (1.56)$$

где  $S_c$  – предел прочности стали;

$\sigma_B$  – временное сопротивление материала;

$\psi_c$  – предельное сужение образцов стали.

С помощью введения коэффициента запаса вводится учет накопленных деформаций в вершине дефекта:

$$K_y = 1 + 0,0009(K_{BM} - 1)^2 \cdot T; \quad (1.57)$$

где  $K_{BM}$  – ККН во вмятине;

$T$  – время эксплуатации дефектного участка (лет).

Коэффициент  $K_y$  зависит от наклона кривой малоциклового усталости материала трубопровода и от цикличности нагружения исследуемого НПТ давлением 0,5 от расчетного.  $K_{BM}$  определен с помощью метода конечных элементов с применением гипотезы об упругой работе материала. Уменьшение показателя трещиностойкости материала трубопровода в зависимости от срока эксплуатации определяется как:

$$K_s = 1 + 0,025C_{эКВ} T_1; \quad (1.58)$$

где  $T_1$  – время эксплуатации НПТ;

$C_{эКВ}$  – эквивалентное содержание углерода в стали;

Номинальные кольцевые напряжения разрушения можно определить из следующей формулы:

$$\sigma_{кц,разр} = \frac{\sigma_B(1+1,3\psi_c)}{K_s \cdot n_p \cdot K_y (K_{BM})^{0,5}}; \quad (1.59)$$

Актуальность этой методики была проверена с помощью натурального эксперимента. В виде испытуемой конструкции выступал трубопровод из стали 19Г, которому было нанесено повреждение ковшом экскаватора.

Глубина вмятина составила 16 мм. Срок эксплуатации – 28 лет (4 года после получения вмятины). Разрушающее давление после проведения испытаний составило 7,4 МПа. Расчетное давление – 6,9 МПа. Значит используемые допущения обеспечивают необходимую консервативность расчетов для прогнозирования безопасной эксплуатации трубопровода с дефектом типа вмятины.

В работе [38] так же было проведено исследование по расчету остаточного ресурса трубопровода с отклонением геометрических параметров от нормальных.

Расчет допустимого числа циклов нагружения производился с помощью диаграммы малоциклового усталости стального трубопровода для исследуемой марки стали и построенной с учетом деформационной усталости. Использовалось равенство:

$$e_a = \frac{\ln\left[\frac{1}{1-\psi}\right]}{4Nm} + \frac{\sigma_{-1}}{E}, \quad (1.60)$$

где  $\psi$  – относительное сужение;

$\sigma_{-1}$  – предел выносливости для данного числа циклов;

$E$  – модуль Юнга.

$m$  – табличная характеристика стали, для материала с показателем временного сопротивления 30-70 кг/мм<sup>2</sup> равен 0,5.

Предел выносливости за отсутствием опытных данных рекомендуется вычислять по формуле:

$$\sigma_{-1} = 0,4\sigma_B. \quad (1.61)$$

Вычисление накопленных дефектов из-за малоциклового усталости производится с помощью гипотезы линейного сложения повреждений и деформационного критерия. Это подразумевает наличие реальной информации об эксплуатационной нагруженности дефектного участка трубы со времени его появления. Учет деформационного усталости проводится по формуле:

					Обзор литературы	Лист
						60
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$K_S = 1 + 0.025C_{\text{ЭКВ}} \cdot T. \quad (1.62)$$

Долговечность дефектных труб в условиях пульсирующего давления проводится путем сравнения расчетного значения разброса деформации  $\Delta$  с кривой усталости:

$$N_{\text{раз}} = \left[ \frac{\alpha^2 c_n - (\sigma_{-1}/E)}{4 \ln[1/(1 - \psi_s)]} \right]^2; \quad (1.63)$$

где  $\alpha$  – теоретический ККН;

$e_n$  – номинальная деформация.

Параметр  $\psi_s$  – находится как начальное относительное сужение, уменьшенное за счет деформационной усталости:

$$\psi_s = \frac{\psi_0}{K_S}, \quad (1.64)$$

Представленная методика прошла экспериментальную проверку при малоцикловом нагружении нефтепромысловых трубопроводов из стали марки 17ГС. Первая тестовая конструкция – участок трубопровода возрастом 15 лет, содержащий вмятину без надрезов. Вторая – новый трубопровод, получивший смятие в процессе строительно-монтажных работ. Первая конструкция выдержала 3839 циклов. Расчетное значение предполагало 3666. Второй трубопровод проработал 350 циклов нагружения. Расчетное число циклов – 400. Т.е. погрешность составила 5 и 15%. Это является приемлемой точностью в процессе инженерно-технических расчетов.

Широкий спектр существующих аналитических подходов к исследованию НДС трубопровода сталкивается с функциональными ограничениями средств внутритрубной диагностики. Большинство решений рассматриваемой задачи предполагают ряд допущений относительно геометрических параметров дефекта направленных на упрощение проводимого анализа. Данный подход многократно доказал свою целесообразность, однако в редких случаях приводит к излишне консервативной оценке. Вероятно, моделирование реалистичной трехмерной

					Обзор литературы	Лист
						61
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

геометрии изучаемого дефекта предполагает увеличение точности прогноза параметров НДС, а так же позволяет выявить существующие в стенке трубопровода концентраторы напряжений.

					Обзор литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		62

### 3. Расчеты и аналитика

«Ручейковая» коррозия возникает в случае образования в потоке перекачиваемой жидкости водных скоплений. Их наличие обусловлено слиянием капель пластовой воды. В редких случаях источником скопления может служить вода, оставшаяся в трубопроводе после опрессовки. Существование водных скоплений в общем случае зависит от конфигурации участка трубопровода, расхода транспортируемой жидкости, расходного объемного газосодержания, обводненности и физических свойств перекачиваемой жидкости (вязкости, плотности, межфазного натяжения).

Для определения режима работы рассматриваемого нефтепровода необходимо иметь точную технологическую схему с указанием диаметра и длины каждого участка, а также физико-химические и технологические параметры работы трубопроводов. На основании этих данных для каждого участка нефтесбора рассчитываются скорости течения газоводонефтяной смеси  $v_{см}$ , критическая скорость  $v_{кр}$ , при которой достигается антикоррозионный режим, а также параметр, характеризующий режим течения жидкости в трубопроводе ( $w = v_{см} / v_{кр}$ ). При  $w > 1$  режим антикоррозионный, при  $w \leq 1$  — коррозионный.

Расчет режим работы участка сети нефтегазосбора согласно [46]:

Исходные данные по эксплуатируемому трубопроводу:

$D_0 = \blacksquare$  м – наружный диаметр трубопровода;

$S, = \blacksquare$  м – толщина стенки трубопровода;

$P_{ср} = \blacksquare$  атм – среднее давление на участке;

$T = \blacksquare$  – температура перекачки;

$Q = \blacksquare$  тонн/сутки – расход жидкости;

$t = \blacksquare$  – срок эксплуатации;

					Анализ напряженно-деформированного состояния промышленного нефтепровода в условиях коррозионных повреждений			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		АхмедьянАое			Расчет и аналитика	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.					75	152
Консульт.						<b>НИ ТПУ гр.2БМ4А</b>		
Зав. Каф.		Рудаченко А.В.						

Далее по полученным координатам была построена сложная поверхность дефекта (рисунок 3.5, рисунок 3.6):

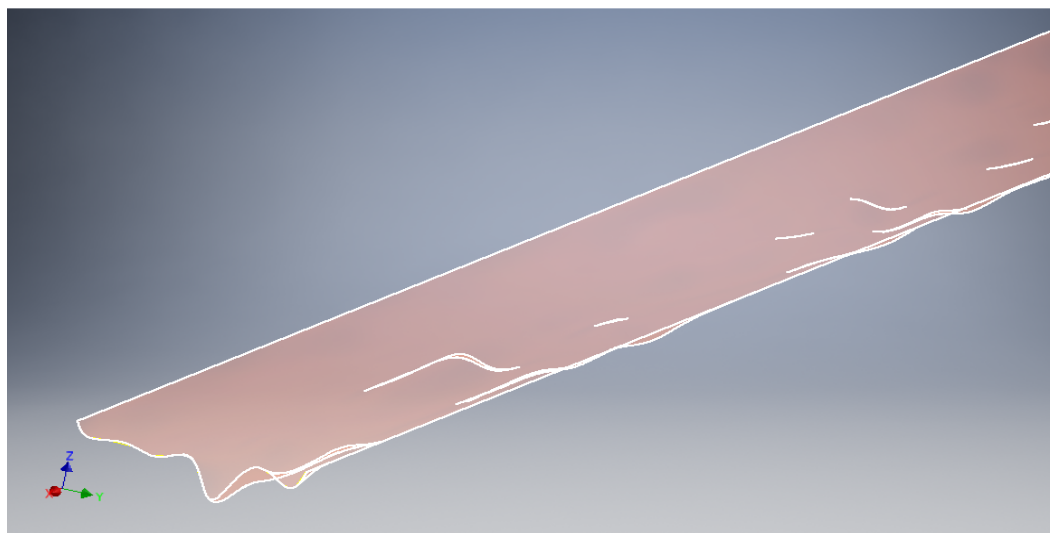


Рисунок 3.5 – лофт по созданным сплайнам в программном комплексе AutoDesk Inventor

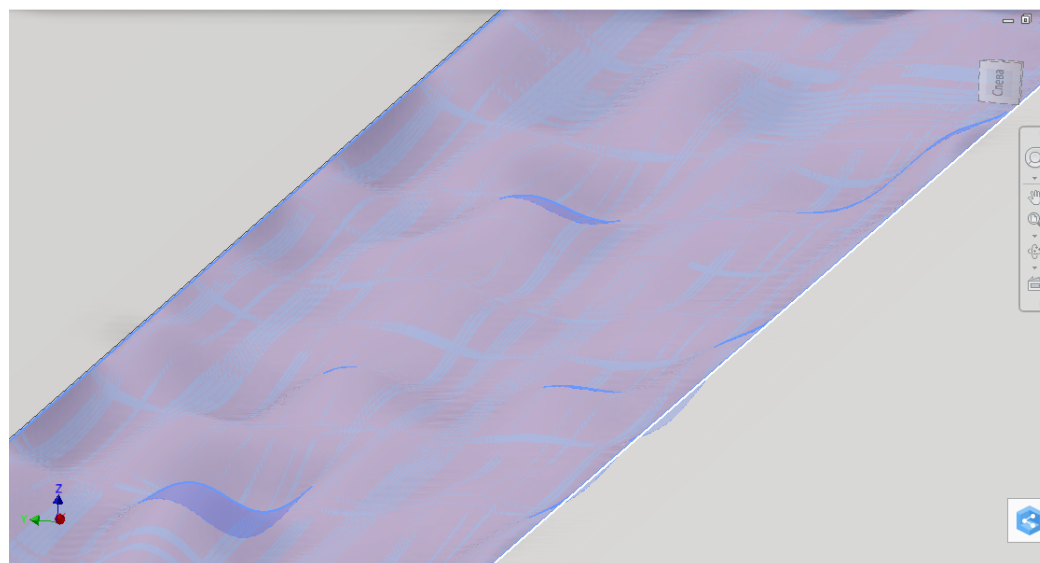


Рисунок 3.6 – Смоделированная в AutoDesk Inventor поверхность дефекта

Анализ созданной модели будет производиться в программном комплексе Ansys. Согласно аналогичным исследованиям [45] длина моделируемого участка должна составлять  $6R$  для исключения влияния краевого эффекта на вычисляемые параметры. Наиболее неблагоприятным

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата



вариантом развития дефекта будем считать развитие трещины в месте наибольшей концентрации напряжений. Основным расчетным параметром является  $[\sigma_{\text{эkv}}]$  – Эквивалентное напряжение по Мизесу. В качестве граничных условий на каждом из концов рассматриваемого участка задается Fixed Support – жесткая заделка. Нагружение трубопровода производится заданием внутреннего давления согласно исходным данным. Далее необходимо создать конечно элементную модель (рисунок 3.7). В качестве метода создания сетки выбирается опция «tetrahedrones». Так же задается опция сохранения срединных узлов модели (Element Midside Nodes – Kept).

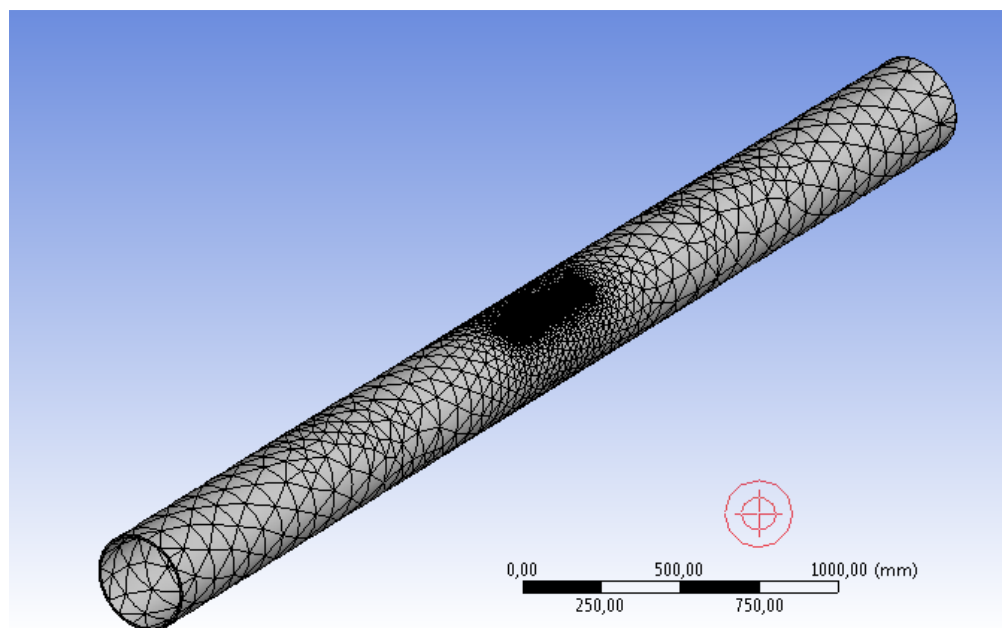


Рисунок 3.7 – Конечно элементная модель трубопровода

Количество сгенерированных узлов составило 774781, элементов – 511833. Были созданы элементы второго порядка. Выполним предварительный расчет эквивалентных напряжений (рисунок 3.8). Согласно результатам вычисления  $[\sigma_{\text{эkv}}]_{\text{max}} = 99,6$  МПа. Далее необходимо найти узловой элемент, отвечающий за полученный максимум напряжений. Для этого задается локальный участок модели (поверхность коррозионного дефекта). Вычисляется локальный максимум напряжений, который должен совпадать с предварительным расчетом (рисунок 3.9). С помощью опций «named

selection» конвертируем созданную локальную область конечных элементов в сеть узлов «mesh nodes» (рисунок 3.10, рисунок 3.11).

