

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

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
 Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»
 Отделение нефтегазового дела

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА

Тема работы
«Анализ причин возникновения дефектов резервуаров в процессе их эксплуатации»

УДК 622.692.23-025.71-034.14:620.19

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б4А	Миронович И.В.		

Руководитель

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

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

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

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Абраменко Н.С.			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Брусник О.В.	к.п.н, доцент		

ТРЕБОВАНИЯ К РЕЗУЛЬТАТАМ ОСВОЕНИЯ ПРОГРАММЫ БАКАЛАВРИАТА

21.03.01 Нефтегазовое дело

Планируемые результаты обучения

<i>Кодрезультата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
<i>В соответствии с универсальными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями</i>		
Общие по направлению подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»		
P1	Применять базовые естественнонаучные, социально-экономические, правовые и специальные знания в области нефтегазового дела, самостоятельно учиться непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, УК-6, УК-7, ОПК-1, ОПК-2), (ЕАС-4.2, АВЕТ-3А, АВЕТ-3i).</i>
P2	Решать профессиональные инженерные задачи на основе информационной и библиографической культуры с применением информационно-коммуникационных технологий и с учетом основных требований информационной безопасности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2, УК-3, УК-4, УК-5, УК-8, ОПК-2, ОПК-6, ОПК-7).</i>
<i>в области производственно-технологической деятельности</i>		
P3	Применять процессный подход в практической деятельности, сочетать теорию и практику при эксплуатации и обслуживании технологического оборудования нефтегазовых объектов	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-5, ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-6, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-10, ПК-11).</i>
P4	Оценивать риски и определять меры по обеспечению безопасности технологических процессов в практической деятельности и применять принципы рационального использования природных ресурсов и защиты окружающей среды в нефтегазовом	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-8, ОПК-6, ПК-12, ПК-13, ПК-14, ПК-15).</i>

<i>Кодрезультата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
	производстве	
<i>в области организационно-управленческой деятельности</i>		
P5	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, используя принципы менеджмента и управления персоналом и обеспечивая корпоративные интересы	<i>Требования ФГОС ВО,СУОС ТПУ (УК-3, УК-8, ОПК-3, ОПК-7, ПК-16,ПК-17, ПК-18), (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d).</i>
P6	Участвовать в разработке организационно-технической документации и выполнять задания в области сертификации нефтегазопромыслового оборудования	<i>Требования ФГОС ВО,СУОС ТПУ (УК-2, ОПК-1, ОПК-2, ОПК-7, , ПК-19, ПК20, ПК-21, ПК-22).</i>
<i>в области экспериментально-исследовательской деятельности</i>		
P7	Получать, систематизировать необходимые данные и проводить эксперименты с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий для решения расчетно-аналитических задач в области нефтегазового дела	<i>Требования ФГОС ВО,СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26).</i>
<i>в области проектной деятельности</i>		
P8	Использовать стандартные программные средства для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов	<i>Требования ФГОС ВО,СУОС ТПУ (УК-2,ОПК-3, ОПК-5, ОПК-6, ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30), (АВЕТ-3с),(ЕАС-4.2-e).</i>
Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти,		

<i>Кодрезультата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
газа и продуктов переработки»		
P9	Применять диагностическое оборудование для проведения технического диагностирования объектов ЛЧМГ и ЛЧМН	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-4, ОПК-5, ПК-9, ПК-14), требования профессионального стандарта 19.016 "Специалист по диагностике линейной части магистральных газопроводов".</i>
P10	Выявлять неисправности трубопроводной арматуры, камер пуска и приема внутритрубных устройств, другого оборудования, установленного на ЛЧМГ и ЛЧМН	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-5, ОПК-6, ПК-9, ПК-11), требования профессионального стандарта 19.010 "Специалист по транспортировке по трубопроводам газа".</i>
P11	Оценивать результаты диагностических обследований, мониторингов, технических данных, показателей эксплуатации объектов ЛЧМГ и ЛЧМН	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-6, ОПК-7, ПК-4, ПК-7, ПК-13), требования профессионального стандарта 19.010 "Специалист по транспортировке по трубопроводам газа".</i>

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

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и
продуктов переработки»
Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
Руководитель ООП ОНД ИШПР

_____ Брусник О.В.
(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
2Б4А	Мироновичу Илье Витальевичу

Тема работы:

