

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа: *Инженерная школа природных ресурсов*

Направление подготовки: *21.04.01 Нефтегазовое дело/Машины и оборудование нефтяных и газовых промыслов*

Отделение школы (НОЦ): *Отделение нефтегазового дела*

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
Влияние дефекта уторного сварного шва на напряженно-деформированное состояние резервуара вертикального стального

УДК 621.791.053:621.642.3

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ05	Крылов Артем Евгеньевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Никульчиков А.В.	к.ф.-м.н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОНД	Шарф И.В.	д.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ООД	Сечин А.А.	к.т.н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Манабаев К.К.	к.ф.-м.н.		

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОСВОЕНИЯ ООП

Код компетенции	Наименование компетенции
Универсальные компетенции	
УК-1	Способен осуществлять критический анализ проблемных ситуаций на основе системного подхода, вырабатывать стратегию действий
УК-2	Способен управлять проектом на всех этапах его жизненного цикла
УК-3	Способен организовывать и руководить работой команды, вырабатывая командную стратегию для достижения поставленной цели
УК-4	Способен применять современные коммуникативные технологии, в том числе на иностранном(ых) языке(ах), для академического и профессионального взаимодействия
УК-5	Способен анализировать и учитывать разнообразие культур в процессе межкультурного взаимодействия
УК-6	Способен определять и реализовывать приоритеты собственной деятельности и способы ее совершенствования на основе самооценки
Общепрофессиональные компетенции	
ОПК-1	Способен решать производственные и (или) исследовательские задачи на основе фундаментальных знаний в нефтегазовой области
ОПК-2	Способен осуществлять проектирование объектов нефтегазового производства
ОПК-3	Способен разрабатывать научно-техническую, проектную и служебную документацию, оформлять научно-технические отчеты, обзоры, публикации, рецензии
ОПК-4	Способен находить и перерабатывать информацию, требуемую для принятия решений в научных исследованиях и в практической технической деятельности
ОПК-5	Способен оценивать результаты научно-технических разработок, научных исследований и обосновывать собственный выбор, систематизируя и обобщая достижения в нефтегазовой отрасли и смежных областях
ОПК-6	Способен участвовать в реализации основных и дополнительных профессиональных образовательных программ, используя специальные научные и профессиональные знания
Профессиональные компетенции	
ПК(У)-1	Способность оценивать эффективность инновационных решений и анализировать возможные технологические риски их реализации.
ПК(У) - 2	Способность анализировать и обобщать данные о работе технологического оборудования, осуществлять контроль и техническое сопровождение.
ПК(У)-3	Способность обеспечивать безопасную и эффективную эксплуатацию и работу технологического оборудования нефтегазовой отрасли.
ПК(У)-4	Знание современных САД-САЕ-систем, их функциональные возможности для проектирования геометрических моделей изделий высокой сложности.
ПК(У)-5	Способность применять полученные знания для разработки и реализации проектов, различных процессов производственной деятельности на основе методики проектирования в нефтегазовой отрасли, а также инструктивно-

Код компетенции	Наименование компетенции
	нормативных документов.
ПК(У)-6	Способность к разработке учебно-методических материалов для первичной и периодической подготовки и аттестации специалистов в области обеспечения работы технологического оборудования
ПК(У)-7	Способность реализовывать программы профессионального обучения: планировать и проводить учебные занятия, оценивать достижение планируемых результатов для первичной и периодической подготовки и аттестации специалистов в области обеспечения работы технологического оборудования

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа: Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность): 21.04.01 Нефтегазовое дело/Машины и оборудование нефтяных и газовых промыслов
 Уровень образования: магистратура
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения (осенний / весенний семестр 2021 /2022 учебного года)

Форма представления работы:

Магистерская диссертация

(бакалаврская работа, дипломный проект/работа, магистерская диссертация)

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	18.06.2022
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
02.04.2022	1. Обзор нормативных документов и научно-технической литературы	30
25.04.2022	2. Проведение валидации разработанной модели резервуара вертикального стального аналитический методом	30
15.05.2022	3. Проведения исследования методом конечных элементов влияния дефектов уторного соединения на НДС РВС	30
01.06.2022	4. Оформление пояснительной записки и презентации доклада	10

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Никульчиков А.В.	к.ф.-м.н.		

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Манабаев К.К.	к.ф.-м.н.		

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа: Инженерная школа природных ресурсов

Направление подготовки: 21.04.01 Нефтегазовое дело/Машины и оборудование нефтяных и газовых промыслов

Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП

 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

**ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

Магистерская диссертация

(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ05	Крылову Артему Евгеньевичу

Тема работы:

Влияние дефекта уторного сварного шва на напряженно-деформированное состояние резервуара вертикального стального
--

Утверждена приказом директора (дата, номер)	08.02.2022, 39-38/с
---	---------------------

Срок сдачи студентом выполненной работы:	18.06.2022
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>Исходные данные к работе</p> <p><i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i></p>	<p>Объект исследования: уторное соединение резервуара вертикального стального 20000 м³. Объект относится к технологическому сооружению повышенной опасности, требующему особых условий эксплуатации. Режим работы: круглосуточный, периодический</p>
---	---

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Аналитический обзор нормативных документов и научно-технической литературы по теме магистерской диссертации 2. Численное и аналитическое исследование напряженно-деформированного состояния резервуара вертикального стального 20000 м³ 3. Исследование влияние дефектов уторного сварного соединения на напряженно-деформированное состояние резервуара 4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение 5. Социальная ответственность
--	---

<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i></p>	
<p>Раздел</p>	<p>Консультант</p>
<p>Финансовый менеджмент</p>	<p>Шарф Ирина Валерьевна</p>
<p>Социальная ответственность</p>	<p>Сечин Андрей Александрович</p>
<p>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</p>	
<p>Резервуар вертикальный стальной, Производство РВС, Характер и причины аварий РВС, Конструкция уторного соединения</p>	

<p>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</p>	
--	--

Задание выдал руководитель / консультант (при наличии):

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
<p>Доцент ОНД</p>	<p>Никульчиков А.В.</p>	<p>к.ф-м.н.</p>		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
<p>2БМ05</p>	<p>Крылов Артем Евгеньевич</p>		

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

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ05	Крылов Артем Евгеньевич

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	21.04.01 «Нефтегазовое дело»/ «Машины и оборудование нефтяных и газовых промыслов»

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

<i>1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	Оценка стоимости материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих ресурсов на проведение исследования напряженно-деформированного состояния уторного узла резервуара и технической диагностики вертикального стального резервуара
<i>2. Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	1. СТО Газпром РД 1.12-096-2004 2. Единые нормы времени и расценки на техническое диагностирование оборудования, сооружений и трубопроводов 3. РД 153-112-017-97 Инструкция по диагностике и оценке остаточного ресурса вертикальных стальных резервуаров
<i>3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Налоговый кодекс Российской Федерации 2. ФЗ №67 от 24.07.2009 в ред. от 26.03.2022

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<i>1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	Обоснование перспективности исследования напряженно-деформированного состояния уторного соединения резервуара и выявления дефектов сварных соединений при эксплуатации резервуаров вертикальных стальных в нефтяной промышленности
<i>2. Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	Расчет затрат при проведении исследования напряженно-деформированного состояния уторного соединения, выборе образца резервуара для исследования и проведения технической диагностики дефектов сварного шва.
<i>3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	Оценка экономической эффективности в выборе образца резервуара для исследования уторного сварного шва и проведения технической диагностики на наличие дефектов

Перечень графического материала:

:	
<i>1. Оценка конкурентоспособности научно-технического исследования</i>	
<i>2. Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности НИ</i>	
<i>3. Расчеты по техническому диагностированию</i>	

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОНД	Шарф Ирина Валерьевна	Д.Э.Н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ05	Крылов Артем Евгеньевич		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа		ФИО	
2БМ05		Крылов Артем Евгеньевич	
Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	ОНД
Уровень образования	магистратура	Направление/специальность	21.04.01 «Нефтегазовое дело» / «Машины и оборудование нефтяных и газовых промыслов»

Тема ВКР:

Влияние дефекта уторного сварного шва на напряженно-деформированное состояние резервуара вертикального стального
--

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<p>Введение</p> <ul style="list-style-type: none"> – Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика) и области его применения. – Описание рабочей зоны (рабочего места) при разработке проектного решения/при эксплуатации 	<p><i>Объект исследования: резервуар вертикальный стальной 20000 м³.</i></p> <p><i>Область применения: нефтегазовая отрасль.</i></p> <p><i>Рабочая зона: производственное помещение</i></p> <p><i>Размеры помещения: 4*5 м.</i></p> <p><i>Количество и наименование оборудования рабочей зоны: 2 рабочих места для выполнения работ сидя за компьютером</i></p> <p><i>Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне: проведение научно-исследовательских работ сидя за компьютером</i></p>
--	--

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при разработке проектного решения:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<ul style="list-style-type: none"> –ГОСТ Р 22.0.02; –2016–ГОСТ 22269-76; –ГОСТ 23000-78; –СанПиН 2.2.4.548-96; –СанПин 2.2.4.3359-16; –«Трудовой кодекс Российской Федерации» от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 16.12.2019); –ГОСТ 12.0.003-2015ССБТ; –ГОСТ 12.1.005-88ССБТ; –ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ; –ГОСТ 12.1.010-76 ССБТ; –ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ; –СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278–03; –СП 52.13330.2016; –Федеральный закон от 22.07.2013 г. №123–ФЗ;
<p>2. Производственная безопасность при разработке проектного решения:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Анализ выявленных вредных и опасных производственных факторов – Расчет уровня опасного или вредного производственного фактора 	<p><i>Анализ опасных факторов проектируемой произведённой среды в следующей последовательности:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> – механические опасности (источники, средства защиты); – термические опасности (источники, средства защиты); – пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения); – взрывоопасность и пожароопасность; – повышенная или пониженная температура

	<p>поверхностей оборудования, материалов. <i>Анализ опасных факторов проектируемой производённой среды в следующей последовательности:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> – климатические условия; – превышение уровней ионизирующих излучений; – повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны (по данному фактору проведем расчеты); – недостаточная освещенность рабочей зоны; – повреждение в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися.
3. Экологическая безопасность при разработке проектного решения	<p>Охрана окружающей среды:</p> <ul style="list-style-type: none"> – анализ воздействия объекта на атмосферу (загрязнение атмосферного воздуха); – анализ воздействия объекта на гидросферу (промышленные стоки и прорывы резервуаров в сточные воды) – анализ воздействия объекта на литосферу (разливание нефтепродуктов).
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при разработке проектного решения	<p>Разлив нефтепродуктов и его возгорание. Чрезвычайные ситуации при эксплуатации могут возникнуть в результате: внезапного выхода паров углеводородов, разгерметизации оборудования приводящих к возникновению взрыва и развитию пожара</p>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ООД	Сечин Андрей Александрович	К.Т.Н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ05	Крылов Артем Евгеньевич		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 124 с., 50 рис., 29 табл., 49 источников, 1 прил.

Ключевые слова: уторный узел, уторное сварное соединение, резервуар, РВС, дефекты сварных соединений.

Объектом исследования является уторный узел стальных вертикальных резервуаров.

Целью работы является исследование влияние дефекта уторного узла на изменение напряженно-деформированное состояние резервуара вертикального стального и расчет долговечности резервуара с наличием дефектов уторного сварного соединения.

В процессе исследования проводились: 1) аналитические и численные расчет напряженно-деформированного состояния резервуара вертикального стального; 2) расчеты и исследование напряженно-деформированного состояние уторного соединения в зависимости от наличия дефектов сварного соединения путем применения метода конечных элементов в программном комплексе «ANSYS»; 3) расчеты зависимости долговечности уторного узла РВС от вида и геометрической формы дефекта.

В результате исследования было выявлено влияние различных видов дефектов и размеров на напряженно-деформированное состояние уторного соединения РВС.

Область применения: нефтегазовое промышленность.

Оглавление

Введение.....	13
1 Резервуар вертикальный стальной	15
1.1 Производство резервуаров вертикальных стальных	16
1.2 Характер и причины аварий РВС	21
1.3 Резервуар вертикальный стальной	31
1.4 Конструкция уторного соединения	33
1.5 Дефекты сварных соединений	34
1.6 Обзор метода расчета напряженно-деформированного состояния РВС... ..	38
Вывод по главе	39
2 Аналитический расчет напряженно-деформированного состояния РВС	41
2.1 Разбор метода аналитического расчета	41
2.2 Результаты расчетов аналитическим методом.....	45
3 Исследование напряженно-деформированного состояния уторного соединения РВС при наличии сварных дефектов.....	50
3.1 Построение расчетной модели уторного узла.....	51
3.2 Исследования напряженно-деформированного состояния уторного сварного шва	52
3.3 Влияние дефектов уторного узла резервуара на долговечность сварных соединений	62
3.4 Результаты расчета долговечности сварных соединений при учете дефектов уторного узла резервуара	64
5 Социальная ответственность	92
Заключение	109
Приложение 1	116

Введение

В России, со времен начала добычи полезных ископаемых и по настоящий день произошло основание одного из самых крупных топливно-энергетических комплексов в мире, данный комплекс включает в себя огромную систему трубопроводного транспорта, хранения и переработки нефти и ее продуктов, что дает нашей стране большое влияние на мировом рынке.

Стараясь выполнить все большие показатели по добычи ресурсов, перемещают их добычу дальше на север и труднодоступные районы страны, где сложные климатические и грунтовые условия.

Еще в прошлом столетии были спроектировано и разработано множество проектов резервуаров, среди них одним из самых распространенных является резервуар вертикальный стальной (РВС), на территории России насчитывается около 100 тысяч резервуаров с объемом от 3000 до 100000 м³. И учитывая это, большая часть, около 60-70%, выработала свой эксплуатационный ресурс, что и приводит к увеличению возможных аварий, которые несут собой не только материальный, но и огромный экологический ущерб.

Поэтому, чтобы уменьшить или предотвратить негативные последствия аварий, необходимо обновить действующий парк резервуаров, однако данная процедура отнимет большое количество времени и материальных затрат, поскольку конструкция резервуаров имеет множество производственных особенностей. В связи с этим, актуальным является оценка технического состояния и ремонт существующих резервуаров.

Наиболее опасный случай напряженно-деформированного состояния – это хрупкое разрушение, которое происходит в основном по причине наличия дефектов сплошности. При этом хочется отметить, что в существующих отечественных нормативных документах давно не обновлялись требования к допускаемым дефектам сварных соединений.

Этими обстоятельствами обусловлена актуальность темы диссертационной работы, ее научная новизна и практическая значимость.

Целью работы является исследование влияние дефекта уторного узла на изменение напряженно-деформированное состояние резервуара вертикального стального и расчет долговечности резервуара с наличием дефектов уторного сварного соединения.

Задачи исследования:

- Провести литературный обзор по нормативным документам и научно-технической литературы для оценки НДС уторных соединений РВС с учетом типов дефектов сварных соединений.
- Провести валидацию разработанной конечно-элементной модели РВС и уторного соединения аналитическим методом.
- Рассчитать НДС уторного соединения резервуара при различных сварных дефектах.
- Провести оценку долговечности РВС с учетом дефектов и выявить их влияние.

1 Резервуар вертикальный стальной

Вопрос надежности резервуаров вертикальных стальных в процессе всего срока эксплуатации являются основными при их проектировании и эксплуатации.

Все конструкции и части резервуаров имеют рассчитанный запас прочности для безопасной эксплуатации на всех этапах жизненного цикла резервуара [1; 2; 3].

Согласно положениям ГОСТ 31385-2016, резервуары при проектировании резервуара учитываются множество комбинаций нагрузок и воздействий (сейсмика, перепады температур, коррозия конструктивных элементов и многое другое).

В период проектирования резервуара учитывают различные параметры надежности, такие как: геометрические характеристики конструкций резервуаров, параметры материалов, контроль качества сварных соединений, используемые при изготовлении и монтаже конструкции допуски.

Также дополнительным критерием надежности в процессе проектирования резервуара является нормативный срок эксплуатации, который рассчитывается относительно количества циклов испытания нагрузки до полного разрушения и выхода из строя узлов резервуара, в том числе и уторных [4; 5]. И исходя из этого выводится порядок диагностики резервуара в процессе эксплуатации, перечень и периодичность необходимых диагностических мероприятий [6-9]. При этом на перечень и периодичность диагностирующих мероприятий влияют условия эксплуатации резервуара, также эти условия влияют на проведения осмотров и техническое обслуживание резервуаров [10].

В результате всех диагностических мероприятий и учитывая нормативный срок службы резервуара, ему устанавливают расчетный срок службы или остаточный ресурс.

Остаточный ресурс резервуара определяется долговечностью сооружения, фундамента или основания и обосновывается выполнением

требований нормативных документов по обслуживанию и ремонту, включающих в себя диагностирование резервуарных конструкций, фундамента и основания, а также всех видов оборудования, обеспечивающего их безопасную эксплуатацию [11;12;13].

Если происходит выявления различных дефектов в конструкции резервуара это может привести не только к пересмотру расчетного срока службы резервуара, но и даже полному выводу из эксплуатации.

Расчет остаточного ресурса по результатам диагностирования должен также включать в себя расчеты по коррозионному износу, малоцикловой усталости и трещинно-стойкости [14-17]. При циклическом нагружении в структуре металлоконструктивных элементов резервуара (стенка, окрайка днища) возникают усталостные повреждения, при достижении критического значения перерастающие в трещины.

1.1 Производство резервуаров вертикальных стальных

Согласно ГОСТ Р ГОСТ 31385-2016, резервуар вертикальный стальной или РВС является наземным инженерным сооружением, которое используется с целью приема, хранения и выдачи нефти, нефтепродуктов, воды и других различных жидкостей.

Все резервуары, которые обеспечивают функцию хранения нефти и ее продуктов относят к первому повышенному уровню ответственности сооружений по ГОСТ 27751 и СП 20.13330.2011. При этом существует классификация резервуаров по объему хранимого в нем продукта (ГОСТ 31385-2016) и по данному документу они разделены классы опасности, представленные на рисунке 1 [3].

Класс резервуара	Описание
Класс «I»	резервуары объемом более 50000 м ³ ;
Класс «II»	резервуары объемом от 20000 включительно до 50000 м ³ включительно, а также резервуары объемом от 10000 до 50000 м ³ включительно, расположенные непосредственно по берегам рек, крупных водоемов и в черте городской застройки;
Класс «III»	резервуары объемом от 1000 и менее 20000 м ³
Класс «IV»	резервуары объемом менее 1000 м ³

Рисунок 1 – Классификация по классам опасности резервуаров по ГОСТ Р 52910-2008 [3]

По конструктивным особенностям РВС делятся на следующие виды:

Класс резервуара	Схема резервуара
Резервуар со стационарной крышей без понтона (РВС)	
Резервуар со стационарной крышей с понтоном (РВСПК)	
Резервуар с плавающей крышей (РВСП)	
Резервуар с защитной стенкой (РВСЗС)	

Рисунок 2 – Классификация резервуаров по конструктивным особенностям

При рассмотрении конструкции резервуара вертикального стального можно выделить основные несущие элементы:

- Бескаркасная крышка;
- Каркас;
- Опорное кольцо каркасной крыши;
- Стенка и ее крепления (также учитываются патрубки и люки);
- Кольцо жесткости;

– Окрайка днища.

К основным ограждающим элементам резервуара относят:

- Центральная часть днища;
- Понтон;
- Плавающая крыша;
- Настил стационарной крыши.

Исследуя руководство безопасности вертикальных резервуаров, предназначенные для хранения нефти, их также необходимо разделять по технологии изготовления и монтажа листовых конструкций: днища, стенок, настила крыш и др.):

Технология изготовления и монтажа	Описание метода	Схема
Рулонная сборка	Листовые конструкции которых изготавливаются и монтируются в виде рулонизируемых полотнищ	
Полистовая сборка	Изготовление и монтаж всех листовых конструкций которых ведется из отдельных листов	
Комбинированная сборка	Часть листовых конструкций которых изготавливается и монтируется из отдельных листов, а часть – в виде рулонизируемых полотнищ	

Рисунок 3 – Технологии изготовления и монтажа конструкций резервуаров вертикальных стальных

Разберем подробнее метод рулонирования, так как он является наиболее распространенным и эффективным методом изготовления резервуаров вертикальных стальных. В данном методе все конструкции, которые выполняются из листовых материалов: стенка, днище, кровля и

другие, изготавливают в виде длинных полотен обработанных листов размером 1,5 м на 6 м.



Рисунок 4 – Сборка стенки резервуара из листового полотна в условиях открытой и закрытой площадки

Для облегчения момента транспортировки заранее изготовленные и обработанные полотнища сворачивают в менее габаритный рулон (рисунок 5) на стендах рулонирования (рисунок 7). Обработанное листовое полотнище сворачивают на специальный каркас (максимальная высота рулона может составлять 18 м, рисунок 6), или же на шахтную лестницу, которая входит в состав изготавливаемого резервуара (диаметр лестницы должен быть менее 2,6 м), данные конструкции обеспечат жесткость рулона при транспортировке и дальнейших погрузочно-разгрузочных работ.



Рисунок 5 – Подготовленное полотно для стенки резервуара в виде рулона



Рисунок 6 – Общий вид каркаса бедующего рулона



а)

б)

Рисунок 7 – Стенды рулонирования: а) одноярусный стенд, б) двухъярусный стенд

Транспортировка элементов конструкции резервуаров осуществляется разным транспортом, наиболее распространенные способы – это автомобильным и железнодорожным (рисунок 8). Выбор способа зависит от габаритных характеристик груза, сложности и возможности условий передвижения. Если рассматривать автомобильную транспортировку, то она производится на тягачах с низкорамными платформами больших грузоподъемностей. При железнодорожном транспортировании, рулоны располагают на четырехосных платформах имеющие грузоподъемность 60 тонн.



Рисунок 8 – Транспортировка рулонных заготовок для конструкции резервуара: а) автомобильный транспорт, б) железнодорожный транспорт

После того, как рулоны будут доставлены до строительной площадки начинается процесс сборки. Сборку вертикальных резервуаров можно разделить на пять этапов: сборка днища, сборка корпуса, сборка несущих конструкций покрытия, сборка настила и кровли и сборка оборудования. Все элементы конструкции собираются в их необходимых положениях и крепятся временным соединением и потом только свариваются.

Проведя анализ классификации резервуаров, можно сделать вывод о том, что из-за конструктивных особенностей, большой сферы применения существует большая номенклатура типов и назначений резервуаров.

Рассматривая нашу страну, в выборе резервуаров есть большой ряд специфических условий, которые нужно обязательно учесть – это большие температурные колебания, большие снеговые и ветровые нагрузки, сейсмика, вечномёрзлые и сложные типы грунтов, все это на прямую влияют на все стадии создания резервуара: разработка модели, изготовление, сборка и эксплуатация.

1.2 Характер и причины аварий РВС

Исследуя литературу по теме аварии резервуаров вертикальных стальных, можно отметить закономерность между увеличением числа непредвиденных аварий РВС и увеличением объема и стоимости работ по ремонту (рисунок 9) [19]. Также в исследовании [19], указывают на основную

причину такого резкого снижения эксплуатационной надежности и эффективности резервуаров, и основная причина – это большой износ основных фондов резервуаров.

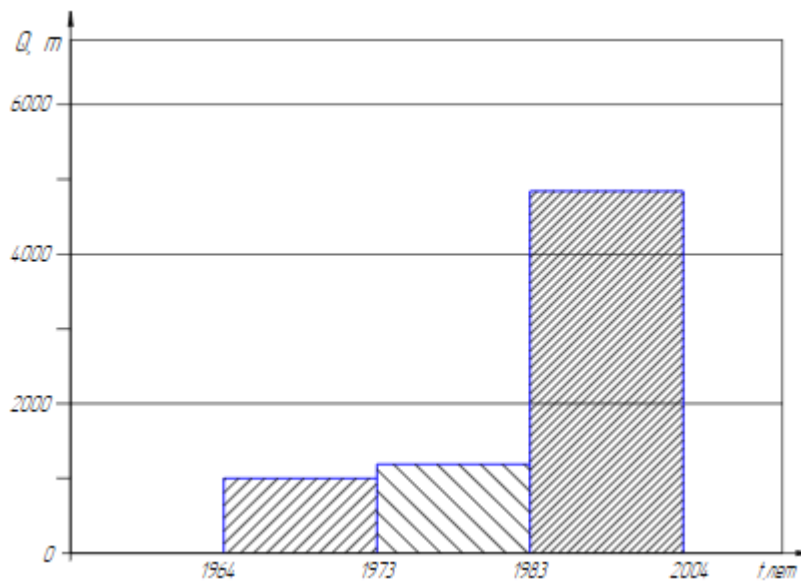


Рисунок 9 – Динамика аварийности РВС (по совокупной массе конструкций) за период с 1964 по 2004 гг. [19]

В работе Васильева Г.Г. [20] были выделены основные факторы, из-за которых происходили аварии резервуаров (рисунок 10) и представлена диаграмма аварий РВС (рисунок 11).

Основные причины аварий РВС



Рисунок 10 – Основные причины аварий [20]

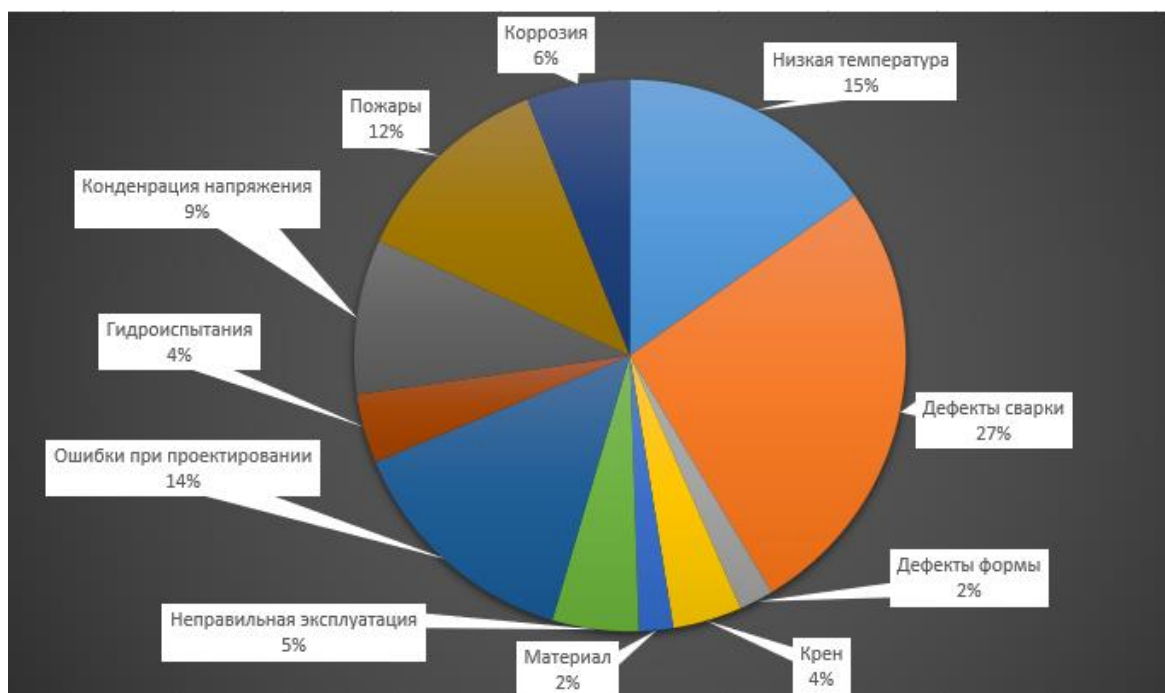


Рисунок 11 – Диаграмма причина аварий РВС

Также необходимо учесть тот факт, что авария резервуара в большинстве случаев влечет за собой большие потери нефти или нефтепродуктов, но и также колоссальный вред экологии, не говоря о возможных жертвах людей (рисунок 12). При этом, если сравнивать первичные затраты на постройку резервуара и ущерб от аварии, то их разница превышает почти 500 раз. Исходя из этого, вопрос обеспечения надежности резервуаров и их конструкция остается актуальным и к тому же, нерешенным [20].



Рисунок 12 – Последствия аварии резервуара в г. Норильск ТЭЦ-3, 2020г.

Если рассматривать статистические данные по дефектам РВС, можно сказать о том, что большая часть дефектов относится к монтажному периоду,

скорее всего это связано с действием человеческого фактора, который имеет наименьшую степень управления и контроля (рисунок 13). Если рассмотреть распределение дефектов по элементам конструкции резервуара, то наиболее сосредоточенным место является стенка резервуара (рисунок 14).