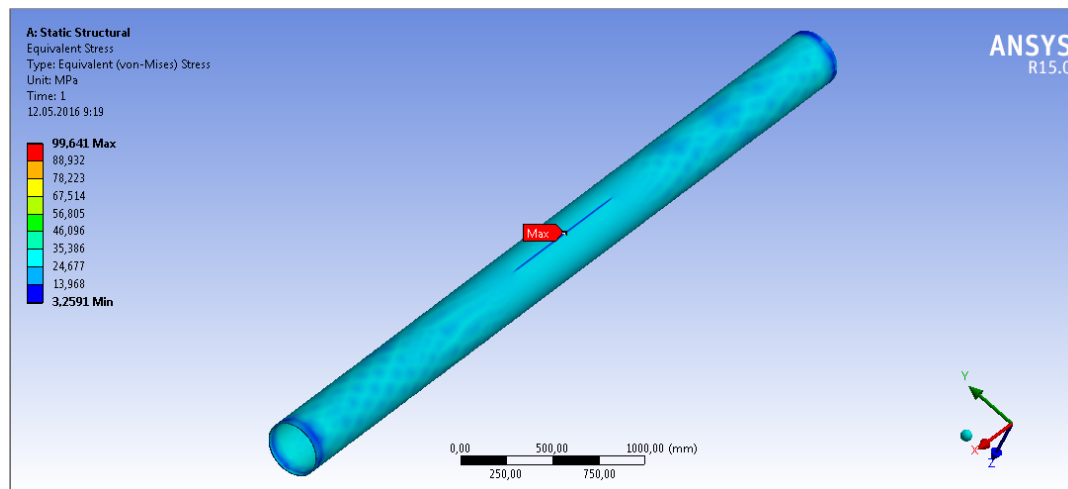


Рисунок 3.8 – Предварительный расчет напряжений

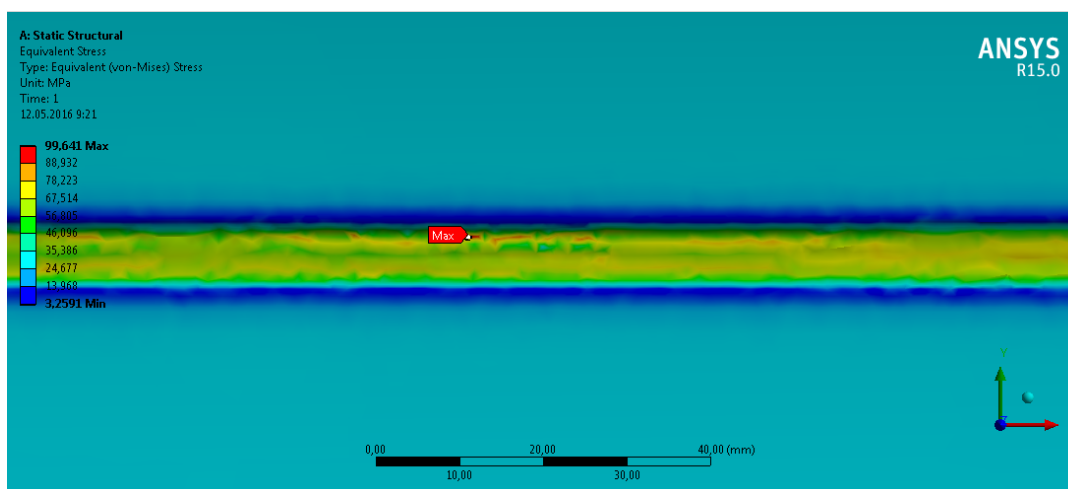


Рисунок 3.9 – Расчет локального максимума напряжений

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

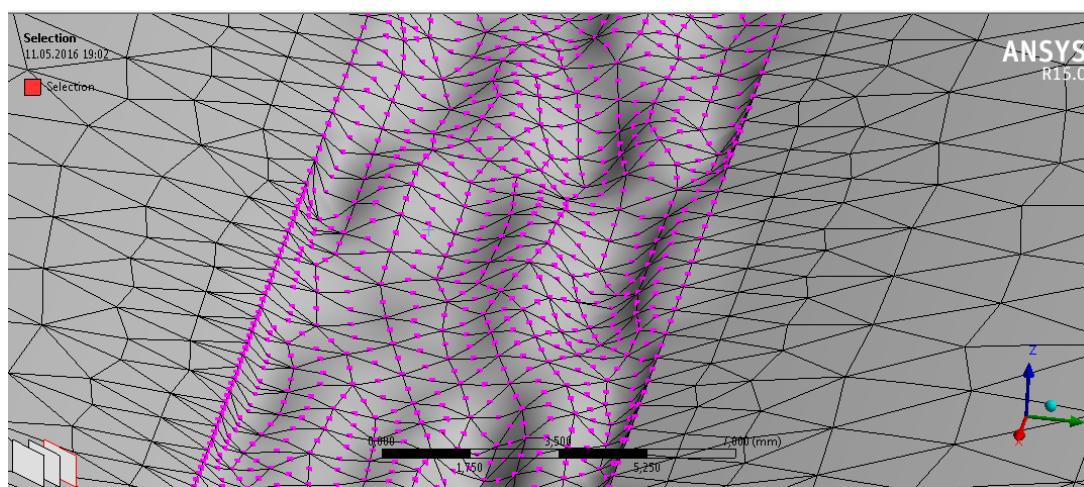


Рисунок 3.10 – Сеть узловых элементов

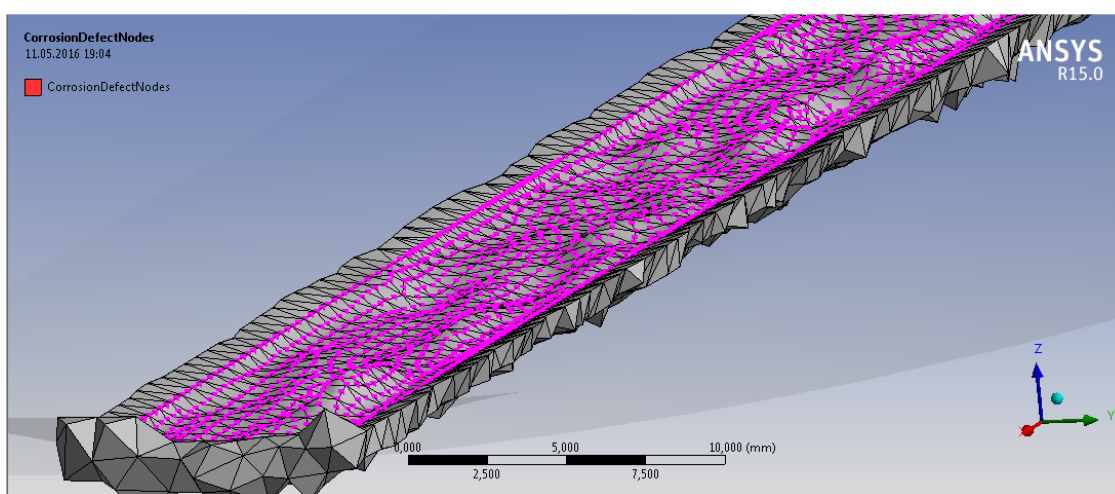


Рисунок 3.11 – Сеть узловых элементов

Далее необходимо идентифицировать узел, ответственный за максимум напряжений (рисунок 3.12, рисунок 3.13). Для этого его номер и координаты экспортируются в таблицу (таблица 3.8).

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

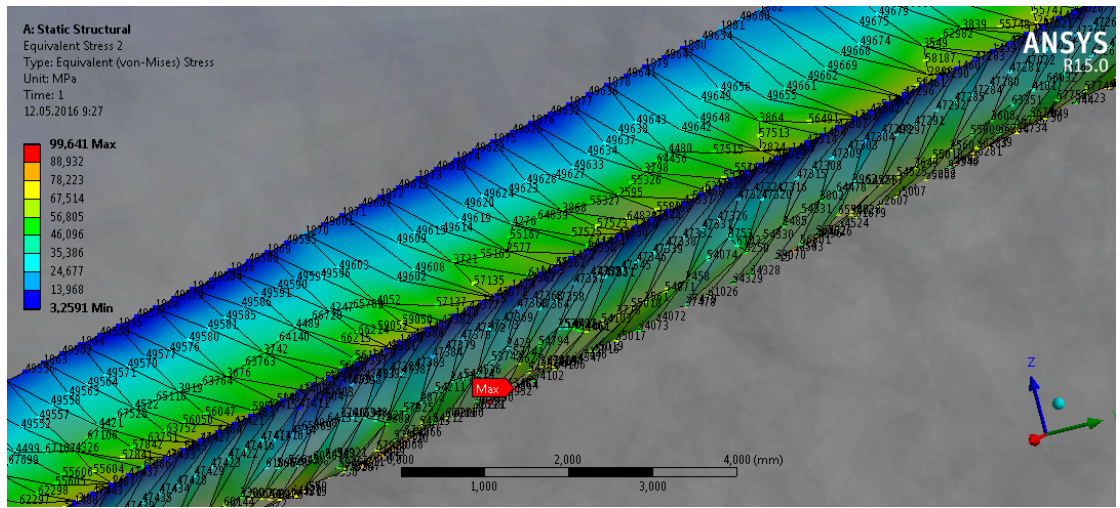


Рисунок 3.12 – Определение координат локального максимума напряжений

Таблица 3.8 – координаты искомого узлового элемента

Node Number	X Location (mm)	Y Location (mm)	Z Location (mm)	Equivalent (von-Mises) Stress (MPa)
4164	673,91	2,1492	6,5057	99,6

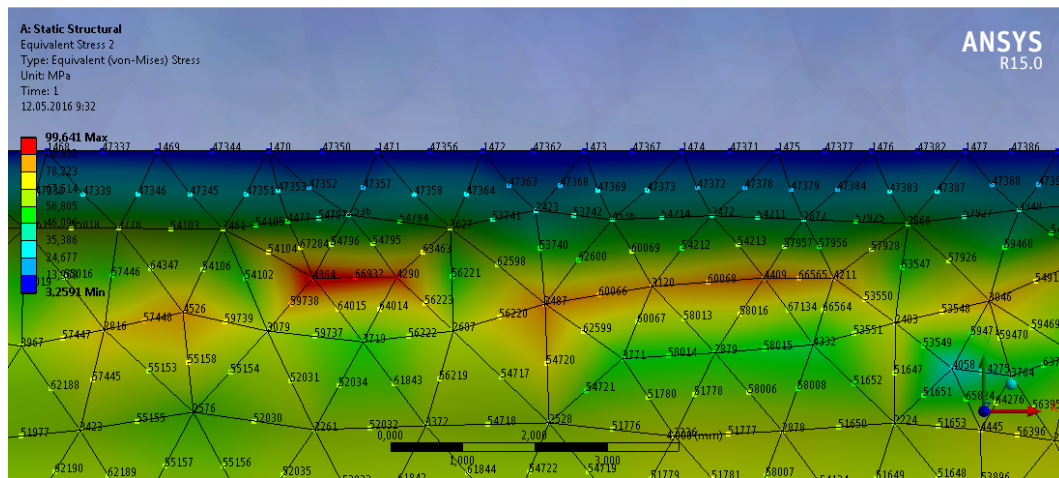


Рисунок 3.13 – Определение координат узла, в котором наблюдается локальный максимума напряжений

С помощью полученных данных создается новая локальная система координат с вершиной в искомом узловом элементе. Это необходимо сделать для применения встроенного макроса «fracture tool», с помощью которого моделируется трещиноподобный дефект (рисунок 3.14, рисунок 3.15). Ось X локальной системы координат должна быть направлена вглубь трещины, ось

Z по касательной к поверхности, ось Y определяют ориентацию трещины (продольная или поперечная).

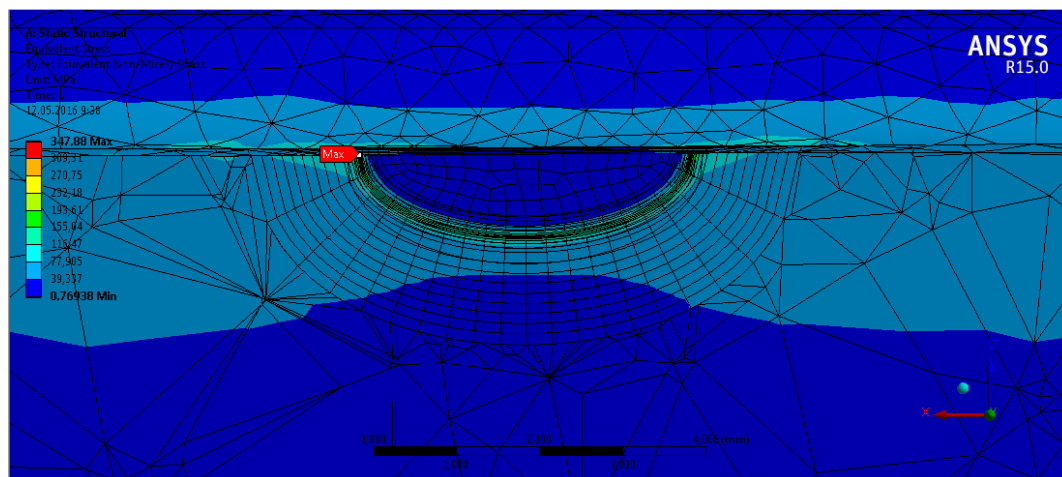


Рисунок 3.14 – Модель продольного трещиноподобного дефекта

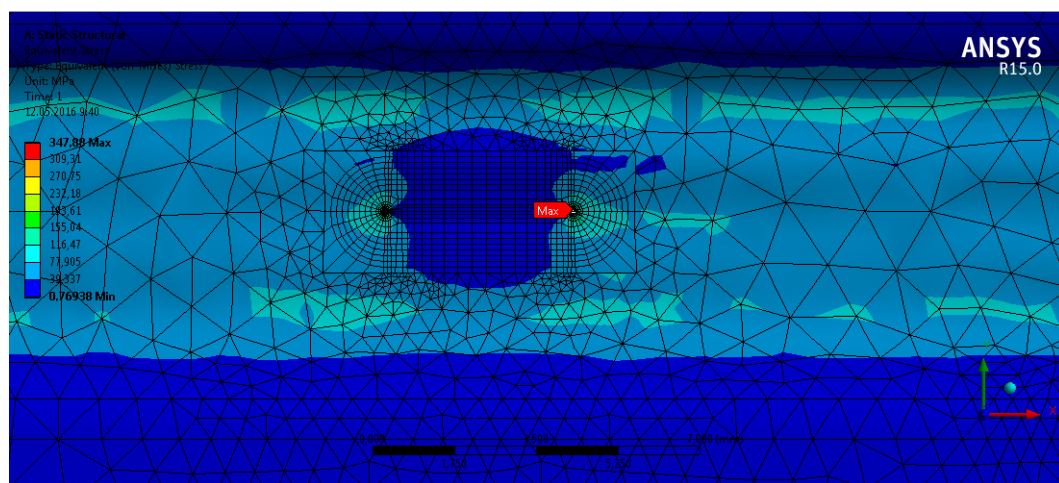


Рисунок 3.14 – Модель продольного трещиноподобного дефекта

Для трещиноподобного дефекта рассчитываются следующие основные параметры НДС:

Максимальные эквивалентные напряжения:

- $\sigma_{max}[\text{экв}] = 347,88 \text{ МПа}$ .

Максимальные коэффициенты концентрации напряжений:

- $K_1 = 97,9 \text{ МПа}\cdot\text{мм}$ ;
- $K_2 = 1,08 \text{ МПа}\cdot\text{мм}$ ;
- $K_3 = 3,74 \text{ МПа}\cdot\text{мм}$ ;

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

Получен график распределения коэффициентов концентрации напряжений вдоль фронта трещин, для шести контуров интегрирования (рисунок 3.15, рисунок 3.16, рисунок 3.17).