«Анализ причин возникновения дефектов резервуаров в процессе их эксплуатации»	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№ <u>1626/с</u> 12.03.18

Срок сдачи студентом выполненной работы:	19.06.2018 г.
--	---------------

<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>	Резервуар вертикальный стальной		
<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>	<p>1) Анализ причин возникновения дефектов в резервуаре;</p> <p>2) Методы их устранения.</p>		
<p>Перечень графического материала</p> <p><i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>			
<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</p> <p><i>(с указанием разделов)</i></p>			
<p>Раздел</p>	<p>Консультант</p>		
<p>«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»</p>	<p>Макашева Ю. С., ассистент</p>		
<p>«Социальная ответственность»</p>	<p>Абраменко Н. С., ассистент</p>		

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

Задание выдал руководитель:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б4А	Миронович Илья Витальевич		

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

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)

Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

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

Уровень образования бакалавриат

Отделение нефтегазового дела

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

Форма представления работы:

бакалаврская работа

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	19.06.2018 г.
--	---------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) /вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
09.02.2018	<i>Получение задания</i>	10
23.02.2018	<i>Анализ причин возникновения дефектов резервуаров</i>	15
12.03.2018	<i>Рассмотрения методов устранения дефектов резервуара</i>	15
27.03.2018	<i>Расчетная часть</i>	10
15.04.2018	<i>Финансовый менеджмент</i>	10
25.04.2018	<i>Социальная ответственность</i>	10
29.04.2018	<i>Заключение</i>	10
11.05.2018	<i>Презентация</i>	20
	<i>Итого</i>	100

Составил преподаватель:

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

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Брусник О.В.	к.п.н, доцент		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б4А	Мироновичу Илье Витальевичу

Инженерная школа	Природных ресурсов	Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образования	бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело»

<p>Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:</p>	<p>1. Выявление факторов рабочей зоны, характеризующих процесс взаимодействия трудящихся с окружающей, производственной средой:</p> <ul style="list-style-type: none"> - вредных проявлений (вредные вещества, шумы); - опасных проявлений (механической природы, термического характера, пожарной и взрывной природы).
<p>Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:</p>	<p>1. Характеристика факторов изучаемой производственной среды, описывающих процесс взаимодействия человека с окружающей производственной средой в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> - физико – химическая природа фактора, его связь с разрабатываемой темой; - действие фактора на организм человека ; - рекомендуемые средства защиты (сначала – коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства). <p>2. Анализ опасных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> - механические опасности (источники, средства защиты); - термические опасности (источники, средства защиты); <p>3. Охрана окружающей среды:</p> <ul style="list-style-type: none"> - анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); - анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); <p>4. Защита в чрезвычайных ситуациях:</p> <ul style="list-style-type: none"> - перечень возможных ЧС на объекте; - разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	25.04.2018
--	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Абраменко Н.С			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б4А	Миронович Илья Витальевич		

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б4А	Мироновичу Илье Витальевичу

Инженерная школа	Природных ресурсов	Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образования	бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<i>Смета стоимости выполняемых работ по реконструкции резервуара</i>
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<i>Нормы расхода материалов, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы времени на выполнение операций, нормы расхода материалов, инструмента и др.</i>
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<i>Страховые отчисления 30%</i>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	<i>Технико-экономическое обоснование целесообразности реконструкции резервуара</i>
2. <i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	<i>График выполнения работ.</i>
3. <i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	<i>Расчет экономической эффективности реконструкции резервуара. Расчет сметной стоимости выполняемых работ по реконструкции резервуара.</i>

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. <i>Организационная структура управления</i>
2. <i>Линейный календарный график выполнения работ</i>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	15.04.2018
---	------------

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б4А	Миронович Илья Витальевич		

Реферат

Выпускная квалификационная работа содержит 99с., 27 рис., 20табл .,49 источников.

Ключевые слова: резервуар, анализ, причины, дефекты, технологическое оборудование, металлоконструкции, устранение.

Цель работы – проанализировать причины возникновения дефектов и методы их устранения резервуаров вертикальных стальных.

В процессе выполнения выпускной квалификационной работы были проведены следующие расчеты: 1) определение геометрических параметров резервуара 2)определение толщины всех поясов стенках резервуара 3)расчет стенки на устойчивость.

Основные конструктивные, технологические и технико- эксплуатационные характеристики: выявление дефектных мест, технология и организация выполнения ремонтных работ, подготовительные работы, монтаж резервуара, сварочно-монтажные работы резервуара, эксплуатационные работы .