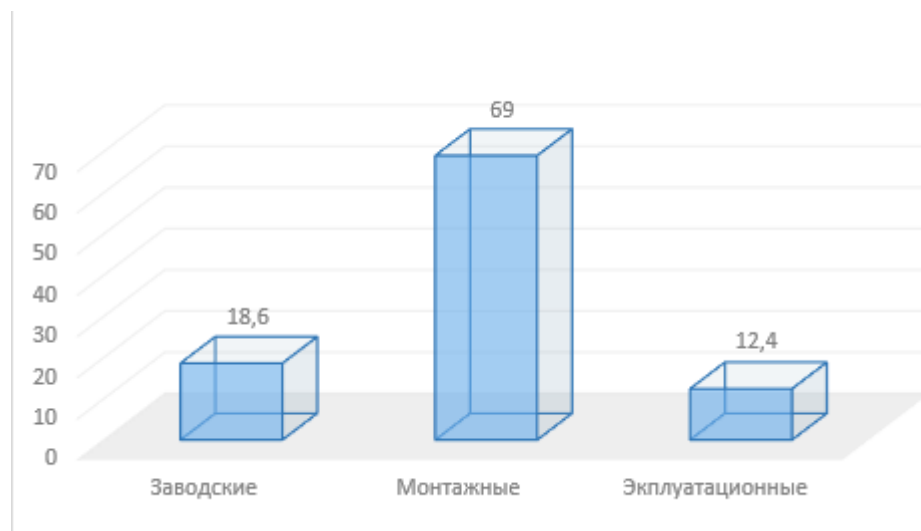


Рисунок 13 – График распределения дефектов РВС

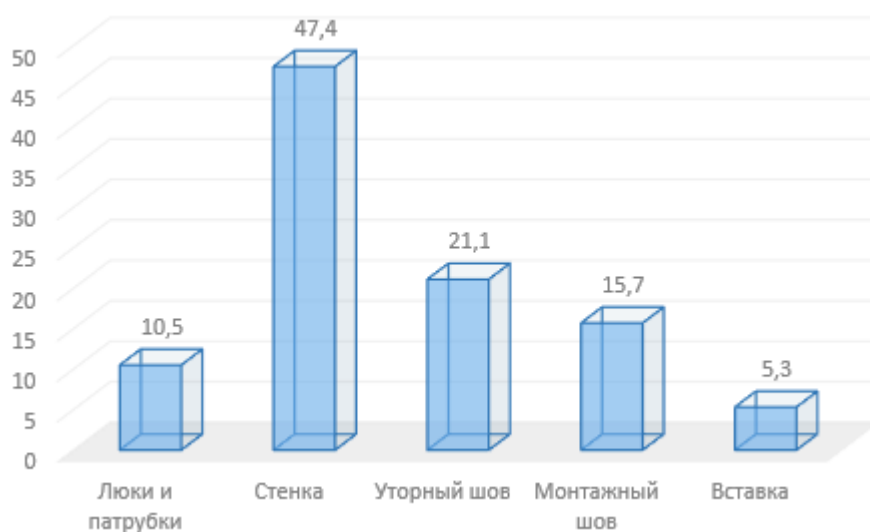


Рисунок 14 – График распределения дефектов в РВС по местоположению

Далее мы рассмотрим на рисунках 15 – 22 различные примеры дефектов РВС.



Рисунок 15 – Локальная деформация стенки резервуара



Рисунок 16 – Угловатость монтажного шва



Рисунок 17 – Задиры поверхности стенки



Рисунок 18 – Подрез сварного шва



Рисунок 19 – Одиночные газовые поры



Рисунок 20 – Скопление газовых пор



Рисунок 21 – Трещина образованная вдоль сварного шва



Рисунок 22 – Трещина образованная поперек сварного шва

Анализируя данные из диаграмм на рисунках 13 и 14, получаем, что наиболее распространёнными местами дефектов является стенка резервуара (47,4%) и уторное соединение (21,1%), а причинами являются: хрупкое разрушение и конструктивные концентраторы напряжений. Поэтому, возникает практический интерес к вопросу изучения причин, последствий и мероприятий по предотвращению аварий резервуаров [20].

Рассмотрим один из случаев последствий хрупкого разрушения из-за дефекта сварного соединения резервуара вертикального стального [21].

Авария произошла в Красноярском крае в январе 1983 г., в ходе аварии произошел ресурсный отказ РВС объемом 5000 м³, резервуар был заполнен первичными продуктами переработки нефти.

На момент аварии температура окружающего воздуха достигала – 35 °С. Резервуар был изготовлен по технологии рулонирования и на тот момент находился в эксплуатации порядка 8 лет. По записям в журналах ежедневных осмотров находился в исправном состоянии. Температура заполняющей жидкости составляла 40 °С, заполнен резервуар был за три недели до разрушения. Резервуар был собран и изготовлен из листов стали ВСтЗсп-5, имеющей ГОСТ 380-71 поставки.

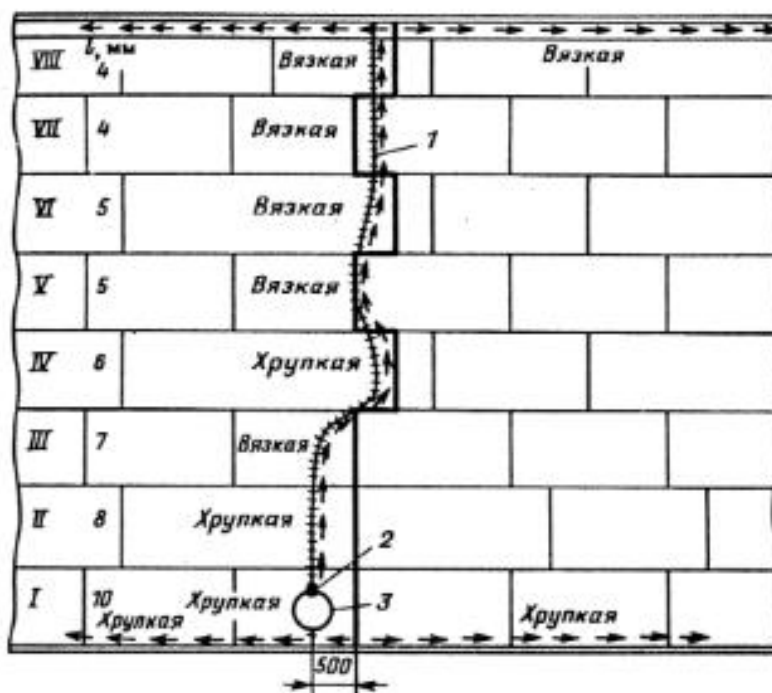


Рисунок 23 – Траектория трещины по стенке резервуара:

1 – траектория трещины, 2 – сварной шов корпуса люк-лаза, 3 – люк-лаз

В ходе осмотра и первичного анализа объектов результата разрушения резервуара было установлено, что разрыв стенки резервуара произошел по образующей по всей высоте и в результате стенка была оторвана от днища и кровли. После исследования было также установлено, что динамические нагрузки не могли предшествовать аварии.

После проведенных исследований получилось определить, что трещина возникла в сварном шве люка-лаза (рисунок 23), так как там имелся дефект

сварного шва – непровар длиной 36 мм. Из непровара произошло возникновение хрупкой трещины и разрушив корпус люк-лаза, трещина перешла на основной металл стенки резервуара, что и привело к полному разрушению.

И если посмотреть статистику данных по хрупким разрушениям резервуаров, можно сделать вывод о том, что большинство аварий и разрушений происходит из-за дефектов сварных соединений, которые образуют трещины, возникающие в местах концентрации напряжений. Под основными местами, где могут сконцентрироваться напряжения являются технологические отверстия, уторное и монтажные соединения. Кроме этого, другая часть разрушений происходит в результате многоциклового усталости конструкции резервуара, которая также возникает в процессе сварных работ и при термических воздействиях.

Международный институт сварки (МИС) в 1970-х годах провел статистический анализ факторов, которые приводили к разрушению сварных соединений. Анализ являлся анонимным . Институт разослал анкеты в разные предприятия с точными вопросами об данных о разрушениях. В результате удалось получить ответ на 132 анкеты с полной информацией. Анкета включала в себя один из вопросов: наименование фактора причины аварии. На основе ответа на данный вопрос составим таблицу 1 [22].

Таблица 1 – Статистическая характеристика факторов причин аварий

[22]

Наименование фактора причины аварии	Количество случаев, %	Частота появления в анкетах, %
Конструктивные концентраторы	18	13,6
Усталостные трещины	9	6,8
Коррозионные трещины	1	0,78
Технологические надрезы (кроме сварочных)	9	6,8
Трещины в зоне термического влияния	3	2,5
Трещины в металле шва	2	1,6
Другие дефекты сварки (поры, непровары и т.п.)	9	6,8
Внешняя нагрузка (перегрузка конструкции)	8	6,1
Термические напряжения	6	4,5
Пониженная ударная вязкость основного металла	26	19,7
Остаточные напряжения	17	12,9
Дефекты структуры основного металла	0	0
Старение металла и его наклеп	14	10,6
Неправильная термообработка	3	2,3
Дефекты закалки и отпуска	1	0,78
Другие дефекты технологии	0	0
Структура и состав металла шва	0	0

Анализируя полученные данные в таблице, можно отметить, что наиболее частым фактором является пониженная ударная вязкость основного металла (19,7%), но фактор нельзя считать определяющим, ведь он встречается только в одном случае из пяти. Другие факторы конструктивные концентраторы (13,6%), остаточное напряжение (12,9%) и старение металла и его наклеп (10,6%) вообще встречаются в одном случае из десяти.

Поэтому можно сделать вывод, что аварии происходят при воздействии нескольких факторов в одно время, однако в принятой методике расчета резервуаров на прочность не учитываются некоторые факторы, например, остаточное напряжение. Исходя из этого, обеспечение надежной эксплуатации резервуаров является достаточно сложно, но актуальной задачей. И чтобы повысить надежности и долговечность РВС еще на стадиях создания проекта, должно большее внимание уделяться к сварным соединениям резервуаров.

1.3 Резервуар вертикальный стальной

Для исследования будет взят один из самых распространенных в эксплуатации на территории России резервуар – резервуар вертикальный стальной объемом 20000 м³.

Данный резервуар в основном выполняется по методу рулонирования, что является один из факторов наличия дефектов сварных соединений и остаточных напряжений в сварном шве, которые как раз и будут оказывать сильное влияние на напряженно-деформированное состояние резервуара.

В работе будет рассмотрен резервуар вертикальный стальной объемом 20000 м³.

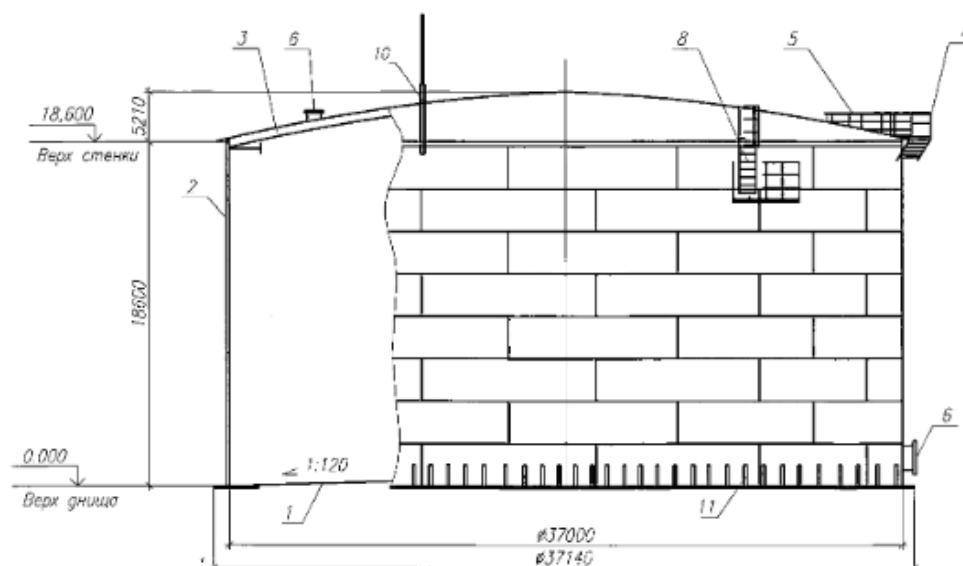


Рисунок 25 – Общий вид РВС–20000 м³

Далее рассмотрим основные характеристики выбранного резервуара в таблице 2.

Таблица 2 – Основные характеристики РВС-20000 м³

Номинальный объем, м ³	20000
Внутренний диаметр стенки, мм	39900
Высота стенки, мм	17910
Плотность продукта, кг/ м ³	792
Расчетная высота налива, мм	17100
<i>Стенка РВС-20000</i>	
Количество поясов, шт	9
Толщина верхнего пояса, мм	10
Толщина нижнего пояса, мм	22
<i>Днище РВС-20000</i>	
Количество окраек, шт	22
Толщина центральной части, мм	5
Толщина окраек, мм	18
<i>Масса конструкций, кг</i>	
Стенка	242535
Днище	68852
Крыша	102641
Дополнительное оборудование	11950

Для расчета была принята схема резервуара в виде тонкостенной оболочки высотой 18,6 м и диаметров 37,14 м. Приложенные нагрузки на резервуар имеют следующую схему воздействия – рисунок 26.

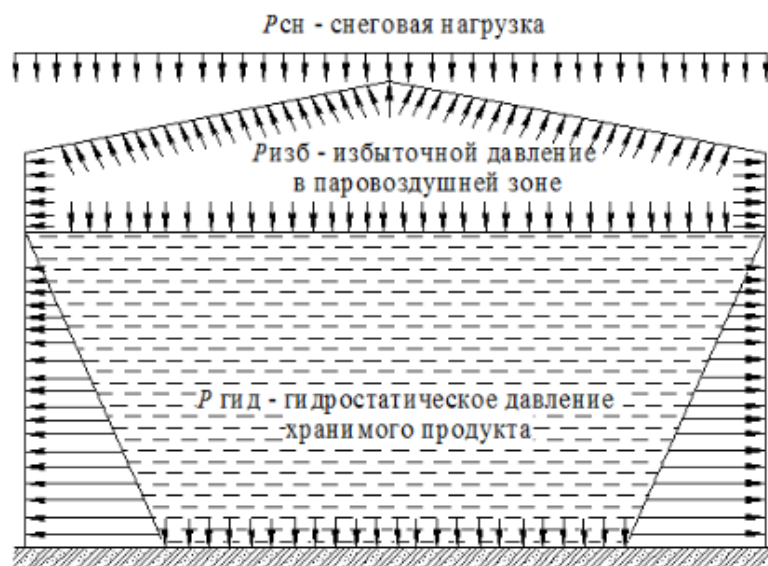


Рисунок 26 – Схема расположения действующих нагрузок на резервуар

Также рассмотрим подробнее уторный узел резервуара, так как он является наиболее нагруженным и опасным с точки зрения аварийности. Конструкция используемого уторного соединения приведена на рисунке 27.

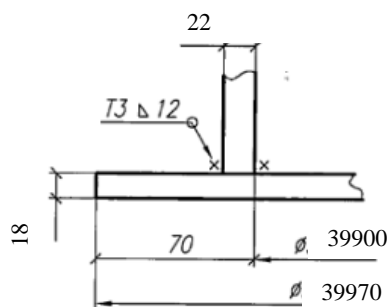


Рисунок 27 – Конструкция уторного узла

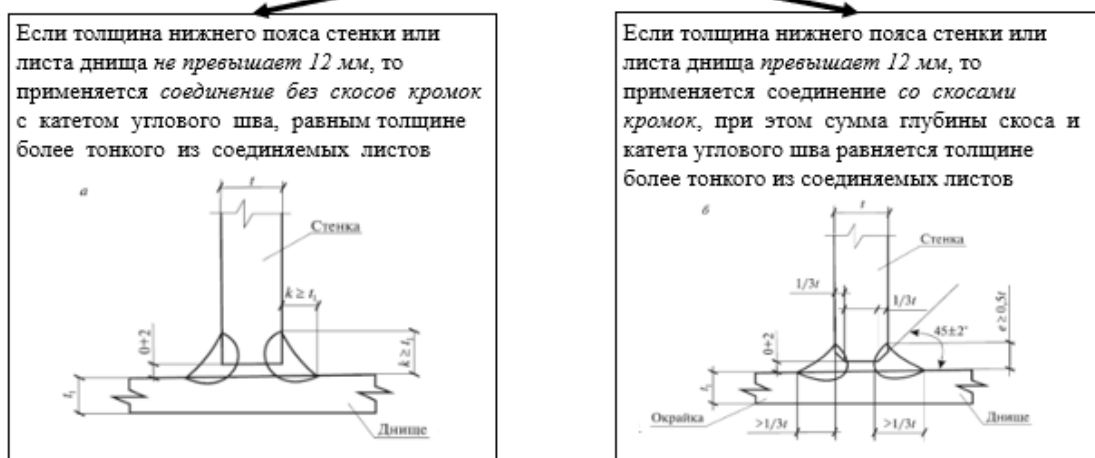
1.4 Конструкция уторного соединения

Если обратиться к разделу 1.2 наблюдаем, что достаточно значительная часть аварий и отказов резервуаров (21,1%) имеют свое происхождение в уторном узле резервуара, который в процессе эксплуатации имеет множество напряжений, что вызывает сложное напряженно-деформированное состояние этого узла.

В руководстве по безопасности резервуаров вертикальных стальных для нефти и нефтепродуктов указывается конструкция уторного узла (п 3.2.4.) [23]:

Соединение дна и стенки резервуара осуществляют двумя способами: двусторонним тавровым соединением без скоса кромок или с двумя симметричными скосами нижней кромки листа стенки. При этом, катет углового шва таврового соединения рекомендуется выполнять не более 12 мм (рисунок 24).

Соединение дна со стенкой



а – при толщине нижнего пояса стенки или окраски до 12 мм включительно; б – при толщине нижнего пояса стенки или окраски свыше 12 мм; t – толщина стенки; t₁ – толщина окраски; k – величина катета шва

Рисунок 24 – Варианты соединения дна и стенки резервуара

Если рассмотреть уторный узел резервуара по напряженно-деформированному состоянию, то это часть резервуара является наиболее нагруженной, ведь данное соединение расположено в зоне больших остаточных напряжений, которые возникают не только в самом соединении, но и в околошовной зоне соединения. Также нагрузка на соединение увеличивается из-за других факторов, например неравномерной осадки основания, что вызывает дополнительные сложные напряжения. Но и это еще не все, узел находится в очень активно-коррозионной среде, что в плюсе с постоянными напряжениями создает очень сложное напряженно-деформированное состояние.

1.5 Дефекты сварных соединений

С каждым годом неотъемлемой частью любого производства, связанного с таким методом, как сварка, становится контроль дефектов сварных соединений. Резервуар вертикальный стальной является конструкцией с очень большим количеством сварных соединений, к которым нужно относиться с огромной ответственностью из-за его особенностей применения в производствах для хранения опасных продуктов.

В действующем руководстве по безопасности для сварных вертикальных резервуаров разработан регламент для контроля сварного соединения стенок РВС (таблица 3) [23].

Таблица 3 – Определение степени опасности для сварного соединения

Зона контроля	Степень опасности резервуара				
	IV	III		II	I
		1000-9000 м ³	10000-20000 м ³		
Вертикальные сварные соединения в поясах					
1,2	20	25	50	100	100
3,4	5	10	25	50	100
5,6	2	5	10	25	50
Остальные	-	-	5	10	25
Горизонтальные сварные соединения между поясами					
1-2	3	5	10	15	20
2-3	1	2	5	5	10
3-4	-	-	2	2	5
Остальные	-	-	-	2	2

Анализируя данные таблицы 3, можно сделать вывод о том, что контроль за дефектами сварных соединений многое не учитывает и имеет не 100% объем контроля. Это может означать, что в местах, где будет меньше

контроля может оказаться дефект, которые могут быть не допустимые в соответствии с ГОСТ 23055-78 «Контроль неразрушающий. Сварка металлов плавлением. Классификация сварных соединений по результатам радиографического контроля».

Для учета дефектов сварных соединений, поможет определиться степень опасности резервуара. Допустим для 3 степени опасности регламентированные данные по допустимым дефектам сварного соединения приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Допустимые дефекты сварных соединений резервуар

№ п/п	Толщина свариваемых элементов, мм	Поры или включения		Суммарная длина, мм
		Ширина (диаметр), мм	Длина, мм	
1	2	3	4	5
1.	от 5 до 8 включительно	1,0	3,0	10,0
2.	от 8 до 11 включительно	1,2	3,5	12,0
3.	от 11 до 14 включительно	1,5	5,0	15,0
4.	от 14 до 20 включительно	2,0	6,0	20,0
5.	от 20 до 26 включительно	2,5	8,0	25,0
6.	от 26 до 34 включительно	3,0	10,0	30,0

Рассматривая таблицу 4, можно сделать вывод о том, что даже на участке, где будет осуществляться контроль могут быть допустимые сварные дефекты, но в ограниченном объеме.

При этом, как уже было отмечено ранее, что большая часть резервуаров имеют срок эксплуатации более 30 лет. В течении этого времени изменились многие регламентирующие и нормативные документы, которые определяли дефекты сварного соединения и их объем для контроля, кроме этого, изменились и параметры допустимых дефектов. Все это нам говорит лишь о том, что многие сварные конструкции, которые были выполнены ранее могут не соответствовать требованиям действующих нормативных документов и могут быть аварийными.

При проведении ультразвуковой дефектоскопии сварных соединений стенок РВС в резервуарах, которые находятся в эксплуатации, в объеме 100% выявляют многочисленное наличие дефектов сплошности тел. При чем данные дефекты превышают допустимые значения показателей регламентируемых документов. Если вновь обратиться к действующему нормативному документу по

изготовлению стенки резервуара методом рулонирования – контроль дефектов в данных местах не проводится [24].

Отсюда и возникает вопрос о качественных показателях сварных соединений и допустимости эксплуатации таких резервуаров.

В работе [22] был проведен статистическое исследования наличия дефектов при соединения сваркой для стали 09Г2С. Сварка осуществлялась автоматическим способом под слоем флюса для различных групп по толщине пластин: от до 6 мм, от 6 до 12 мм и от 12 до 20 мм. Результаты представлены ниже на рисунках 28-30 и таблицах 5-7.

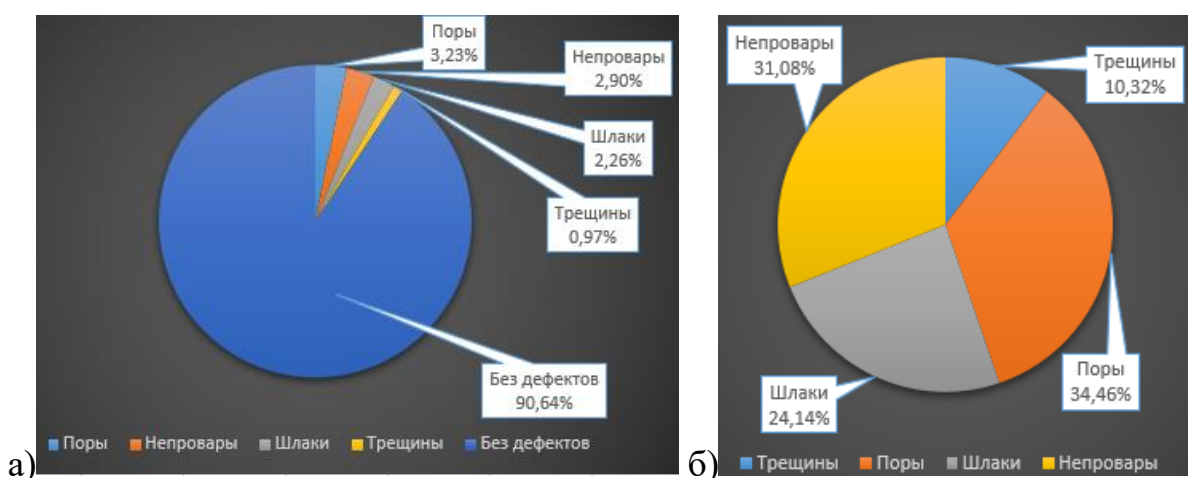


Рисунок 28 – Статистика наличия дефектов при сваривании пластин стали толщиной до 6 мм: а) количество дефектов в общем числе изделий б) процентное соотношение дефектов

Таблица 5 – Статистика дефектности соединений из стали 09Г2С пластин толщиной до 6 мм

Тип дефекта	Размер дефекта						Среднеквадратичное отклонение	
	Минимальный		Средний		Максимальный			
	Скопление	Ø	Скопление	Ø	Скопление	Ø		
Поры	3	0,5	56,61	0,78	280	3	83,89	0,91
Непровары	10		84,8		280		106,41	
Шлаковые включения	10		71,84		200		85,38	

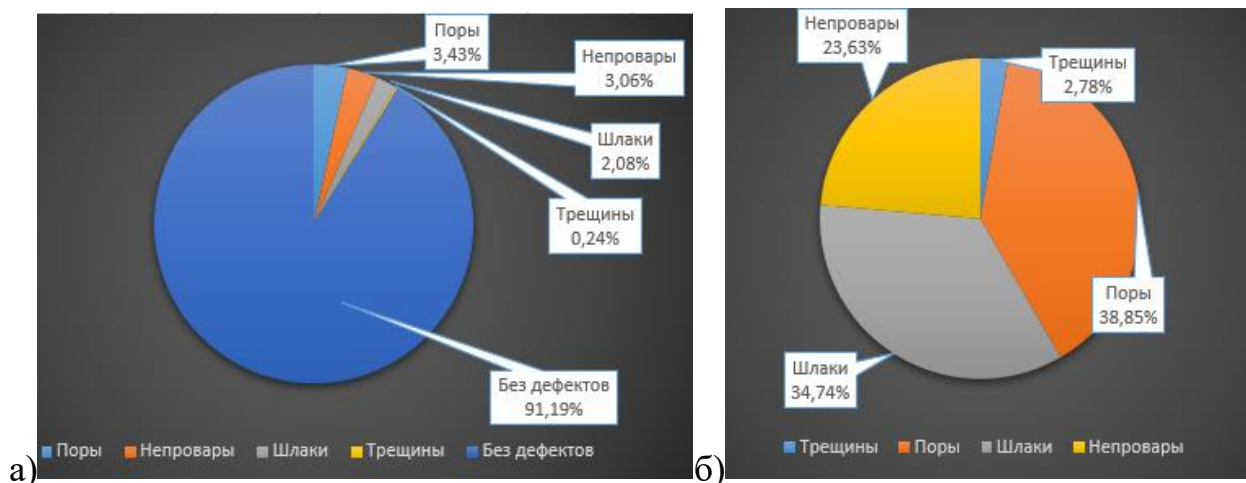


Рисунок 28 – Статистика наличия дефектов при сваривании пластин стали толщиной от 6 до 12 мм: а) количество дефектов в общем числе изделий б) процентное соотношение дефектов

Таблица 5 – Статистика дефектности соединений из стали 09Г2С пластин толщиной от 6 до 12 мм

Тип дефекта	Размер дефекта						Среднеквадратичное отклонение	
	Минимальный		Средний		Максимальный			
	Скопление	Ø	Скопление	Ø	Скопление	Ø		
Поры	10	0,5	44,78	1,68	280	3	66,76	0,78
Непровары	5		44,87		200		62,85	
Шлаковые включения	7		72,95		280		93,27	

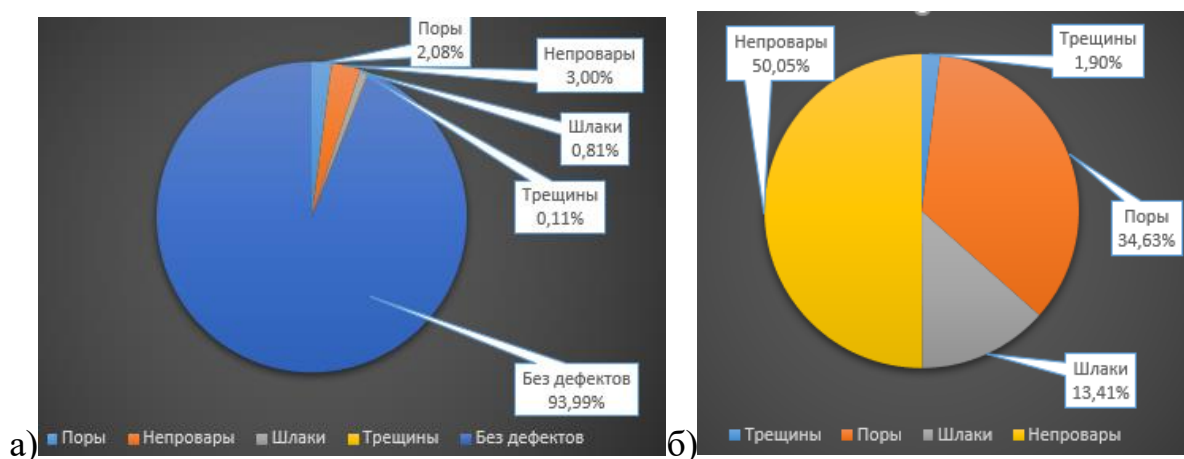


Рисунок 29 – Статистика наличия дефектов при сваривании пластин стали толщиной от 12 до 20 мм: а) количество дефектов в общем числе изделий б) процентное соотношение дефектов

Таблица 6 – Статистика дефектности соединений из стали 09Г2С пластин толщиной от 12 до 20 мм

Тип дефекта	Размер дефекта						Среднеквадратичное отклонение	
	Минимальный		Средний		Максимальный			
	Скопление	Ø	Скопление	Ø	Скопление	Ø		
Поры	3	1,5	47,5	0,94	90	3	68,71	1,22
Непровары	10		83,9		280		95,66	
Шлаковые включения	2		93,14		280		107,53	

Анализируя приведенные выше исследования, можно сказать, что наиболее распространенными дефектами в сварных соединениях являются поры и непровары.