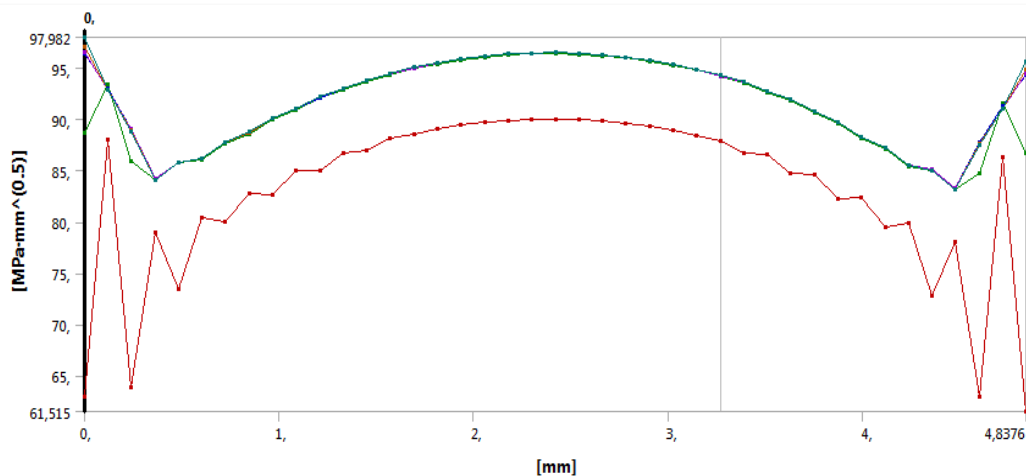


Рисунок 3.15 – Коэффициент концентрации напряжений  $K_1$

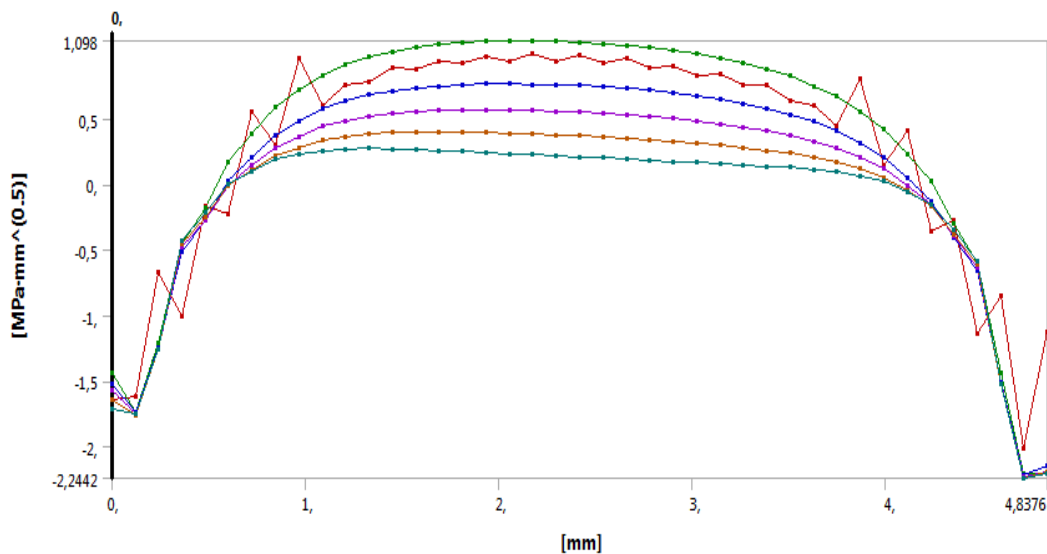


Рисунок 3.16 – Коэффициент концентрации напряжений  $K_2$

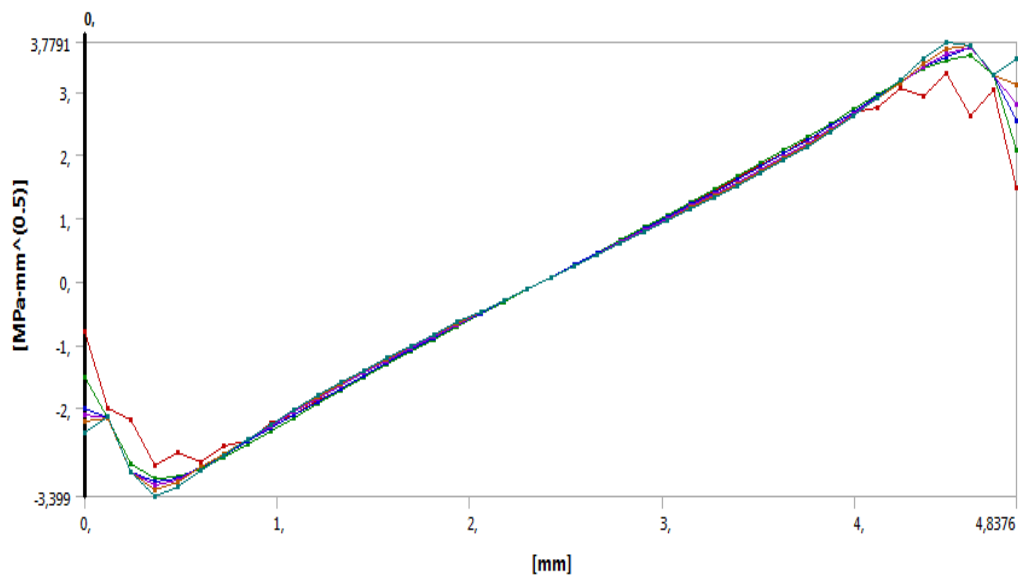
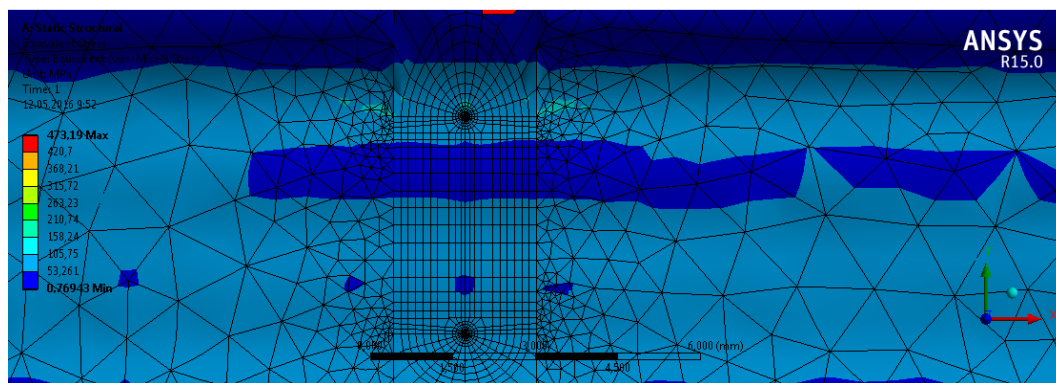


Рисунок 3.17 – Коэффициент концентрации напряжений  $K_3$

Полученные графики распределения ККН позволяют выявить наличие локальных максимумов – краевых эффектов, которые расположены вблизи выхода трещины на поверхность стенки трубопровода. Значения в точках локальных максимумов выше, чем в конечных точках фронта. Это явление объясняется тем фактом, что на поверхности стенки определяющим является плоское напряженное состояние, а в контуре трещины – плоская деформация. Краевой эффект возникает в результате перехода одного состояния в другое. Аналогичный расчет произведен для поперечного трещиноподобного дефекта (рисунок 3.18).



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

Рисунок 3.18 – Модель поперечного трещиноподобного дефекта

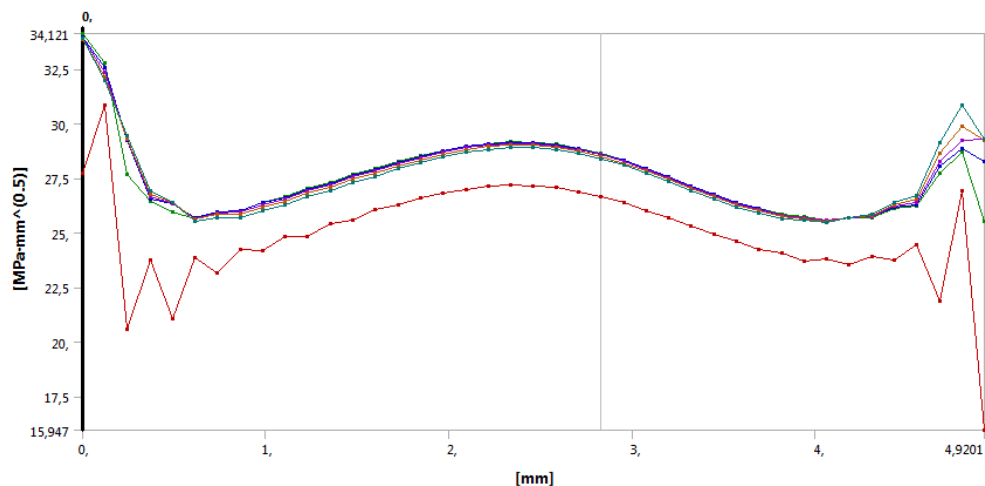


Рисунок 3.19 – Коэффициент концентрации напряжений  $K_1$

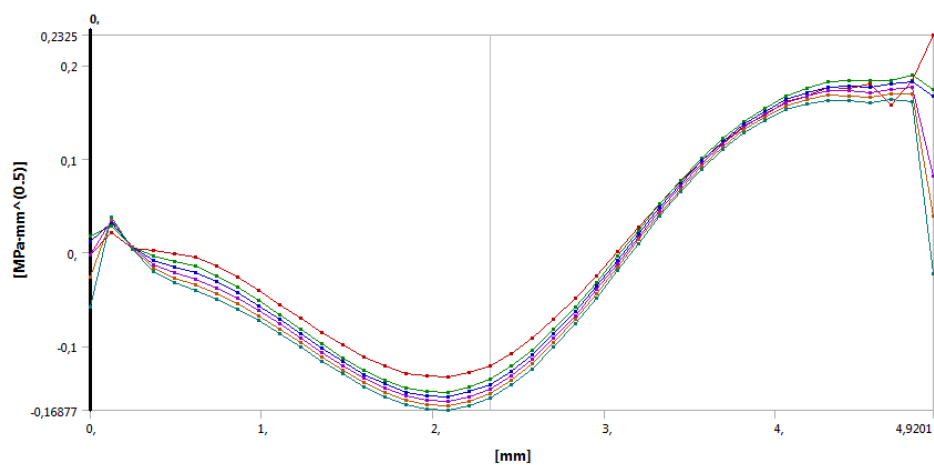


Рисунок 3.20 – Коэффициент концентрации напряжений  $K_2$

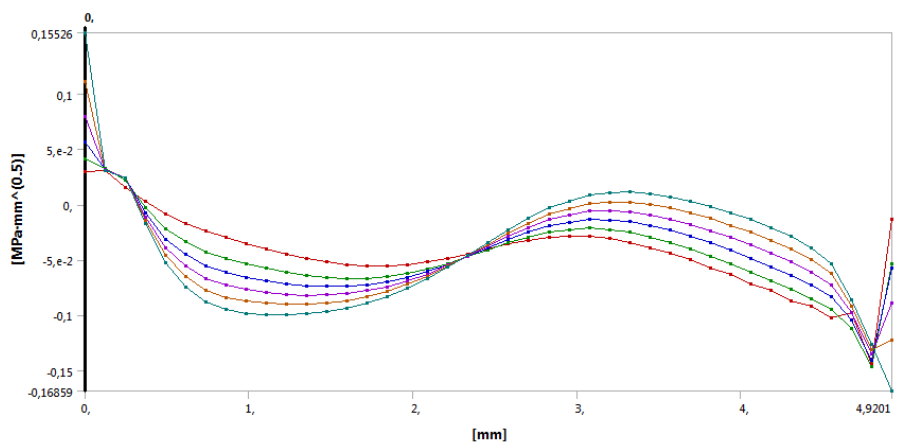


Рисунок 3.21 – Коэффициент концентрации напряжений  $K_3$

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата



#### 4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Несмотря на определенный прогресс, достигнутый в последние годы в строении трубопроводов, данные линейные сооружения остаются одними из наиболее опасных объектов на территории нефтепромысла.

Опасность возникновения аварийных ситуаций оценивается тяжестью причиняемого ущерба, который зависит от того, как проявляется авария: в виде взрывов и пожаров от разлившегося нефтепродукта, в виде хрупких разрушений или локальных отказов трубопроводов. Характер разрушения в свою очередь сильно зависит от динамики изменения параметров напряженно-деформированного состояния, а те в свою очередь от характера и местоположения дефекта. Как показывает практика, аварии нефтепроводов в большинстве случаев сопровождаются значительными потерями нефтепродуктов, отравлением местности и гибелью людей. В экстремальных случаях по статистическим данным общий материальный ущерб превышает в 100 и более раз первичные затраты на сооружение нефтесборного коллектора. Поэтому для предотвращения аварий необходимо применение совокупности средств по периодическому техническому диагностированию трубопровода. Одним из наиболее эффективных методов диагностики является применение внутритрубных приборов-дефектоскопов.

Целью экономического расчета является расчет стоимости проведения операции по запуску внутритрубного диагностического прибора типа MFL и CDL.

					Анализ напряженно-деформированного состояния промышленного нефтепровода в условиях коррозионных повреждений			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Ахмедьянов Р.Н.			Финансовый менеджмент	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.					100	152
Консульт.						НИ ТПУ гр.2БМ4А		
Зав. Каф.		Рудаченко А.В.						

#### 4.1 Расчет затрат на необходимые для проведения технической диагностики материалы

При расчете затрат на проведение внутритрубной диагностики учитывается, что протяженность нефтесборного коллектора первого класса составляет 10 км и трубопровод оборудован камерами запуска очистных устройств. Для обнаружения дефектов на рассматриваемом участке нефтепромыслового трубопровода необходимо наличие основных материалов, таких как ультразвуковой дефектоскоп CDL, скребок полиуретановый – 3 штуки, магнитный дефектоскоп MFL, транспорт для персонала и вспомогательного инвентаря. Расчет потребности в основных материалах представлен в таблице 4.1 и 4.2.

Таблица 4.1 – Расчет расходов на оборудование

Ресурсы	Количество	Стоимость за ед., руб.	Стоимость комплекта, руб.	Вид приобретения
Скребок полиуретановый	1	██████	██████	Покупка
Магнитный дефектоскоп MFL	1	██████	██████	Покупка
Ультразвуковой дефектоскоп CDL	1	██████	██████	Покупка
<b>Итого:</b>	1	1	██████	Покупка

Таблица 4.2 – Расчет затрат на материалы

Наименование	Затраты, руб.	Источник обеспечения
Моющие средства	■	Покупка
Хозяйственный инвентарь	■	Покупка
Полотенца	■	Покупка
Средства гигиены	■	Покупка
Спецодежда	■	Покупка
Топливо (вездеход)	■	Покупка
Топливо (газель)	■	Покупка
<b>Итого:</b>	■	

Учитывая наличие на предприятии перечисленных выше средств перемещения персонала, в таблицу основных материалов занесено только необходимое количество топлива. При расчете расхода топлива скорость передвижения вездехода была принята 22 км/час. На 8 км дороги при расходе топлива 9л/час, было затрачено 3,4 литра (цена бензин 92-АИ принимается равной 32 руб./литр). Средняя скорость передвижения ГАЗ-3302 – 60 км/час, значит на 20 км дороги, при расходе топлива 8,4 л/час, было израсходовано 2,8 литра, (цена бензин 92-АИ принимается равной 32 руб.).

#### 4.2 Расчет времени проведения технологических операций технической диагностики

Рассчитаем время проведения технологических операций. Показатели нормы времени приняты согласно таблице «Нормы времени для выполнения технологических операций при диагностическом обследовании ультразвуковым дефектоскопом» приложения 24 ОР 13.01-74.30.00-КТН-005-5-02. Также необходимо принять во внимание, что ультразвуковой дефектоскоп запускается только после провидения очистки внутренней

поверхности трубопровода полиуретановыми скребками. Результаты расчета представлены в таблице 4.3

$$N_{\text{ч}} = \sum_{i=1}^9 T_i; \quad (4.1)$$

$$T_4 = L/V_{\text{ВИП}}; \quad (4.2)$$

$$T_4 = \frac{20}{0,85} = 6,54 \text{ (ч)};$$

где  $L = 20$  км – длина инспектируемого участка трубопровода;

$V_{\text{ВИП}} = 0,85$  – скорость движения снаряда;

$$T_7 = \pi \times L; \quad (4.3)$$

$$T_7 = 0,52 \times 20 = 10,4 \text{ (ч)};$$

где  $\pi = 0,52$  час на 1 км;

$L = 20$  км – длина инспектируемого участка трубопровода;

$$T_8 = \Pi + L_1/V; \quad (4.4)$$

$$T_8 = 1 + \frac{28}{41} = 1,7 \text{ (ч)};$$

где  $L_1 = 28$  км – суммарное расстояние от базы до камеры запуска и от камеры приема до базы, км;

$\Pi = 1$  ч – время на погрузку и разгрузку оборудования;

$V = 41$  км/ч – средняя скорость перевозки оборудования.

Таблица 4.3 – Расчет времени проведения технологических операций

№	Вид операции	Норма времени, час		
		Скребок полиуретановый	Магнитный дефектоскоп	Ультразвуковой дефектоскоп
$T_1$	Разгрузка оборудования (прибытие)	2	2	2
$T_2$	Предпусковое тестирование оборудования	0	8	8

T <sub>3</sub>	Операции по запасовке	3	3	3
T <sub>4</sub>	Пропуск	6,54	6,54	6,54
T <sub>5</sub>	Операции по выемке и очистке дефектоскопа	4	4	4
T <sub>6</sub>	Послепрогонное тестирование	0	8	8
T <sub>7</sub>	Контроль качества информации	0	10,4	10,4
T <sub>8</sub>	Транспортировка и погрузочно-разгрузочные работы	1,7	1,7	1,7
T <sub>9</sub>	Загрузка оборудования (отъезд)	3	3	3
N <sub>ч</sub>	времени проведения технологических операций (сумма)	20,24	46,64	46,64

#### 4.3 Затраты на амортизационные отчисления

Затраты определяются, исходя из балансовой стоимости основных производственных фондов и нематериальных активов и утвержденных в установленном порядке норм амортизации, учитывая ускоренную амортизацию их активной части. Нормы амортизации выбираем согласно единым нормам амортизационных отчислений на полное восстановление основных фондов народного хозяйства СССР (утв. постановлением СМ СССР от 22 октября 1990 г. N 1072). Норму амортизации для полиуретанового скребка рассчитаем по линейному методу начисления амортизации:

$$K = \frac{1}{36} = 2,8 (\%);$$

Расчет амортизационных отчислений при проведении технической диагностики представлен в таблице 4.4.

Таблица 4.4 – Расчет амортизационных отчислений при проведении технической диагностики

Объект	Стоимость руб.	Кол-во	Месячная норма амортизации %	Норма амортизации в месяц, руб.	Норма амортизации в час, руб.	Время работы, час.	Сумма амортиз., руб.
Полиуретановый скребок	■	■	■	■	■	■	■
Ультразвуковой дефектоскоп CDL	■	■	■	■	■	■	■
Магнитный дефектоскоп MFL	■	■	■	■	■	■	■
Газель ГАЗ-3302	■	■	■	■	■	■	■
Вездеход	■	■	■	■	■	■	■
<b>Итого</b>	■						

#### 4.4 Расчет затрат на оплату труда

К расходам на оплату труда относятся суммы, начисленные по тарифным ставкам, должностным окладам, сдельным расценкам или в процентах от выручки от реализации продукции (работ, услуг) в соответствии с принятыми на предприятии (организации) формами и системами оплаты труда; надбавки по районным коэффициентам, за работу в районах крайнего Севера и др.