Экономическая эффективность при реконструкции резервуара составляет 1453055руб.

Abstract

Final qualifying work of 99 pages with 27 figures, 20 tables, 49 sources.

Keywords: reservoir, analysis, reason, defects, process equipment, steel structures, elimination.

The purpose of work - to analyze the causes of defects and remedies vertical steel tanks.

During execution of final qualifying work following calculations were made: 1) determining the geometric parameters of the reservoir 2) determining the thickness of the walls of the reservoir zones 3) the calculation of the stability of the wall

The basic constructive, technological and technical and operational characteristics: the identification of defects, the technology and organization of repair work, the preparatory work, the tank assembly, welding and assembly works of the tank, maintenance work

Economic efficiency at the reservoir reconstruction constitute 1,453,055 rubles.

Оглавление

Реферат	11
Abstract	12
Сокращения.....	15
Введение.....	16
1. Общие представления о резервуарах	17
1.1 Резервуарные парки.	17
1.2 Оборудование резервуаров и их предназначение.....	19
2. Классификация дефектов	23
2.1 Эксплуатационные повреждения	28
2.2 Коррозионные повреждения	29
2.3. Коррозионные повреждения металлоконструкций резервуара	31
2.4 Коррозия арматуры в бетоне.....	34
2.5 Нарушение геометрической формы резервуара	35
2.6 Потеря устойчивости резервуара.....	36
3. Трещиновидные дефекты	37
3.1 Дефекты сварных швов	37
3.2 Трещины днищ резервуаров	38
3.3 Трещины в стенках резервуаров.....	41
4. Анализ возникновения дефектов.....	45
4.1 Анализ причин возникновения осадок основания.....	46
4.2 Анализ причин появления дефектов сварных соединений.....	47
4.3 Анализ причин возникновения трещин	49
5. Расчет строительных конструкций вертикального стального резервуара объемом 20000м ³	50
5.1. Определение геометрических параметров резервуара.....	50
5.2. Определение толщины стенки резервуара	52
5.3. Расчет стенки резервуара на устойчивость	56
6. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение..	65

6.1 Расчет суммы затрат на капитальный ремонт.....	66
6.2 Расчет фонда заработной платы	70
6.3 Расчет показателей экономической эффективности.	74
7 Социальная ответственность	77
7.1 Производственная безопасность.....	78
ГОСТ ИЕС 61140-2012	78
ГОСТ Р 12.4.234-2012	78
ГОСТ 12.1.003 2014	79
7.1.1 Анализ опасных и вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровней воздействия и устранению влияния на рабочих.	80
7.2 Экологическая безопасность.....	88
7.3 Защита в чрезвычайных ситуациях	90
7.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	94
Заключение	95
Список использованной литературы.....	96

Сокращения

РВС – резервуар вертикальный стальной

РВСП – резервуар вертикальный стальной с понтоном

РВСПК – резервуар вертикальный стальной с плавающей крышей

ТСП – транспортно-сырьевое производство

СИЗ – средства индивидуальной защиты

НУ – нефтепроводное управление

ТБ – техника безопасности

ПБ – пожарная безопасность

НПС – нефтеперекачивающая станция

ПТЭ – правила технической эксплуатации

ТОР – техническое обслуживание и ремонт

НПЗ – нефтеперерабатывающий завод

Введение

Резервуар вертикальный стальной (РВС) является основным сооружением по приему, хранению, учету и отпуску нефтепродуктов. Увеличение добычи и переработки требует расширения резервуарных парков путем создания новых и поддержания работоспособности резервуаров, находящихся в эксплуатации. Резервуары в процессе эксплуатации, подвергаются воздействию многих факторов, которые отрицательно сказываются на состоянии и его работоспособности. При несоблюдении норм безопасности и требуемых регламентов проверки могут произойти катастрофические последствия, наносящие значительный вред окружающей среде, персоналу и соседним сооружениям. Из-за больших размеров и высокой вероятностью возникновения взрывов и пожаров, резервуары являются особоопасными объектами. Надежность нефтепроводной системы напрямую связано с надежностью резервуара, что не может обходиться без контроля состояния, выявления, анализа и устранения различных видов дефектов. Объект исследования: Резервуар вертикальный стальной. Предметом данной работы являются дефекты, виды дефектов, и непосредственно причины их возникновения и методы их устранения. Основные причины возникновения: дефекты, появившиеся в процессе монтажа и эксплуатации. Так же существуют и другие причины: металлургические, заводские и дефекты, образованные в процессе транспортировки частей резервуара к месту назначения. На эксплуатационную надежность резервуаров влияют дефекты сварных швов, дефекты геометрии резервуара, основного металла и дефекты приварных элементов на различных конструкциях резервуара (на кровле, стенке, днище и фундаменте). Целью работы анализ причин возникновения дефектов резервуаров в процессе их эксплуатации и методы их устранения.