Существует два метода решения данной задачи, первый метод, это ремонтная сварка уже существующих соединений, только данный метод является очень затратными и трудоемким. Второй метод – это проведения расчетов сварных соединений резервуаров с учетом наличия недопустимых дефектов и напряжений с конечной оценкой их остаточного эксплуатационного ресурса.

1.6 Обзор метода расчета напряженно-деформированного состояния РВС

Большое количество методов, которые используются для расчетов напряженно-деформированного состояния РВС на данный момент времен не дают достаточно достоверную точность для оценки прочности РВС. Применяют численные методы решения таких задач за счет того, что они учитывают возникающие нагрузки и свойства материалов ускоряют процесс решения данной задачи.

Наиболее распространенным численным методом является метод конечных элементов, так как имеется ряд достоинств по сравнению с другими, это: минимальные требования к исходным данным и доступная форма полученного результата. Например, работы Х.М. Муштари, В.Л. Березина и др. [25-28], в котором был рассмотрен метод конечных элементов, как наиболее

достоверное средство для анализа напряженно-деформированного состояния конструкций резервуара.

Но возникает сложность задач по созданию моделей элементов конструкций резервуара, ведь они становятся все сложнее по форме. В связи с этим разработанные модели для расчета до этого времени являются недостаточно актуальными и доработанными.

И чтобы проверить точность составленной модели резервуара по методу конечных элементов, был проведен аналитический расчет напряженно-деформированного состояния РВС.

Вывод по главе

Дефекты сплошности материалов, а именно дефекты, которые возникают в процессе сварочных работ являются неотъемлемой частью соединений выполненных сваркой. Эти дефекты при наличии усталостного и хрупкого разрушения являются определяющими таких факторов, как эксплуатационного ресурса, так и надежности всего резервуара.

Изучая литературу по данной теме, было определено, что количество отказов и аварий, которые произошли по причине некачественных сварных соединений составило более 20%. При этом большая часть этих дефектов находилась в уторном узле резервуара, который находится в очень сложном напряженно-деформированном состоянии. Так как на данный узел накладываются большие воздействия остаточного напряжения и различные по типу осадки основания резервуара, которые приводят к неравномерным деформациям всей конструкции.

Фонд резервуаров очень велик, но в настоящее время большая часть резервуаров была спроектирована и смонтирована по нормативным документам, которые сейчас почти не актуальны и были пересмотрены. Ведь в документах, которые действовали ранее, были более низкие требования к качеству выполнения сварных соединений и их контроля. Это может означать то, что к данным резервуаром необходимо более пристальное внимание и более качественная проверка их при эксплуатации.

И исходя из этого, чтобы оценить напряженно-деформированное состояние и ремонтпригодность резервуара, их остаточный эксплуатационный ресурс, возникает большая необходимость в точном понимании в каком состоянии находятся конструкция и узлы резервуара в данный момент.

2 Аналитический расчет напряженно-деформированного состояния РВС

2.1 Разбор метода аналитического расчета

Краевой эффект – это эффект, возникающий в месте стыка стенки и дна резервуара, приводит к образованию изгибающих моментов, поперечных сил и кольцевых усилий.

В уторном узле резервуара в результате ограниченных радиальных деформаций стенки и дна, появляется совместное воздействие изгибающего момента и поперечной силы. Уторный узел является статически неопределимым, и для расчета удобно использовать метод сил. В данном методе система уравнений составляется из двух статически определенных систем, образованных путем мысленного разделения стенки и дна в точке их соединения. Получение ответа на задачу сводится к решению этих двух систем. На рисунке 30 можно наблюдать расчетную схему приложения нагрузок для расчета по силовому методу.

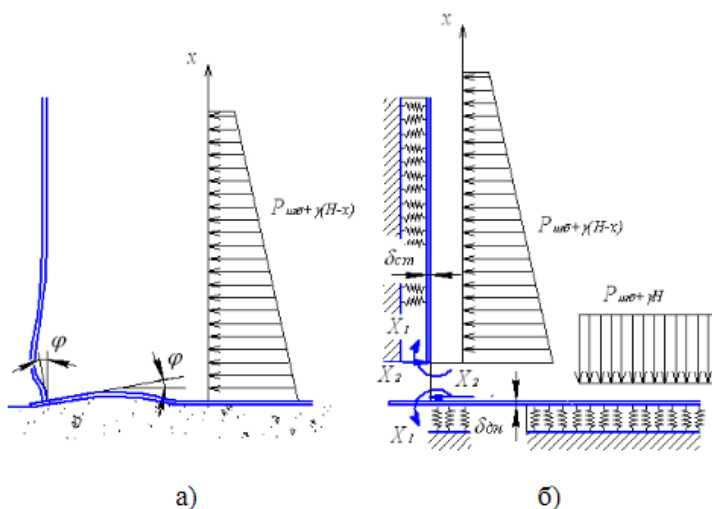


Рисунок 30 – Расчетная схема приложения нагрузок для уторного узла по методу сил: а) совместная деформация стенки и дна (исходная система), б) основная система для расчета методом сил

В ходе расчета участки резервуара рассматриваются как сектор единичной ширины, образованный от оси симметрии до внешней образующей резервуара. Перед составлением системы уравнений, в них вводят неизвестные

величины X_1 и X_2 – изгибающий момент и поперечная сила соответственно. Ответ на решение системы уравнений – это определение введенных неизвестных величин, при этом должно выполняться основное условие совместного перемещения стенки и днища резервуара в уторном узле. Все остальные перемещения элементов в горизонтальной плоскости от воздействия изгибающих моментов, внешних и поперечных сил принимаются равными нулю. В итоге получаем система уравнений (1):

$$\begin{cases} (\delta_{11}^{ст} + \delta_{11}^{дн}) \times X_1 + \delta_{12}^{ст} \times X_2 + \Delta_{1p}^{ст} + \Delta_{1p}^{дн} = 0 \\ \delta_{21}^{ст} \times X_1 + \delta_{22}^{ст} \times X_2 + \Delta_{2p}^{ст} = 0 \end{cases}, \quad (1)$$

где $\delta_{ij}^{ст}$, $\delta_{ij}^{дн}$ – единичные перемещения стенки и днища от единичного момента X_1 и единичной силы X_2 ;

$\Delta_{ip}^{ст}$, $\Delta_{ip}^{дн}$ – единичные перемещения стенки и днища от внешних нагрузок.

Единичные перемещения стенки и днища резервуара $\delta_{ij}^{ст}$ и $\delta_{ij}^{дн}$ получаются из решения дифференциальных уравнений, которые описывают положение оси днища и стенки, как балок на упругом основании.

Дифференциальное уравнение 4-го порядка для днища резервуара имеет вид (2):

$$D_{дн} \frac{d^4 V}{dx^4} + k_{дн} \cdot V = p_x, \quad (2)$$

Для стенки резервуара (3):

$$D_{ст} \frac{d^4 V}{dx^4} + \frac{E \cdot \delta_{ст}}{R^2} V = p_x, \quad (3)$$

где $k_{дн}$ – коэффициент постели днища, зависящий от упругих свойств основания резервуара.

Коэффициент постели стенки обозначим как:

$$k_{cm} = \frac{E \cdot \delta_{cm}}{R^2}, \quad (4)$$

преобразуем его для нашего случая

$$\frac{k_{cm}}{D_{cm}} = 4 \cdot m_{cm}^4, \quad (5)$$

И подставляя уравнение (4) в (3) получаем:

$$\frac{d^4 V}{dx^4} + 4 \cdot m_{cm}^4 \cdot V = \frac{P_x}{D_{cm}}, \quad (6)$$

где $m_{cm} = \sqrt[4]{\frac{k_{cm}}{4 \cdot D_{cm}}}$ – коэффициент деформации стенки;

$D_{cm} = \frac{E \cdot \delta_{cm}^3}{12 \cdot (1 - \mu^2)}$ – цилиндрическая жесткость стенки;

μ – коэффициент Пуассона;

E – модуль упругости стали.

Таким же способом преобразуем и получим уравнение для днища:

$$\frac{k_{\partial n}}{D_{\partial n}} = 4 \cdot m_{\partial n}^4, \quad (7)$$

$$\frac{d^4 V}{dx^4} + 4 \cdot m_{\partial n}^4 \cdot V = \frac{P_0}{D_{\partial n}}, \quad (8)$$

где p_0 – давление в нижней точке резервуара.

Чтобы определить перемещения V , необходимо решить уравнения (6) и (8):

$$V = e^{-kx} (c_1 \cdot \sin kx + c_2 \cdot \cos kx) + e^{kx} (c_3 \cdot \sin kx + c_4 \cdot \cos kx) + V^*, \quad (9)$$

где V^* – частное решение дифференциального уравнения.

Расчетными уравнениями для конструкции резервуара будут уравнения (10-16):

$$\delta_{11}^{cm} = \frac{l}{m_{cm} \cdot D_{cm}}, \quad (10)$$

$$\delta_{12}^{cm} = \delta_{21}^{cm} = \frac{l}{2 \cdot m_{cm}^2 \cdot D_{cm}}, \quad (11)$$

$$\delta_{22}^{cm} = \frac{l}{2 \cdot m_{cm}^3 \cdot D_{cm}}, \quad (12)$$

$$\Delta_{1p}^m = \frac{\rho_n \cdot g}{k_{cm}}, \quad (13)$$

$$\Delta_{2p}^m = \Delta_{1p}^m \cdot H, \quad (14)$$

$$\delta_{11}^{\partial n} = \frac{l}{m_{\partial n} \cdot D_{\partial n}} \cdot \frac{1 + \varphi^2 + 2 \cdot \theta^2}{4}, \quad (15)$$

$$\Delta_{1p}^{\partial n} = -\frac{P_0 \cdot m_{\partial n}}{2 \cdot k_{\partial n}} [1 - \varphi \cdot \psi + 2 \cdot \theta \cdot \xi]. \quad (16)$$

Чтобы определить перемещения в днище резервуара используют следующие функции:

$$\theta = e^{-m_{\partial n} \cdot c} \cdot \cos(m_{\partial n} \cdot c), \quad (17)$$

$$\xi = e^{-m_{\partial n} \cdot c} \cdot \sin(m_{\partial n} \cdot c) \quad (18)$$

$$\varphi = \theta + \xi \quad (19)$$

$$\psi = \theta - \xi \quad (20)$$

где c – размер свисающей части окрайки днища.

После того, как будет выполнен расчет величин перемещений в днище и стенке резервуара, используя уравнение (1) находят введённые в начале неизвестные величины X_1 и X_2 – изгибающий момент и поперечная сила

соответственно. Расчеты прочности днища и стенки, прочно уторного сварного соединения производят только после определения этих неизвестных параметров X_1 и X_2 в уторном узле.

Проверка прочности сварного соединения стенки и днища, которое состоит из двух угловых сварных швов, производят с условием воздействия сразу и изгибающего момента X_1 , и X_2 п по шву (21):

$$\sqrt{\left(\frac{X_1}{\delta_{ст}}\right)^2 + \left(\frac{X_2}{2}\right)^2} < \beta_f k_f l_w R_{wf} j_c \quad (21)$$

и по границе сплавления (22):

$$\sqrt{\left(\frac{X_1}{\delta_{ст}}\right)^2 + \left(\frac{X_2}{2}\right)^2} < \beta_z k_f l_w R_{wz} j_c \quad (22)$$

где l_w – длина шва, принимается равной 1 м;

$\delta_{ст}$ – толщина первого пояса стенки, м;

k_f – катет углового шва, м;

R_{wf} – расчетное сопротивление угловых швов срезу по металлу шва;

R_{wz} – расчетное сопротивление угловых швов срезу по металлу границы сплавления;

$\beta_f = 0,7$, $\beta_f = 1$ при механизированной сварке диаметром проволоки менее 1,4 мм.

2.2 Результаты расчетов аналитическим методом

Расчеты аналитического метода осуществлялись по методу сил в программном комплексе «Mathcad 15». Исходные данные брали в соответствии с представленным в источнике [31].

Таблица 7 – Исходные данные

Внутренний диаметр D, мм	39900
Высота столба жидкости H, мм	17100
Толщина стенки обечайки z, мм	22
Толщина стенки днища z ₁ , мм	18
Плотность хранимого вещества, кг/м ³	792

Таблица 8 – Механические характеристики стали 09Г2С

Характеристика	Значение
1	2
Модуль упругости E, МПа	$2,06 \cdot 10^5$
Коэффициент Пуассона η	0,28
Плотность $\rho_{ст}$, кг / м ³	7850
Условный предел текучести $\sigma_{0,2}$, МПа	330
Предел прочности σ_b , МПа	500

Последовательность аналитического расчета силовых факторов:

Радиус обечайки резервуара:

$$R := \frac{D}{2} = 19.95 \text{ м} \quad (23)$$

Коэффициент постели, цилиндрическая жесткость и коэффициент деформации для стенки резервуара:

$$k_{ст} := \frac{E \cdot s}{R^2} = 7.764 \times 10^6 \quad (24)$$

$$D_{ст} := \frac{E \cdot s^3}{12 \cdot (1 - \mu^2)} = 6.287 \times 10^4 \quad (25)$$

$$m_{ст} := \sqrt[4]{\frac{k_{ст}}{4 \cdot D_{ст}}} = 2.357 \quad (26)$$

Коэффициент постели, цилиндрическая жесткость и коэффициент деформации для днища резервуара:

$$k_{дн} := \frac{E \cdot s_d}{R^2} = 5.176 \times 10^6 \quad (27)$$

$$D_{дн} := \frac{E \cdot s_d^3}{12 \cdot (1 - \mu^2)} = 1.863 \times 10^4 \quad (28)$$

$$m_{\text{дн}} := \sqrt[4]{\frac{k_{\text{дн}}}{4 \cdot D_{\text{дн}}}} = 2.887 \quad , \quad (29)$$

Далее рассчитаем какое давление будет образовываться в нижней точке резервуара:

$$p_0 := 9.81 \cdot H \cdot \rho_{\text{дт}} = 1.329 \times 10^5 \text{ Па} \quad , \quad (30)$$

Вычислим зависимости перемещений стенки и окрайки днища резервуара от внешних нагрузок, единичного момента X_1 и силы X_2 :

$$\begin{aligned} \delta_{11\text{ст}} &:= \frac{1}{m_{\text{ст}} \cdot D_{\text{ст}}} = 6.748 \times 10^{-6} \\ \delta_{12\text{ст}} &:= \frac{1}{2 \cdot m_{\text{ст}}^2 \cdot D_{\text{ст}}} = 1.431 \times 10^{-6} \\ \delta_{21\text{ст}} &:= \delta_{12\text{ст}} = 1.431 \times 10^{-6} \\ \delta_{22\text{ст}} &:= \frac{1}{2 \cdot m_{\text{ст}}^3 \cdot D_{\text{ст}}} = 6.072 \times 10^{-7} \\ \Delta_{1\text{Рст}} &:= \frac{9.81 \cdot \rho_{\text{дт}}}{k_{\text{ст}}} = 1.001 \times 10^{-3} \\ \dots \\ \Delta_{2\text{Рст}} &:= \Delta_{1\text{Рст}} \cdot H = 0.017 \quad , \quad (31) \end{aligned}$$

Зададим расчетные функции для определения перемещений (где $c = 0,05$ м – размер свисающей части окрайки днища):

$$\begin{aligned} \theta &:= e^{-m_{\text{дн}} \cdot c} \cdot \cos(m_{\text{дн}} \cdot c) = 0.857 \\ \xi &:= e^{-m_{\text{дн}} \cdot c} \cdot \sin(m_{\text{дн}} \cdot c) = 0.125 \\ \varphi &:= \theta + \xi = 0.981 \\ \psi &:= \theta - \xi = 0.732 \quad , \quad (32) \end{aligned}$$

Составим уравнений для определения краевых нагрузок с двумя неизвестными величинами X_1 изгибающего момента и X_2 поперечной силы:

$$\begin{cases} (\delta_{11ст} + \delta_{11дн}) \cdot X_1 + \delta_{12ст} \cdot X_2 + \Delta_{1Рст} + \Delta_{1Рдн} = 0 \\ \delta_{21ст} \cdot X_1 + \delta_{22ст} \cdot X_2 + \Delta_{2Рст} = 0 \end{cases}, \quad (33)$$

Решая данную систему, найдем неизвестные параметры X_1 и X_2 :

$$\begin{aligned} X_1 &:= z_0 = 29800 \frac{\text{Н}}{\text{м}} \\ X_2 &:= z_1 = -300756 \frac{\text{Н} \cdot \text{м}}{\text{м}} \end{aligned}, \quad (34)$$

Далее проведем проверку прочности уторного соединения на одновременное воздействия X_1 изгибающего момента и X_2 поперечной силы по металлу шва:

$$\sqrt{\left(\frac{X_1}{s}\right)^2 + \left(\frac{X_2}{2}\right)^2} < \beta_f \cdot k_f \cdot l_w \cdot R_{wf} \cdot 10^6 \cdot j_c, \quad (35)$$

И по металлу границы сплавления:

$$\sqrt{\left(\frac{X_1}{s}\right)^2 + \left(\frac{X_2}{2}\right)^2} < \beta_z \cdot k_f \cdot l_w \cdot R_{wz} \cdot 10^6 \cdot j_c, \quad (36)$$

где l_w – длина шва, принимается равной 1 м;

$s = 15$ – толщина первого пояса стенки, мм;

$k_f = 12$ – катет углового шва, мм;

$R_{wf} = 215$ – расчетное сопротивление угловых швов срезу по металлу шва;

$R_{wz} = 225$ – расчетное сопротивление угловых швов срезу по металлу границы сплавления;

$\beta_f = 0,7$, $\beta_z = 1$ при механизированной сварке диаметром проволоки менее 1,4 мм;

$j_c = 2$ – количество угловых швов.

$$\sqrt{\left(\frac{X_1}{s}\right)^2 + \left(\frac{X_2}{2}\right)^2} = 1992350 \quad , \quad (37)$$

$$\beta_f \cdot k_f \cdot l_w \cdot R_{wf} \cdot 10^6 \cdot j_c = 3612000$$

$$\beta_z \cdot k_f \cdot l_w \cdot R_{wz} \cdot 10^6 \cdot j_c = 5400000 \quad , \quad (38)$$

Сравнивая данные расчета, можно сказать, что условия по прочности металла шва и металла границы сплавления выполняются.

Следовательно расчеты верны.

Максимальные эквивалентные напряжения в уторном соединении равно:

$$\frac{\sqrt{\left(\frac{X_1}{s}\right)^2 + \left(\frac{X_2}{2}\right)^2}}{1 \cdot 0.7 \cdot k_f \cdot 10^6} = 237 \text{ МПа} \quad , \quad (39)$$

3 Исследование напряженно-деформированного состояния уторного соединения РВС при наличии сварных дефектов

Целью данного раздела является определить воздействие дефектов сварного соединения на напряженно-деформированное состояния РВС, также подтвердить точность составленной модели для дальнейшего исследования.

Расчеты будут проводиться в ПО «Ansys Workbench» и выполняются в следующем порядке:

Построение геометрической модели РВС:

- Выбор типа конечных элементов;
 - Задание свойств элементам модели;
 - Генерация сетки конечных элементов;
 - Задание граничных условий (ограничение движение конструкции и расположение нагрузок);
- Численное решение полученной системы;
- Анализ полученных результатов.

Была построена упрощенная модель резервуара вертикального стального 20000 м³ для хранения нефти и нефтепродуктов. Параметры листа стенки: толщина центральной части днища 5 мм, толщина окрайки 18 мм, толщина верхних поясов 10 мм и нижних 22 мм. Выполнен из стали 09Г2С, ее свойства указаны в таблице 9. Резервуар выполнен с уторным соединением без дефектов сварного шва, шов имеет катеты равные 12 мм.

Таблица 9 – Свойства стали 09Г2С [31]

Свойства	Значения
Модуль упругости E , МПа	$2,06 \cdot 10^5$
Коэффициент Пуассона η	0,28
Плотность $\rho_{ст}$, кг / м ³	7850
Условный предел текучести $\sigma_{0,2}$, МПа	330
Предел прочности σ_B , МПа	500

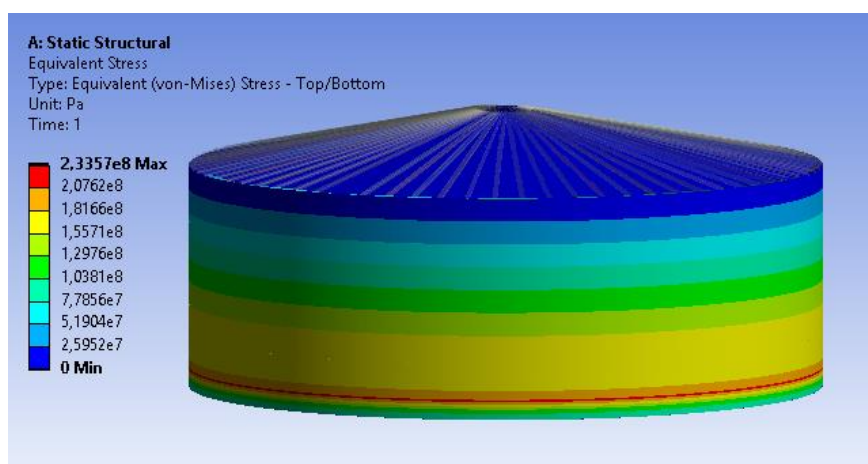


Рисунок 31 – Распределение эквивалентных нагрузок РВС при полной загрузке

Рассматривая полученные результаты расчеты, можно сказать, что построенная конечно-элементная модель РВС с уторным соединением является достоверной, так как напряжения в уторном узле составляют порядка 233 МПа, примерно такие же результаты дал нам аналитический метод расчета 237 МПа с разницей в 2-5%. Это свидетельствует о том, что полученная модель методом конечных элементов является достоверной и может применяться для дальнейших расчетов.

3.1 Построение расчетной модели уторного узла

Резервуар вертикальный стальной при асимметричном нагружении можно представить в виде тела вращения. В последствии деформации состояние сечения резервуара представляется двумя компонентами перемещений: радиальное перемещение будет вызывать деформации в окружном направлении, при чем любые напряжения в этом направлении не равны нулю [32].

Со стороны геометрии, расчетную область резервуара можно рассматривать, как сечение по плоскости вращения тела и оно будет включать в себя: стенку, днище и уторное соединение. Поэтому, в целях экономии машинного времени и учитывая тот факт, что действие краевого эффекта от совместных деформаций стенки и днища затухает на высоте первого пояса резервуара – расчетной высотой стенки считаем 1,5 м.

Составим таблицу с нагрузками, которые испытывает построенная модель (таблица 10).

Таблица 10 – Таблица учитываемых нагрузок

№	Параметр	Значение параметра	Единицы измерения
1	Снеговая нагрузка, F_c	2260	кН
2	Гидростатическая нагрузка, P_r	Плотность жидкости	792
		Высота налива	17,1
3	Избыточное давление, $P_{изб}$	2000	Па
4	Нагрузка от веса стационарного оборудования и кровли, $F_{об}$	728	кН

Примерная схема расчетной модели уторного сварного соединения с приложенными нагрузками можем наблюдать на рисунке 32.

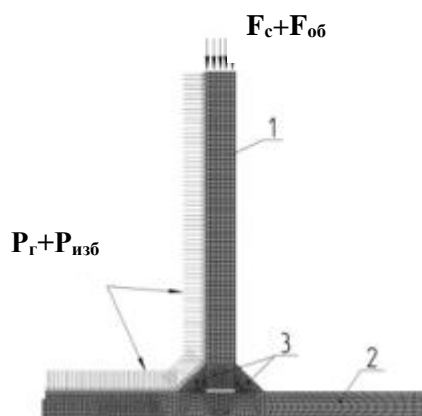


Рисунок 32 – Расчетная схема уторного узла:

1) стенка резервуара 2) окрайка резервуара 3) уторное соединение;

$P_r + P_{изб}$ – гидростатическое и избыточное давление; $F_c + F_{об}$ – снеговая нагрузка и нагрузку от веса стационарного оборудования и кровли

3.2 Исследования напряженно-деформированного состояния уторного сварного шва

С точки зрения хрупкого разрушения рассматриваемыми технологическими дефектами будут подрез и непровар, так как они являются наиболее опасными и приводящими к образованию трещин.

Выбор геометрических размеров дефектов подреза и непровара был в ходе анализа работы [33]. В данной работе было проведено статистическое исследования наиболее распространённых сварных дефектов у резервуаров. Из

исследования следует, что глубина подреза в уторном соединении имеет диапазон от 0 до 3 мм, при этом наиболее распространенной глубиной подреза варьируется от 0,5 до 2 мм. Ширина непровара для соединения варьируется от 0 до 16 мм, а его высота от 0 до 2 мм. Все геометрические данные по рассматриваемым при расчете дефектам соберем в таблицу 11.