Таблица 4.5 – Расчет заработной платы

Должность	Разряд	Количество	Тарифная ставка, руб./час	Время на проведение мероприятия, ч.	Тарифный фонд ЗП, руб.	Сев. и рай. коэф. 50%+60%	Заработная плата с учетом надбавок, руб.
Мастер УЭТ	8	1	■	■	■	■	■
Оператор ЦПС	6	2	■	■	■	■	■
Трубопроводчик линейный	5	2	■	■	■	■	■
Трубопроводчик линейный	4	4	■	■	■	■	■
Водитель вездехода	5	1	■	■	■	■	■
Водитель автомобиля	4	1	■	■	■	■	■
<b>Итого</b>		11			■	■	■

#### 4.5 Затраты на страховые взносы

Затраты на страховые взносы в пенсионный фонд, фонд социального страхования, фонд обязательного медицинского страхования и обязательного социального страхования от несчастных случаев на нефтепромысле при проведении технической диагностики трубопровода представлены в таблице 4.6.

Рассчитывая затраты на страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний, выбираем класс III с тарифом 0,4 для предоставления прочих услуг, связанных с добычей нефти и газа (код ОКВЭД – 11.20.4)

Таблица 4.6 – Расчет страховых взносов при проведении технической диагностики нефтепромыслового трубопровода

Показатель	Мастер УЭТ	Оператор ЦПС	Трубопроводчик линейный 5 разряда	Трубопроводчик линейный 4 разряда	Водитель вездехода	Водитель автомобиля
Количество работников	1	2	2	4	1	1
ЗП, руб.	■	■	■	■	■	■
ФСС (2,9%)	■	■	■	■	■	■
ФОМС (5,1%)	■	■	■	■	■	■
ПФР (22%)	■	■	■	■	■	■
Страхов-ие от несчаст. случаев (тариф 0,4%)	■	■	■	■	■	■
Всего, руб.	■	■	■	■	■	■
Общая сумма, руб.	■					

#### 4.6 Затраты на проведение мероприятия

На основании вышеперечисленных расчетов затрат определяется общая сумма затрат на проведение технологического мероприятия (Таблица 4.7).

Таблица 4.7 – Затраты на проведение технической диагностики участка промыслового нефтепровода

Состав затрат	Сумма затрат, руб.
Затраты на оборудование	■
Затраты на материалы	■
Амортизационные отчисления	■
Оплата труда	■
Страховые взносы	■
Накладные расходы (20%)	■
<b>Всего затрат:</b>	■



Вывод: при приобретении новых скребков и новых магнитного и ультразвукового дефектоскопов затраты на внутритрубную диагностику промышленного нефтепровода протяженностью 10 км составят [REDACTED] рублей.

					Финансовый менеджмент	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		107

## 5. Социальная ответственность при проведении работ по сбору и анализу параметров напряженно-деформированного промышленного нефтепровода

Любая организация несет ответственность перед людьми за свою деятельность, т.к. любая деятельность оказывает влияние на окружающую среду и на самих людей. Эта ответственность проявляется не только в исполнении законов и организации деятельности для получения экономической выгоды, но и в ответственном поведении без получения экономической выгоды. Такое отношение к своему положению в обществе демонстрирует более высокий уровень осознания роли организаций в жизни людей. Такое отношение называют социальной ответственностью организации [47].

В данной работе рассматривается влияние коррозионных дефектов на напряженно-деформированное состояние нефтепромышленного трубопровода. Напряженно-деформированное состояние является важным показателем в определении надежности работы, а потому необходим постоянный мониторинг параметров развития коррозионных дефектов. Одним из таких параметров является скорость коррозии.

Скорость коррозии определяется гравиметрическим методом, т. е. применяется обследование образцов свидетелей коррозии, установленных в специальных местах трубопровода, обусловленных гидравлическим и другими расчетами. Место проведения полевых работ – узел контроля коррозии, установленный на трубопроводе системы нефтесбора ██████████ месторождения. Место проведения камеральных работ – офисное помещение административно бытового комплекса центральной перекачивающей станции ██████████ месторождения. Указанные работы проводятся как в теплое, так и в холодное время года.

					Анализ напряженно-деформированного состояния промышленного нефтепровода в условиях коррозионных повреждений			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Ахмедьянов			<b>Социальная ответственность</b>	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.					108	152
Консульт.						<b>НИ ТПУ гр.2БМ4А</b>		
Зав. Каф.		Рудаченко А.В.						

## 5.1 Профессиональная социальная безопасность

Идентификация потенциальных опасных и вредных производственных факторов (ОВПФ) проводится с использованием [48]. Основные виды ОВПФ, в зависимости от их источников и уровня воздействия на рабочих местах указаны в таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при контроле напряженно-деформированного состояния трубопровода

Наименование видов работ	Факторы (ГОСТ 12.в 0.003-74 ССБТ с измен. 1999 г.)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1	2	3	4
1. Полевые работы: 1) снятие ОСК; 2) визуальный контроль оборудования;	1) отклонение показателей климата на открытом воздухе; 2) утечки токсичных и вредных веществ в атмосферу; 3) повреждения в результате контакта с насекомыми.	1) электробезопасность; 2) пожаровзрывоопасность.	ГОСТ 12.1.019-2009 [49] ГОСТ 12.1.005-88 [50] ГОСТ 12.1.101-76 [51]
2. Камеральные работы: 1) анализ скорости коррозии ОСК; 2) расчет остаточной толщины стенки трубопровода; 3) анализ агрессивности транспортируемой среды.	1) отклонение показателей микроклимата в помещении; 2) монотонный режим работы и эмоциональный стресс.	1) электробезопасность; 2) пожароопасность.	СанПиН 2.2.4.548-96 [52] СНиП 23-05-95[53]

### 5.1.1 Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды и обоснование мероприятий по их устранению

#### Полевые работы

#### 1) Отклонение показателей климата на открытом воздухе

					Социальная ответственность	Лист 109
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Климатические параметры [REDACTED] месторождения, которое находится на Севере Красноярской области: абсолютная минимальная температура воздуха зимой  $-52,8^{\circ}\text{C}$ , абсолютная максимальная температура летом  $+40,1^{\circ}\text{C}$ .

Рассматриваемые территории относятся к особому климатическому поясу. Согласно приказу Минздравсоцразвития России работающие при низких температурах в соответствии с климатическим поясом должны быть обеспечены спецодеждой с теплозащитными свойствами [54]:

- куртка на утепленной подкладке, брюки на утепленной подкладке (со сроком носки 1,5года), сапоги утепленные (со сроком носки 2 года).
- в особом климатическом поясе дополнительно к теплой специальной одежде (куртка на утепленной подкладке, брюки на утепленной подкладке) выдаются: один полушубок - на 4 года; шапка-ушанка - на 3 года; меховые рукавицы - на 2 года.

Допустимую продолжительность однократного за рабочую смену пребывания на холоде (на открытой территории) в IA климатическом регионе ("особый" климатический пояс) следует определять по таблице 5.2.

Таблица 5.2 – Погодные условия прекращения работ [55]

Допустимая продолжительность (ч) однократного за рабочую смену пребывания на открытой территории в IA климатическом регионе ("особый" климатический пояс) в зависимости от температуры воздуха и уровня энергозатрат			
Температура воздуха, $^{\circ}\text{C}$	Энергозатраты, Вт/м <sup>2</sup> (категория работ)		
	88 (Iб)	113 (IIа)	145 (IIб)
-10	охлаждение через 2,8	охлаждение поверхности тела отсутствует	охлаждение поверхности тела отсутствует
-15	1,8	охлаждение через 5,6	"-
-20	1,3	2,6	"-
-25	1,0	1,7	"-
-30	0,9	1,3	охлаждение через 3,4
-35	0,7	1,0	2,0
-40	0,6	0,8	1,4

## 2) Утечки токсичных и вредных веществ в атмосферу

Основными источниками выделения вредных веществ являются нарушения герметичности оборудования (дефекты материалов и строительно-монтажных работ, коррозия, не соблюдение правил эксплуатации, окончание нормативного срока службы уплотнений запорной арматуры).

В этой зоне возможны проявления токсичных газов нефти, к которым относятся пары нефти, сероводорода, метана, легких углеводородов.

Согласно [57] воздушные смеси и газы, проявления которых возможны в рабочей зоне оборудования, по степени воздействия на организм человека относятся к третьему и четвертому классу (табл. 5.3).

Таблица 5.3 – Предельно допустимые концентрации вредных веществ [57]

Вещество	ПДК в воздухе рабочей зоны, мг/м <sup>3</sup>	Класс опасности
Сероводород в смеси с углеводородами C <sub>1</sub> – C <sub>5</sub>	3	III
Бензол	5	
Окислы азота	5	
Масла минеральные нефтяные	5	
Сероводород	10	
Оксид углерода	20	IV
Нитросоединения метана	30	
Ксилол	50	
Толуол	50	
Бензин	100	

Все из перечисленных газов и смесей газов относятся к ядам и оказывают отравляющее воздействие на организм человека. Бензин, углеводородные газы и сероводород оказывают наркотическое действие, при этом углеводородные газы и сероводород оказывают вдобавок раздражающее действие на организм человека. Углеводородные газы воздействуют на

легочную ткань, а сероводород на верхние дыхательные пути. При попадании на кожу они сушат и обезжиривают ее, что может привести к таким кожным заболеваниям, как дерматит или экзема. Смеси из метана и углеводородов являются нервными ядами, действующими на центральную нервную систему. Первыми признаками отравляющего действия на организм человека являются: головокружение, тошнота, недомогание, повышенная температура.

Мероприятия по снижению загазованности и защиты организма человека [57]:

1. Исключение источников газообразования (соблюдение правил эксплуатации, противокоррозионная защита, своевременная замена уплотнений насосов и запорной арматуры).
2. Применение средств индивидуальной защиты (противогазы, респираторы, спецодежда, изолирующие костюмы, рукавицы, перчатки, очки, маски).
3. Исключение или снижение необходимости присутствия человека путем автоматизации процессов и дистанционным их управлением.

### **3) Повреждения в результате контакта с насекомыми**

Защита от насекомых в летний период является актуальным вопросом для предприятий, чьи работники осуществляют деятельность в лесных зонах и приграничных территориях. Укусы насекомых не безобидны: они могут спровоцировать даже у здорового человека аллергическую реакцию (зуд, боль, дерматит, отеки и повышение температуры). Возможны и более серьезные последствия: заражение микробактериозом, малярией, желтой лихорадкой, денге, филяриатозом, туляремией, гепатитом. Наибольшую опасность представляют клещи - переносчики клещевого энцефалита. Заражение вирусом энцефалита может привести к расстройству памяти и интеллекта, параличу и даже летальному исходу. За сезон в медицинские учреждения за помощью по поводу присасывания клещей обращается более 30 тыс. человек.

Работникам, выполняющим работу в районах, где в весенне-летний период наблюдается массовый лет кровососущих насекомых или где имеется опасность заражения клещевым энцефалитом, дополнительно к специальной одежде, специальной обуви, предусмотренным [56], выдаются:

- костюм для защиты от кровососущих насекомых или комплект защитной трикотажной одежды (рубашка верхняя из тонкого защитного полотна, рубашка нижняя из толстого защитного полотна, головная накидка со специальной пропиткой) (1 со сроком носки - 2 года), накомарник (1 со сроком носки - 1 год);
- костюм противоэнцефалитный (1 со сроком носки - 3 года), если такая выдача не предусмотрена настоящими Нормами;
- набор репеллентов: аэрозоль для защиты от гнуса и мошки или крем в тубе для защиты от гнуса и мошки (не менее 4 баллончиков или штук), аэрозоль для защиты от клещей (не менее 1 баллончика), средство после укусов - бальзам (не менее 1 тубы) - на период массового лета кровососущих насекомых.

### Камеральные работы

#### 1) Отклонение показателей микроклимата в помещении

Согласно СанПиН 2.2.4.548-96 «Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений при нормировании параметров микроклимата» выделяют холодный период года, характеризуемый среднесуточной температурой наружного воздуха, равной  $+10^{\circ}\text{C}$  и ниже и теплый период года, характеризуемый среднесуточной температурой наружного воздуха выше  $+10^{\circ}\text{C}$ . Разграничение работ по категориям осуществляется на основе интенсивности общих энерготрат организма в ккал/ч (Вт) [52].

В анализируемом производственном процессе работы относятся к категории Ia и IIб.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		113

К Ia относятся работы с интенсивностью энерготрат до 120 ккал/ч, производимые сидя и сопровождающиеся незначительным физическим напряжением.

К категории IIб относятся работы с интенсивностью энерготрат 201–250 ккал/ч, связанные с ходьбой, перемещением и переноской тяжестей до 10 кг и сопровождающиеся умеренным физическим напряжением.

Таблица 5.4 – Оптимальные нормы микроклимата в рабочей зоне производственных помещений при контроле напряженно-деформированного состояния трубопровода [52]

Сезон года	Категория тяжести работ	Температура, С <sup>0</sup>		Относительная влажность,%		Скорость движения воздуха, м/с	
		Фактич.	Оптимальные	Фактич.	Оптимальные	Фактич.	Оптимальные
1	2	3	4	5	6	7	8
Холодный	Ia	23	22-24	55	60-40	0,1	0,1
	IIб	17	17-19	55	60-40	0,2	0,2
Теплый	Ia	25	23-25	55	60-40	0,1	0,1
	IIб	19	19-21	55	60-40	0,2	0,2

Для поддержания оптимальных показателей микроклимата в рабочей зоне, в помещении работают системы отопления и вентиляции.

## 2) Монотонный режим работы и эмоциональный стресс

В зависимости от категории трудовой деятельности и уровня нагрузки за рабочую смену при работе устанавливается суммарное время регламентированных перерывов.



Таблица 5.5 – Суммарное время регламентированных перерывов в зависимости от продолжительности работы, вида и категории трудовой деятельности с ПЭВМ

Категория работы с ПЭВМ	Уровень нагрузки за рабочую смену при видах работ с ПЭВМ			Суммарное время регламентированных перерывов, мин	
	группа А, количество знаков	группа Б, количество знаков	группа В, ч	при 8-часовой смене	при 12-часовой смене
I	до 20 000	до 15 000	до 2	50	80
II	до 40 000	до 30 000	до 4	70	110
III	до 60 000	до 40 000	до 6	90	140

Для предупреждения преждевременной утомляемости пользователей ПЭВМ рекомендуется организовывать рабочую смену путем чередования работ с использованием ПЭВМ и без него. При возникновении у работающих с ПЭВМ зрительного дискомфорта и других неблагоприятных субъективных ощущений, несмотря на соблюдение санитарно-гигиенических и эргономических требований, рекомендуется применять индивидуальный подход с ограничением времени работы с ПЭВМ.

В случаях, когда характер работы требует постоянного взаимодействия с ВДТ (набор текстов или ввод данных и т.п.) с напряжением внимания и сосредоточенности, при исключении возможности периодического переключения на другие виды трудовой деятельности, не связанные с ПЭВМ, рекомендуется организация перерывов на 10 - 15 мин через каждые 45 - 60 мин работы.

Продолжительность непрерывной работы с ВДТ без регламентированного перерыва не должна превышать 1 ч.

Во время регламентированных перерывов с целью снижения нервно-эмоционального напряжения, утомления зрительного анализатора, устранения влияния гиподинамии и гипокинезии, предотвращения развития позотонического утомления целесообразно выполнять комплексы упражнений.

## 5.1.2 Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды и мероприятия по их устранению

### Полевые работы

#### 1) Электробезопасность

Атмосферное электричество является опасным фактором ввиду того, что молния имеет температуру 10000 °С, напряжение 220 МВ и силу тока до 1200кА.

Опасными воздействиями атмосферного электричества являются [58]:

- ударная волна, сформированная при электрическом разряде, способна вызвать механические повреждения;
- прямое попадание молнии способно вызвать поражение электрическим током обслуживающего персонала, а также привести к пожару;
- электростатическая и электромагнитная индукция, являющиеся вторичным проявлением атмосферного электричества, способны вызвать искрение в местах с плохим контактом, следствием чего может служить взрыв в случае имеющихся взрывоопасных веществ.

Для защиты от прямых ударов молнии применяются молниеотводы, которые принимают удар молнии на себя и отводят его в землю. Для молниезащиты территории НПС, сооружения оборудуют молниеотводами.

Поскольку на территории нефтепромысла и ЦПС находятся энергоемкие объекты, например, насосное оборудование, то возникает опасность поражения электрическим током, напряжение которого достигает 10 кВ, а также опасность возникновения пожара и/или взрыва. Произойти это может по следующим причинам [59]:

- случайное прикосновение к токоведущим элементам;
- ошибочные действия персонала;
- нарушение изоляции проводов;

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		116

– авария.