					<i>Анализ причин возникновения дефектов резервуаров в процессе их эксплуатации</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>	<i>МироновичИ.В</i>				<i>Введение</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>	<i>Саруев А.Л.</i>						16	98
<i>Консульт.</i>						ТПУ гр. 2Б4А		
<i>Рук-ль ООП</i>	<i>Брусник О.В.</i>							

1. Общие представления о резервуарах

1.1 Резервуарные парки.

Виды резервуаров:

Для хранения нефти и нефтепродуктов используют сложные инженерно-технические сооружения, состоящие из сети резервуаров, системы трубопровода и прочих сооружений. От конструкции и размера резервуара зависит обстановка пожара и соответственно технология и средство тушения. Не внимание к конструкции приводит к тому, что на резервуарах всех конструкций и размеров происходит один и тот же плановый пожар – горение по всей площади. На НПЗ располагают четыре типа резервуаров.

Резервуар с понтоном. Понтон представляет собой тонкостенный диск лежащий на цилиндрических поплавках, плавающих на поверхности продукта. Так как поплавки погружаются в продукт только на половину от своего диаметра, то между поверхностью понтона и поверхностью продукта образуется свободное пространство, оно заполняется парами хранимой жидкости. Понтон является простым и наиболее эффективным средством сокращения потерь от испарения из резервуаров до 98% и отличается практической непотопляемостью[12]. Пожарная опасность резервуара с понтоном главным образом обусловлено образованием взрывоопасных концентраций паров продукта над понтонном пространстве. Для предотвращения разрушения резервуара при взрыве продукта предусматривают защитный слабый шов между крышей и стенкой резервуара. Также предусматривают вентиляционные отверстия из периферии крыши или на стенке резервуара.

					<i>Анализ причин возникновения дефектов резервуаров в процессе их эксплуатации</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>	<i>Общие представления о резервуарах</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Разраб.</i>		<i>МироновичИ.В</i>						
<i>Руковод.</i>		<i>Саруев А.Л.</i>					17	99
<i>Консульт.</i>						ТПУ гр. 2Б4А		
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Брусник О.В.</i>						

Резервуар с плавающей крышей – стальной вертикальный резервуар, внутри него на поверхности нефтепродукта находится понтон. По окружности между понтоном и стенками резервуара находится уплотняющий затвор, благодаря ему площадь испарения нефтепродуктов уменьшается до самых минимальных значений. Применение плавающей крыши в резервуарах является самым распространенным решением для сведения к минимуму потерь при хранении особо летучих нефтепродуктов. Пожарная опасность резервуара обусловлена несколькими факторами: образование воспламенения от молнии взрывоопасной паровоздушной смеси в зоне кольцевого уплотнения крыши резервуара, выход нефтепродуктов через кольцевой уплотнитель и его растекание по поверхности крыши, заклинивание и последующее обрушение плавающей крыши. Для предотвращения пожара нужно постоянно контролировать состояние кольцевого уплотнения, контролировать дренирование дождевой воды и разлива нефтепродукта с поверхности плавающей крыши, контролировать нормальную подвижность плавающей крыши. Отличительными особенностями конструкции резервуаров для хранения вязких нефтепродуктов является наличие подогревателя, смонтированного внутри резервуара и наличие термоизоляции. В резервуарах для хранения вязких нефтепродуктов в качестве теплоносителя для подогрева чаще всего используется пар, пропускаемый по системе трубопроводов, смонтированных внутри резервуара в нижней его части. Резервуары с паровым обогревом имеют преимущества: мягкая термообработка битума, пожарная безопасность. В связи с тем, что в резервуарах с подогревом хранятся продукты типа битума, мазута с высокой температурой воспламенения, пожарная опасность таких резервуаров ниже по сравнению с другими видами.