Таблица 11 – Дефекты уторного сварного соединения и геометрический размеры [33]

<i>Дефект: «Непровар»</i>			
Длина дефекта, мм			
8		16	
Высота дефекта, мм			
0,5	1	1,5	2
<i>Дефект: «Подрез»</i>			
Расположение дефекта			
Внутри резервуара		Снаружи резервуара	
На стенке	На днище	На стенке	На днище
Глубина дефекта, мм			
0,5	1	1,5	2

Уторный узел без сварных дефектов:

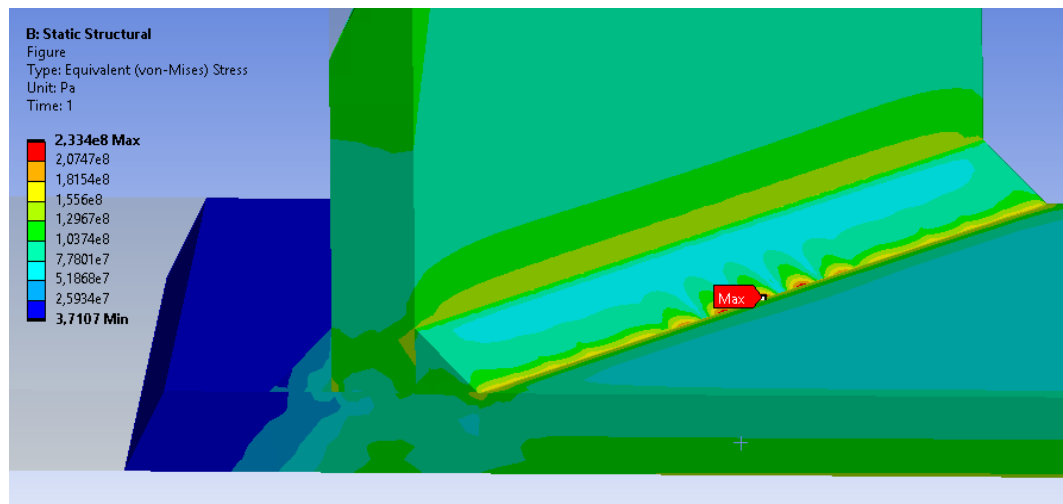


Рисунок 33 – Максимальные эквивалентные напряжения в уторном узле без сварных дефектов

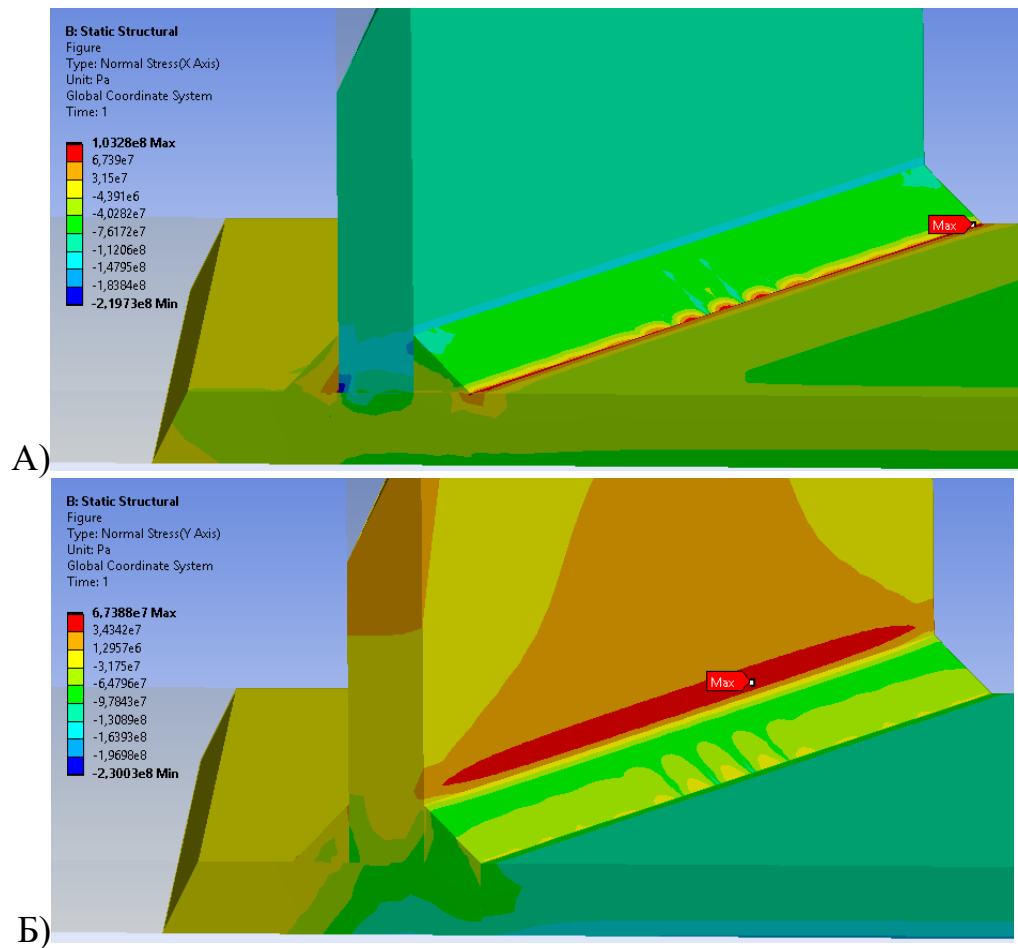


Рисунок 34 – Максимальные эквивалентные напряжения в уторном узле без сварных дефектов в направлениях: А) по оси X Б) по оси Y
Уторный узел с дефектом непровар длиной 8 мм и высотой 1 мм

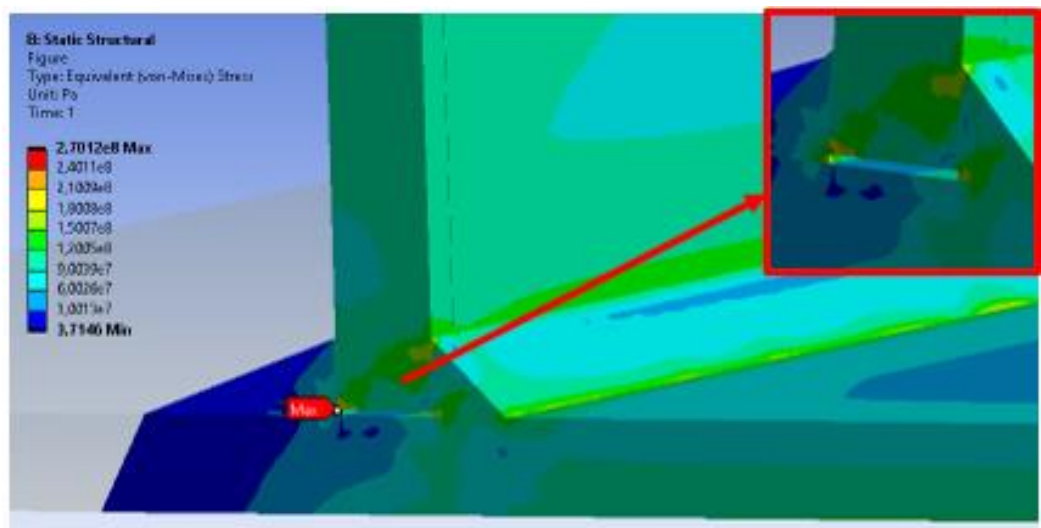


Рисунок 35 – Максимальные эквивалентные напряжения в уторном узле с наличием дефекта непровар длиной 8 мм и высотой 1 мм

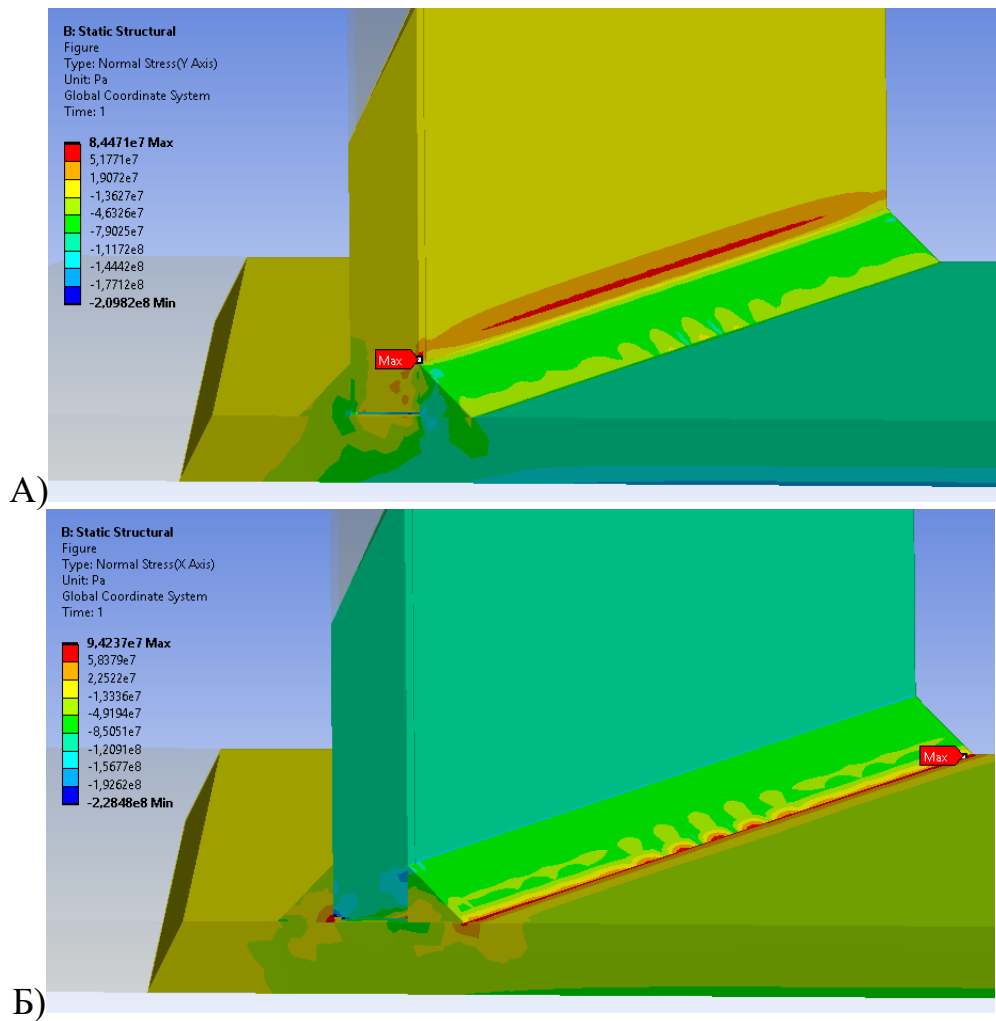


Рисунок 36 – Максимальные эквивалентные напряжения в уторном узле с наличием дефекта непровар длиной 8 мм и высотой 1 мм в направлениях:

А) по оси X Б) по оси Y

Уторный узел с дефектом непровар длиной 16 мм и высотой 1 мм

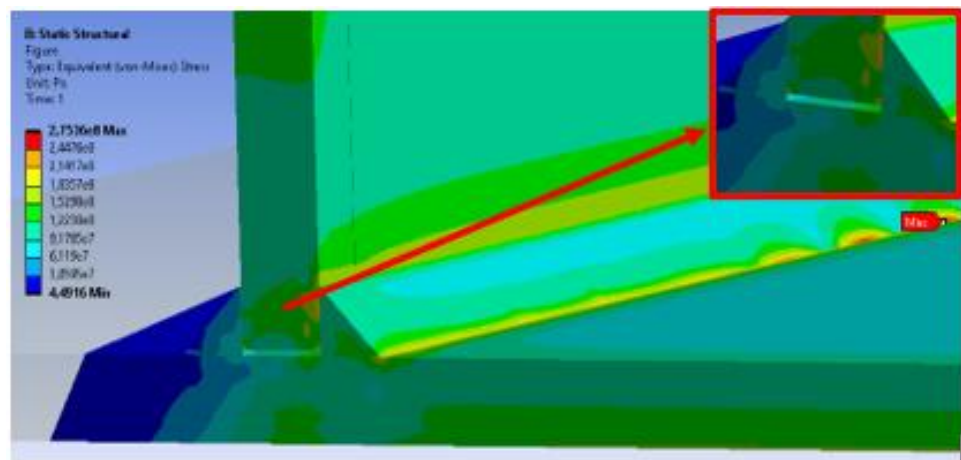


Рисунок 37 – Максимальные эквивалентные напряжения в уторном узле с наличием дефекта непровар длиной 16 мм и высотой 1 мм

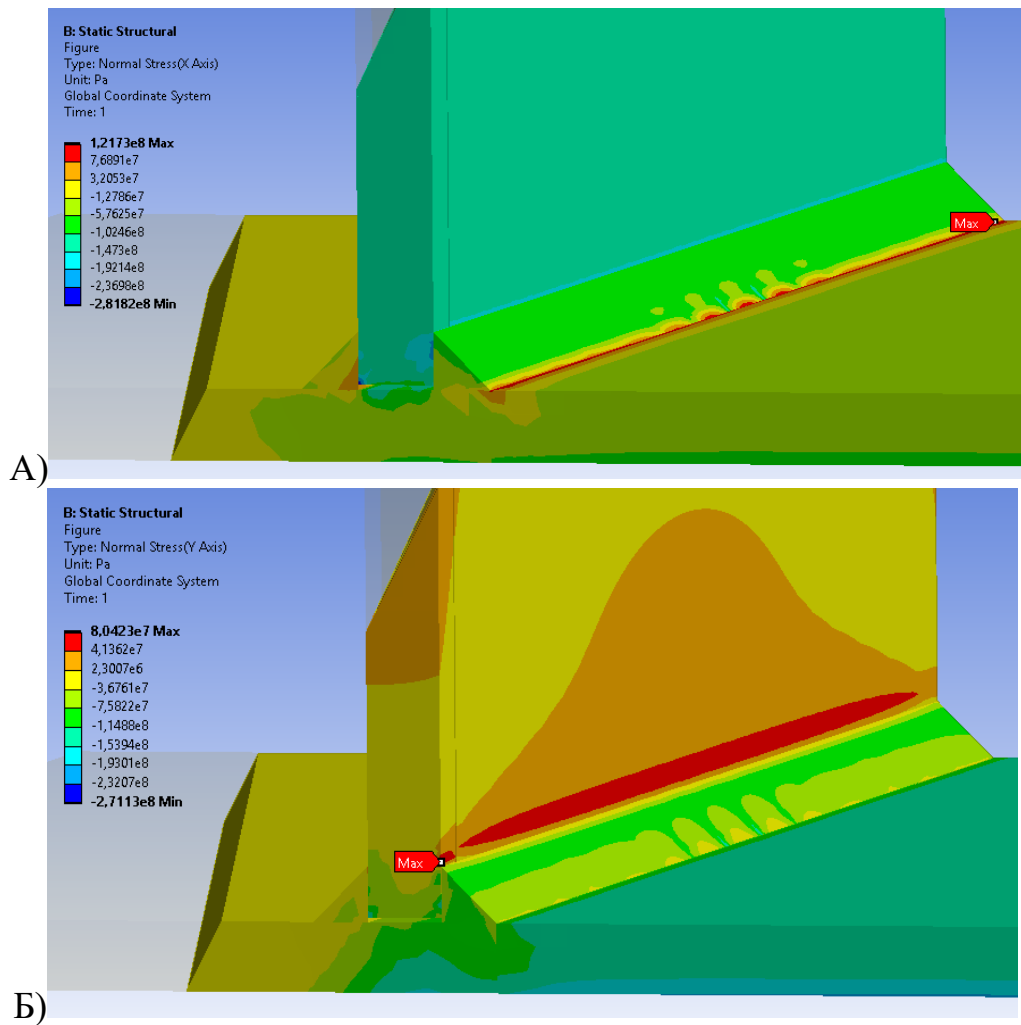


Рисунок 38 – Максимальные эквивалентные напряжения в уторном узле с наличием дефекта непровар длиной 16 мм и высотой 1 мм в направлениях:

А) по оси X Б) по оси Y

Уторный узел с дефектом подрез стенки внутри и глубиной 1 мм

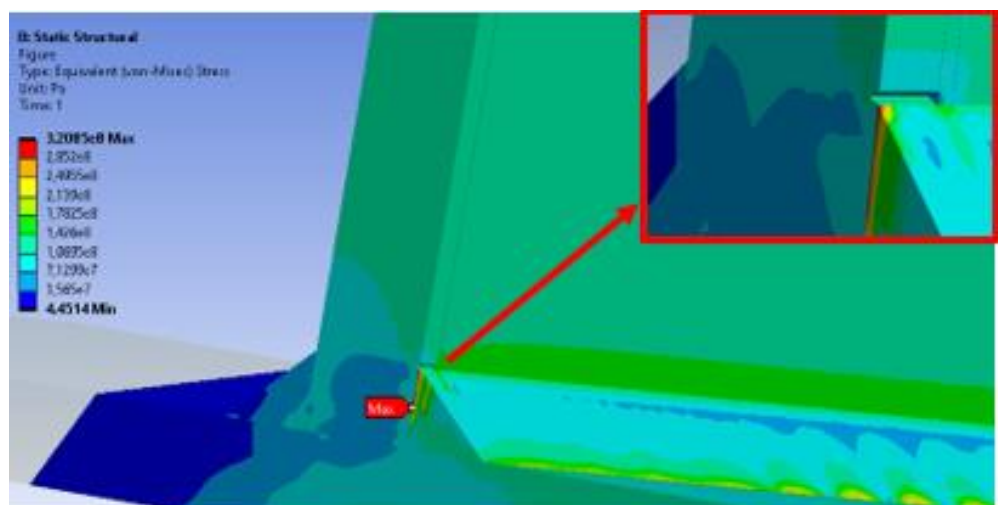


Рисунок 39 – Максимальные эквивалентные напряжения в уторном узле с наличием дефекта подрез стенки внутри и глубиной 1 мм

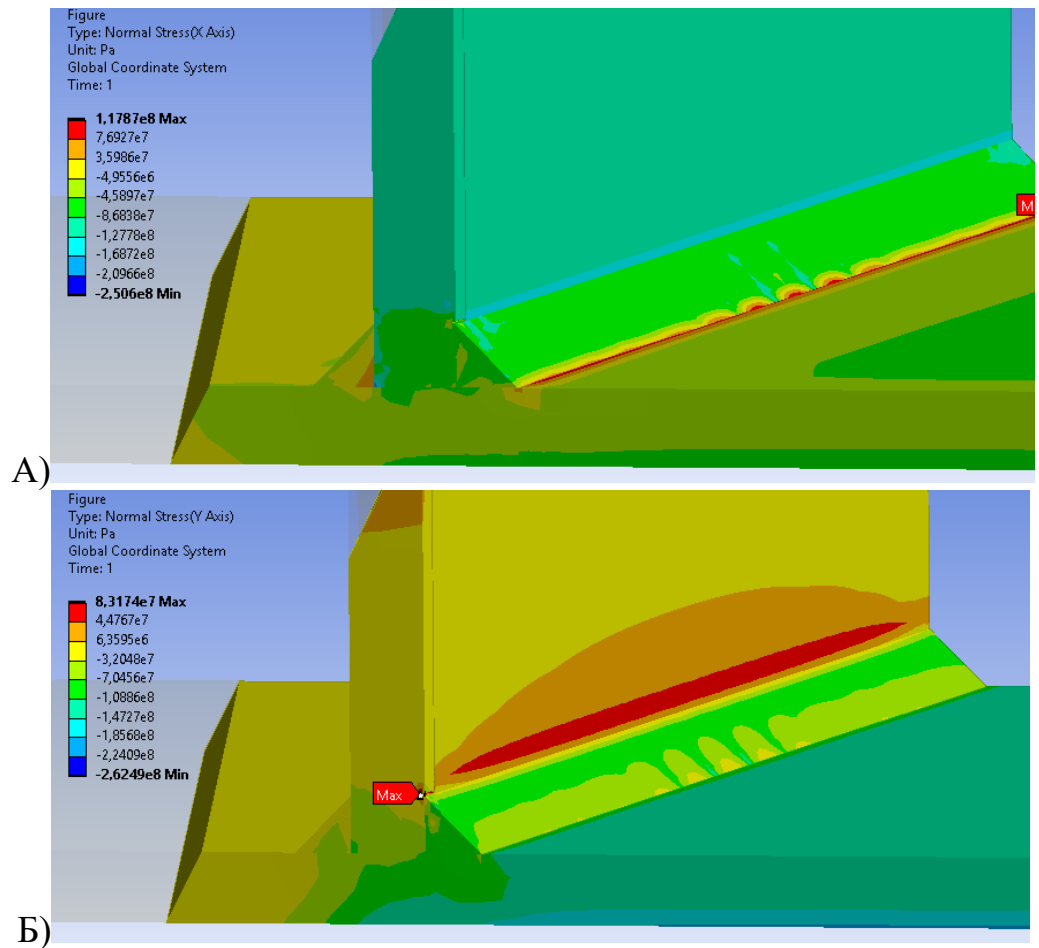


Рисунок 40 – Максимальные эквивалентные напряжения в уторном узле с наличием дефекта подрез стенки внутри и глубиной 1 мм в направлениях:

А) по оси X Б) по оси Y

Уторный узел с дефектом подрез стенки снаружи и глубиной 1 мм

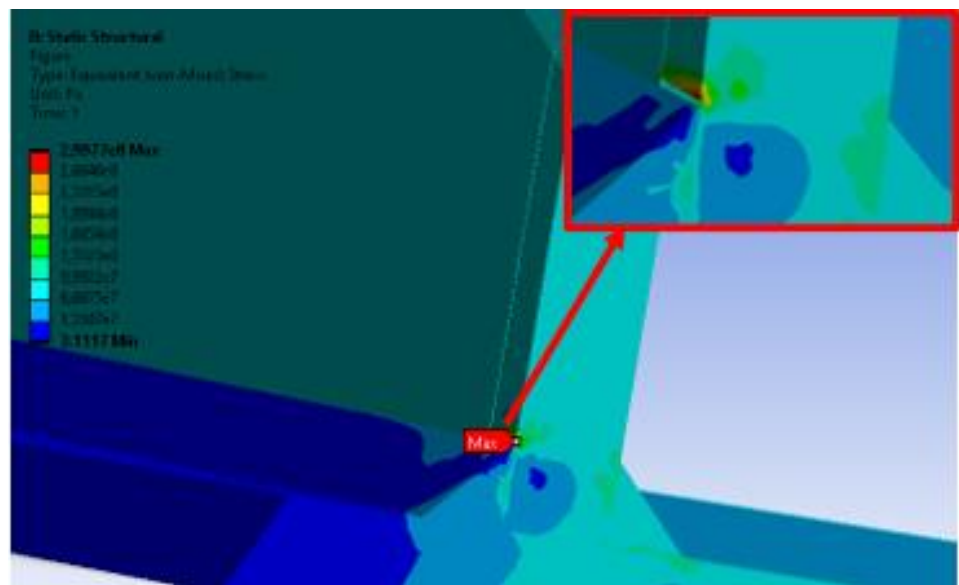


Рисунок 41 – Максимальные эквивалентные напряжения в уторном узле с наличием дефекта подрез стенки снаружи и глубиной 1 мм

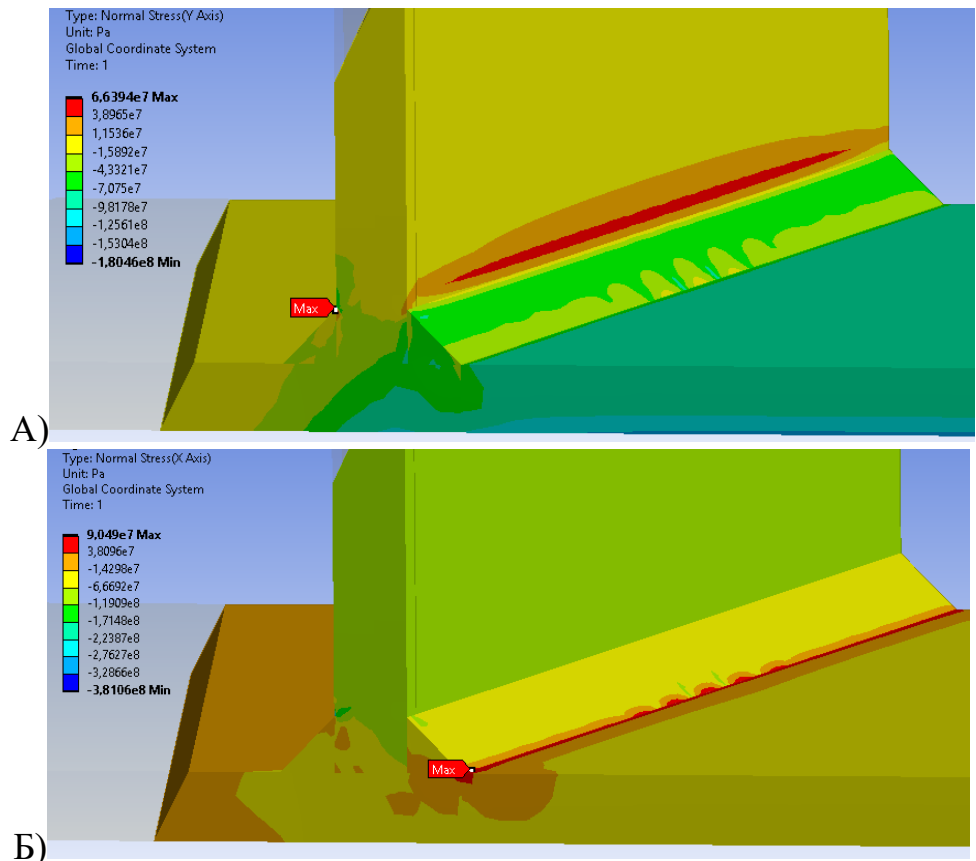


Рисунок 42 – Максимальные эквивалентные напряжения в уторном узле с наличием дефекта подрез стенки снаружи и глубиной 1 мм в направлениях:
 А)по оси X Б) по оси Y

Уторный узел с дефектом подрез стенки внутри с глубиной 1 мм и непровар длиной 8 мм и высотой 1 мм

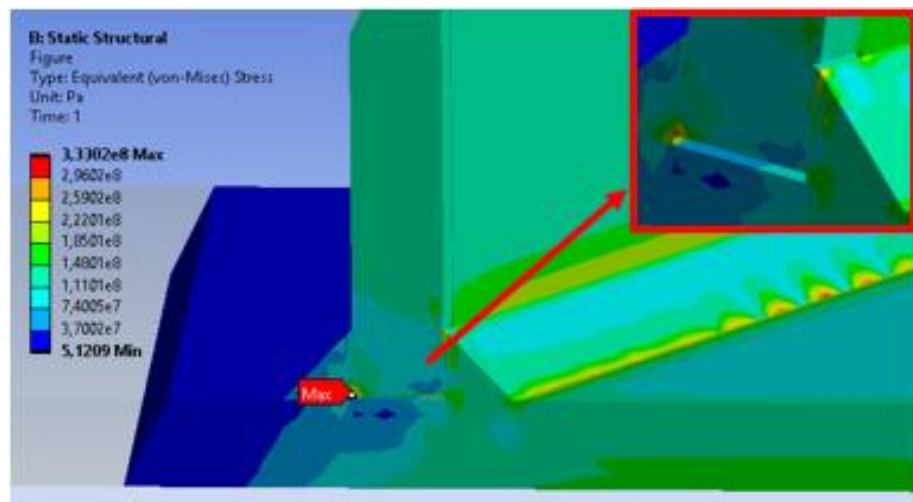


Рисунок 43 – Максимальные эквивалентные напряжения в уторном узле с наличием дефекта подрез стенки внутри с глубиной 1 мм и непровар длиной 8 мм и высотой 1 мм

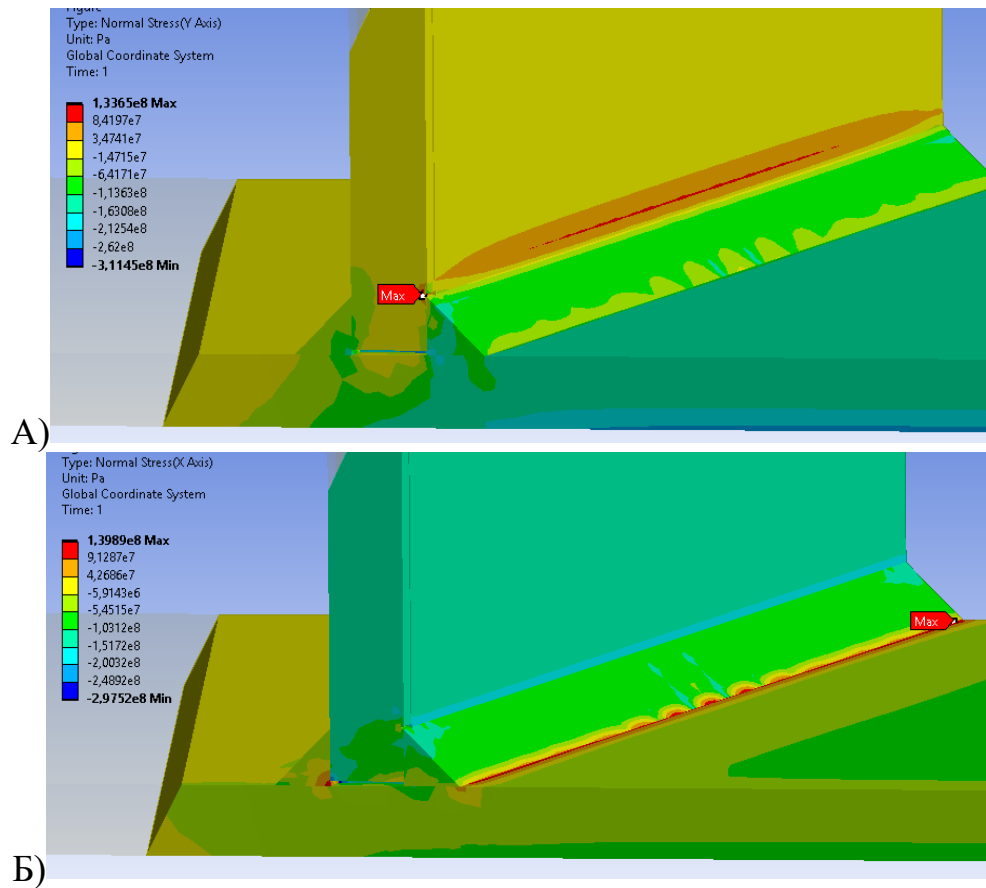


Рисунок 44 – Максимальные эквивалентные напряжения в уторном узле с наличием дефекта подрез стенки внутри с глубиной 1 мм и непровар длиной 8 мм и высотой 1 мм в направлениях: А) по оси X Б) по оси Y

Далее составим графики зависимости создаваемых эквивалентных напряжений от дефектов, их расположения и размеров (в соответствии с таблицей 10).