Поражающими факторами электрического тока являются: электроожог, электроудар и электросудорога. Электросудороги характерны для напряжения до 1000 В, электроудары – свыше 1000 В, электроожоги – до и свыше 1000 В. Порог осязательности тока равен 0,5-1,5 мА. При воздействии на человека тока силой в 10-15 мА начинаются болезненные судороги. Ток силой в 20-25 мА оказывает затруднения дыхания. Ток силой в 100 мА является смертельным для человека при воздействии более 2 с.

Меры защиты [60]:

1. Применяются защитное зануление, защитное заземление, защитное отключение.
2. Обеспечивают изоляцию, ограждение и недоступность электрических цепей.
3. Использование предупредительных плакатов и знаков безопасности.
4. Применяют средства индивидуальной защиты: диэлектрические перчатки и боты, диэлектрические резиновые коврики, инструменты с изолированными ручками.

## 2) Пожароопасность

В зоне работы возможно скопление паров нефти, сероводорода, метана, легких углеводородов. Эти газы являются горючими и увеличивают риск возникновения пожаров и взрывов.

Основными источниками их выделения являются нарушения герметичности оборудования (дефекты материалов и строительно-монтажных работ, коррозия, не соблюдение правил эксплуатации, окончание нормативного срока службы уплотнений запорной арматуры и насосов).

Согласно [61] опасные газы имеют характеристики, приведенные в таблице 5.6.

Таблица 5.6 – Характеристика взрывоопасных газов (ГОСТ 12.1.001-76) [61]

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		117

Наименование	Температура, °С		Предел взрываемости, мг/м <sup>3</sup>	
	вспышки	самовоспламенения	нижний	верхний
Углеводороды	3...+45	260-375	1,1	6,4
Сероводород	–	246	4,3	10
Газ нефтяной	–	405-580	6	13,5

Методы снижения пожароопасности [61]:

1. Исключение источников газообразования (соблюдение правил эксплуатации, противокоррозионная защита, своевременная замена уплотнений насосов и запорной арматуры).
2. Исключение причин возникновения пожаров и взрывов.
3. Контроль загазованности газоанализаторами.
4. Применение электрооборудования во взрывобезопасном исполнении.

Для размещения первичных средств пожаротушения на территории организации на каждые 5000 м<sup>2</sup> (но не менее одного) должны быть установлены пожарные щиты (пункты) со следующим набором средств пожаротушения: огнетушители пенные - 2, огнетушители порошковые или углекислотные - 1, ящики с песком - 1 (1 м<sup>3</sup>), асбестовое полотно или войлок - 2, лопаты - 4, топоры - 2, ломы - 1. [62]

## Камеральные работы

### 1) Электробезопасность

В соответствии с [63] помещения, где размещаются рабочие места с ПЭВМ, должны быть оборудованы защитным заземлением (занулением) в соответствии с техническими требованиями по эксплуатации электроустановок и вычислительной техники.

Рабочие места с ПЭВМ не следует размещать вблизи силовых кабелей и вводов, высоковольтных трансформаторов, технологического оборудования, создающего помехи в работе ПЭВМ.

Поскольку непосредственно на ПЭВМ должно подаваться стабилизированное электропитание (с отклонением от 220 В не более – 10 % +15 %), подачу электроэнергии в компьютерные помещения следует осуществлять от отдельного независимого источника питания.

Мероприятия по обеспечению безопасности при эксплуатации ПЭВМ:

- постоянный контроль надёжности соединения контактов трёхпроводных розеток;
- подключение дисплея (при наличии только двухпроводной однофазной сети) рекомендуется через согласующее устройство. При этом сетевые фильтры и все кабели питания должны находиться как можно дальше от оператора в компактном положении с тыльной стороны рабочего места;
- исключение установки системного блока в зоне повышенной влажности и повышенного содержания пыли, на пол, у ног оператора.
- избегать касания одновременно экрана монитора и клавиатуры (возможен повышенный электростатический потенциал).
- во избежание поражения электрическим током запрещается прикасаться к задней панели системного блока и переключать разъёмы периферийных устройств работающего компьютера;
- установка ПЭВМ только на жёстко закреплённой подставке, исключающей даже случайное сотрясение системного блока;
- не рекомендуется установка ПЭВМ и его клавиатуры на поверхности, накапливающие статическое электричество (органическое стекло и полированные лаковые поверхности).
- температура воздуха в помещении допускается в пределах 20-25 °С при относительной влажности до 75 %; резкие перепады температуры не допускаются.
- не допускается излишняя запылённость воздуха в помещении (не более 1 мг/м<sup>3</sup> при максимальном размере частиц 3 мкм); обязательна влажная ежедневная уборка помещения.

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		119

- необходимо ежедневно протирать влажной салфеткой экран, приэкранный фильтр, клавиатуру и другие части ПЭВМ [64].

## 2) Пожароопасность

Помещение, в котором размещены ПЭВМ, по категориям пожарной опасности относится к категории «В». Обычно в нём находится большое количество возможных источников возгорания, как например: кабельные линии, используемые для питания ПЭВМ от сети переменного тока напряжением 220 В, которые в целях понижения воспламеняемости покрывают огнезащитным покрытием и прокладывают в металлических трубах. Жидкокристаллический дисплей, который взрывоопасен без дополнительной защиты, различные электронные устройства, которые при отказе систем охлаждения могут привести к короткому замыканию, оборудование мебелью из горючих материалов; носители информации, бумажные папки и рабочая документация [63].

В таблице 5.7 определена категория помещения по взрывоопасности и пожароопасности [10].

Таблица 5.7 – Таблица категорий помещений (НПБ 105-03 ) [65]

Категория	Характеристика	Примечание
В (Пожароопасная)	Помещения, в которых находятся в обращении горючие и трудногорючие пыли, твёрдые горючие и трудногорючие вещества и материалы, способные только гореть при взаимодействии с водой, кислородом воздуха или между собой	Помещение характеризуется наличием веществ и материалов в указанных количествах

Меры по снижению пожароопасности при работе за ПЭВМ:

- соблюдение противопожарных требований при проектировании и эксплуатации систем вентиляции согласно [64];
- соблюдение условий пожарной безопасности электроустановок согласно [66];

- наличие средств оповещения: пожарные извещатели (линейные, тепловые, дымовые и т.д.);
- автоматические установки пожаротушения (газовые централизованного и модульного типа, углекислотные);
- инструкции по мерам противопожарной безопасности;
- план эвакуации людей и технических средств.

## 5.2 Экологическая безопасность

В таблице 5.8 представлены вредные воздействия на окружающую среду и природоохранные мероприятия при производстве строительномонтажных работ проектируемого трубопровода.

Таблица 5.8 – Вредные воздействия на окружающую среду и природоохранные мероприятия при анализе напряженно-деформированного состояния

Природные ресурсы и компоненты ОС	Вредные воздействия	Природоохранные мероприятия
Земля и земельные ресурсы	В результате ремонтных работ, несоблюдения правил эксплуатации оборудования, аварий происходят утечки нефти, масла и других загрязняющих веществ. Также причиной этого может быть неправильная утилизация тары из-под лакокрасочных материалов, промасленной ветоши, отработанных масел.	<ul style="list-style-type: none"> <li>– вывоз, уничтожение и захоронение остатков нефтепродуктов, химреагентов, мусора, загрязненной земли</li> <li>– отходы складировать в металлические контейнеры, а затем вывозят на полигоны промышленных отходов;</li> <li>– проводят своевременный осмотр оборудования и устранение несоответствий паспортным требованиям.</li> </ul>
Лес и лесные ресурсы	Лесные пожары	<ul style="list-style-type: none"> <li>– уборка и уничтожение порубочных остатков и другие меры ухода за лесосекой</li> </ul>
Вода и водные ресурсы	Загрязняющие вещества, такие как нефть, масла, растворители, шлам очистки насосов от нефти поступают в гидросферу в составе сточных вод от многих	<ul style="list-style-type: none"> <li>– своевременный осмотр оборудования и устранение несоответствий паспортным требованиям;</li> <li>– своевременная уборка</li> </ul>

	объектов НПС, причиной этого могут быть ремонтные работы, несоблюдение правил эксплуатации оборудования, аварии.	отходов в специально отведенные места с дальнейшей транспортировкой до мест переработки; – очистка, а затем отвод сточных воды с объектов НПС только соответствующих нормативным требованиям.
Воздушный бассейн	Выбросы токсичных паров нефти	– проверка оборудования на прочность и герметичность; – соблюдение правил эксплуатации; – своевременная замена уплотнений запорной арматуры; – оснащение системой контроля загазованности.

### 5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Перечень возможных ЧС:

- стихийного характера (лесные пожары, наводнения, ураганные ветры);
- социального характера (террористический акт);
- техногенного характера (производственная авария).

Наиболее типичной и опасной является ЧС техногенного характера. Одними из наиболее вероятных и негативно сказывающихся видов ЧС является аварийный разлив нефти.

Практика эксплуатации промысловых нефтепроводов показывает, что условия возникновения аварий бывают самыми различными, но в большинстве случаев они связаны с разгерметизацией трубопровода и выходом нефти или пластовой воды наружу. Закон о промышленной безопасности требует, чтобы были разработаны планы ликвидации аварийных разливов нефти на магистральных нефтепроводах.

Для снижения риска возникновения ЧС согласно РД 153-39.4-056-00 проводятся следующие мероприятия[67]:



- организуется техническая диагностика оборудования, а так же его техническое обслуживание и ремонт;
- осуществляется приобретение современных приборов контроля и сигнализации на замену физически и морально устаревших;
- проводятся периодические и внеочередные инструктажи с обслуживающим персоналом.

Природоохранные мероприятия при ликвидации возможного аварийного разлива нефти и его включают в себя [68]:

1. Разработку и согласование с местными природоохранными органами

и другими заинтересованными органами надзора мероприятий по ликвидации последствий аварий.

2. Сокращение объема вытекающей нефти за счет остановки перекачки по поврежденному участку трубопровода.

3. Приобретение установок, материалов, оборудования для сбора загрязняющих веществ с акватории водоемов и для обезвреживания промышленных отходов.

4. Оперативные мероприятия по локализации и сбору нефти с водной поверхности (установка боновых заграждений, обустройство земляных дамб, сбор нефтяной пленки нефтесборщиками).

5. Проведение рекультивации загрязненных и нарушенных земель.

6. Мероприятия по реабилитации акваторий, загрязненных в результате аварийного разлива нефти.

7. Организацию производственного эколого-аналитического контроля за состоянием нарушенных компонентов природной среды в соответствии с «Политика компании в области предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций ОАО «НК «Роснефть» № ПЗ-05.01 П-01 [69].

8. Определение размеров компенсационных выплат за ущерб, нанесенный природной среде в результате аварии.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		123

9. Организацию отбора арбитражных проб при разногласиях с контролирующими органами.

Влияние нефти на окружающую среду может быть чрезвычайно разнообразным. Такое разнообразие обусловлено сложностью химического состава загрязнителей, их взаимодействием и концентрациями. Прогноз последствий возможных аварий осложняется чрезвычайно широким спектром реакций растений и животных, обусловленных спецификой животных, кормовыми предпочтениями, дозами и путями попадания загрязнителей в организм.

#### **5.4 Законодательное регулирование проектных решений**

Работа на нефтепромыслах ██████████ месторождения происходит вахтовым методом. Работники, привлекаемые к работам вахтовым методом, в период нахождения на объекте производства работ проживают в специально создаваемых и оплачиваемых за счет работодателя общежитиях (в ред. Федерального закона от 30.06.2006 N 90-ФЗ) [70]. Порядок применения вахтового метода утверждается работодателем с учетом мнения выборного органа первичной профсоюзной организации в порядке, установленном статьей 372 настоящего Кодекса для принятия локальных нормативных актов (часть четвертая введена Федеральным законом от 30.06.2006 N 90-ФЗ) [70]. К работам, выполняемым вахтовым методом, не могут привлекаться работники в возрасте до восемнадцати лет, беременные женщины и женщины, имеющие детей в возрасте до трех лет, а также лица, имеющие противопоказания к выполнению работ вахтовым методом в соответствии с медицинским заключением.

Вахтой считается общий период, включающий время выполнения работ на объекте и время междусменного отдыха. Продолжительность вахты не должна превышать одного месяца. В исключительных случаях на отдельных объектах продолжительность вахты может быть увеличена работодателем до трех месяцев с учетом мнения выборного органа

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		124

первичной профсоюзной организации в порядке, установленном статьей 372 настоящего Кодекса для принятия локальных нормативных актов.

При вахтовом методе работы устанавливается суммированный учет рабочего времени за месяц, квартал или иной более длительный период, но не более чем за один год. Учетный период охватывает все рабочее время, время в пути от места нахождения работодателя или от пункта сбора до места выполнения работы и обратно, а также время отдыха, приходящееся на данный календарный отрезок времени (в ред. Федерального закона от 30.06.2006 N 90-ФЗ). Работодатель обязан вести учет рабочего времени и времени отдыха каждого работника, работающего вахтовым методом, по месяцам и за весь учетный период.

В случае причинения вреда жизни или здоровью в результате аварии или инцидента на опасном производственном объекте эксплуатирующая организация опасного производственного объекта, ответственная за причиненный вред, обязаны обеспечить выплату компенсации в счет возмещения причиненного вреда:

- гражданам, имеющим право в соответствии с гражданским законодательством на возмещение вреда, понесенного в случае смерти потерпевшего (кормильца), - в сумме два миллиона рублей;
- гражданам, имеющим право в соответствии с гражданским законодательством на возмещение вреда, причиненного здоровью, - в сумме, определяемой исходя из характера и степени повреждения здоровья по нормативам, устанавливаемым Правительством Российской Федерации. Размер компенсации в этом случае не может превышать два миллиона рублей [71].

Продолжительность смены в ночное время сокращается на один час без последующей отработки. Ночное время - время с 22 часов до 6 часов.

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		125

Не сокращается продолжительность смены в ночное время для работников, принятых специально для работы в ночное время. Продолжительность работы в ночное время уравнивается с продолжительностью работы в дневное время в тех случаях, когда это необходимо по условиям труда, а также на сменных работах при шестидневной рабочей неделе с одним выходным днем. Список указанных работ может определяться коллективным договором, локальным нормативным актом.

Продолжительность рабочего дня или смены, непосредственно предшествующих нерабочему праздничному дню, уменьшается на один час. В непрерывно действующих организациях и на отдельных видах работ, где невозможно уменьшение продолжительности смены в предпраздничный день, переработка компенсируется предоставлением работнику дополнительного времени отдыха или, с согласия работника, оплатой по нормам, установленным для сверхурочной работы [72].

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
						126
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

## Заклучение

Была определена скорость движения смеси на рассматриваемом участке. Ее показатель не превышает критическую скорость образования эмульсионного потока, поэтому режим работы нефтегазосборного трубопровода является коррозионным. Для определения максимальной скорости ручейковой коррозии были использованы данные гравиметрического исследования образцов свидетелей коррозии трубопроводов с рассматриваемого участка. Проверочный расчет был проведен в программном комплексе PipeSim 2014. Расчетная скорость коррозии составила █████ мм/год. С помощью системы анализа ANSYS, были рассчитаны основные показатели НДС моделируемого трубопровода с дефектом «ручейковой коррозии» ( $\sigma_{max}[\text{экв}] = \text{█████}$  МПа) и дефектом по типу продольной и поперечной трещины:

### продольная трещина

- Максимальные эквивалентные напряжения:  $\sigma_{max}[\text{экв}] = \text{█████}$  МПа.
- Максимальные коэффициенты концентрации напряжений:  $K_1 = \text{█████}$  МПа·мм;  $K_2 = \text{█████}$  МПа·мм;  $K_3 = \text{█████}$  МПа·мм;

### поперечная трещина

- Максимальные эквивалентные напряжения составили:  $\sigma_{max}[\text{экв}] = \text{█████}$  МПа.
- Максимальные коэффициенты концентрации напряжений составили:  $K_1 = \text{█████}$  МПа·мм;  $K_2 = \text{█████}$  МПа·мм;  $K_3 = \text{█████}$  МПа·мм;

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Анализ напряженно-деформированного состояния промышленного нефтепровода в условиях коррозионных повреждений			
Разраб.		Ахмедьянов			Заклучение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.					128	152
Консульт.						НИ ТПУ гр.2БМ4А		
Зав. Каф.		Рудаченко А.В.						

Полученные в результате анализа напряженно-деформированного состояния максимальные эквивалентные напряжения в трубопроводе превышают табличное значение предела текучести стали и говорят о возможной потере устойчивости.