Резервуары с двойной стенкой применяются для защиты от разлива нефти и нефтепродуктов при разрушении обычного одностенного корпуса резервуара. Двустенные резервуары имеют дополнительную защитную

					<i>Общие представления о резервуарах</i>	<i>Лист</i>
						18
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

стенку вокруг основной. Таким образом, достигается увеличение пожарной безопасности резервуара, так же отпадает необходимость в обваловании. Такие резервуары необходимо устанавливать для повышения безопасности людей и окружающей среды в условиях стесненных производственных площадок при отсутствии обвалований групп резервуаров, а так же при условии расположения резервуаров вблизи морей и рек. В соответствии с требованиями пожарной безопасности, все резервуары снабжены следующим набором объектов: пеногенераторами, дыхательными клапанами, молниеотводами, система охлаждения, вентиляционные патрубки, замерные люки, люк-лазы. Вокруг резервуаров выстроены обвалования. У резервуаров с плавающей крышей предусмотрена система стока ливневых вод с крыши.

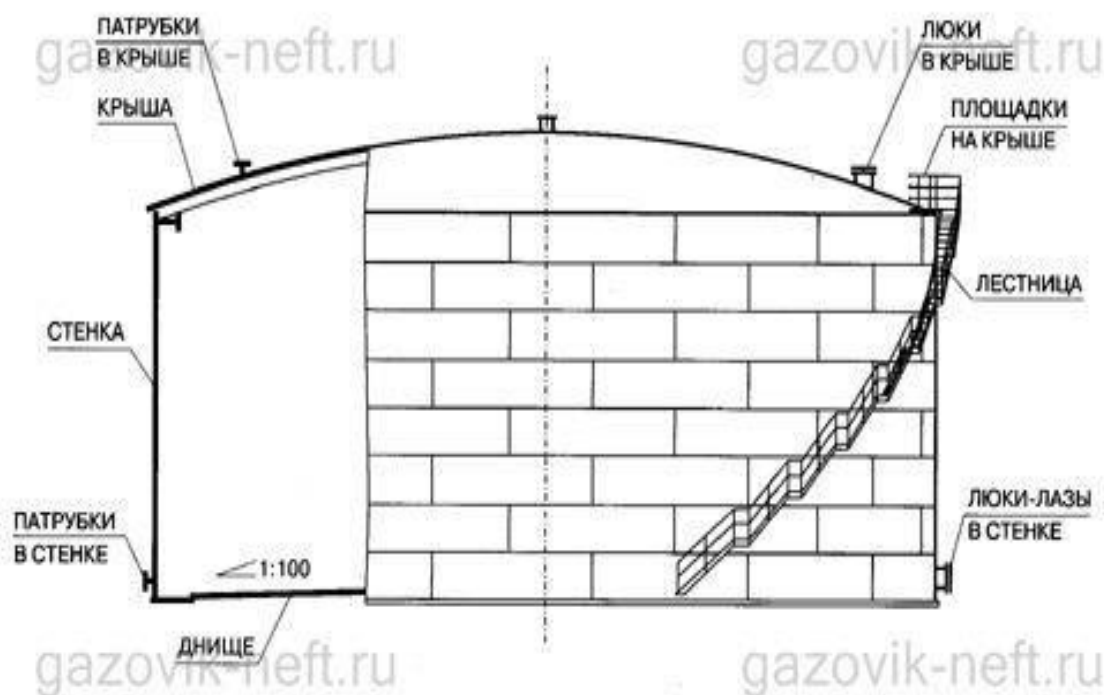


Рисунок 1.1 - Резервуар вертикальный стальной

1.2 Оборудование резервуаров и их предназначение

Стальной вертикальный цилиндрический резервуар состоит из следующих основных элементов:

					Общие представления о резервуарах	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		19

Корпус резервуара изготавливается в виде поясов. По высоте резервуара изменяется толщина стенки. Максимальную толщину имеет самый нижний пояс[13].

Крыша резервуара собирается из крупноразмерных металлических щитов. Центральные части кровли резервуара щиты опираются на центральную стойку[13].

Днище резервуара представляет собой несколько сварных листов толщиной до 8 мм сваренных между собой. Днище, как правило, расположено на подушке из песка и имеет уклон от центра к периферии около 2 процентов. Вокруг резервуара находится бетонная обмотка, имеющая противоположный уклон от резервуара. Уклон днища создается специально, по нему будет стекать жидкость для подготовки резервуара к ремонту.