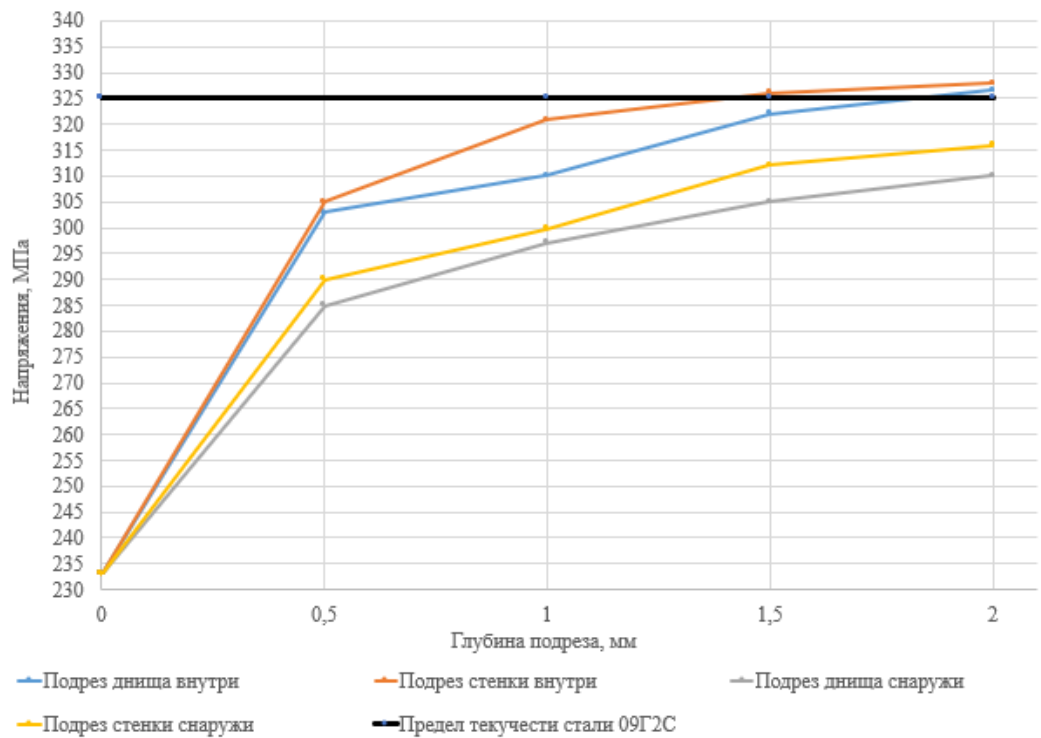


Рисунок 45 – График зависимости максимальных эквивалентных напряжений от расположения дефекта подреза и его размеров

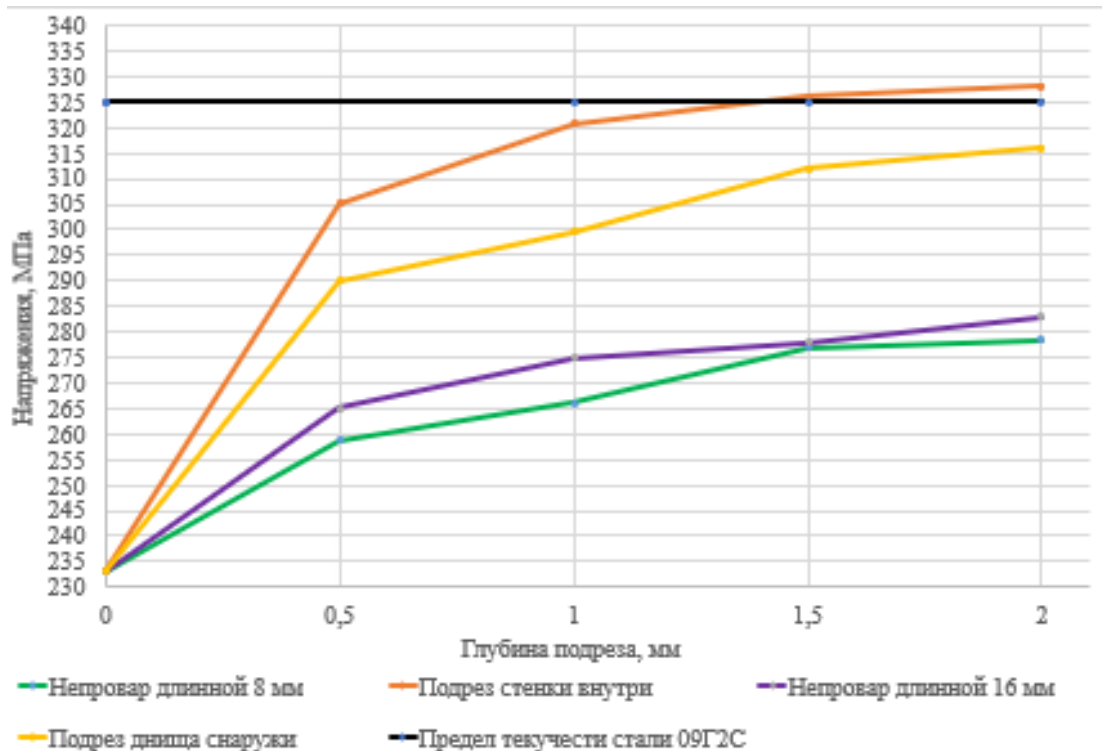


Рисунок 45 – График зависимости максимальных эквивалентных напряжений от дефектов подрез и непровар, и их размеров

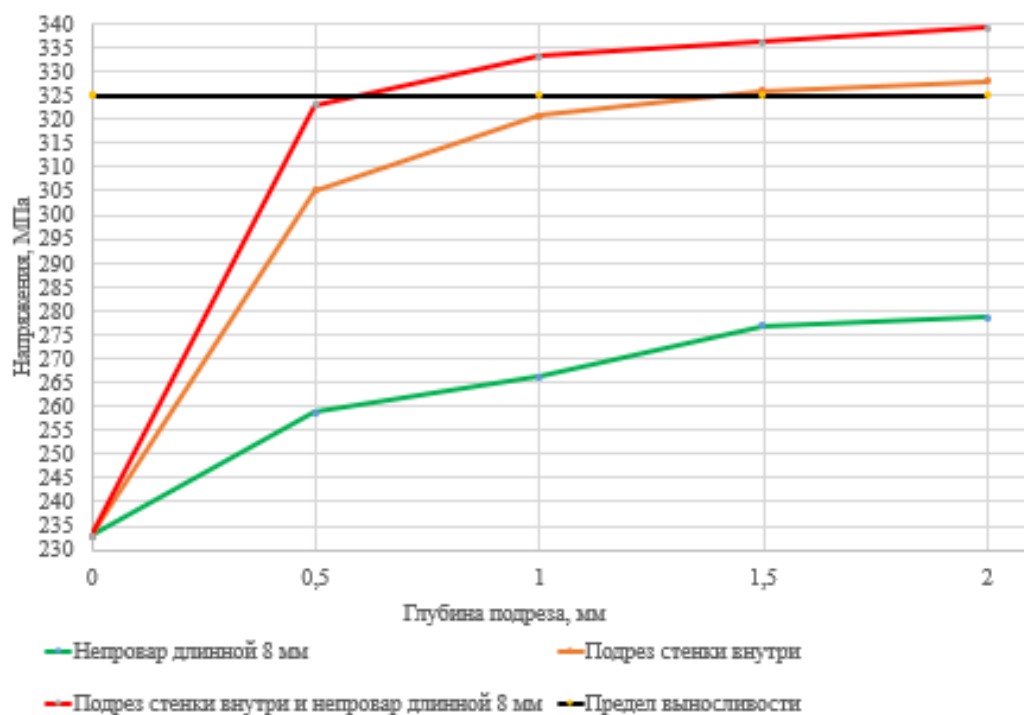


Рисунок 46 – График зависимости максимальных эквивалентных напряжений от дефектов подрез и непровар, и их размеров

В ходе анализа полученных данных с модели уторного узла (рисунки 33-44) и полученных графиков (рисунки 45-46) можно выделить:

Были собраны и обработаны данные по наиболее распространенным сварным дефектам в уторном узле резервуара, были определены их геометрические размеры, что дает более точное понятие и возможность оценки напряженно-деформированного состояния уторного узла при дефектах.

Наибольшее воздействие на НДС уторного узла оказывает подрез стенки внутри резервуара и глубиной 2 мм, так как, при данном дефекте было зафиксировано наибольшее эквивалентное напряжение 328,3 МПа. Если сравнить дефект-подрез с непроваром длиной 16 мм и высотой 2 мм, максимальные эквивалентные напряжений будут равны 283,1 МПа.

Также можно наблюдать наиболее опасные места для расположения дефекта подрез – это подрезы, которые располагаются во внутренней части резервуара, стенка-уторный узел и уторный узел-днище. Менее опасными являются подрезы, которые расположены снаружи резервуара уторном узле, так как испытывают меньшие напряжения.

Если рассматривать дефекты непровар, то самыми опасными являются непровары высотой от 1-2 мм и длиной 16 мм. Они образуют эквивалентные напряжения от 275 МПа до 283,1 МПа. В среднем показатели эквивалентных напряжений, образованные при дефекте непровар меньше на 20-25%, чем у дефекта подрез и это говорит о том, что влияние непровара на напряженно-деформированное состояние уторного узла резервуара является не определяющим.

3.3 Влияние дефектов уторного узла резервуара на долговечность сварных соединений

Расчет на выносливость производят в соответствии с СП 16.13330.2017 «Стальные конструкции» по формуле [34]:

$$\sigma_{max} \leq \alpha \cdot R_v \cdot \gamma_v \quad (40)$$

где R_v – расчетное сопротивление усталости, принимаемое в зависимости от временного сопротивления, стали и групп элементов конструкций. В нашем случае для 2 группы конструкций $R_v = 110$ МПа

α – коэффициент, учитывающий количество циклов нагружений n и вычисляемый при $n < 3,9 \cdot 10^6$ по формулам:

Для 2 группы конструкции:

$$\alpha = 0,064 \left(\frac{n}{10^6} \right)^{-0,5} + 1,75 \quad (41)$$

где y_v – коэффициент, определяемый в зависимости от вида напряженного состояния и коэффициента асимметрии напряжений p , вычисляемого по формуле:

$$p = \frac{\sigma_{min}}{\sigma_{max}} \quad (42)$$

σ_{max} и σ_{min} – соответственно наибольшее и наименьшее по абсолютному значению напряжения в рассматриваемом элементе, вычисленные по сечению нетто без учета коэффициента динамичности и коэффициентов φ , φ_e , φ_b . При разнозначных напряжениях коэффициент асимметрии напряжений следует принимать со знаком «-».

Но данная методика не учитывает образование остаточного напряжения в сварном соединении. Поэтому для учета влияния данных напряжений, в источнике [35] приведена формула, которая производит расчет долговечности с учетом остаточного напряжения. Она представлена в виде предела:

$$\sigma_{-1}^{\text{ост}} \leq \sigma_{-1} \left(1 - \frac{\sigma_{\text{ост}}}{\sigma_s}\right), \quad (43)$$

где σ_{-1} – предел выносливости при симметричном цикле и отсутствие остаточных напряжений;

При эксплуатации резервуара, в основном он испытывает малоциклическую усталость, поэтому для расчета необходимо применить деформационный критерий усталостного разрушения. Количество циклов загрузки/разгрузки до образования усталостной трещины N определяется из выражения Коффина и Менсона:

$$[e_a] = \frac{1}{2N^m} \ln \frac{1}{1-\psi} + \frac{\sigma_{-1}}{E}, \quad (44)$$

где $[e_a]$ – амплитуда упругих деформаций;

$n_N=10$ – коэффициент запаса прочности по долговечности;

ψ – относительное сужение площадки поперечного сечения образца при статическом растяжении;

$m = 0,5$ – постоянная;

E – модуль упругости;

Также подобный метод расчета циклов загрузки/разгрузки до образования усталостной трещины разобран в РД 153-112-017-97 «Инструкция по диагностике и оценке остаточного ресурса вертикальных стальных резервуаров» [7]. Там была получена система уравнений:

$$N_0 = \begin{cases} \frac{1}{4} \left(\frac{1,28 \cdot E \cdot \ln \frac{1}{1-\psi}}{1,28 \cdot n_{\sigma} \cdot \sigma_a^* \frac{1}{\varphi_c} - \sigma_{-1}} \right)^2 \\ \frac{1}{4n_N} \left(\frac{1,28 \cdot E \cdot \ln \frac{1}{1-\psi}}{1,28 \frac{\sigma_a^*}{\varphi_c} - \sigma_{-1}} \right)^2 \end{cases}, \quad (45)$$

где σ_a^* – амплитуда условных напряжений в расчетной точке стенки резервуара, вычисляемая по формуле:

$$\sigma_a^* = \sigma_a, \quad (46)$$

где σ_a – амплитуда напряжений в расчетной точке стенки:

если $2\sigma_a \leq \sigma_T$, то

$$\sigma_a = 0,5K_\sigma \cdot \sigma_H, \quad (47)$$

где σ_H – номинальное напряжение в стенке;

если $2\sigma_a > \sigma_T$, то

$$\sigma_a = K_e \cdot \sigma_H / 2, \quad (48)$$

где K_e – коэффициент концентрации деформации в упругопластической зоне, определяемый по зависимости Нейбера:

$$K_\sigma \cdot K_e = \alpha_0^2, \quad (49)$$

где α_0 – теоретический коэффициент концентрации напряжений, определяемый в соответствии с таблицей 3.1 [7];

K_σ – коэффициент концентрации напряжений в упругопластической зоне, определяемый:

$$K_\sigma = \frac{\sigma_T}{\sigma_H} \quad (50)$$

n_σ – коэффициент запаса по напряжениям, $n_\sigma = 2$;

φ_c – коэффициент, учитывающий снижение характеристик в результате сварки, для малоуглеродистой стали:

при ручной дуговой сварке $\varphi_c = 0.8$;

при автоматической дуговой сварке $\varphi_c = 0.9$;

С учетом (43) выражение (45) примет вид:

$$N_0 = \begin{cases} \frac{1}{4} \left(\frac{1,28 \cdot E \cdot \ln \frac{1}{1-\psi}}{1,28 \cdot n_\sigma \cdot \sigma_a^* \cdot \varphi_c - \sigma_{-1} \cdot (1 - \frac{\sigma_{ост}}{\sigma_B})} \right)^2 \\ \frac{1}{4n_N} \left(\frac{1,28 \cdot E \cdot \ln \frac{1}{1-\psi}}{1,28 \cdot \sigma_a^* \cdot \varphi_c - \sigma_{-1} \cdot (1 - \frac{\sigma_{ост}}{\sigma_B})} \right)^2 \end{cases}, \quad (51)$$

3.4 Результаты расчета долговечности сварных соединений при учете дефектов уторного узла резервуара

Используя разобранный выше методику расчет долговечности сварных соединений резервуара, которая учитывает остаточные напряжения,

присутствие дефектов сварных соединений, также амплитуды напряжений, проведен расчеты для нашего исследуемого резервуара вертикального стального 20000 м³. Необходимо отметить, что все расчет выполнены для стадии где трещина зарождается и не учитывает стадию развития трещины, так как для данной стадии необходимо больше данных.

Проведем расчет для различных амплитуд возникающих напряжений в резервуаре, то есть для разных версий его наполнения хранимой жидкостью: 100%, 75%, 50% и 25% загрузки резервуара.

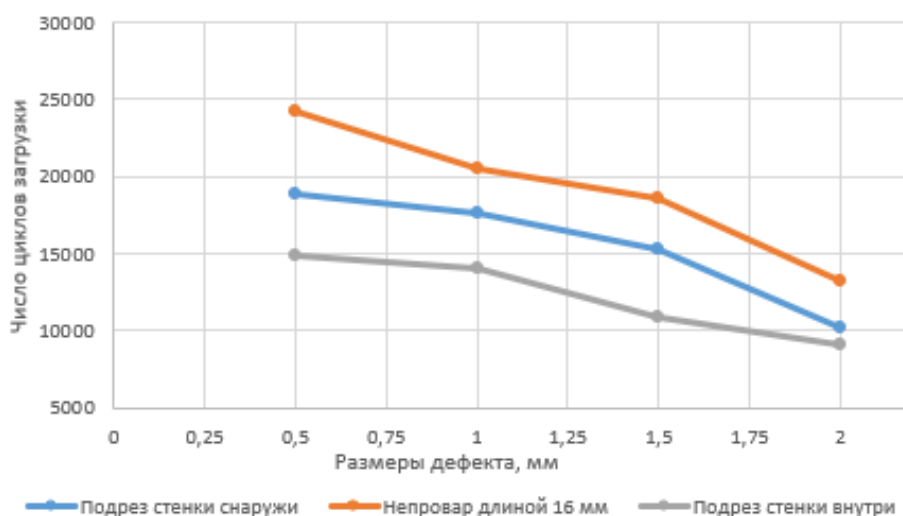


Рисунок 47 – Влияние дефекта уторного соединения на долговечность при 100% разгрузке резервуара

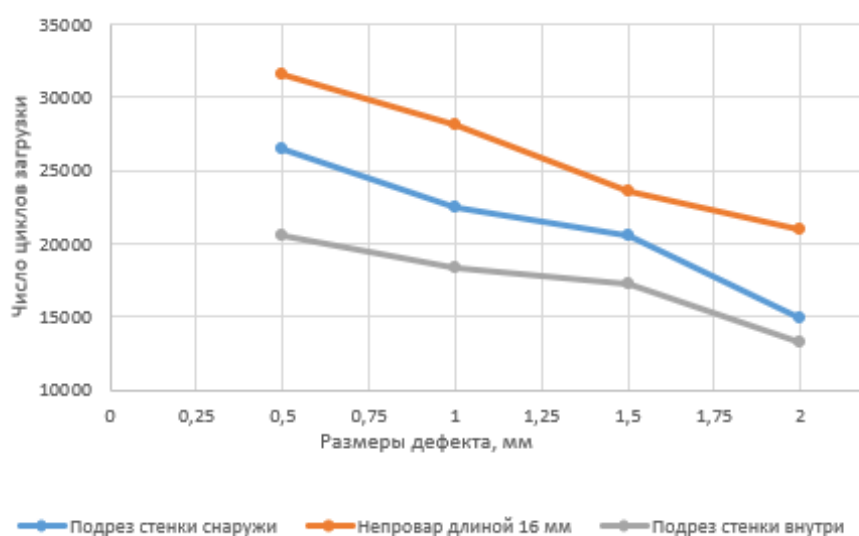


Рисунок 48 – Влияние дефекта уторного соединения на долговечность при 75% разгрузке резервуара

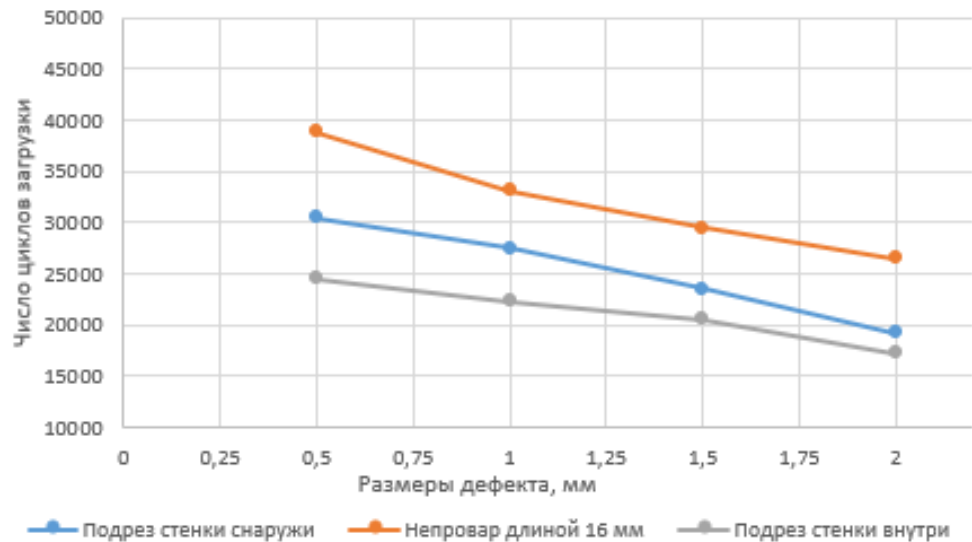


Рисунок 49 – Влияние дефекта уторного соединения на долговечность при 50% разгрузке резервуара

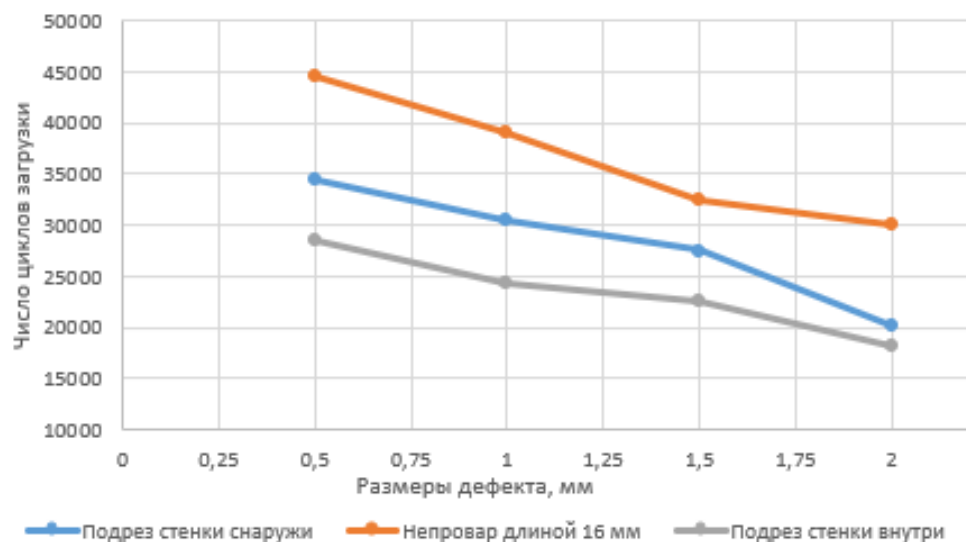


Рисунок 50 – Влияние дефекта уторного соединения на долговечность при 25% разгрузке резервуара

В данной главе исследовалось влияние максимальных эквивалентных напряжений на напряженно-деформированное состояние сварных соединений резервуара, а именно на состояние их долговечности. В произведенных расчетах было учитывалось наличие дефектов сварных соединений (подрез, непровар) на работу соединения в целом.

Анализируя полученные результаты, можно сделать следующие выводы: наличие дефектов сплошности снижает показатели несущей

способности конструкций, в особенности при циклическом нагружении и увеличении амплитуд напряжений (от 25%). Если рассмотреть график 100% нагружения резервуара, то при наличии подреза внутри и снаружи стенки резервуара размером от 1 мм до 2 мм происходит максимальное снижение количества циклов загрузки до значения меньше 10000 циклов. При этих же значениях размера дефекта, непровар показывает значения почти на 50% больше – 20520 циклов.

4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность, ресурсосбережение

Эксплуатация опасных объектов, в том числе резервуаров, не может быть обеспечена без должного наблюдения за техническим состоянием и своевременным устранением неполадок. В магистерской диссертации разрабатывается методика, по которой предприятия смогут выявлять и анализировать дефекты сварного уторного шва. Для выявления дефектов применяются методы неразрушающего контроля.

Разработанная методика и применение вместе с ней методов диагностирования поможет предприятиям вовремя обратить внимание на дефект, устранить его и тем самым избежать последствий разрушения резервуара и огромных экономических убытков. В данном разделе представлены затраты на проведение научно-исследовательской работы по разработке методики и технического диагностирования резервуара вертикального стального 20000 м³.

Потенциальные потребители результатов исследования

Продукт: Резервуар вертикальный стальной 20000 м³

Целевой рынок: нефтяные и газовые компании.

Таблица 12 – Карта сегментирования рынка услуг по виду исследования пускового устройства

		Вид исследования пускового устройства		
		Расчет РВС	3D модель и анализ работы РВС	Конструирование РВС
Размер	Крупные			
	Средние			
	Мелкие			

«Роснефть»
 «Сургутнефтегаз»
 «Транснефть»

В различных исследованиях резервуар вертикальный стальной необходим в основном крупным компаниям, так как данный резервуар прост в сборке и обслуживании. Крупным компаниям важна простота и долговечность.

Для каждого резервуарного парка используют оборудование с разными техническими характеристиками.

3D модель имеет не мало важную роль для конструирования РВС, так как при создании трехмерной модели, в специальных программах, типа ПК «ANSYS Workbench», можно смоделировать отклонение от нормативных значений и посмотреть, как он будет вести себя в рабочем режиме, где будут максимальные нагрузки. На основе расчетов и трехмерной модели ведется конструирование, учитываются все просчеты.

Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

Детальный анализ конкурирующих разработок, существующих на рынке, необходимо проводить систематически, поскольку рынки пребывают в постоянном движении. Такой анализ помогает вносить коррективы в научное исследование, чтобы успешнее противостоять своим соперникам. Важно реалистично оценить сильные и слабые стороны разработок конкурентов. Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения позволяет провести оценку сравнительной эффективности научной разработки и определить направления для ее будущего повышения. Целесообразно проводить данный анализ с помощью оценочной карты.

Таблица 13 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Бф	Бк1	Бб	Кф	Кк1	Кб
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
Срок службы	0,13	3	2	2	0,39	0,26	0,26
Ремонтопригодность	0,1	4	2	3	0,4	0,2	0,3
Надежность	0,12	3	3	3	0,36	0,36	0,36
Простота ремонта	0,1	3	2	1	0,3	0,2	0,1
Удобство эксплуатации	0,08	4	3	3	0,32	0,24	0,24
Уровень шума	0,11	4	3	3	0,44	0,33	0,33

Продолжение таблицы 13 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений

Экономические критерии оценки эффективности							
Конкурентоспособность продукта	0,03	4	3	2	0,12	0,09	0,06
Уровень проникновения на рынок	0,08	4	2	3	0,32	0,16	0,24
Цена	0,1	3	3	3	0,3	0,3	0,3
Предполагаемый срок эксплуатации	0,07	4	4	4	0,28	0,28	0,28
Послепродажное обслуживание	0,06	4	3	3	0,24	0,18	0,18
Наличие финансирования поставщиками оборудования	0,02	2	3	2	0,04	0,06	0,04
Итого	1	43	33	32	3,51	2,66	2,69

где Б_ф – Резервуар вертикальный стальной;

Б_{к1} – Резервуар вертикальный стальной с понтоном;

Б_б – Резервуар вертикальный стальной с плавающей крышей.

По таблице 2 видно, что наиболее эффективно использовать резервуар вертикальный стальной, так же он является наиболее конкурентоспособным к другому виду, так как обладает рядом преимуществ, например, удобство в эксплуатации, а также минимальное количество подвижных частей, что обеспечивает долговечность работы резервуара.

$$K_1 = \frac{43}{33} = 1,3, \quad (51)$$

Планирование научно-исследовательских работ

Планирование комплекса предполагаемых работ осуществляется в следующем порядке:

- определение структуры работ в рамках научного исследования;
- определение участников каждой работы;
- установление продолжительности работ;
- построение графика проведения научных исследований.

Для выполнения научных исследований формируется рабочая группа, в состав которой могут входить научные сотрудники и преподаватели, инженеры,

техники и лаборанты, численность групп может варьироваться. По каждому виду запланированных работ устанавливается соответствующая должность исполнителей. В данном разделе необходимо составить перечень этапов и работ в рамках проведения научного исследования, провести распределение исполнителей по видам работ. Примерный порядок составления этапов и работ, распределение исполнителей по данным видам работ приведен в таблице 3.