Предлагаемая гипотетическая ситуация возможна при:

- Непрерывающемся износе нижней образующей трубопровода по углекислотному механизму, либо из-за продолжительного эрозионного воздействия механических примесей.
- Наличии в металле стенки трубопровода КАНВ, способствующих ускоренному разрушению металла по фронту развивающейся микротрещины.

					<i>Заключение</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		129

### Список использованных литературных источников

1. Эндель Н.И. Структурные факторы коррозионной стойкости сталей для нефтепромысловых трубопроводов: диссертация кандидата технических наук: 05.16.01 – Москва 2011 – 20 с.
2. Кушнаренко Е.В. Повышение безопасности эксплуатации трубопроводов сероводородсодержащих месторождений: автореферат кандидат технических наук: Уфа 2008 – 22 с.
3. Badmos A.Y. Corrosion Petroleum Pipelines //New York Science Journal.- 2009; №2 (5). - pp. 36 - 40.
4. Foroulis Z.A. Causes, mechanisms and prevention of internal corrosion in storage tanks for crude oil and distillates / Z.A. Foroulis // Anti-Corrosion Methods and Materials. 1981.-Vol. 28.-№9.- pp. 4-9.
5. Маняхина Т.И., Ефимова А.М., Люблинский Е.Я. Современное состояние защиты нефтерезервуаров от коррозии. М. ВНИИОЭНГ. Обзорная информация, 1986, - №3, с55.
6. Kadry S. Corrosion Analysis of Stainless Steel / S. Kadry // European Journal of Scientific Research. 2008. - Vol. 22. - No.4. - pp. 508 - 516.
7. Иофа З.А. О механизме действия сероводорода и ингибиторов на коррозию железа в кислых растворах// Защита металлов, 1980.-№ 3. 295 с.
8. Гудремон Э.А. Специальные стали: Металлургия, 1966. - 734 с.
9. Гоник А.А. Коррозия нефтепромыслового оборудования и меры ее предупреждения / А.А. Гоник. М.: Недра, 1976: -192 с.
10. Гудремон Э.А. Специальные стали : кн. в; 2' т. Т.2. / Э.А. Гудремон. М.: Металлургия, 1966. - 540 с.

					<i>Анализ напряженно-деформированного состояния промышленного нефтепровода в условиях коррозионных повреждений</i>		
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>	<b>Список использованных литературных источников</b>		
<i>Разраб.</i>		<i>Ахмедьянов</i>					
<i>Руковод.</i>		<i>Чухарева Н.В.</i>					
<i>Консульт.</i>							
<i>Зав. Каф.</i>		<i>Рудаченко А.В.</i>					
					<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
					130	152	
					<b>НИ ТПУ гр.2БМ4А</b>		

11. Рябков А.В. Разработка методов проектирования ремонтных конструкций для промысловых трубопроводов: диссертация кандидата технических наук: 25.00.19 – Тюмень 2006 – 26 с.
12. Алиев Р.А. Сооружение и ремонт газонефтепроводов, газохранилищ и нефтебаз. М.: Недра, 1987, 271 с.
13. Рябков А.В. Перспективные методы ремонта промысловых трубопроводов. // Сб. научных трудов «Вопросы состояния и перспективы развития нефтегазовых объектов Западной Сибири». Выпуск 5. Тюмень, 2005, с. 123-130.
14. Заец А.Ф. Исследование участка газопровода, имеющего дефекты. // Проблемы надежности конструкций газотранспортных систем. М.: ВНИИГАЗ, 1998. с. 179-183.
15. Березин В.Л. Шутов В.Е. Прочность и устойчивость резервуаров и трубопроводов. М.: Недра, 1973. 200с.
16. Харионовский В.В. Надежность и ресурс конструкций газопроводов.-М.: Недра, 2000,407с.
17. Заец А.Ф. Исследование участка газопровода, имеющего дефекты. // Проблемы надежности конструкций газотранспортных систем. М.: ВНИИГАЗ, 1998. с. 179-183.
18. Романцов С.В., Шарыгин А.М. Оценка усиливающего эффекта от установки стеклопластиковой муфты на участке магистрального газопровода с дефектами.// Проблемы машиностроения и надёжности машин, 2004, №5, с. 104-107.
19. Шарыгин А.М. Расчет длинного полного цилиндра нагруженного массовыми силами. // Известия вузов. Строительство. Новосибирск, 1993, №1, т.2, с. 95-98.
20. Гусак В.Д., Велиюлин И.И. Критерий предаварийного состояния труб, поврежденных коррозией. М.: 1990. с. 12-15.
21. Дедиков Е.В., Клишин Г.С., Селезнев В.Е., Алешин В.В., Харионовский В.В., Курганова И.Н. Расчет прочности криволинейных трубопроводов

					Список использованных источников	Лист
						130
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		



- с эрозионными дефектами. // Газовая промышленность. 1999. №2. с. 31-33.
22. Hisoy D.T. Pressure calculation for corroded pipe developed./Oil and Gaz J – 1992/ -90, №42, pp. 84-89
23. Kim H.O. Model simplifies estimate of bending strength in corroded pipe. // Oil and Gaz J. 1993 -91. №16 pp. 54-58.
24. Шахматов М.В., Ерофеев В.В., Гумеров К.М., Игнатъев А.Г., Распопов А.А. Оценка допустимой дефектности нефтепроводов с учетом их реальной нагруженности. // Строительство трубопроводов. 1991. №12. с. 37-41.
25. Алероев Б.С. К вопросу определения напряженно-деформированного состояния трубопровода с пространственными и плоскими дефектами. // Проектирование и сооружение нефтепромысловых объектов. 1994. №9.с.28-30.
26. Даффи А.Р., Мак Клур Дж.М., Эйбер Р.Дж., Макси У.А. Расчет конструкций на хрупкую прочность. // Разрушение. Т.5 М.: Машиностроение, 1977, с. 146-209.
27. Шарыгин А.М. Нелинейный анализ МКЭ прочности составных конструкций. // 1-я международная конференция «Актуальные проблемы прочности». Новгород, 1994, с. 107-108.
28. Завойчинский Б.Н. Долговечность магистральных и технологических трубопроводов. Теория, методы расчета, проектирование. М.: Недра, 1992. 271 с.
29. Алексеев А.И. Кольцевые напряжения в подводном трубопроводе типа «труба в трубе». // Строительство трубопроводов, 1976, №6, с. 14-15.
30. Зайцев М.Д. и др. Экспериментальные исследования сопротивления усталости натурного участка газопровода с поверхностными повреждениями. // Проблемы надежности конструкций газотранспортных систем.

					Список использованных источников	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		131

31. Фокин М.Ф. Никитина Е.А., Трубицын В.А. Оценка работоспособности нефтепроводов с локальными поверхностными дефектами. М.: 1986. -50с. (Обзор, информ. // ВНИИОЭНГ. Сер. «Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов». – Выпуск №5.
32. Захаров М.Н., Лукьянов В.А. Прочность сосудов и трубопроводов с деформациями стенок в нефтегазовых производствах. М.: Нефть и газ, 2000. 216 с.
33. Прочность труб магистральных трубопроводов (По данным исследований, выполненных в Советском Союзе и США). Под редакцией Анучкина М.П. ЦНТИ Газпрома СССР, 1965г.
34. Миланчев В.С. Оценка работоспособности труб при наличии концентрации напряжений // Строительство трубопроводов, 1984, №2, с. 23-25.
35. Черняев К.В., Васин Е.С. и др. Оценка прочности труб с вмятинами по данным внутритрубных профиломеров. // Трубопроводный транспорт нефти. 1996. №4. с. 8-12.
36. Бордубанов В.Г. Несущая способность трубы со сложным поверхностным повреждением. // Строительство трубопроводов, 1988, № 10. с. 3032.
37. Черняев К.В., Васин Е.С. и др. Оценка прочности труб с вмятинами по данным внутритрубных профиломеров. // Трубопроводный транспорт нефти. 1996. №4. с. 8-12.
38. Фокин М.Ф. Трубицын В.А. Экспериментальное исследование с целью определения остаточного ресурса труб с дефектами геометрии // Трубопроводный транспорт нефти. 1996. №4. с. 13-16.
39. Усиление борьбы с коррозией в сборных трубопроводных системах. Защита от коррозии и охрана окружающей среды, 1995, №6-7, с.32-34.;
40. Улиг Г.Г. Коррозия и борьба с ней. Введение в коррозионную науку и технику.: «Химия», 1989. 455 с.

					Список использованных источников	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		132

41. Бекбаулиева А.А. Совершенствование методов и . технических средств защиты промысловых нефтепроводов от внутренней коррозии/ .: автореф. диссертация кандидата технических наук / Уфа : ГУГ1 «ИПТЭР», 2010. - 24 с.
42. Tobler W.J. Influence of molybdenum species of pitting corrosion of stainless steels: dissertation for the degree of Doctor of Technical sciences / W.J. Tobler. Zurich : Swiss Federal Institute of Technology, 2004. 215 с.
43. Калмыков В.В. Влияние структурных особенностей конструкционной стали на ее коррозию в 3% растворе NaCl при переменном погружении / В.В. Калмыков, В.Г. Раздобрев // Защита металлов. 1999. - т. 35. - №6. - С. 660 - 662.
44. РД 39-132-94. «Правила по эксплуатации, ревизии, ремонту и отбраковке нефтепромысловых трубопроводов».
45. Mohsen Khalaj Khalajestania. // Predicting the limit pressure capacity of pipe elbows containing single defects. Applied Ocean Research 53 2015.
46. РД 39-0147323-339-89-Р. «Инструкция по проектированию и эксплуатации антикоррозионной защиты трубопроводов систем нефтегазосбора на месторождениях Западной Сибири»
47. IS CSR 26000:2011 "Social responsibility of organization, requirements" ("Социальная ответственность организации. Требования").
48. «Классификации вредных и опасных производственных факторов по ГОСТ 12.0.003-74 (с измен. № 1, октябрь 1978 г., переиздание 1999 г.)» табл. 2, прил.
49. ГОСТ 12.1.019-2009 Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты
50. ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
51. ГОСТ 12.1.101-76. Система стандартов безопасности труда. Взрывобезопасность. Общие требования.

					Список использованных источников	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		133

52. СанПиН 2.2.4.548-96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.
53. СНиП 23-05-95 Естественное и искусственное освещение.
54. Приказ Минздравсоцразвития России от 01.06.2009 N 290н (ред. от 12.01.2015) "Об утверждении Межотраслевых правил обеспечения работников специальной одеждой, специальной обувью и другими средствами индивидуальной защиты".
55. Методические рекомендации 2.2.7.2129-06 «Режимы труда и отдыха работающих в холодное время на открытой территории или в неотапливаемых помещениях».
56. Приказ Министерства здравоохранения и социального развития Российской Федерации Приказ № 454н «Об утверждении типовых норм бесплатной выдачи специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты работникам связи, занятым на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, а также на работах, выполняемых в особых температурных условиях или связанных с загрязнением».
57. ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
58. РД 34.21.122-87 Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений.
59. Русак О.Н., Малаян К.Р., Занько Н.Г. Безопасность жизнедеятельности: учеб. пос. – 10-е изд. стер. – М.:ООО «Омега-Л», 2006. – 448 с.
60. ГОСТ 12.1.019-2009 Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.
61. ГОСТ 12.1.101-76. Система стандартов безопасности труда. Взрывобезопасность. Общие требования.
62. РД 153-39.4-114-01 Правила ликвидации аварий и повреждений на магистральных нефтепроводах.

					Список использованных источников	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		134

63. СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 «Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы». – М.: Госкомсанэпиднадзор, 2003 (утв. Главным государственным санитарным врачом РФ 13.06. 2003 г.).
64. Электробезопасность при работе оператора ПЭВМ: методические указания по выполнению в дипломных проектах и работах раздела «Безопасность объектов» / сост.:И.О. Протодьяконов, В.И. Сарже, О.И. Протодьяконова; СПбГТУРП.–СПб., 2013. – 13 с.
65. НПБ 105-03 «Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности», утв. от 18.06.2003 г. Приказом МЧС России от 18.06 .2003 г. № 314.
66. ПУЭ «Правила устройства электроустановок. Издание 7», утв. от 08.07.2002 г. Приказом Минэнерго России от 08.07 .2002 г. № 204.
67. РД 153-39.4-056-00. Правила технической эксплуатации магистральных нефтепроводов
68. РД 153-39.4-114-01 Правила ликвидации аварий и повреждений на магистральных нефтепроводах.
69. № ПЗ-05.01 П-01 «Политика компании в области предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций ОАО «НК «Роснефть».
70. Федеральный закон от 30.06.2006 N 90-ФЗ (ред. от 22.12.2014) "О внесении изменений в Трудовой кодекс Российской Федерации, признании не действующими на территории Российской Федерации некоторых нормативных правовых актов СССР и утратившими силу некоторых законодательных актов (положений законодательных актов) Российской Федерации".
71. Федеральный закон о промышленной безопасности опасных производственных объектов 116-ФЗ от 21.07.1997 г. с изменениями от 07.08.2000 г.
- 72.Трудовой кодекс №197-ФЗ (с изм. и доп., вступ. в силу с 13.04.2014).

					Список использованных источников	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		135

## Приложение А

The main aim of this study was to provide a general and accurate solution for determining the remaining pressure capacity of elbows with single defects, considering a wide range of geometric dimensions. For this purpose, parametric FEA was implemented. An analytical approach by modifying formula was also developed and discussed.

Corrosion in pipelines causes section losses over either large areas (general corrosion) or local areas (local corrosion). General corrosion is usually modeled as an overall thickness reduction of the pipe/elbow. This paper addressed local corrosion only. The geometry of local corrosions is usually irregular in depth and in surface, but for engineering purposes, it is very common to idealize these irregular defects with equivalent rectangular shapes.

The schematic shape of a 90° elbow with an external defect at the extrados, connected to two straight pipes at both ends is shown in Fig. 1. Important geometric parameters are bend radius ( $R$ ), crosssectional radius ( $r$ ), wall thickness ( $t$ ), remaining wall thickness at corroded area ( $t_c$ ;  $t_c = t - d$ ), length and width of the corroded area ( $L$  and  $W$ ). The circumferential position of a defect (the extrados, crown or intrados) can have a huge effect on the remaining pressure capacity which is investigated in this paper. The longitudinal position of the defect along the elbow has minor effect; therefore, in favor of a plane of symmetry (plane A, in Fig. 1), the defect was located in the middle of the elbow length.

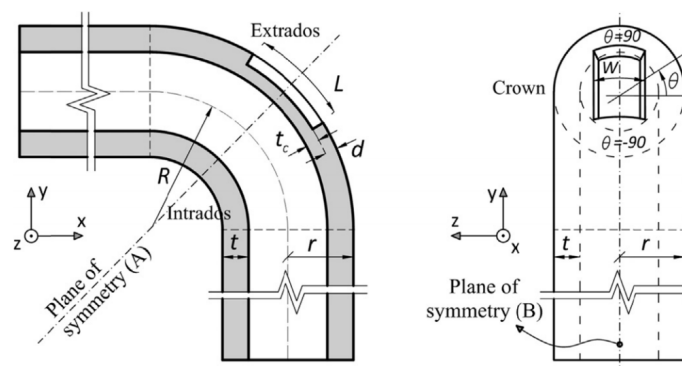


Fig. 1. The geometry of an elbow containing defect in two different views

According to existing solutions there is no difference between the effect of internal or external corrossions in straight pipes (inner or outer surface); however this is not the case for elbows, so the outcomes of this research, in which only external defects were considered, should be used with caution for internally corroded elbows.

As can be seen in Fig. 1 when the defect is located at the intrados or extrados, there are two planes of symmetry (A and B), but when the defect is located at the crown, there will be only one plane of symmetry (A). Each plane of symmetry can reduce computational effort to half.

The model should include the two connected straight pipes, because the plastic yielding zone extends to the attached pipes, as well as the elbow, making the resulting limit pressure higher than that for an elbow without connected straight pipes. By a trial-and-error process, it was found that a length of the six times the mean cross sectional radius ( $r$ ), is enough for modeling the connected straight parts.