Для обеспечения надежной и правильной эксплуатации резервуар оснащают следующим оборудованием:

Световой люк - предназначен для освещения внутреннего объема резервуара на время зачистки и ремонта, а также для проветривания.

Вентиляционный патрубок - предназначен для обеспечения вентиляции внутри резервуара при ремонтных работах.

Дыхательный клапан - предназначен для подачи воздуха внутрь резервуара и выпуска газа, выделяемого продуктом при наборе уровня в резервуаре. При снижении уровня жидкости, изменение уровня происходит при опорожнении и наполнении резервуара. Их называют «большие дыхания» резервуара. При температурных расширениях и сжатиях газа воздушной смеси в процессе колебания температуры - это «малые дыхания» резервуаров.

Принцип работы клапана таков: При понижении уровня в резервуаре, в полости корпуса клапана образуется вакуум, эквивалентный вакууму в

					Общие представления о резервуарах	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		20

газовом объеме резервуара. Как только вакуум достигает расчетного значения, боковые тарелки затворов открываются, при этом газовое пространство резервуара сообщается с атмосферой обеспечивая пропуск воздуха внутрь резервуара, при уменьшении вакуума ниже расчетных значений затвор захлопывается и резервуар становится герметичным.

При повышении уровня в резервуаре повышается избыточное давление в корпусе клапана. Достигая определенной величины давления, открывается тарелка клапана и происходит выпуск газа из резервуара в атмосферу. После снижения давления ниже расчетного значения тарелка возвращается в исходное положение.

Под дыхательным клапаном устанавливается огневой предохранитель. Данное оборудование предохраняет пространство резервуара от попадания в него пламени через дыхательный клапан.

Принцип действия заключается в том, что пламя или искры, проходящие через систему 2 х каналов малого сечения в кассете предохранителя гаснут, тем самым, не давая пройти огню внутрь резервуара. Далее идет разделитель газовых фаз[13].

При выпуске газа из резервуара газовый поток содержащий капельную жидкость поднимается вверх, при соприкосновении с отражающим диском капли жидкости отделяются от газового потока и возвращаются обратно в резервуар. Газ через клапан выходит в атмосферу.

Замерный люк - расположен на крыше резервуара. Через него производится ручной замер уровня в резервуаре, а также забор проб. Люк-лаз - находится на нижнем поясе корпуса резервуара и служит для проникновения рабочего в резервуар при зачистке или ремонте и обеспечения.

					Общие представления о резервуарах	Лист
						21
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Уровнемер УДУ-5 - служит для замера уровня жидкости в резервуаре. Внутри резервуара на поверхности жидкости располагается поплавков из нержавеющей стали, который перемещается по двум натянутым вертикально струнам. К поплавку прикреплена перфорированная лента, которая приводит в действие мерный шкив десятичного счетчика с тремя цифровыми барабанами с которых снимаются показания.

Лестница - предназначена для подъема на площадку обслуживания оборудования находящегося на крыше резервуара. Площадка и переходы оборудуются ограждением.

В обязательном порядке все резервуары оборудуются средствами пожаротушения. Система орошения применяется для тушения горящего резервуара, а так же его охлаждения при горении соседнего резервуара. В состав системы орошения входит: подводящий трубопровод для подвода воды и перфорированное кольцо для равномерного распределения воды по стенкам резервуара.

Генератор пены предназначен для пенного пожаротушения нефтепродуктов внутри резервуара. Раствор пенообразователей под давлением подается в генератор. Создаваемая пена направляется в газоздушное пространство для тушения горячей нефти.

Для защиты от попадания молний и предотвращения образования зарядов статического электричества резервуары оснащаются молниеотводами и заземлением.

Во избежание аварийного разлива нефти резервуары должны быть ограждения земляным обвалованием. Территория между обвалованием и резервуаром называется каре. Высота обвалования должна быть на 0,2м выше уровня расчетного объема, находящийся в резервуаре жидкости.

					<i>Общие представления о резервуарах</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		22

2. Классификация дефектов

Дефект – это различные виды несоответствий требованиям нормативной документации.

На эксплуатационную надежность резервуара влияют дефекты сварных швов, дефекты геометрии резервуара, основного металла и дефекты приварных элементов[2].

Виды дефектов:

Металлургические – это дефект проката, вызванный неправильным режимом охлаждения, качеством инструмента (закаты, флокены, микротрещины, расслоения, нарушение геометрии).