Таблица 14 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ раб	Содержание работ	Должность исполнителей
Выбор темы исследования	1	Календарное планирование работ по теме	Руководитель, исполнитель
	2	Выбор алгоритма исследования	Руководитель
	3	Подбор и изучение литературы по теме	Исполнитель
Разработка тех. задания	4	Составление и утверждение тех. задания	Руководитель
Теоретические и экспериментальные исследования	5	Проведение теоретических расчетов и обоснование	Исполнитель
	6	Проектирование модели и проведение экспериментов	Исполнитель
Обобщение результатов расчета	7	Оценка результатов исследования	Руководитель, исполнитель
Оформление отчета по исследовательской работе	8	Составление пояснительной записки	Руководитель, исполнитель

Определение трудоемкости выполнения работ

Трудовые затраты в большинстве случаев образуют основную часть стоимости разработки, поэтому важным моментом является определение трудоемкости работ каждого из участников научного исследования. Трудоемкость выполнения научного исследования оценивается экспертным путем в человеко-днях и носит вероятностный характер, т.к. зависит от множества трудно учитываемых факторов. Для определения, ожидаемого (среднего) значения трудоемкости $t_{ожі}$ используется следующая формула:

$$t_{ожі} = \frac{3t_{mini} + 2t_{maxi}}{5}, \quad (52)$$

где $t_{ожі}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения i -ой работы чел.-дн.;

$t_{\min i}$ – минимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы (оптимистическая оценка: в предположении наиболее благоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн.;

$t_{\max i}$ – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы (пессимистическая оценка: в предположении наиболее неблагоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн.

Исходя из ожидаемой трудоемкости работ, определяется продолжительность каждой работы в рабочих днях T_{pi} , учитывающая параллельность выполнения работ несколькими исполнителями. Такое вычисление необходимо для обоснованного расчета заработной платы, так как удельный вес зарплаты в общей сметной стоимости научных исследований составляет около 65%.

$$T_{pi} = \frac{t_{ожi}}{Ч_i}, \quad (53)$$

где T_{pi} – продолжительность одной работы, раб. дн.;

$t_{ожi}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения одной работы, чел.-дн.;

$Ч_i$ – численность исполнителей, выполняющих одновременно одну и ту же работу на данном этапе, чел.

В качестве примера рассчитаем продолжительность 1 работы – проектирование модели и проведение экспериментов:

$$t_{ожi} = \frac{3t_{\min i} + 2t_{\max i}}{5} = \frac{3 \cdot 2 + 2 \cdot 7}{5} = 4 \text{ чел. - дн.}; \quad (54)$$

$$T_{pi} = \frac{t_{ожi}}{Ч_i} = \frac{4}{1} = 4 \text{ дн} \quad (55)$$

Разработка графика проведения научного исследования

Наиболее удобным и наглядным является построение ленточного графика проведения научных работ в форме диаграммы Ганта.

Диаграмма Ганта – горизонтальный ленточный график, на котором работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ (таблица 15).

Таблица 15– Календарный план-график проведения НИОКР по теме

Вид работ	Исполнители	Т _к кал. дн	Продолжительность выполнения работ											
			февр			март			апрель			май		
			1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	
Составление и утверждение тех. задания	Р	3	■											
Подбор и изучение материалов по теме	И	18		■	■									
Согласование материалов по теме	Р	9				■								
Календарное планирование работ по теме	Р, И	3					■							
Проведение теоретических расчетов и обоснование	И	15						■	■					
Проектирование 3D модели резервуара	И	10								■				
Оценка результатов исследования	Р, И	3,8										■		
Составление пояснительной записки	Р, И	9											■	■

Р – руководитель, И – исполнитель.

Бюджет научного-технического исследования

Планирование бюджета позволяет оценить затраты на проведение исследования до его фактического начала и позволяет судить об экономической эффективности работы. В данном разделе подсчитываются следующие статьи расходов:

- материальные затраты;
- заработная плата исполнителей;
- амортизационные отчисления;
- отчисления во внебюджетные фонды;
- накладные расходы.

В для выполнения данной работы необходимо построить простейший образец резервуара для проведения на нем исследований.

Материальные затраты включают затраты на изготовление опытного образца. Все необходимое спецоборудование и затраты на его приобретение представлены в таблице 16.

Таблица 16 – Смета затрат на реализацию проекта

Оборудование	Ед. изм.	Количество			Цена за ед., т.руб.		
		Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3
Опытный образец РВС	шт	1	1	1	850	1250	1200
Люк лаз ЛЛ-600 (или люк лаз овальный ЛЛ 600x900) в первом поясе стенки	шт.	1	1	1	16,3	16,3	16,3
Люк световой ЛС-500	шт	1	1	1	83,7	83,7	83,7
Итого		Исп. 1: 950		Исп. 2: 1350	Исп. 3: 1300		

Для проведения научного исследования нам необходим компьютер с установленным специальным программным обеспечением.

Затраты на покупку компьютера:

$$Z = d_k + d_{no} = 25000 + 3000 = 28000, \quad 56)$$

где d_k – стоимость компьютера, руб.;

d_{no} – стоимость программного обеспечения, руб.

Установка специальных программ для исследования и моделирования объекта производится бесплатно.

Основная заработная плата

В данную статью включается основная заработная плата научных и инженерно-технических работников, а также рабочих опытных производств, непосредственно участвующих в выполнении работ по данной теме. Величина расходов по заработной плате определяется на основе трудоемкости выполняемых работ и действующей системы тарифных ставок и окладов. В состав основной заработной платы включается премия, выплачиваемая ежемесячно из фонда заработной платы в размере 20 – 30 % от тарифа или оклада (таблица 6).

Таблица 17 – Расчет основной заработной платы

Наименование работ	Исполнители	Трудоемкость, чел.-дн.			ЗП 1, чел.-дн.	Всего ЗП по тарифу		
		Исп.1	Исп.2	Исп.3		Исп.1	Исп.2	Исп.3
Календарное планирование работ по теме	Р, И	2	3	2	1,16	2,32	3,48	2,32
Выбор алгоритма исследования	Р	7	9	8	0,93	6,51	8,37	7,44
Подбор и изучение литературы по теме	И	2	2	2	0,93	1,86	1,86	1,86
Составление и утверждение тех. задания	Р	12	12	12	0,23	2,76	2,76	2,76
Проведение теоретических расчетов и обоснование	И	8	9	9	0,23	1,84	2,07	2,07
Проектирование модели и проведение экспериментов	И	6	9	8	0,23	1,38	2,07	1,84
Оценка результатов исследования	Р, И	4	5	6	1,16	4,64	5,8	6,96
Составление пояснительной записки	Р, И	5	5	5	1,16	5,8	5,8	5,8
Итого:						27,1	32,21	31,05

Р – руководитель, И – исполнитель.

Статья включает основную заработную плату работников, непосредственно занятых выполнением проекта, (включая премии, доплаты) и дополнительную заработную плату:

$$C_{зп} = Z_{осн} \cdot Z_{доп}, \quad (57)$$

где $Z_{осн}$, $Z_{доп}$ – основная и дополнительная заработная плата;

Основная заработная плата ($Z_{осн}$) руководителя (лаборанта, инженера) от предприятия (при наличии руководителя от предприятия) рассчитывается по следующей форм:

$$Z_{осн} = Z_{дн} \cdot T_{раб}, \quad (58)$$

где $Z_{\text{осн}}$ – основная заработная плата одного работника;

T_p – продолжительность работ, выполняемых научно–техническим работником, раб. дн.;

$Z_{\text{дн}}$ – среднедневная заработная плата работника, руб.

$$Z_{\text{дн}} = \frac{Z_{\text{м}} \cdot M}{F_{\text{д}}} = \frac{51413 \cdot 10,1}{185} = 2661, \quad (59)$$

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

где $Z_{\text{м}}$ – месячный должностной оклад работника, руб.;

M – количество месяцев работы без отпуска в течение года:

- при отпуске в 24 раб. дня $M = 11,2$ месяца, 5 – дневная неделя;
- при отпуске в 48 раб. дней $M = 10,4$ месяца, 6 – дневная неделя.

$F_{\text{д}}$ – действительный годовой фонд рабочего времени научно – технического персонала, раб.дн. (таблица 18).

Таблица 18 – Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководитель	Исполнитель
Календарное число дней	365	365
Количество нерабочих дней		
– выходные дни	118	118
– праздничные дни		
Потери рабочего времени		
– отпуск	62	72
– невыходы по болезни		
Действительный годовой фонд рабочего времени	185	175

Месячный должностной оклад работника:

$$Z_{\text{м}} = Z_{\text{тс}} \cdot (1 + k_{\text{пр}} + k_{\text{д}}) \cdot k_{\text{р}} = 23264 \cdot (1 + 0,3 + 0,4) \cdot 1,3 = 51413 \quad (60)$$

где $Z_{\text{тс}}$ – заработная плата по тарифной ставке, руб.;

где $k_{\text{пр}}$ – премиальный коэффициент, равный 0,3 (т.е. 30% от $Z_{\text{тс}}$);

$k_{\text{д}}$ – коэффициент доплат и надбавок составляет примерно 0,2-0,5 (в НИИ и на промышленных предприятиях – за расширение сфер обслуживания, за профессиональное мастерство, за вредные условия: 15-20 % от $Z_{\text{тс}}$);

$k_{\text{р}}$ – районный коэффициент, равный 1,3 (для Томска).

Тарифная заработная плата $Z_{тс}$ находится из произведения тарифной ставки работника 1-го разряда $T_{с1} = 600$ руб. на тарифный коэффициент k_T и учитывается по единой для бюджетной организации тарифной сетке. Для предприятий, не относящихся к бюджетной сфере, тарифная заработная плата (оклад) рассчитывается по тарифной сетке, принятой на данном предприятии.

За основу оклада берется ставка работника ТПУ, согласно занимаемой должности. Из таблицы окладов для доцента (степень – кандидат наук) – 23264 руб., для ассистента (степень отсутствует) – 14584 руб. (таблица 19, 20).

Таблица 19 – Расчет основной заработной платы для исполнения 1

Исполнители	$Z_{тс}$, тыс. руб.	$k_{пр}$	k_d	k_p	Z_m , тыс. руб.	$Z_{дн}$, тыс. руб.	T_p , раб. дн.	$Z_{осн}$, тыс. руб.
Руководитель	23264	0,3	0,4	1,3	51413	2,674	20	53,48
Исполнитель	14584	0	0	1,3	18959	1,126	37	41,66
Итого								95,14

Таблица 20 – Расчет основной заработной платы для исполнения 2

Исполнители	$Z_{тс}$, тыс. руб.	$k_{пр}$	k_d	k_p	Z_m , тыс. руб.	$Z_{дн}$, тыс. руб.	T_p , раб. дн.	$Z_{осн}$, тыс. руб.
Руководитель	23264	0,3	0,4	1,3	51413	2,674	24	64,18
Исполнитель	14584	0	0	1,3	18959	1,126	43	48,41
Итого								112,59

Таблица 21 – Расчет основной заработной платы для исполнения 3

Исполнители	$Z_{тс}$, тыс. руб.	$k_{пр}$	k_d	k_p	Z_m , тыс. руб.	$Z_{дн}$, тыс. руб.	T_p , раб. дн.	$Z_{осн}$, тыс. руб.
Руководитель	23264	0,3	0,4	1,3	51413	2,674	28	74,87
Исполнитель	14584	0	0	1,3	18959	1,126	49	55,17
Итого								130,04

Дополнительная заработная плата исполнителей тем

Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы учитывают величину предусмотренных Трудовым кодексом РФ доплат за отклонение от нормальных условий труда, а также выплат, связанных с обеспечением гарантий и компенсаций (при исполнении государственных и общественных обязанностей, при совмещении работы с обучением, при предоставлении ежегодного оплачиваемого отпуска и т.д.).

Расчет дополнительной заработной платы ведется по следующей формуле:

$$З_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} \cdot З_{\text{осн}} = 0,13 \cdot 53480 = 6952 \quad (61)$$

$$З_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} \cdot З_{\text{осн}} = 0,13 \cdot 41660 = 5416 \quad (62)$$

где $З_{\text{доп}}$ – дополнительная заработная плата, руб.;

$k_{\text{доп}}$ – коэффициент дополнительной зарплаты;

$З_{\text{осн}}$ – основная заработная плата, руб.

Для исполнения 2 расчет дополнительной заработной платы составит:

$$З_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} \cdot З_{\text{осн}} = 0,13 \cdot 64180 = 8343 \quad (63)$$

$$З_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} \cdot З_{\text{осн}} = 0,13 \cdot 48410 = 6293 \quad (64)$$

Для исполнения 3 расчет дополнительной заработной платы составит:

$$З_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} \cdot З_{\text{осн}} = 0,13 \cdot 74870 = 9733 \quad (65)$$

$$З_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} \cdot З_{\text{осн}} = 0,13 \cdot 55170 = 7172 \quad (66)$$

Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

В данной статье расходов отражаются обязательные отчисления по установленным законодательством Российской Федерации нормам органам государственного социального страхования (ФСС), пенсионного фонда (ПФ) и медицинского страхования (ФФОМС) от затрат на оплату труда работников.

Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется исходя из следующей формулы:

$$З_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} \cdot (З_{\text{осн}} + З_{\text{доп}}) = 0,30 \cdot (53480 + 6952) = 16377 \quad (67)$$

где $k_{\text{внеб}} = 30\%$ – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд – 22%, фонд обязательного медицинского – 5,1% и социального – 2,9 % страхования), в соответствии со статьей 425 НК РФ.

Отчисления во внебюджетные фонды рекомендуется представлять в табличной форме (таблица 22).

Таблица 22 – Отчисления на социальные нужды

Исполнитель	Основная ЗП, тыс. руб.			Дополнительная ЗП, тыс. руб.		
	Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3
Руководитель	53,480	61,180	74,870	6,952	8,343	9,733
Исполнитель проекта	41,660	48,410	55,170	5,416	6,293	7,172
Коэффициент отчисления во внебюджетные фонды			0,3			
Итого						
Исполнение 1		Исполнение 2		Исполнение 3		
29,134		34,478		39,822		

Прочие расходы

Накладные расходы учитывают прочие затраты организации, не попавшие в предыдущие статьи расходов: печать и ксерокопирование материалов исследования, пишущие принадлежности, оплата услуг связи, электроэнергии, почтовые и телеграфные расходы, размножение материалов и т.д.

Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта

Рассчитанная величина затрат научно-исследовательской работы (темы) является основой для формирования бюджета затрат проекта, который при формировании договора с заказчиком защищается научной организацией в качестве нижнего предела затрат на разработку научно-технической продукции (таблица 23).

Таблица 23 – Расчет бюджета затрат НИИ

Наименование статьи	Сумма, руб.		
	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3
Материальные затраты НИИ	950000	1350000	1300000
Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	95140	112590	130040
Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы	12368	14636	16905
Отчисления во внебюджетные фонды	29134	34478	39822
Затраты на покупку компьютера	28000	28000	28000
Накладные расходы	24000	24000	24000
Бюджет затрат НИИ	1138642	1563704	1538767

Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования

Определение эффективности происходит на основе расчета интегрального показателя эффективности научного исследования. Его нахождение связано с определением двух средневзвешенных величин: финансовой эффективности и ресурсоэффективности. Интегральный показатель финансовой эффективности научного исследования получают в ходе оценки бюджета затрат двух вариантов исполнения научного исследования.

Для этого наибольший интегральный показатель реализации технической задачи принимается за базу расчета (как знаменатель), с которым соотносятся финансовые значения по всем вариантам исполнения.

Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:

$$I_{\Phi}^{\rho} = \frac{\Phi_{\rho i}}{\Phi_{\text{мак}}}, \quad (68)$$

где I_{Φ}^{ρ} – интегральный финансовый показатель разработки;

$\Phi_{\rho i}$ – стоимость i -го варианта исполнения;

$\Phi_{\rho i}$ – максимальная стоимость исполнения научно-исследовательского проекта (в т.ч. аналогии)

Для первого варианта исполнения имеем:

$$I_{\Phi}^{\rho} = \frac{\Phi_{\rho i}}{\Phi_{\text{мак}}} = \frac{1138642}{1563704} = 0,728 \quad (69)$$

Для второго варианта исполнения имеем:

$$I_{\Phi}^{\rho} = \frac{\Phi_{\rho i}}{\Phi_{\text{мак}}} = \frac{1563704}{1563704} = 1 \quad (70)$$

Для третьего варианта исполнения имеем:

$$I_{\Phi}^{\rho} = \frac{\Phi_{\rho i}}{\Phi_{\text{мак}}} = \frac{1538767}{1563704} = 0,984 \quad (71)$$

Полученная величина интегрального финансового показателя разработки отражает соответствующее численное удешевление стоимости

разработки в размах (значение больше единицы), либо соответствующее численное удешевление стоимости разработки в размах (значение меньше единицы, но больше нуля).

Интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов исполнения объекта исследования можно определить следующим образом:

$$I_m^a = \sum_{i=1}^n a_i \cdot b_i^a \quad (72)$$

где I_m – интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов;

a_i – весовой коэффициент i -го параметра;

b_i^a, b_i^p – бальная оценка i -го параметра для аналога и разработки,

устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания;

n – число параметров сравнения.

$$I_1^A = 5 \times 0,1 + 4 \times 0,15 + 5 \times 0,15 + 5 \times 0,2 + 4 \times 0,25 + 5 \times 0,15 = 4,6 \quad (73)$$

$$I_2^A = 4 \times 0,1 + 3 \times 0,15 + 3 \times 0,15 + 3 \times 0,2 + 4 \times 0,25 + 4 \times 0,15 = 3,05 \quad (74)$$

$$I_3^A = 4 \times 0,1 + 4 \times 0,15 + 3 \times 0,15 + 5 \times 0,2 + 4 \times 0,25 + 3 \times 0,15 = 3,9 \quad (75)$$

Таблица 24 – Сравнительная оценка характеристик проекта

Критерии	Весовой коэффициент параметра	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3
Безопасность	0,1	5	4	4
Удобство эксплуатации	0,15	4	3	4
Срок службы	0,15	5	3	3
Ремонтопригодность	0,20	5	3	5
Надежность	0,25	4	4	4
Материалоемкость	0,15	5	4	3
Итого	1	4,6	3,05	3,9

Интегральный показатель эффективности разработки ($I_{финр}^p$) и аналога ($I_{финр}^a$) определяется на основании интегрального показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по формуле:

$$I_{финр}^p = \frac{I_m^p}{I_{\phi}^p} = \frac{4,6}{0,728} = 6,32, \quad (76)$$

$$I_{\text{финр}}^{a1} = \frac{I_m^{a1}}{I_{\phi}^{a1}} = \frac{3,05}{1} = 3,05, \quad (77)$$

$$I_{\text{финр}}^{a2} = \frac{I_m^{a2}}{I_{\phi}^{a2}} = \frac{3,9}{0,984} = 3,96, \quad (78)$$

Сравнение интегрального показателя эффективности текущего проекта и аналогов позволит определить сравнительную эффективность проекта.

Сравнительная эффективность проекта (таблица 25):

$$\mathcal{E}_{\text{ср1}} = \frac{I_{\text{финр}}^p}{I_{\text{финр}}^{a1}} = \frac{6,32}{4,6} = 1,37, \quad (79)$$

$$\mathcal{E}_{\text{ср2}} = \frac{I_{\text{финр}}^p}{I_{\text{финр}}^{a2}} = \frac{3,05}{3,05} = 1 \quad (80)$$

$$\mathcal{E}_{\text{ср3}} = \frac{I_{\text{финр}}^p}{I_{\text{финр}}^{a2}} = \frac{5,38}{3,96} = 1,3, \quad (81)$$

где $\mathcal{E}_{\text{ср}}$ – сравнительная эффективность проекта;

$I_{mэ}^p$ – интегральный показатель разработки;

$I_{mэ}^a$ – интегральный технико–экономический показатель аналога.

Таблица 25 – Сравнительная эффективность разработки

Показатели	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3
Интегральный финансовый показатель разработки	0,728	1	0,984
Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4,6	3,05	3,9
Интегральный показатель эффективности	6,32	3,05	3,96
Сравнительная эффективность вариантов исполнения	1,37	1	1,36

Техническое диагностирование

Для проведения исследования будет проводиться техническая диагностика резервуара вертикального стального, конструкция которого является наиболее выгодной для применения в НИР. Кроме того, данный расчет необходим для того, чтобы определить и обосновать в дальнейшем на каком этапе возможно сокращение затрат на проведение технического диагностирования.

Проведение технического диагностирования является неотъемлемой

частью экспертизы промышленной безопасности, которая позволяет определить техническое состояние резервуара, а также оценить возможности, условия и сроки для продолжения его эксплуатации. Так как строительство новых резервуарных парков является длительным и финансово затратным процессом, то возможность продления срока эксплуатации сооружения (резервуара) является альтернативным решением данной проблемы.

Для определения оптимальных экономических затрат на проведение технического диагностирования, проведем анализ всех видов работ с учетом норм времени и себестоимости на их выполнение, а также произведем расчет стоимости всего комплекса работ

Расчет норм времени на выполнение работ при техническом диагностировании оборудования, сооружений и трубопроводов.

Норму времени на выполнение работы при техническом диагностировании оборудования, сооружений и трубопроводов в наиболее распространенных условиях (Н), чел.-ч, определяют по формуле:

$$H = T_{\text{оп}}(1 + K_{\text{п.з.}} + K_{\text{от.}}), \quad (82)$$

где $T_{\text{оп}}$ – оперативное время, чел.-ч;

$K_{\text{п.з.}}$ – коэффициент, учитывающий время на подготовительно-заключительные работы и обслуживание рабочего места (принимается по фотохронометражным наблюдениям), $K_{\text{п.з.}} = 0,07$;

$K_{\text{от.}}$ – коэффициент, учитывающий время на отдых и личные надобности в соответствии с методическими рекомендациями «Определение нормативов на отдых и личные надобности», $K_{\text{от.}} = 0,1$.

Норму времени на выполнение работы при диагностировании в особых условиях ($H_{\text{ос.ус.}}$), чел.-ч, определяют по формуле:

$$H_{\text{ос.ус.}} = H \cdot K_{\text{ус.}} \cdot K_{\text{тр.}}, \quad (83)$$

где $K_{\text{ус.}}$ – поправочный коэффициент, учитывающий особые условия работы. Величины $K_{\text{ус.}}$, приведены в таблице 15.

$K_{\text{тр.}}$ – поправочный коэффициент, учитывающий транспортные затраты. Величины $K_{\text{тр.}}$, приведены в таблице 16.

Таблица 26 – Значение поправочного коэффициента K_{yc}

Условия выполнения работ	Величина поправочного коэффициента
1. Выполнение работ с применением монтажного пояса	1,25
2. Выполнение работ в закрытых сосудах, аппаратах, резервуарах	2,00
3. Выполнение работ на действующих производствах с вредными условиями труда	1,25
4. Выполнение работ в зимнее время на открытом воздухе. Температура воздуха на рабочем месте отрицательная, °С :	
от 0 до минус 10	1,10
от минус 10 до минус 20	1,15
от минус 20 до минус 30	1,20
от минус 30 до минус 40	1,25
ниже минус 40	1,30
5. Выполнение работ в стесненном положении (на высоте, в углублениях)	1,10
6. Техническое диагностирование оборудования, имеющего налет (повышенную коррозию, грязь) свыше 3 мм	1,20
7. Выполнение работ в специальной одежде, с вентиляцией или применением химических реагентов, в шланговом противогазе	1,30
8. Выполнение работ на грузоподъемных машинах с пролетом более 25 м, за каждые 5 м	1,05
9. Выполнение работ на стреле башенного крана с решетчатой конструкцией	1,10

Таблица 27 – Значение поправочного коэффициента $K_{тр}$

Удаленность объектов от центральных баз производственного обслуживания, км	Величина поправочного коэффициента
0-50	1,10
50-100	1,15
100-150	1,20
150-200 и более	1,40

Расчет стоимости работ при техническом диагностировании оборудования, сооружений и трубопроводов

Комплекс работ при полном техническом диагностировании включает:

1. Анализ документации;
2. Визуальный и измерительный контроль;
3. Контроль неразрушающими методами;
4. Контроль толщины стенок основных элементов неразрушающим методом (ультразвуковая толщинометрия);
5. Измерение твердости основных элементов;

6. Расчет на прочность;
7. Гидравлические испытания на прочность и герметичность;
8. Расчет остаточного ресурса;
9. Анализ результатов контроля и расчетов;
10. Составление технического заключения о возможности дальнейшей эксплуатации резервуара.

Стоимость работы при техническом диагностировании оборудования, сооружений и трубопроводов Ц, руб., определяют по формуле:

$$Ц = С \cdot K_{ус} \cdot K_{тр} \cdot K_{рк} + П ,$$

84)

где С – себестоимость работы при техническом диагностировании оборудования, сооружений и трубопроводов;

$K_{рк}$ – поправочный коэффициент, зависящий от районного коэффициента к заработной плате. Величины $K_{рк}$ приведены в таблице 28.

П – плановая прибыль, руб.

Таблица 28 – Значение поправочного коэффициента $K_{рк}$.

Районный коэффициент к заработной плате	Величина поправочного коэффициента
1,1	1,07
1,12	1,09
1,15	1,10
1,2	1,15
1,3	1,20
1,4	1,30
1,5	1,35
1,6	1,40
1,7	1,50
1,8	1,55
2,0	1,70

Себестоимость работы при техническом диагностировании оборудования, сооружений и трубопроводов включает:

- стоимость основных и вспомогательных материалов;
- основную (без учета районного коэффициента) и дополнительную заработную плату специалистов, проводящих диагностирование, в том числе

выплаты из фонда материального стимулирования (кроме выплат осуществляемых из прибыли);

- отчисления из фонда заработной платы;
- стоимость топлива и энергии;
- накладные расходы (на содержание и эксплуатацию оборудования, цеховые расходы, общезаводские расходы и т.д.) без учета транспортных затрат;
- прочие расходы.

При расчете стоимости основных и вспомогательных материалов, топлива, энергии закладывается их обоснованная потребность на выполнение работы при техническом диагностировании и действующие цены на приобретение.

Фонд заработной платы рассчитывают по нормативам времени, установленными в Единых нормах времени в зависимости от перечня планируемых для выполнения работ и часовой тарифной ставки специалистов по техническому диагностированию.

Долю накладных расходов устанавливают относительно затрат на соответствующий вид работ при диагностировании, без учета стоимости расходуемых материалов.

Стоимость комплекса работ при техническом диагностировании оборудования, трубопроводов и сооружений определяют по формуле:

Постоянными величинами при определении стоимости работ по техническому диагностированию оборудования, сооружений и трубопроводов являются нормы времени на выполнение конкретных видов работ, представленных в настоящих Единых нормах времени на 2014 год, которые служат основанием для установления договорной цены.

Расчет технического диагностирования резервуара

Исходные данные:

Резервуар емкостью 20000 м³ имеет цилиндрическую конструкцию с эллиптическими днищами и предназначен для хранения нефтепродуктов,

установлен на фундаментных опорах в открытом резервуарном парке (расчетное давление 0,02 МПа);

- внутренний диаметр обечайки - 39900 мм;
- длина обечайки - 125350 мм;
- толщина стенки обечайки – 22 мм;
- диаметр горловины люка - 700 мм;
- диаметр патрубков – 150; 500 мм;
- количество поясов обечайки – $n = 12$ шт.;
- количество патрубков – $m = 6$ шт.;
- общая длина продольных сварных швов $L = 1500$ м;
- площадь наружной поверхности резервуара $F = 2256$ м²;
- плановая прибыль (П) - 25% от себестоимости работ;
- районный коэффициент к заработной плате – 1,3.

Техническое освидетельствование резервуара производится на расстоянии 30 км от центральной базы производственного обслуживания в летнее время.

1. Анализ документации:

- Ознакомление и анализ проектной документации $C_1^{a.d.} = 1707,13$ руб.;
- Ознакомление и анализ исполнительной документации $C_2^{a.d.} = 1138,09$ руб.;
- Анализ нормативной документации и установление норм оценки технического состояния $C_3^{a.d.} = 260,91$ руб.;
- Анализ условий эксплуатации и технологических режимов работы $C_4^{a.d.} = 521,86$ руб.;
- Анализ ранее проведенных диагностических работ и установление характерных участков $C_5^{a.d.} = 227,6$ руб.;
- Анализ планово-профилактических мероприятий и ремонтных работ $C_6^{a.d.} = 326,14$ руб.;
- Анализ аварий и отказов $C_7^{a.d.} = 512,15$ руб.