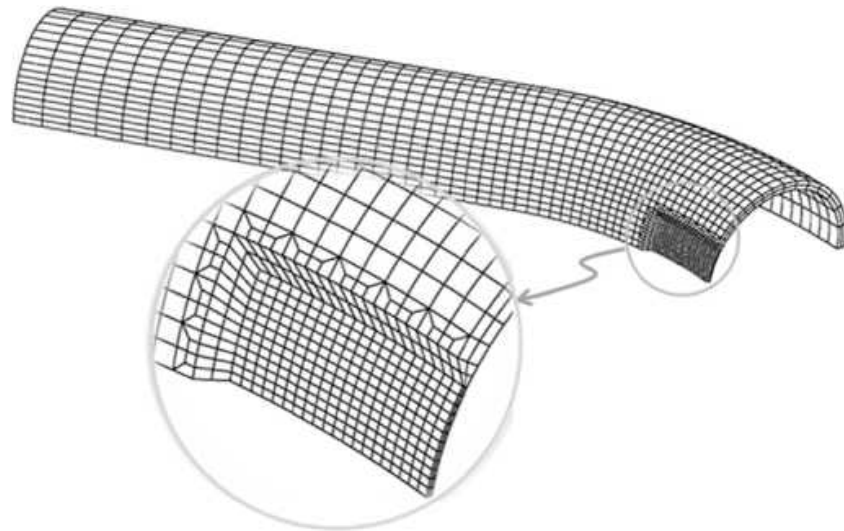


Fig. 2. Atypical finite element mesh

ABAQUS (version 6.10) was used to perform threedimensional elastic-plastic FEA. In nearly all analyses bulging deformation occurred around the defect. For this reason the non-linear geometry option in ABAQUS (NLGEOM) was invoked to simulate large inelastic deformation during the analyses. 20 nodes reduced

integration quadratic elements were used. As shown in Fig. 2, mesh refinement at the region of the defect was included to improve the accuracy of stress and strain calculation at these regions. In this figure, a region of mesh transition (from four elements reduces to two elements) can be seen which was applied for more efficiency. This typical mesh distribution was found to be adequate based on convergence studies.

Pressure loading was applied on the inner surface of the entire elbow and the straight pipes. Elastic-plastic FEA was performed for the developed models. In these analyses, the value of the pressure loading was increased incrementally and the failure was assumed to occur once the von Mises equivalent stress reached the ultimate strength at some point in the FE model. Due to geometric and loading symmetry, mentioned earlier, when the defect is located at the crown, one-half of the structure was modeled, but when the defect is located at the intrados or extrados, only one-quarter of the full structure was modeled. Appropriate boundary conditions on the symmetry planes and other boundaries were applied which are shown in Fig. 3. For each boundary condition, element nodes are constrained in the displayed directions. Note that this figure is related to the cases of extrados (or intrados) defects.

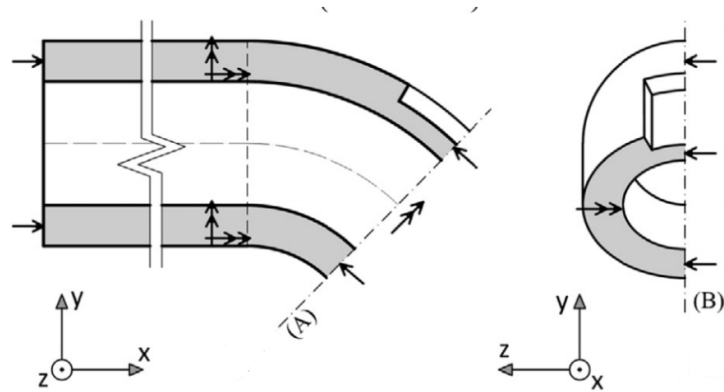


Fig. 3. Constrained degrees of freedom for the case with defect located at the extrados (or intrados)



The material considered in this study is API 5L pipeline steel with following mechanical properties:  $E$  (Young's modulus) = 200 GPa,  $\nu$  (Poisson's ratio) = 0.3,  $\sigma_y$  (Yield stress) = 448 MPa,  $\sigma_u$  (Ultimate strength) = 531 MPa,  $\epsilon_y$  (Yield strain) = 0.005, and  $\epsilon_r$  (Strain at failure) = 0.2.

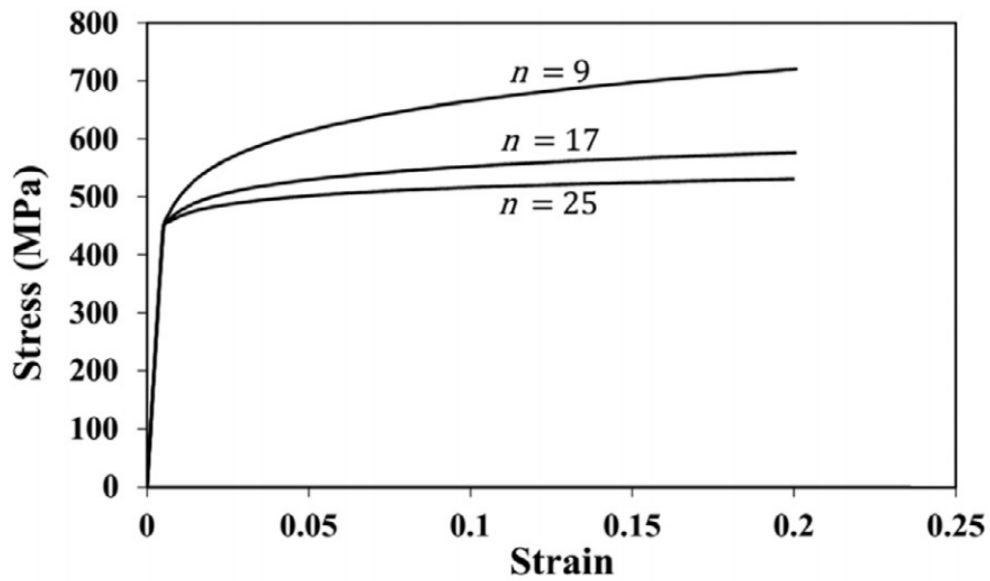
Table 1 – Values of the geometric parameters in the parametric study.

Parameter	Values				
Defect position ( $\theta$ )	-90°	0°	90°	–	–
$R/r$	3.2	4.1	5.0	–	–
$t/r$	0.05	0.10	0.15	–	–
$t_c/t$	0.20	0.37	0.70	–	–
$W/r$	0.2	0.4	0.8	–	–
$L/r$	0.2	0.4	0.8	1.6	(Whole elbow length)/ $r$

The true stress-true strain curve of this material was constructed based on the Ramberg-Osgood equation which is expressed by:

$$\epsilon = \frac{\sigma}{E} + \alpha \frac{\sigma_y}{E} \left( \frac{\sigma}{\sigma_y} \right)^n \quad (1)$$

where  $n$  is the hardening exponent and  $\alpha$  is the hardening coefficient. By substituting the mechanical properties of the mentioned material in this equation, the Ramberg-Osgood parameters were found as:  $n = 25.1$  and  $\alpha = 1.23$ . In order to investigate the shape of different material stress-strain curves, two other values of  $n$  were also considered; one with  $n = 9$  and the other with  $n = 17$ . The material stress-strain curves are shown in Fig. 4.



**Fig. 4.** Stress-strain curves of the material.

It is intended to produce a large database of FEA. For this purpose, in case of the material with  $n = 25.1$ , according to Table 1, a total of 1215 corroded elbow models. For each of the other two materials with  $n = 9$  and  $n = 17$ , only one-fourth of the total 1215 possible models were selected and considered in random fashion.

In favor of more applicable outputs, the FEA results of corroded elbows are going to be normalized by FEA results of corresponding defect-free elbows; i.e. in form of the ratio of limit pressure capacity of a corroded elbow to the limit pressure capacity of its corresponding intact elbow ( $P_c/P_i$ ). For this purpose, 27 intact elbows with the same geometric characteristics, according to Table 1, were also modeled (three different values for each of  $R/r$ ,  $t/r$  and  $n$ ). In all models, the radius of the elbow and the connected straight parts ( $r$ ), is equal to 0.3048 m; however since the geometric parameters are dimensionless, the results will be applicable for other values of the elbow radius.

In this study, experimental validation was not carried out, however the employed methodology and results were verified indirectly through comparison with experiments available in the literature and some widely-accepted solutions, which are described in the following subsections. Note that comparing FEA results

with simplified models described in design codes cannot be considered a reliable validation, however it could be insightful.

The problem of elbows with single defects was investigated in the study [27]. Burst test of three elbows, one without defect and two with defects, were conducted and reported in detail. It is aimed to compare the FEA results of this study with the said experiments. For this purpose, three FE models, with specifications identical to those of the mentioned experiments were generated. In the terminology of this study the specimens can be equivalently described as follows:

(4)

Model 1 is defect-free;  $r = 54$  mm,  $R/r = 2.78$  and  $t/r = 0.093$ .

Model 2 is exactly the same as model 1 and it contains a defect defined by:  $\theta = 90^\circ$ ,  $t_c/t = 0.75$ ,  $W/r = 1.57$  and  $L/r = 0.74$ .

Model 3 is thicker and contains a wider and deeper defect:  $r = 54$  mm,  $R/r = 2.78$ ,  $t/r = 0.15$ ,  $\theta = 90^\circ$ ,  $t_c/t = 0.25$ ,  $W/r = 3.14$  and  $L/r = 1.48$ .

Note that the specimens' material was different from what were used in this study. The stress-strain curve was reconstructed by the given values.

Table 2 – Comparing FEA results with experimental tests

Model's No.	$P_{test}$ (MPa)	$P_{FEA}$ (MPa)
1	29.64	28.02
2	28.58	26.49
3	17.67	15.71

The results are shown in Table 2. The average relative difference between the experimental results and FEA predictions is 0.08 with the FEA predictions being smaller. This underestimation has increased when there exists a defect or a

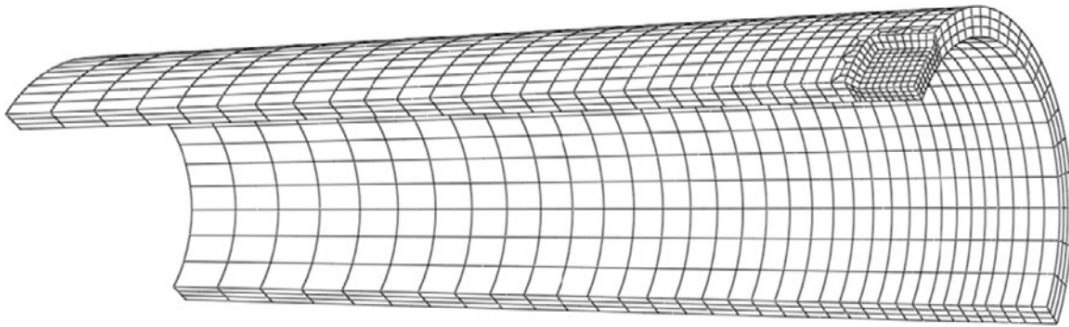
more severe defect (case 3). This may be related to the technique of manufacturing the defect, however the complete details of the experiments are not available.

Eighty-one corroded straight pipes, geometrically similar to the modeled elbows, were modeled and analyzed. Results were compared with the predictions of DNV RP-F101 (2015) [19]. It should be noted that DNV only considers straight pipes and does not cover corroded elbows. The failure pressure of a straight pipe having a defect on its surface ( $P_f$ ), according to the DNV is calculated by the following formula:

$$P_f = \frac{2t f_u}{(D-t)} \frac{(1-\frac{d}{t})}{(1-\frac{d}{tQ})} \quad (2)$$

where  $f_u$  is the tensile strength used in the design and  $Q$  is defined as below:

$$Q = \sqrt{1 + 0.31 \left( \frac{L}{\sqrt{Dt}} \right)^2} \quad (3)$$



**Fig. 5.** A typical finite element pipe model.

A typical pipe model is depicted in Fig. 5. Because of symmetry, only one-quarter of the pipe is modeled. In order to make pipe models as similar as possible to the elbow models of the study, the values of the influencing dimensionless geometric parameters were varied according to Table 1, but in the case of  $L/r$  only the three first values from Table 1 were chosen. The relative differences between the FEA results and DNV predictions had a mean value of 0.09 and a standard deviation of 0.06. This indicates that the FEA results are in a good agreement with

the DNV predictions. However DNV predictions seem to be more conservative, in particular with the increase of defect depth and length and the decrease of wall thickness. In fact a deeper and longer defect or a thinner wall will lead to a more critical condition, so a more conservative prediction by DNV sounds reasonable.

Comparison with Goodall formula in case of the nine intact elbows FEA results of the nine intact elbows made of the basic material ( $n = 25.1$ ) that were introduced in previous sections, were compared with Goodall formula (Eq. (4)) and presented in Table 3.

Table 3 – Comparison between FEA results and the Goodall formula.

	Models								
	1	2	3	4	5	6	7	8	9
$R/r$	3.2	4.1	5.0	3.2	4.1	5.0	3.2	4.1	5.0
$t/r$	0.05	0.05	0.05	0.10	0.10	0.10	0.15	0.15	0.15
$P_{FEA}$ (MPa)	24.0	24.9	25.5	49.8	51.4	52.5	77.7	79.9	81.5
$P_{Goodall}$ (MPa)	23.0	24.3	25.1	46.1	48.7	50.2	69.1	73.0	75.4

As can be seen, there is a good agreement between the two methods. In this table  $P_{FEA}$  and  $P_{Goodall}$  are the limit pressure load calculated by FEA and Goodall formula, respectively. The Goodall formula, based on the von Mises yield condition is expressed by:

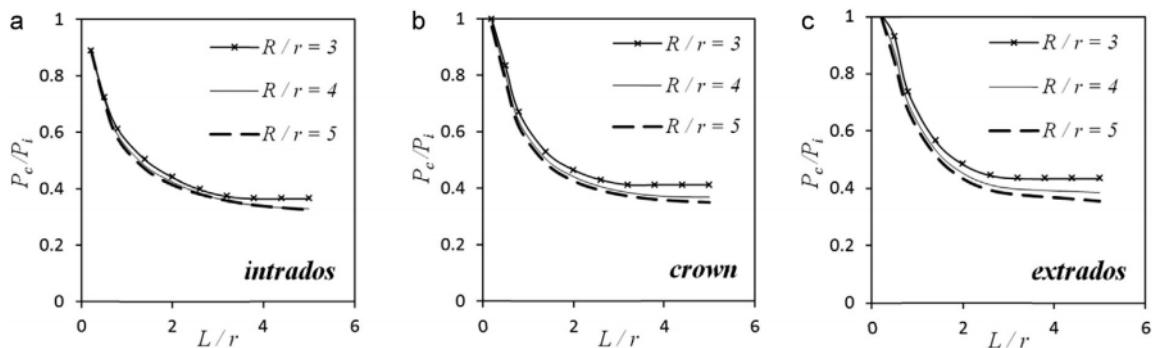
$$P_{Goodall} = \frac{2}{\sqrt{3}} \cdot \frac{\sigma_f}{r} \cdot \frac{1-r/R}{1-r/(2R)} \quad (4)$$

The FEA results were close to the Goodall formula by having an average relative difference of 0.06. It should be noted that in FEA of this study geometric and material nonlinearity were considered, therefore it seems reasonable that FEA results are less conservative in comparison with Goodall predictions.

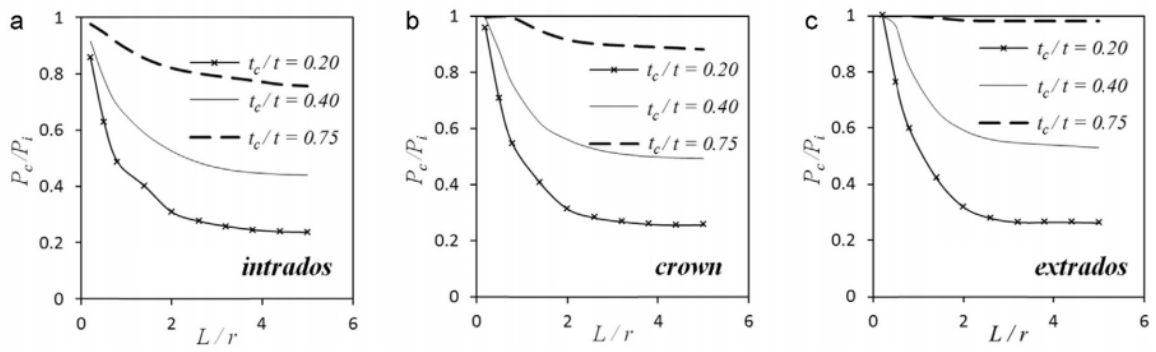
In the paper [7] an MLP artificial neural network (ANN) with two hidden layers, 7 neurons in the first hidden layer and 14 neurons in the second hidden layer, was used for calculating the remaining pressure capacity. With an adequate knowledge of ANN conception, this tool can easily be employed for common engineering problems especially with the aid of computer programs such as MATLAB. In this study, multivariable regression is needed to develop a formula for predicting the limit pressure capacity based on geometrical and material variables.

ANN was found to have the best predictions with a mean square error (MSE) of 0.000034. The number of network inputs is equal to the number of variables, i.e. 7 inputs (the geometric variables presented in Table 1 and  $n$ ). The network's only output is  $P_c/P_i$ . About 70% of the data were randomly chosen for training, 15% for validation and the remaining 15% were used for testing. In order to avoid certain numerical errors, input data were normalized, such that the normalized data had a mean value of 0 and a standard deviation of one.