Себестоимость работ при анализе документации:

$$C^{a.d.} = \sum C_n^{a.d.} = 1707,13 + 1138,09 + 260,91 + 521,86 + 227,6 \\ + 326,1 + 512,15 = 4693,88 \text{ руб.}$$

2. Визуальный и измерительный контроль:

•визуальный осмотр сварных швов снаружи (100 % осмотр) и измерение размеров выявленных дефектов, себестоимость:

$$C_1^{в.и.} = C_1^A \cdot L = 12,90 \cdot 1500 = 19350 \text{ руб.}$$

где C_1^A – себестоимость 1 м шва;

•визуальный осмотр сварных швов изнутри (100 % осмотр) и измерение выявленных дефектов, себестоимость:

$$C_2^{в.и.} = C_1^A \cdot L \cdot K_{ус.} = 12,90 \cdot 1500 \cdot 2 = 38700 \text{ руб.};$$

•визуальный осмотр основного металла снаружи и измерение выявленных дефектов, себестоимость:

$$C_3^{в.и.} = C_2^A \cdot F = 12,90 \cdot 2256 = 29102,4 \text{ руб.}$$

где C_2^A – себестоимость осмотра 1 м² основного металла резервуара;

•визуальный осмотр основного металла изнутри и измерение выявленных дефектов, себестоимость:

$$C_4^{в.и.} = C_2^A \cdot F \cdot K_{ус.} = 12,90 \cdot 2256 \cdot 2 = 58204,8 \text{ руб.}$$

Себестоимость работ при визуальном и измерительном контроле сварных швов и основного металла:

$$C^{в.и.} = \sum C_n^{в.и.} = 19350 + 38700 + 29102,4 + 58204,8 = 145357,2 \text{ руб.};$$

3. Контроль неразрушающими методами.

Акустико-эмиссионный контроль (типа «Эксперт – 2010»)

$$C_1^{н.м.} = C_1^{a.э.} \cdot n = 56341 \text{ руб.}$$

где $C_1^{a.э.}$ – себестоимость работ при акустико-эмиссионном контроле (сосуда, работающего под давлением $V \leq 20000 \text{ м}^3$); n – количество сосудов

Контроль сплошности сварных соединений и зон основного материала элементов производится методом ультразвуковой и магнитопорошковой дефектоскопии.

Контролю подвергаются продольные сварные швы и зоны пересечения кольцевых швов с поперечными швами. Ультразвуковой дефектоскопии подвергаются сварные швы длиной 50 % от общей длины сварных швов, $L = 750$ м.

В состав работ входит:

• зачистка поверхности под контроль до шероховатости Rz 40 зоны шириной 50 мм, себестоимость:

$$C_2^{н.м.} = C_1^3 \cdot L = 234,38 \cdot 750 = 175785 \text{ руб.}$$

где C_1^3 – себестоимость 1 м зачистки поверхности;

• ультразвуковая дефектоскопия продольных сварных швов, себестоимость:

$$C_3^{н.м.} = C_1^{у.д.} \cdot L = 257,79 \cdot 750 = 193342,5 \text{ руб.}$$

где $C_1^{у.д.}$ – себестоимость 1 м контроля сварных соединений;

Контроль методом ультразвуковой дефектоскопии выбран по экономическим соображениям, так как себестоимость работ при рентгенографическом контроле (альтернативном) за 1 м контроля сварного соединения составляет $C^{р.к.} = 950,36$ руб.

• магнитопорошковая дефектоскопия пересечения кольцевых и продольных сварных швов (по 250 мм в каждую сторону):

$$C_4^{н.м.} = C_1^{м.д.} \cdot F = 402,09 \cdot 2256 = 907115 \text{ руб.}$$

где $C_1^{м.д.}$ – себестоимость 1 м² работ;

F – площадь для выполнения работ (57 пересечений сварных швов).

Контроль методом магнитопорошковой дефектоскопии выбран по экономическим соображениям, так как себестоимость работ при контроле методом цветной дефектоскопии за 1 м² контроля сварного соединения составляет $C^{ц.д.} = 1031,03$ руб.

Себестоимость при контроле неразрушающими методами:

$$C^{н.м.} = \sum C_n^{н.м.} = 56341 + 175785 + 193342,5 + 907115 = 1332583,5 \text{ руб.}$$

4. Контроль толщины стенок основных элементов неразрушающим методом (ультразвуковая толщинометрия). В состав работ входит:

- зачистка поверхности под контроль до шероховатости Rz40 зоны 50 мм x 50 мм (20 зон на одно сечение обечайки, по 20 зон на переднем и заднем днище, 9 зон на крышке люка, по 9 зон на патрубках штуцеров), себестоимость:

$$C_1^{у.т.} = C^{в.р.} \cdot N_{зон.} = 16,73 \cdot (20 \cdot 30 + 20 \cdot 2 + 9 + 6 \cdot 9) = 11761,18 \text{ руб.}$$

где: $C^{в.р.}$ – себестоимость зачистки 1 зоны поверхности;

$N_{зон.}$ – количество зон.

- ультразвуковая толщинометрия (традиционным методом с помощью прибора типа УТ-93П), себестоимость:

$$C_2^{у.т.} = C^{т.т.} \cdot N_3 = 51,56 \cdot 703 = 36246,68 \text{ руб.}$$

где: $C^{т.т.}$ – себестоимость 1 замера традиционным методом (ультразвуковой толщинометрии);

N_3 – количество замеров.

Себестоимость работ при контроле толщины стенок основных элементов:

$$C^{у.т.} = \sum C_n^{у.т.} = 11761,18 + 36246,68 = 48007,86 \text{ руб.}$$

5. Измерение твердости основных элементов (при необходимости):

$$C^{т.м.} = C^{\Pi} \cdot N_3 = 77,18 \cdot (80 + 40 + 5) = 9647,9 \text{ руб.}$$

где: C^{Π} – себестоимость определения твердости по прибору «Польди»;

N_3 – количество проведенных исследований (20 обечайек по 4 зоны для исследования; переднее и заднее днище по 20 зон на каждое; крышка люка 5 зона).

6. Себестоимость расчета на прочность: $C^{р.п.} = 590,49 \text{ руб.}$

7. Гидравлические испытания на прочность и герметичность, производятся собственными силами организации (в присутствии членов комиссии), поскольку имеется достаточное техническое оснащение и квалификация рабочего персонала.

8. Себестоимость расчета остаточного ресурса $C^{р.о.} = 1338,94 \text{ руб.}$

9. Себестоимость работ при анализе результатов контроля и расчетов:

$$C^{a.p.} = 7674,19 \text{ руб.}$$

10. Себестоимость работ при составлении технического заключения о возможности дальнейшей эксплуатации резервуара:

$$C^{т.з.} = 3069,69 \text{ руб.}$$

Стоимость комплекса работ при техническом диагностировании резервуара для хранения СУГ:

$$\begin{aligned} Ц &= (4693,88 + 145357,2 + 1332583,5 + 48007,86 + 9647,9 + 590,49 \\ &\quad + 1338,94 + 7674,19 + 3069,69) \cdot 1,1 \cdot 1,2 \cdot \left(1 + \frac{25}{100}\right) \\ &= 2869876,8 \text{ руб.} \end{aligned}$$

Вывод:

Проведенные расчеты показали перспективность разработки исследования напряженно-деформированного состояния уторного соединения согласно интегральным показателям: финансовый показатель разработки 0,728, показатель ресурсоэффективности разработки 4,6 и показатель эффективности 6,32.

Перспективность методики обусловлена возможностью включения в комплекс технического диагностирования резервуара для выявления наиболее опасных и критических дефектов, которые смогут повлиять на эксплуатацию резервуара или полный выход его из строя. За счет данной методики существует возможность определения остаточного ресурса конструкции и дальнейшего решения по эксплуатации.

Расчет стоимости технического диагностирования (2869 тыс. руб.), показал возможность продления срока эксплуатации резервуара на 8 лет.

5 Социальная ответственность

Магистерская диссертация посвящена исследованию резервуара вертикального стального 20000 м³. В данном разделе рассматривается возможное влияние используемого оборудования, сырья, энергии, продукции и условий работы на человека и окружающую среду; техника безопасности при работе с оборудованием и действия при чрезвычайных ситуациях.

Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

В связи со спецификой деятельности работникам резервуарного парка приходится работать на значительном удалении от места нахождения своей компании. Вахтовая работа в силу существенных отличий от «обычной» трудовой деятельности работника регулируется отдельным законодательством.

Особенностям регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом, посвящена глава 47 ТК РФ.

Понятие вахтового метода приведено в ст.297 ТК РФ, а основные положения о вахтовом методе организации работ утверждены Постановлением Госкомтруда СССР, Секретариата ВЦСПС и Минздрава СССР от 31.12.1987 г. №794/33-82 (далее по тексту – Положение о вахте) и действуют в части, не противоречащей ТК РФ (ст.423 ТК РФ). Вахтой считается общий период, включающий время выполнения работ на объекте и время междуменного отдыха (ст.299 ТК РФ).

Основной профессией, обслуживающей резервуарные парки, является оператор товарный. В обязанности оператора входит управление технологическим процессом с пульта управления из помещений операторных, что составляет 50% времени рабочей смены, визуальное наблюдение за работой оборудования насосных и транспортных коммуникаций, обход резервуарного парка – 44% рабочего времени. Кроме того, операторы обеспечивают предварительную подготовку оборудования к капитальному ремонту. 6% времени рабочие занимаются личными делами. Размер оклада будет зависеть от сезона года и климатогеографических особенностей региона, так же оклад

зависит от разряда оператора. Уровень зарплаты варьируется от 55000 тысяч до 90000 тысяч рублей.

Вместе с тем отдельные нормативные акты содержат положения о размере доплат за работу во вредных условиях труда. Так, постановлением Министерства труда РФ от 25 апреля 1995 года № 25 рекомендовано при оплате труда работников организации внебюджетной сферы экономики тарифные ставки (оклады) на работах с тяжелыми и вредными условиями труда увеличивать по сравнению с тарифными ставками (окладами) для аналогичных работ с нормальными условиями труда на 12%, а на работах с особо тяжелыми и особо вредными условиями труда — на 24%.

В области охраны труда и безопасности жизнедеятельности трудовую деятельность регламентируют следующие правовые, нормативные акты, инструктивные акты в области охраны труда и отраслевые документы:

- Закон об основах охраны труда в РФ №181-ФЗ от 17.07.1999 г (с изменениями от 20 мая 2002 г., 10 января 2003 г., 9 мая, 26 декабря 2005 г.).

- Федеральный закон о промышленной безопасности опасных производственных объектов 116-ФЗ от 21.07.1997 г. с изменениями от 7.08.2000 г.

- Трудовой кодекс №197-ФЗ (с изм. и доп., вступ. в силу с 13.04.2014)

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

- Инструкции по технике безопасности предприятия.

- Порядок разработки деклараций безопасности промышленного объекта РФ. МЧС, Госгортехнадзор №222/59 от 4.04.1996 г. – ГОСТ 12.0001-82 ССБТ «Система стандартов безопасности труда»

- Санитарные нормы проектирования промышленных предприятий. СНиП .21/2.11.567-96 от 31.10.1996 г.

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

11.2000 г. от 27.12.2000 г.) - Пожарная охрана предприятий. Общие требования. НБТ - 201-96, утв. 01.03.1992г.

– Правила пожарной безопасности РФ ППБ-01-93. МВД РФ 14.12.1993 г., дополнения к ним от 25.07.1995г.

Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны исследователя

Компоновка резервуарного парка, расстояния между стенками резервуаров, вместимость групп резервуаров и расстояния между группами должны соответствовать требованиям СНиП 2.11.03-93.

По периметру резервуара или каждой группы резервуаров необходимо предусматривать замкнутое обвалование, шириной по верху не менее 0,5 м, рассчитанными на гидростатическое давление разбившейся жидкости. Технические параметры по устройству обвалования должны соответствовать СНиП 2.11.03-93, исходя из объема резервуара по строительному номиналу;

Для освещения резервуарных парков следует применять прожекторы, установленные на мачтах, расположенных за пределами внешнего обвалования и оборудованных помостками и лестницами для обслуживания.

Для местного освещения следует применять аккумуляторные фонари напряжением не более 12 В во взрывобезопасном исполнении, включение и выключение которых должно проводиться вне обвалования.

Производственная безопасность

В таблице 29 представлен перечень опасных и вредных факторов, которые могут возникнуть при проведении диагностики и исследования РВС-20000 м³.

Таблица 29 – Возможные опасные и вредные факторы

Факторы	Этапы работ			Нормативные документы
	Разработка	Изготовление	Эксплуатация	
Повышение уровня общей вибрации			+	СН 2.2.4/2.1.8.566–96. Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий.
Повышение уровня шума		+	+	СН 2.2.4/2.1.8.562–96. Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории застройки. СП 51.13330.2011. Защита от шума. Актуализированная редакция СНиП 23-03-2003
Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения	+	+	+	СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95*

Анализ вредных и опасных факторов, которые могут возникнуть на рабочем месте при проведении исследований

Рассмотрим вредные производственные факторы, которые действуют или могут воздействовать на организм человека при обслуживании резервуарного парка, а также рассмотрим нормативные значения этих факторов и мероприятия, направленные на снижение или устранение этих факторов

Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе, рабочей зоны

В настоящее время для оценки допустимости проведения работ и их нормирования на открытом воздухе в условиях крайнего севера (а также районах приравненных к районам крайнего Севера) используется понятие предельной жесткости погоды (эквивалентная температура, численно равная сумме отрицательной температуре воздуха в градусах Цельсия и удвоенной

скорости ветра в м/с), устанавливаемая для каждого района решением местных региональных органов управления.

Предельная жесткость погоды, ниже которой не могут выполняться работы на открытом воздухе, колеблется в пределах от -40 до -45 °С.

При эквивалентной температуре наружного воздуха ниже -25 °С работающим на открытом воздухе или в закрытых необогреваемых помещениях, а также грузчикам, занятым на погрузочно-разгрузочных работах, и другим работникам, ежечасно должен быть обеспечен обогрев в помещении, где необходимо поддерживать температуру около +25 °С.

Работающие на открытом воздухе должны быть обеспечены в зимнее время спецодеждой и спецобувью с повышенным суммарным тепловым сопротивлением, а также защитными масками для лица. При работах, связанных с ограниченностью движения, следует применять спецодежду и спецобувь со специальными видами обогрева.

Работники должны быть обучены мерам защиты от обморожения и оказанию доврачебной помощи.

В рабочих зонах помещения и площадки обслуживания температура воздуха различна в теплый и холодный периоды года.

Интенсивность теплового облучения от работающих агрегатов и от нагретых поверхностей не должна превышать 35 Вт/м² при облучении 50% поверхности тела, 70 Вт/м² при облучении 25-50% поверхности тела и 100 Вт/м² при облучении менее 25%. Максимальная температура при этом 28°С (301 К).

Для поддержания микроклимата предусматриваются приточная и вытяжная вентиляции, нагреватели и кондиционеры.

Профилактика перегревания работников осуществляется организацией рационального режима труда и отдыха путем сокращения рабочего времени для введения перерывов для отдыха, использования средств индивидуальной защиты.

Превышение уровней шума

Допустимый уровень шума составляет 80 дБА. Запрещается даже кратковременное пребывание в зоне с уровнями звукового давления, превышающими 135 дБА.

К коллективным средствам и методам защиты от шума относятся:

- совершенствование технологии ремонта и своевременное обслуживание оборудования;
- использование средств звукоизоляции (звукоизолирующие кожухи); средств звукопоглощения.

Также необходимо использовать рациональные режимы труда и отдыха работников.

В качестве СИЗ Государственным стандартом предусмотрены заглушки-вкладыши (многократного или однократного пользования, вкладыши "Беруши" и др.), заглушающая способность которых составляет 6-8 дБА. В случаях более высокого превышения уровней шума следует использовать наушники, надеваемые на ушную раковину. Наушники могут быть независимыми либо встроенными в головной убор или в другое защитное устройство.

Превышение уровней вибрации

Для санитарного нормирования и контроля используются средние квадратические значения виброускорения или виброскорости, а также их логарифмические уровни в децибелах. Для первой категории общей вибрации, по санитарным нормам скорректированное по частоте значение виброускорения составляет 62 дБ, а для виброскорости – 116дБ. Наиболее опасной для человека является вибрация с частотой 6-9 Гц.

Вибробезопасные условия труда должны быть обеспечены:

- применением вибробезопасного оборудования и инструмента; применением средств виброзащиты, снижающих воздействие на работающих вибрации на путях ее распространения от источника возбуждения;
- организационно-техническими мероприятиями (поддержание в условиях эксплуатации технического состояния машин и механизмов на

уровне, предусмотренном НТД на них; введение режимов труда, регулирующих продолжительность воздействия вибрации на работающих; вывод работников из мест с превышением ДУ по вибрации).

Недостаточная освещенность рабочей зоны

Для резервуарных парков и участков работ необходимо предусматривать общее равномерное освещение. При этом освещенность должна быть не менее 2 лк независимо от применяемых источников света, за исключением автодорог. При подъеме или перемещении грузов должна быть освещенность места работ не менее 5 лк при работе вручную и не менее 10 лк при работе с помощью машин и механизмов.

Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны

Контроль воздушной среды должен проводиться в зоне дыхания при характерных производственных условиях посредством газоанализатора или рудничной лампы. Содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно допустимых концентраций (ПДК). Предельно допустимая концентрация пыли, как вещества умеренно опасного, в воздухе рабочей зоны составляет 1,1-10 мг/м³, для природного газа ПДК 300 мг/м³.

При работе в местах, где концентрация вредных веществ в воздухе может превышать ПДК, работников должны обеспечивать соответствующими противогазами.

При работе с вредными веществами 1-, 2-, 3-го классов опасности (ртуть, одорант, сероводород, метанол, диэтиленгликоль и т.д.) должно быть обеспечено регулярное обезвреживание и дезодорирование СИЗ.

Уменьшение неблагоприятного воздействия запыленности и загазованности воздуха достигается за счет регулярной вентиляции рабочей зоны.

Произведем расчет воздухообмена помещения, в котором будет проходить анализ данных, полученных при исследовании резервуара, на количество углекислого газа (СО₂), выдыхаемого работниками.

Определение требуемого воздухообмена производится по количеству углекислого газа, выделяемого человеком и по допустимой концентрации его. Количество углекислого газа в зависимости от возраста человека и выполняемой работы.

Порядок расчета:

1) Определим количество одновременно находящихся в помещении людей – в помещении одновременно будут находиться двое рабочих.

2) Определим характер работы и в зависимости от этого количество CO_2 , выделяемое одним человеком – характер работы легкий и при данном параметре значения выделения CO_2 составляет 23 л/ч или 35 г/ч.

3) Рассчитаем количество CO_2 , выделяемое всеми работниками:

$$G = N_{\text{людей}} \cdot g_{\text{CO}_2} = 2 * 35 = 70 \text{ г/ч} \quad (85)$$

4) Рассчитаем требуемый воздухообмен:

$$L = \frac{1000 \cdot G}{x_{\text{в}} - x_{\text{н}}} = \frac{1000 \cdot 70}{27 - 9} = 3888 \text{ м}^3/\text{ч} \quad (86)$$

где L , $\text{м}^3/\text{ч}$ – требуемый воздухообмен;

G , г/ч – количество вредных веществ, выделяющихся в воздух помещения;

$x_{\text{в}}$, $\text{мг}/\text{м}^3$ – предельно допустимая концентрация CO_2 в воздухе рабочей зоны помещения, согласно ГОСТ 12.1.005-88;

$x_{\text{н}}$, $\text{мг}/\text{м}^3$ – максимально возможная концентрация CO_2 в воздухе населенных мест по СанПиН 1.2.3685-21.

Обоснование мероприятий по защите исследователя от действия опасных и вредных факторов

Опасными производственными факторами называются факторы, способные при определенных условиях вызывать острое нарушение здоровья и гибели человека.

Оборудование и трубопроводы, работающие под давлением

При несоблюдении правил безопасности при изготовлении, монтаже и эксплуатации оборудование, работающее под высоким давлением, обладает повышенной опасностью.

Причинами разрушения или разгерметизации систем повышенного давления могут быть: внешние механические воздействия, старение систем (снижение механической прочности); нарушение технологического режима; конструкторские ошибки; изменение состояния герметизируемой среды; неисправности в контрольно-измерительных, регулирующих и предохранительных устройствах; ошибки обслуживающего персонала и т. д.

Правила устройства и безопасной эксплуатации оборудования, работающего под давлением, распространяются:

- работающие под давлением пара или газа свыше 0,07 МПа;
- на баллоны, предназначенные для транспортирования и хранения сжатых, сжиженных и растворенных газов под давлением свыше 0,07 МПа;
- на цистерны и бочки для транспортирования и хранения сжиженных газов, давление паров которых при температуре до 50 °С превышает давление 0,07 МПа;
- на цистерны и сосуды для транспортирования или хранения сжатых, сжиженных газов, жидкостей и сыпучих тел, в которых давление выше 0,07 МПа создается периодически.

Основным требованием к конструкции оборудования, работающего под высоким давлением, является надежность обеспечения безопасности при и возможности осмотра и ремонта. Специальные требования предъявляются к сварным швам. Они должны быть доступны для контроля при изготовлении, монтаже и эксплуатации, располагаться вне опор сосудов. Сварные швы делаются только стыковыми.

Ответственность за исправное состояние и безопасную эксплуатацию сосудов должна быть возложена на специалиста, которому подчинен персонал, обслуживающий сосуды.

Пожаровзрывобезопасность на рабочем месте

При обеспечении пожарной безопасности ремонтных работ следует руководствоваться 09-364-00 «Типовая инструкция по организации безопасного проведения огневых работ на взрывоопасных взрывопожароопасных объектах»; и другими утвержденными в установленном порядке региональными СНиП, НД, регламентирующими требования пожарной безопасности.

Места проведения ремонтных работ должны быть обеспечены первичными средствами пожаротушения:

Все работники должны допускаться к работе только после прохождения противопожарного инструктажа, а при изменении специфики работы проходить дополнительное обучение по предупреждению и тушению возможных пожаров в порядке, установленном руководителем.

Вся передвижная техника в охранной зоне МГ должна быть обеспечена искрогасителями заводского изготовления.

Самоходная техника, сварочные агрегаты, компрессоры, задействованные в производстве подготовительных и огневых работ, должны быть обеспечены не менее чем двумя огнетушителями ОУ-10, ОП-10 (каждая единица техники).

В помещениях на видных местах должны быть вывешены таблички с указанием порядка вызова пожарной охраны.

Приказом должен быть установлен соответствующий противопожарный режим, в том числе:

- определены места и допустимое количество единовременно находящихся в помещениях материалов;
- установлен порядок уборки горючих отходов, хранения промасленной спецодежды;
- определен порядок обесточивания электрооборудования в случае пожара и окончании рабочего дня;

- регламентированы: порядок проведения временных огневых и других пожароопасных работ, порядок осмотра и закрытия помещений после окончания работы, действия работников при обнаружении пожара;

- определен порядок и сроки прохождения противопожарного инструктажа и занятий по пожарно-техническому минимуму, а также назначены ответственные за их проведение.

Руководитель работ по ремонту газопровода должен совместно с работниками пожарной охраны определить места установки противопожарного оборудования и обеспечить необходимым противопожарным инвентарем.

Горючие отходы, мусор и т.д. следует собирать на специально выделенных площадках в контейнеры или ящики, а затем вывозить.

Применение в процессах производства материалов и веществ с неустановленными показателями их пожаро-взрывоопасности или не имеющих сертификатов, а также их хранение совместно с другими материалами и веществами не допускается.

Объект необходимо обеспечить прямой связью с ближайшим подразделением пожарной охраны или оператором КС.

При работе категорически запрещается курить на рабочем месте. На рабочих местах должны быть вывешены предупредительные надписи: “Не курить”, “Огнеопасно”, “Взрывоопасно”.

В случае возникновения пожара использовать пенные, порошковые, углекислотные огнетушители или приспособления для распыления воды.

Экологическая безопасность

При технической эксплуатации резервуара типа РВС 20000 м³ необходимо соблюдать требования по защите окружающей среды, условия землепользования, установленные законодательством по охране природы.

Перед началом производства работ следует выполнить следующие работы:

– оформить в природоохранных органах все разрешения, согласования и лицензии, необходимые для производства работ по данному объекту;

- заключить договора со специализированными организациями на сдачу отходов, грунта, сточных вод, образующихся в процессе производства работ;
- оборудовать места временного размещения отходов в соответствии с нормативными требованиями.

При организации ремонта необходимо осуществлять мероприятия и работы по охране окружающей среды, которые должны включать предотвращение потерь природных ресурсов, предотвращение попадания загрязняющих веществ в почву, водоемы и атмосферу.

Виды воздействий на природную среду в период эксплуатации резервуара:

- Загрязнение выбросами выхлопных газов от строительной техники при производстве работ;
- Выбросы при опорожнении и заполнении резервуаров;
- Образование и размещение отходов, образующихся при технологической эксплуатации.

Перед началом работ необходимо обеспечить наличие отвода земельного участка. С целью уменьшения воздействия на окружающую среду все работы должны выполняться в пределах полосы отвода земли.

Для снижения воздействия на поверхность земель предусмотрены следующие мероприятия:

- минимально необходимые размеры котлована;
- своевременная уборка мусора и отходов для исключения загрязнения территории отходами производства;
- запрещение использования неисправных, пожароопасных транспортных и строительно-монтажных средств;
- применение строительных материалов, имеющих сертификат качества;
- выполнение работ, связанных с повышенной пожароопасностью, специалистами соответствующей квалификации.

Загрязнение атмосферного воздуха в период эксплуатации за счет неорганизованных выбросов и является кратковременным. К загрязняющим

веществам относятся продукты неполного сгорания топлива в двигателях строительных машин и механизмов, вещества, выделяющиеся при сварке труб, выполнении изоляционных работ.

Мероприятия, направленные на защиту атмосферного воздуха в зоне производства работ:

- осуществлять периодический контроль за содержанием загрязняющих веществ в выхлопных газах;
- для уменьшения выбросов от автотранспорта необходимо в период ремонтных работ обеспечить контроль топливной системы механизмов и системы регулировки подачи топлива, обеспечивающих полное его сгорание;
- допускать к эксплуатации машины и механизмы в исправном состоянии, особенно тщательно следить за состоянием технических средств, способных вызывать загорание естественной растительности.

Загрязнение атмосферы в период производства работ носит временный обратимый характер.

Производственные и бытовые стоки, образующиеся на строительной площадке, должны очищаться и обезвреживаться в порядке, предусмотренном проектом организации строительства и проектами производства работ.

Сельскохозяйственные и лесные угодья должны быть возвращены в состояние, пригодное для использования по назначению и сданы землепользователю.

Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Анализ вероятных ЧС, которые может инициировать объект исследований

Чрезвычайные ситуации в резервуарных парках хранения нефтепродуктов приводят к большим материальным и человеческим потерям.

ЧС, которые могут возникнуть в резервуарном парке, это ЧС техногенного характера и экологического.

В соответствии с Федеральным законом «О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера»

под предупреждением чрезвычайных ситуаций понимается комплекс мероприятий, проводимых заблаговременно и направленных на максимально возможное уменьшение риска возникновения чрезвычайных ситуаций, а также на сохранение здоровья людей, снижение размеров ущерба окружающей природной среде и материальных потерь в случае их возникновения.

Согласно данному определению, предупреждение ЧС направленно на решение следующих задач:

- предотвращение возникновения ЧС на объектах экономики;
- снижение тяжести их последствий в случае возникновения.

Комплекс мероприятий по предупреждению ЧС в резервуарных парках хранения нефтепродуктов включает в себя:

- образование федеральной системы комплексного мониторинга, контроля, надзора, прогнозирования и предупреждения ЧС;
- реализацию целевых и научно-технических федеральных программ по проблемам безопасности;
- развитие системы декларирования безопасности объектов экономики, их паспортизации и лицензирования деятельности с учетом безопасности процессов производства.

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

Одним из способов предупреждения возникновения ЧС, повышения эффективности защиты населения и территорий и снижения возможных последствий ЧС в резервуарных парках хранения нефтепродуктов является проведение превентивных мероприятий. С целью снижения вероятности и ущерба от пожара пролива, при разгерметизации резервуаров, расставлены аварийные задвижки непосредственно возле каждого резервуара и в насосной, и установлена система аварийного отключения перекачки продуктов. В зданиях имеется пожарная сигнализация. К организационным превентивным мерам можно отнести: проведение периодической дефектоскопии внутри объектового трубопровода и резервуаров; поддержание в готовности нештатного аварийно-

спасательного формирования на объекте с проведением учебно-тренировочных занятий и учений с персоналом объекта. Основным мероприятием защиты населения и персонала, не участвующего в ликвидации ЧС, считается эвакуация и создание условий для наиболее быстрой эвакуации людей из зоны ЧС. Это достигается использованием систем, предполагающих идентификацию факта аварии, систем оповещения, систем дымоудаления. Мероприятия прогнозирования и мониторинга окружающей среды направлены на идентификацию разливов нефтепродуктов, пожаров, взрывов и их прогнозирование с целью предупреждения формирований и персонал о возможных масштабах ЧС. При непосредственной ликвидации ЧС защита формирований представлена комплексом мероприятий основанных на использовании средств индивидуальной защиты, соблюдения всех правил безопасности, с учетом специфики проводимых работ. Для повышения безопасности предприятия предлагается проведения комплекса заблаговременных мероприятий, который включает: применение стационарных лафетных установок, применение системы мониторинга и управления инженерными системами зданий и сооружений, молниезащита резервуарного парках хранения нефтепродуктов, мероприятия по повышению огнестойкости зданий и сооружений, проведение организационных превентивных мероприятий. Теплозащитные экраны применяются для локализации лучистой теплоты, уменьшения облученности на рабочих местах. Ослабление теплового потока за экраном обусловлено его поглотительной и отражательной способности.