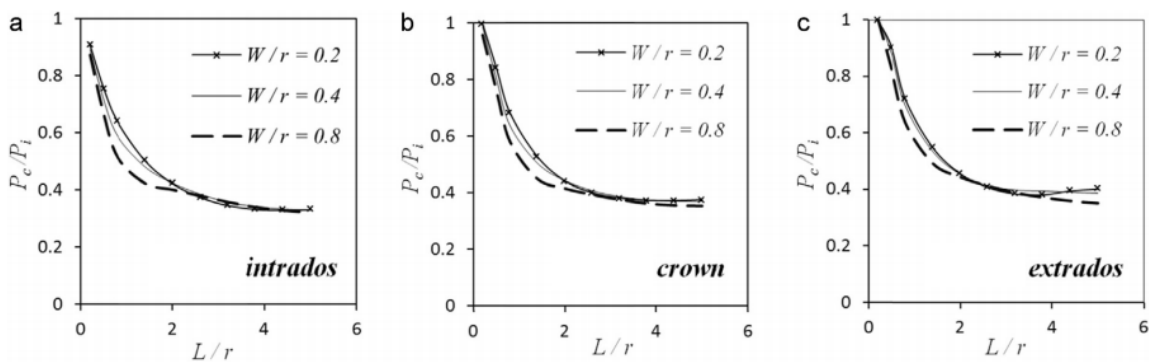
The effect of influencing parameters derived from ANN has been plotted in Figs. 7-11. Defect length and circumferential position are considered in all figures. Other five parameters, each, are studied through sets of three figures. This is because the behavior of each parameter may differ in different circumferential positions. Default values of these parameters, if not mentioned otherwise, are as per following:  $R/r = 4$ ,  $t_c/t = 0,3$ ,  $W/r = 0,4$ ,  $t/r = 0,1$ ,  $n = 25,1$ .



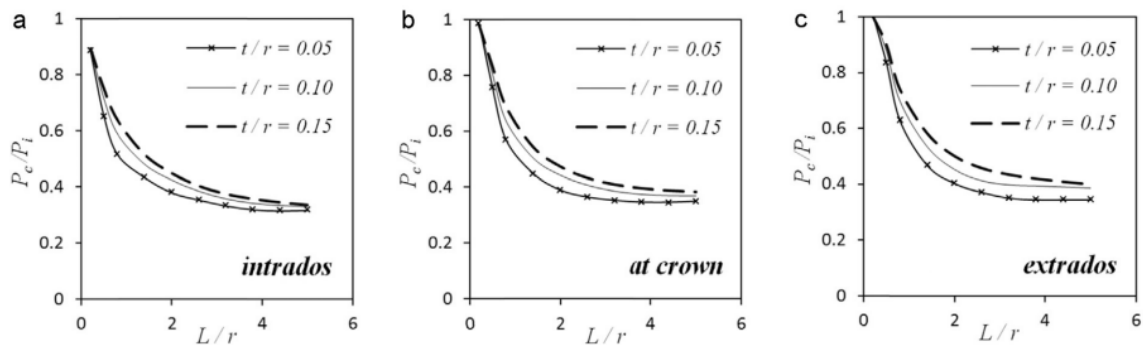
**Fig. 7.** (a, b, c; from left to right) Limit pressure ratio vs.  $L/r$  for different values of  $R/r$  and different defect positions.



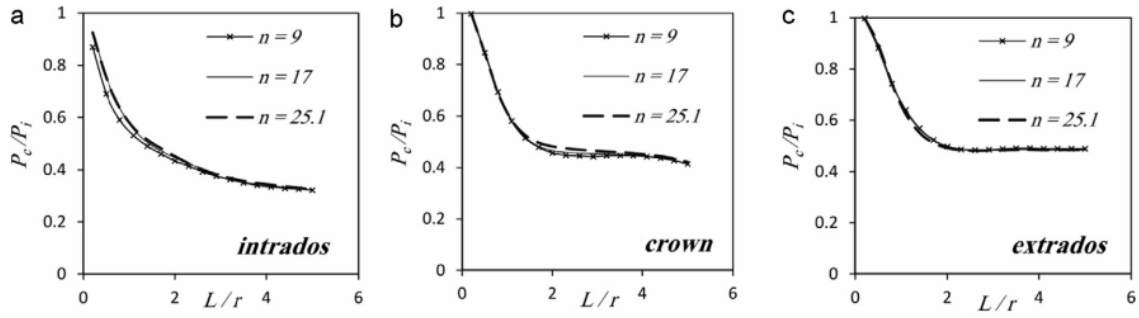
**Fig. 8.** (a-c; from left to right) Limit pressure ratio vs.  $L/r$  for different values of  $t_c/t$  and different defect positions.



**Fig. 9.** (a-c; from left to right) Limit pressure ratio vs.  $L/r$  for different values of  $W/r$  and different defect positions.



**Fig. 10.** (a-c; from left to right) Limit pressure ratio vs.  $L/r$  for different values of  $t/r$  and different defect positions.



**Fig. 11.** (a-c; from left to right) Limit pressure ratio vs.  $L/r$  for different values of  $n$  and different defect positions.

It can easily be seen from the figures that as the length of defect increases the ratio of  $P_c/P_i$  decreases. This means that longer defects have more weakening effect, however at some values of  $L/r$ , further increase in the length of the defect does not decrease the limit pressure ratio.

As mentioned in the previous sections, the circumferential stress at the intrados is higher than at the extrados, and hence an intrados defect will be more critical and an extrados defect has the least effects. In general, elbows are more sensitive to defects at the intrados.

From Fig. 7, it seems that for longer defect lengths, bend radius affects  $P_c/P_i$ . In particular, for extrados defects longer than  $4r$ , a bend radius of  $3r$  has resulted in a pressure capacity 10% greater the case with a bend radius of  $5r$ . This is because in an elbow, as the bend radius decreases, the circumferential stress at the extrados decreases and therefore an extrados defect can better be tolerated by elbow.

Fig. 8 clearly shows that the defect depth has a major effect on the limit pressure capacity; as the depth of defect increases the pressure capacity dramatically decreases. According to Fig. 8 (c), extrados defects with wall thickness loss less than  $0.25$  are almost negligible.

As shown in Fig. 9, the defect width is not very important, however for relatively short defects ( $L/r < 2$ ), a larger width results in more reduction of pressure capacity. Fig. 10 demonstrates that for a fixed value of defect depth ratio



( $d/t$ ), thicker elbows are less affected by defects, especially when the defect is located at the extrados.

According to Fig. 11, the important material property parameter  $n$ , does not affect the behavior and weakening effect of a defect.

The average relative difference between the experimental results and FEA predictions was 0.08. Hence the ANN trained by FEA results seems to be a good solution. However a simple analytical equation may be more easy-to-use and handy provided that it has enough accuracy.

It is known from membrane theory that in a pressurized straight pipe, the magnitude of circumferential stress is twice the longitudinal stress, so when the magnitude of circumferential stress reaches to the failure stress  $\sigma_f$ , failure occurs. This pressure can be calculated as below:

$$\sigma_f = \frac{P_f(D-t)}{2t} \quad (6)$$

$$P_f = \frac{2\sigma_f t}{D-t} \quad (7)$$

DNV (2015) formula (Eq. (2)) [19] is a modification of recent formula by multiplying it by the expression  $(1 - d/t)(1 - d/tQ)$  as a coefficient to introduce the weakening effect of a defect. Inspired by this methodology, the following equation is considered from membrane theory for elbows:

$$\sigma_\theta = \frac{P(D-t)}{2t} \cdot \frac{2R+r\sin\theta}{2R+2r\sin\theta} \quad (8)$$

$$P = \frac{2t\sigma_\theta}{D-t} \cdot \left( \frac{2R+r\sin\theta}{2R+2r\sin\theta} \right)^{-1} \quad (9)$$

where  $P$  is internal pressure and  $\theta$ , as depicted in Fig. 1, is the angular circumferential position of a point on the elbow. As mentioned in previous sections, circumferential stress at intrados is maximum and accordingly failure occurs in that region where  $\theta = -90^\circ$ . By substituting this value of  $\theta$  in above equation, Goodall formula in its original form (without the coefficient  $2/\sqrt{3}$ ) is achieved:

$$P_f = \frac{2t\sigma_\theta}{D-t} \cdot \frac{2R-2r}{2R-r} \quad (10)$$

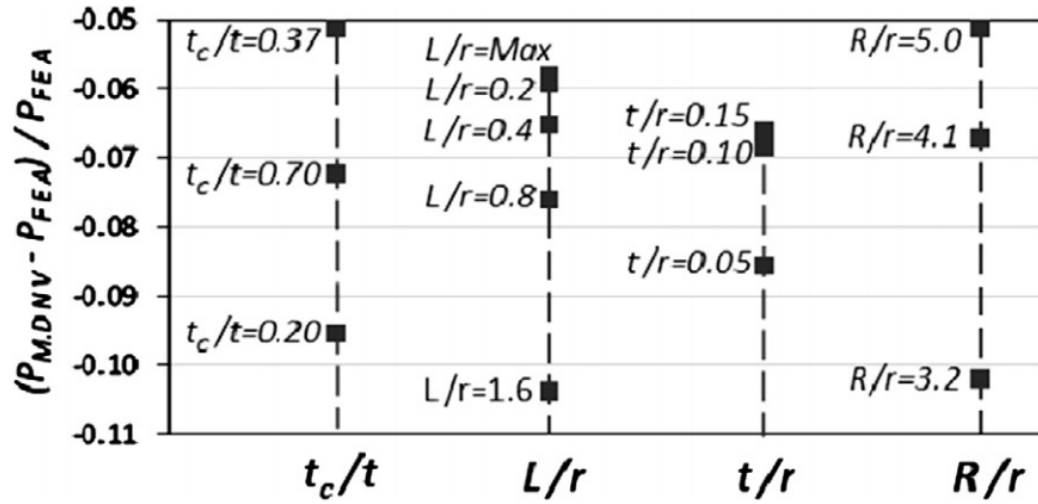


Fig. 12. Effect of different geometric parameters on the average relative difference between the modified DNV method and the FEA results. Defect is located at the intrados.

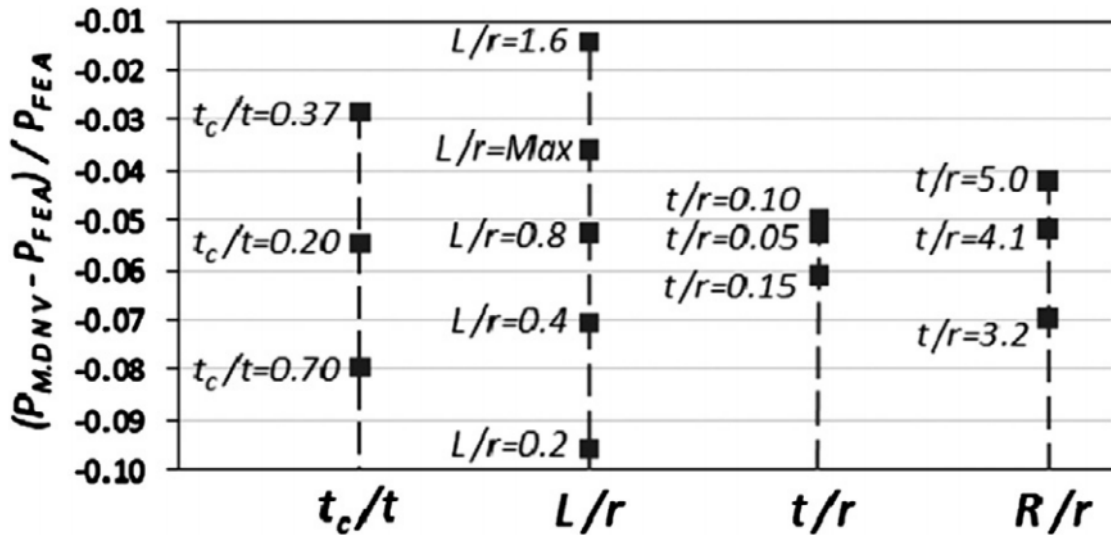
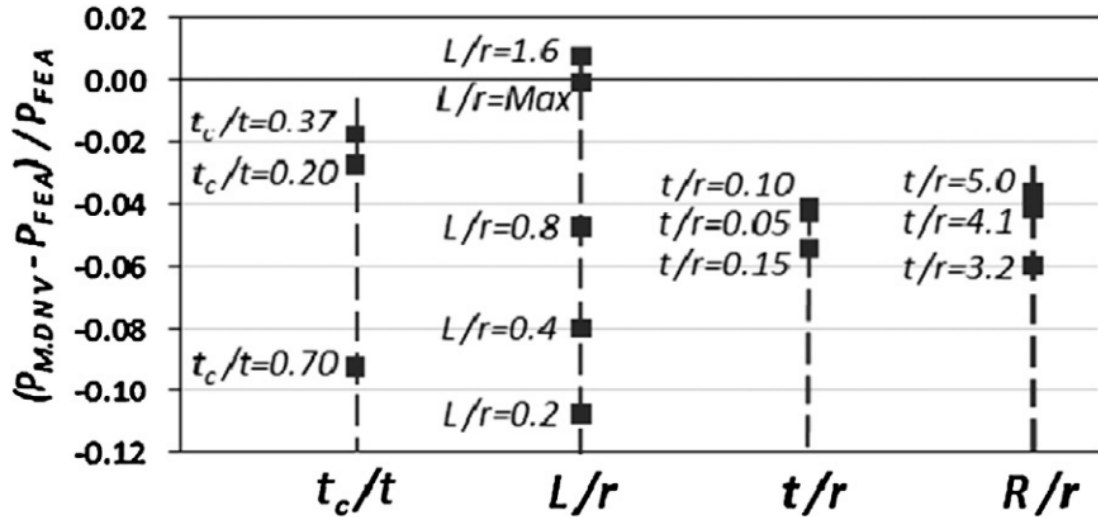


Fig. 13. Effect of different geometric parameters on the average relative difference between the modified DNV method and the FEA results. Defect is located at the crown.



*Fig. 14. Effect of different geometric parameters on the average relative difference between the modified DNV method and the FEA results. Defect is located at the extrados.*

When there is a defect in a position other than intrados, pressure can be calculated as below:

$$P_f = \frac{2tf_u}{D-t} \cdot \frac{2R+2r\sin\theta}{2R+r\sin\theta} \cdot \frac{(1-\frac{d}{t})}{(1-\frac{d}{tQ})} \quad (11)$$

When a defect is thin or small and is not located at the intrados, it is possible that the onset of failure to be at the intrados, not at the defect region. This condition can easily be checked by setting  $\theta = -90^\circ$  and  $d = 0$  in Eq. (11), which leads to the following formula:

$$P_f = \frac{2tf_u}{D-t} \cdot \frac{2R-2r}{2R-r} \quad (12)$$

Finally, the failure pressure of a corroded elbow, according to the new solution is defined as the minimum value of  $P_f$  calculated by Eqs. (11) and (12).

The predictions of this proposed analytical solution were compared with the FEA results in order to verify the accuracy of the solution. For this purpose, the failure pressure of the 1215 models, whose geometric parameters were summarized in Table 1, were recalculated by using the new method. The average relative differences between new method and the FEA results were presented in the following

three figures. Figs. 12-14 present the result when the defect is located at the intrados, crown and extrados respectively. In these figures,  $P_{m,d_{NV}}$  denotes the pressure capacity of a corroded elbow predicted by the new method (modified DNV method). The grouping of the results shown in these figures makes it possible to observe the effect of different geometric parameters and the accuracy of the proposed analytical solution which may be useful for future studies.

When a defect is located at the intrados the method predictions are when the defect is not located at the intrados, Eq. (12) can be dominant. In this case, the method has the least conservative predictions (Figs. 12-14). This may indicate that the Eq. (12) is less conservative. It seems reasonable; because this formula is not based on the failure of the defect region, so unlike the Eq. (11), there would be less uncertainty.

The influence of geometric parameters generally depends on the circumferential position of the defect. As can be seen in these figures, the pressure capacity for a bend with a defect with a medium depth ( $t_c/t$ ) has less conservatively been predicted. The effect  $L/r$  is not very clear, especially for intrados defects, but when the defect is relatively long and is located at the crown or extra- dos, the predictions are less overestimating the pressure capacity (Figs. 13 and 14). In case of crown or extrados defects, it seems that wall thickness ( $t/r$ ) has no significant effect on the method predictions (Figs. 13 and 14), but when the defect is located at the intrados the overestimation of the method increases with the decrease in wall thickness (Fig. 12). It is clear from these figures that as the bend radius ( $R/r$ ) decreases, the conservatism of the method increases.

The average of the relative differences between the new method predictions and the FEA results of all the models, was -0.067 and the standard deviation was 0.07, indicating that the new solution has the potential to be more investigated and improved in future works.

Position of defect is also important, such that the most harmful defects are those closer to intrados.