При ликвидации последствий ЧС техногенного характера осуществляют следующие мероприятия:

- поиск пострадавших;
- определение масштабов, степени и характера повреждений зданий и сооружений;

- определение мест аварий на коммунально-энергетических и технологических сетях, угрожающих жизни пострадавших и затрудняющих проведение спасательных работ;

- отключение поврежденных участков магистральных и разводных коммунально-энергетических и технологических сетей;

- расчистка магистральных маршрутов движения;

- расчистка подъездных путей к объекту ведения работ;

- расчистка площадок для расстановки техники на объекте ведения работ;

- обрушение (укрепление) строительных конструкций зданий и сооружений, угрожающих обвалом или затрудняющих проведение спасательных работ;

- фиксация завалов от смещения;

- высвобождение пострадавших (погибших) из-под завалов;

- оказание пострадавшим первой медицинской помощи и врачебной помощи на месте;

- эвакуация пострадавших в стационарные лечебные учреждения;

- оборудование мест для свалки строительного мусора;

- регистрация погибших (или их захоронение).

Предприятия нефтяной промышленности представляют собой, наиболее сложные в инженерном отношении объекты. Они подвержены большому числу рисков и сами представляют собой потенциальную угрозу персоналу, населению и окружающей среде. Для принятия обоснованных инженерных и управленческих решений по защите людей и материальных ценностей необходимо разбираться в процессах формирования поражающих факторов, знать характеристики опасных веществ и источников, уметь прогнозировать масштабы и последствия чрезвычайных ситуаций.

При хранении значительных объемов прожаровзрывоопасных продуктов и высоком давлении на предприятиях нефтяной промышленности необходимо обеспечивать надежность и предупреждение аварий, способных приводить к

ЧС, что возможно достичь путем внедрения новых инженерно-технических устройств, методов и способов ведения работ. Стратегическими направлениями повышения уровня безопасности, являются реконструкция и техническое перевооружение на основе современных достижений науки и техники; создание механизмов стимулирования и контроль реализации программ реконструкции и развития; создание барьеров на пути реализации политики экстенсивной эксплуатации производств, вывод из эксплуатации неперспективных производств.

Вывод по разделу

В разделе социальная ответственность были рассмотрены правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности, вопросы производственной и экологической безопасности, а также возможные чрезвычайные ситуации на объектах исследования.

Раздел имеет важное значение, так как резервуары и резервуарные парки являются опасными производственными объектами, на которых имеется большой ряд вредных факторов.

Заключение

В ходе выполнения работы был проведен литературный обзор нормативной документации и научно-технической литературы, из результатов выявлены наиболее распространенные дефекты сплошности материалов – подрезы и непровары. Эти дефекты при наличии усталостного и хрупкого разрушения являются определяющими таких факторов, как эксплуатационного ресурса, так и надежности всего резервуара.

Из научно-технической литературы следует, что количество отказов и аварий, которые произошли по причине некачественных сварных соединений составило более 20%. При этом большая часть этих дефектов находилась в уторном узле резервуара (21% от всех дефектов), который находится в очень сложном напряженно-деформированном состоянии, так как на данный узел накладываются большие воздействия остаточного напряжения.

Фонд резервуаров очень велик, но в настоящее время большая часть резервуаров была спроектирована и смонтирована по нормативным документам, которые сейчас почти не актуальны и были пересмотрены. Ведь в документах, которые действовали ранее, были более низкие требования к качеству выполнения сварных соединений и их контроля. Это может означать то, что к данным резервуаром необходимо более пристальное внимание и более качественная проверка их при эксплуатации.

И исходя из этого, чтобы оценить напряженно-деформированное состояние и ремонтпригодность резервуара, их остаточный эксплуатационный ресурс, возникает большая необходимость в точном понимании в каком состоянии находятся конструкция и узлы резервуара в данный момент.

Для рассмотрения состояния уторного соединения был выбран метод конечных элементов в программном обеспечении «ANSYS». Для проверки применимости полученной конечно-элементной модели провели аналитические расчеты. Данные расчеты показали, что построенная модель является точной, так как напряжения в уторном узле составляют порядка 233 МПа, примерно

такие же результаты дал нам аналитический метод расчета 237 МПа с разницей в 2,5%.

Из научно-технической литературы были выбраны наиболее распространенными сварные дефекты в уторном узле, были определены их геометрические размеры.

Наибольшее воздействие на НДС уторного узла оказывает подрез стенки внутри резервуара и глубиной 2 мм, так как, при данном дефекте был зафиксирован наибольшее эквивалентное напряжение 328,3 МПа. Если сравнить дефект-подрез и непроваром длиной 16 мм и высотой 2 мм, максимальные эквивалентные напряжений будут равны 283,1 МПа.

Также можно наблюдать наиболее опасные места для расположения дефекта подрез – это подрезы, которые располагаются во внутренней части резервуара, стенка-уторный узел и уторный узел-днище. Менее опасными являются подрезы, которые расположены снаружи резервуара уторном узле, так как испытывают меньшие напряжения.

Если рассматривать дефекты непровар, то наиболее аварийными являются непровары высотой от 1-2 мм и длиной 16 мм. Они образуют эквивалентные напряжения от 275 МПа до 283,1 МПа. В среднем показатели эквивалентных напряжений, образованные при дефекте непровар меньше на 20-25%, чем у дефекта подрез и это говорит о том, что влияние непровара на НДС уторного узла РВС является не определяющим.

Расчет долговечности с учетом выделенных для исследования дефектов показал, что наличие дефектов сплошности снижает показатели несущей способности конструкций, в особенности при циклическом нагружении и увеличении амплитуд напряжений (от 25%). Если рассмотреть график 100% нагружения резервуара, то при наличии подреза внутри и снаружи стенки резервуара размером от 1 мм до 2 мм происходит максимальное снижение количества циклов загрузки до значения меньше 10000 циклов. При этих же значениях размера дефекта, непровар показывает значения почти на 50% больше – 20520 циклов.

Список литературы

1. Кондрашова О.Г., Назарова М.Н. Причинно-следственный анализ аварий вертикальных стальных резервуаров // Нефтегазовое дело. 2004. № 2. С. 21-29.
2. Нехаев Г.А. Проектирование и расчет стальных цилиндрических резервуаров и газгольдеров низкого давления. М.: Издательство АСВ, 2005. 216 с.
3. ГОСТ 31385-2016. Резервуары вертикальные цилиндрические стальные для нефти и нефтепродуктов. Общие технические условия. М.: Стандартиформ, 2016. 95 с.
4. Лежнев М.А. Влияние процесса усталости металла при повторно-циклическом нагружении на работоспособность резервуаров. М.: НТС «Магистральные и промысловые трубопроводы: проектирование, строительство, эксплуатация, ремонт». 2001. № 3. С. 118-123.
5. СН РК 3.05-24-2004 Инструкция по проектированию, изготовлению и монтажу вертикальных цилиндрических стальных резервуаров для нефти и нефтепродуктов.
6. Сборник научных трудов ОАО «ИркутскНИИхиммаш» «Промышленная безопасность и техническое диагностирование»: под редакцией академ. РАИН, действ. члена РИА, д-ра техн. наук, проф. А.М. Кузнецова, чл.-корр. РИА, канд. техн. наук В.И. Лившица, 1999. 256 с.
7. РД 153-112-017-97. Инструкция по диагностике и оценке остаточного ресурса вертикальных стальных резервуаров. М.: ОАО «Транснефтепродукт». 1997. 73 с
8. СТО 0030-2004. Стандарт организации. Резервуары вертикальные цилиндрические стальные для нефти и нефтепродуктов. Правила технического диагностирования, ремонта и реконструкции. М.: ЗАО ЦНИИПСК. 2004. 72 с
9. РД-23.020.00-КТН-271-10. Правила технической диагностики резервуаров. -М.: ОАО «АК «Транснефть». 2010. 344 с.

10. СА-03-008-08. Резервуары вертикальные стальные сварные для нефти и нефтепродуктов. Техническое диагностирование и анализ безопасности/ Российская ассоциация экспертных организаций техногенных объектов повышенной опасности «Росэкспертиза», Научно-промышленный союз «Риском», НПК «Изотермик». М. 2009. 288 с.

11. Техническая диагностика и оценка ресурса аппаратов: учеб. Пособие для вузов / А.Г. Халимов, Р.С. Зайнуллин, А.А. Халимов. Уфа: Изд-во УГНТУ, 2001. 408 с.

12. Березин В.Л., Шутов В.Е. Прочность и устойчивость резервуаров и трубопроводов. М.: Недра. 1971. 200 с

13. Самигуллин Г.Х. Оценка остаточного ресурса длительно эксплуатируемых вертикальных цилиндрических резервуаров / Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. 2015. № 1. С. 14 -18.

14. Одзи К. Анализ с помощью J-интеграла пластины с центральной трещиной при двухосной нагрузке / Одзи К., Кубо С., Огура К. //1982. № 48. С. 1522 -1527.

15. Лавит И.М. Об асимптотике полей напряжений и деформаций в окрестности кончика трещины. Механика твердого тела. № 3. 2009. С. 66 -78.

16. Аистов А.С., Маковкин Г.А. Исследования малоциклового усталости труб магистральных газо-и нефтепроводов // Вестник волжской государственной академии водного транспорта. 2008. № 25. С. 149-159.

17. Махутов Н.А., Воробьев А.З., Гаденин М.М. и др. Прочность конструкций при малоцикловоом нагружении. -М.: Наука. 1983. 271 с.

18. ГОСТ Р 52910-2008. Резервуары вертикальные цилиндрические стальные для нефти и нефтепродуктов. Общие технические условия. –М.: Изд-во «Стандартинформ», 2008. С 49-51 с

19. Швырков С.А. Статистика квазимгновенных разрушений резервуаров для хранения нефти и нефтепродуктов/ С.А.Швырков, С.А.Горячев, В.П.Сорокоумов, С.В. Батманов, В.В. Воробьев //

Пожаровзрывобезопасность. Секция «пожарная безопасность зданий, сооружений, объектов».-2007. –Т.16, №6. С 48-53.

20. Васильев Г.Г. Оценка долговечности уторных узлов вертикальных цилиндрических резервуаров в процессе эксплуатации / Г.Г. Васильев, А.А. Катанов, Е.Е. Семин // Безопасность и эксплуатационная надежность. –2012. № 4.С 36-41.

21. Давиденко Н.Н. Избранные труды. Динамическая прочность и хрупкость металлов / Н.Н.Давиденко –Киев: Изд-во «Наукова думка»,1981.-704 с.

22. Голиков Н.И. Результаты обследования технического состояния резервуаров/ Н.И.Голиков, А.П.Аммосов //Сб. трудов VI Межд. конф. «Современные методы математического моделирования природных и антропогенных катастроф»-Красноярск, 2001.-Т.2.-С.165-169.

23. Руководство по безопасности "Рекомендации по техническому диагностированию сварных вертикальных цилиндрических резервуаров для нефти и нефтепродуктов". - М.: ЗАО НТЦ ПБ, 2019 год

24. Губайдулин Р.Г. Расчет металлических конструкций и сварных соединений на прочность с учетом хрупкого разрушения: учебное пособие / Р.Г. Губайдулин, А.К. Тиньгаев.–Челябинск: Изд-во Челябинский государственный технический университет, 1992. 35с.

25. Розенштейн И.М. Аварии и надежность стальных резервуаров /И.М.Розенштейн.–Москва: Изд-воНедра,1995.250-253с.

26. Афанасьев В.А., Березин В.Л. Сооружение газохранилищ и нефтебаз: Учебник для вузов. М.: Недра, 1986. 334 с.

27. Березин В.Л. Прочность и устойчивость резервуаров и трубопроводов / В.Л. Березин, В.Е. Шутов. М.: Недра. 1973. 200 с.

28. Лавит И.М. Об асимптотике полей напряжений и деформаций в окрестности кончика трещины. Механика твердого тела. №3. 2009. С.66-78.

29. Сафарян М.К. Металлические резервуары и газгольдеры. М.: Недра. 1987.144 с.

30. Стулов Т.Т., Поповский Б.В., Иванцов О.М., Сафарян М. К., Афанасьев В. А. Сооружение газохранилищ и нефтебаз М.: «Недра». 1973. 368 с.
31. Нехаев Г.А. Проектирование и расчет стальных цилиндрических резервуаров и газгольдеров низкого давления. М.: Издательство АСВ, 2005. 216 с.
32. Самигуллин Г.Х. Оценка остаточного ресурса длительно эксплуатируемых вертикальных цилиндрических резервуаров / Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. 2015. № 1. С. 14 -18.
33. Землянский, А.А. Опыт выявления дефектов и трещин в крупноразмерных резервуарах для хранения углеводородов / А.А.Землянский, О.С. Вертынский // Инженерно–строительный журнал. -2011.-№7.-С. 40 -47.
34. СП 16.13330.2017 "Стальные конструкции. Актуализированная редакция СНиП II-23-81*" (с Поправками, с Изменениями N 1, 2, 3) – М.: Изд-во Стандартиформ, 2017 год.
35. РД 08-95-95 Положение о системе технического диагностирования сварных вертикальных цилиндрических резервуаров для нефти и нефтепродуктов.-М., Изд-во Ростехнадзор 1995.-132 с.
36. СНиП 3.03.01-87.Строительные нормы и правила. Несущие и ограждающие конструкции.–М.: Изд-во Госстрой СССР, 1978. –1989 с.
37. СНиП 23-01-99.Строительные нормы и правила. Строительная климатология. –М.: Изд-во Госстрой России, 2003. –160с.
38. ГОСТ 31385-2016. Резервуары вертикальные цилиндрические стальные для нефти и нефтепродуктов. Общие технические условия. –М.: Изд-во Стандартиформ, 2016. -51 с.
39. ГОСТ Р 52857.6–2007. Сосуды и аппараты. Нормы и методы расчета на прочность. –М.: Изд-во Стандартиформ, 2008. -20 с.
40. РД 39-30-1284-85 Руководство по обследованию и дефектоскопии вертикальных стальных резервуаров. ВНИИСПТнефть, «Союзнефтеавтоматика».

41. СО 02-04-АКТНП-007-206 «Стандарт организации правил технической эксплуатации, диагностирования и ремонта стальных вертикальных резервуаров ОАО «АК «Транснефтепродукт»».

42. РД 153-39.4-078-01 «Правила технической эксплуатации резервуаров, магистральных нефтепроводов и нефтебаз».

43. «Единые нормы времени и расценки на техническое диагностирование оборудования, сооружений и трубопроводов» (ЕНиР), ООО «СПКТБ НЕФТЕГАЗМАШ» [Электронный ресурс]. –Режим доступа: <https://files.stroyinf.ru/Index2/1/4293781/4293781364.htm>

44. ГОСТ 1497-84 «Металлы. Методы испытаний на растяжение»; [Электронный ресурс]. –Режим доступа: <https://docs.cntd.ru/document/1200004888>

45. Hutchinson J.W. / Plastic stress and strain fields at a crack tip //Journ. Mech. Phys. Solids. 1968. № 16. P. 337 – 347.

46. Irwin, G. R., The crack extension force for a part-through crack in a plate, Trans. ASME, J. Appl. Mech. (1962) pp. 661 – 654.

47. James I. Chang. A study of storage tank accidents / Journal of Loss Prevention in the Process Industries 19 (2006). pp. 51 –59.

48. Zienkiewicz O.C. The Finite Element Method in Engineering Science, McGraw –Hill, New York (1971).

49. API 650 Welded Steel Tanks for Oil Storage

Приложение 1

« Influence of defects of the corner weld joint on the stress-strain state of a vertical steel tank»

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ05	Крылов Артем Евгеньевич		

Руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Никульчиков А.В.	к. ф-м.н.		

Консультант-лингвист отделения иностранных языков ШБИП:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОИЯ	Матвеев И.А.	д.ф.н.		

1. Vertical steel tank

The question of the reliability of vertical steel tanks during the whole period of operation is the main issue in their design and operation.

All structures and parts of tanks have a calculated safety margin for safe operation at all stages of the life cycle of the tank.

According to the provisions of GOST 31385-2016 tank design takes into account many combinations of loads and impacts (seismic, temperature fluctuations, corrosion of structural elements and more).

During the design of the tank take into account various parameters of reliability, such as: the geometric characteristics of the sections of the main structural elements, the physical parameters of the materials used, the requirements for the strength of welded joints.

Also, an additional criterion for reliability in the process of tank design is the normative service life, which is calculated relative to the number of load test cycles until complete destruction and failure of tank components, including retaining components. And based on this derives the order of diagnostics of the tank during operation, the list and periodicity of necessary diagnostic measures. At the same time, the list and periodicity of diagnostic measures affect the operating conditions of the tank.

As a result of all diagnostic activities and taking into account the regulatory lifetime of the tank, it is set the calculated lifetime or residual life.

Residual life of the tank is determined by the longevity of the structure, foundation and justified by the fulfillment of the requirements of the regulatory documents on maintenance and repair, including the diagnosis of tank structures, foundations and grounds, as well as all types of equipment to ensure their safe operation.

If the detection of various defects in the design of the tank can lead not only to a revision of the design life of the tank, but even a complete withdrawal from service.

1.1 Production of vertical steel tanks

According to GOST R 52910, a vertical steel tank is a ground-based engineering structure, which is used to receive, store and dispense oil, petroleum products, water and other various liquids.

All tanks that provide the function of the storage of oil and its products belong to the responsibility level of structures according to GOST 27751 and SP 20.13330.2011. At the same time there is a classification of tanks according to the volume of product stored in it (GOST R 52910-2008) and according to this document they are divided into hazard classes:

- Class hazard I - reservoirs with a volume of more than 50,000 m³;
- Class hazard II - tanks of 20,000 to 50,000 m³ inclusive, as well as tanks of 10,000 to 50,000 m³ inclusive, situated directly on the banks of rivers, large reservoirs and in urban areas;
- Class hazard III - tanks of volume from 1000 and less than 20000 m³;
- Class hazard IV - reservoirs of less than 1000 m³.

The main types of tank structures:

- VST without a pontoon with a fixed roof;
- VSTP with a pontoon and with a fixed roof;
- VSTFR with a floating roof;
- Vertical steel cylindrical tanks.

When examining guidelines for the safety of vertical tanks, designed for oil storage, they must also be divided by technology of manufacturing and installation of sheet structures: the bottom, walls, roof decking, etc.).

Let's consider in detail the method of roll fabrication, as it is the most common and effective method of manufacturing vertical steel tanks. In this method, all the structures that are made of sheet materials: the wall, the bottom, the roof and others are made in the form of long canvases of processed sheets of 1.5 m by 6 m.



Figure 1 – Sheet metal tank wall assembly in open and closed site conditions

In order to facilitate transportation, prefabricated and processed sheets are rolled up into a smaller roll (Figure 2) on roll stands (Figure 3). The processed sheet is rolled up on a special frame (the maximum height of a roll can be 18 m) or on a shaft ladder, which is a part of the manufactured tank (diameter of the ladder should be less than 2.6 m), these structures will ensure the roll's rigidity during transportation and further loading and unloading operations.



Figure 2 – Prepared roll for the tank wall



Figure 4 – Rolling stands: a) one-tier stand, b) two-tier stand

Once the coils have been delivered to the construction site, the assembly process begins. The assembly of vertical tanks can be divided into five stages: bottom assembly, hull assembly, cover support structure assembly, flooring and roofing assembly, and equipment assembly. All elements of the structure are assembled in their required positions and fastened by temporary connection and then only welded.

1.2 Causes of accidents of vertical steel tanks

Exploring the literature on the topic of vertical steel tanks accidents, we can note a pattern between the increase in the number of unforeseen accidents of vertical steel tanks and the increase in the volume and cost of repair work (figure 5). Also in studies, indicate the main reason for such a sharp decline in operational reliability and efficiency of tanks, and the main reason - it is a large depreciation of fixed assets of tanks.

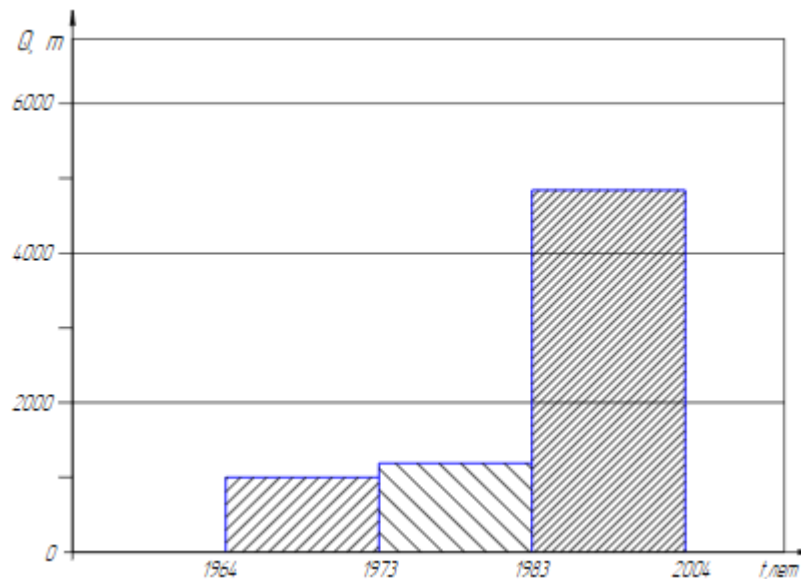


Figure 5 – Dynamics of accident rate of VST (by total weight of structures) for the period from 1964 to 2004

In all works it is possible to identify the main factors that caused accidents of vertical steel tanks:

- high fire and explosion hazard of stored products;
- large size of structures and the associated length of welds, which are difficult to control along the entire length;
- imperfections of the geometric shape, uneven subsidence of the bases;
- High displacement of the wall, especially in the areas of geometric distortions of the design form;
- high rate of corrosion damage;
- low-cycle fatigue of some areas of the structural wall;
- complicated nature of the loading of the structure in the area of the duck joint.

It is also necessary to take into account the fact that a tank accident in most cases leads to great losses of oil or oil products, but also enormous damage to the environment, not to mention the great loss of human lives (Figure 6). If we compare the initial costs of constructing a tank and the damage caused by the accident, the

difference exceeds 500 times. On this basis, the question of ensuring the reliability of tanks and their design remains relevant and, moreover, unresolved.

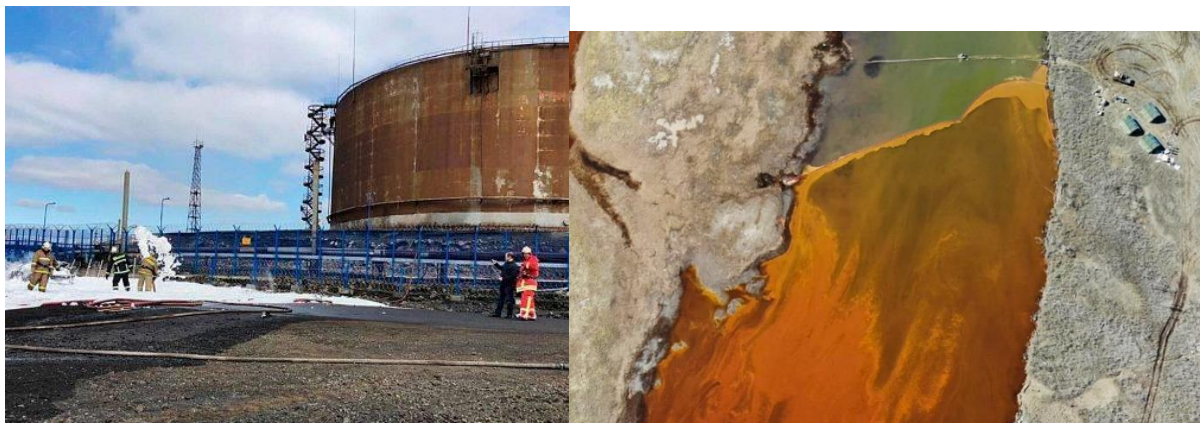


Figure 6 - Consequences of a tank accident at Norilsk CHPP-3, 2020.

If we consider statistical data on the defects of tanks, we can say that most of the defects are related to the installation period, most likely it is due to the human factor, which has the least degree of control and supervision. If we consider the distribution of defects by elements of the tank structure, the most concentrated place is the wall and the bottom of the tank.

Analyzing the data, we obtain that the most common places of defects are the tank wall (47,4%) and the corner weld joint (21,1%), and the causes are: brittle failure and structural stress concentrators. Therefore, the research has a very high practical interest in the issue of studying the causes, consequences and measures to prevent tank failures.

1.3 Design of corner weld joint

If we consider the sections above, we observe that quite a significant part of accidents and tank failures (21.1%) have their origin in the corner weld joint of the tank, which during operation has many stresses, which causes a complex stress-strain state of this knot.

In the safety manual of vertical steel tanks for oil and petroleum products the design of the corner weld joint unit is specified (p 3.2.4.):

Connecting the bottom and the wall of the tank is carried out in two ways: bilateral T-joint without beveling or with two symmetrical bevels of the bottom edge of the wall sheet. At the same time, the cathetus of the angular weld of the T-joint is recommended to perform not more than 12 mm.

If the thickness of the lower wall or bottom sheet belt does not exceed 12 mm, then the connection without chamfered edges is used with the cathetus of the corner joint equal to the thickness of the thinner of the plates being joined, in accordance with Figure 7, a of this manual.

If the thickness of the wall bottom or bottom sheet belt exceeds 12 mm, then a connection with beveled edges is used, where the sum of the depth of the bevel and the cathetate of the corner joint is equal to the thickness of the thinner of the plates being joined, in accordance with Figure 7, b of this manual.

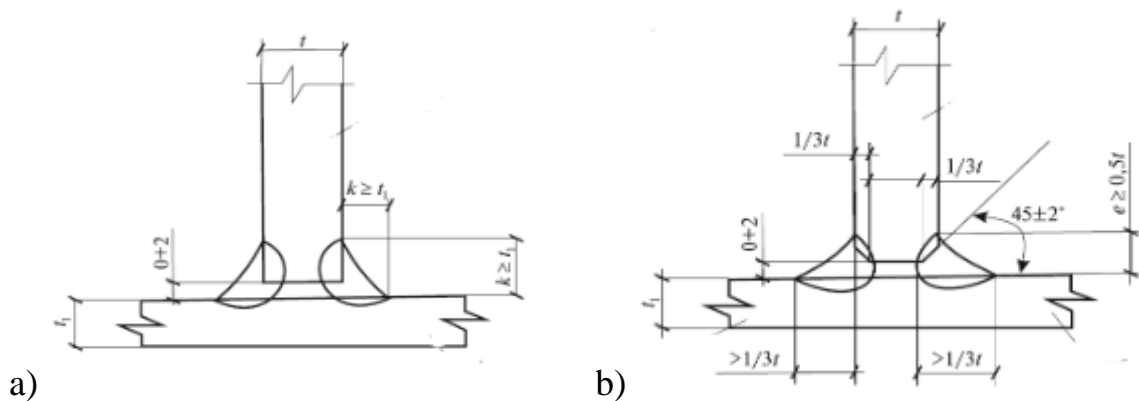


Figure 7 – Connection between the bottom and the wall

If we consider the tank's corner weld joint in terms of the stress-strain state, this part of the tank is the most stressed, because this joint is located in the area of high residual stresses, which occur not only in the joint itself, but also in the welded seam area around the weld. Also, other factors, such as irregular settlement of the base, increase the stress on the joint, which causes additional complex stresses. But that's not all, the joint is in a very active-corrosive environment, which, plus constant stresses, creates a very complex stress-strain state.

If we consider the tank's corner weld joint in terms of the stress-strain state, this part of the tank is the most stressed, because this joint is located in the area of high residual stresses, which occur not only in the joint itself, but also in the welded seam area around the weld. Other factors, such as irregular settlement of the foundation, also increase the stresses at the connection. The welded joint is also in an active-corrosive environment, which also, together with permanent stresses, creates a very complex stress-strain state.