Заводские – это дефекты сварки и закручивания в рулон элементов днища и стенки, перед дальнейшей транспортировкой.

Транспортные – это дефекты, появившиеся при транспортировке до места назначения.

Монтажные – это дефекты, появившиеся в процессе монтажа (смещение конструкции, повреждение при монтаже и неправильное соединение элементов).

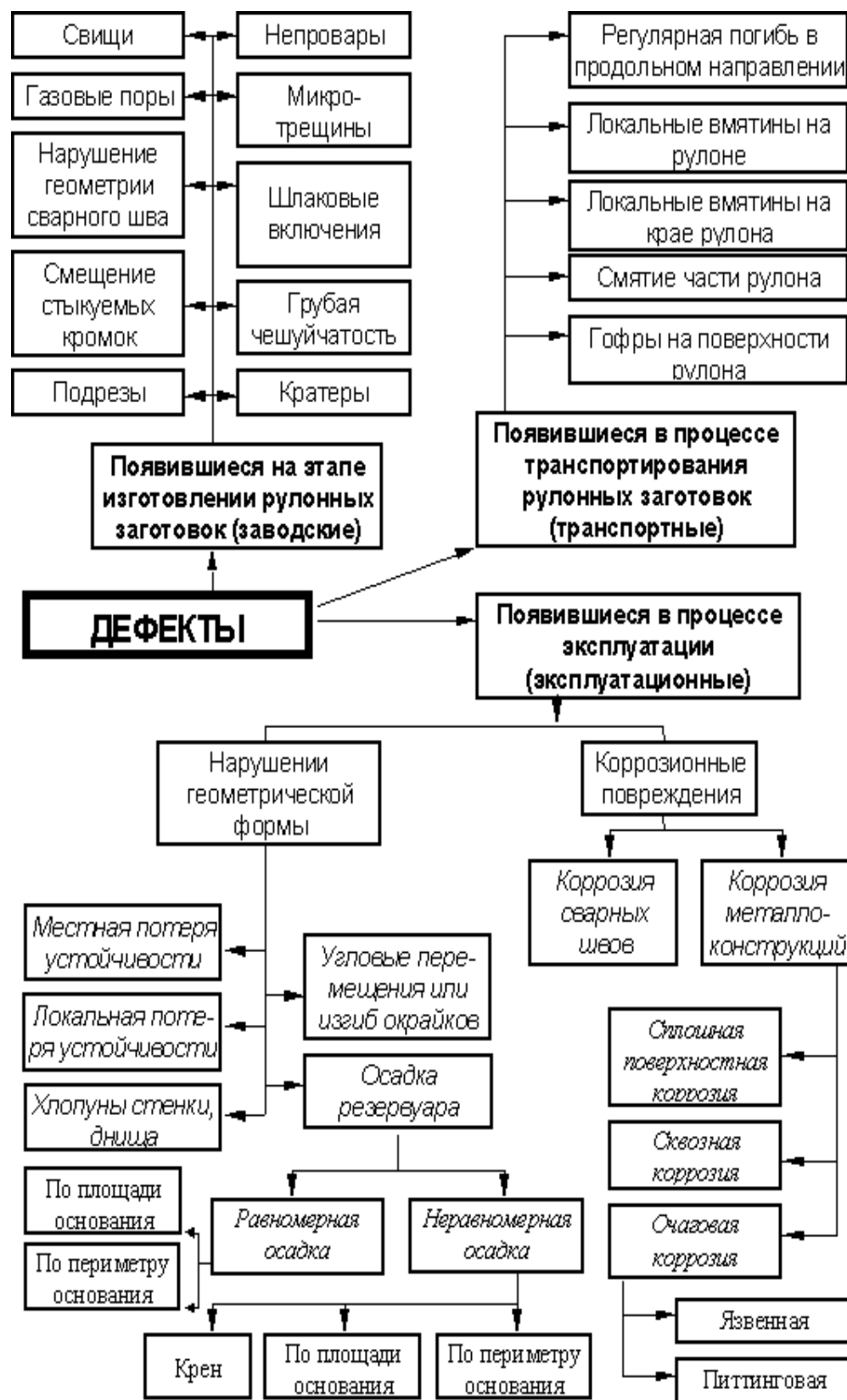
Эксплуатационные – это дефекты, появившиеся в процессе эксплуатации резервуара (изменение физико-механических свойств материала, механические и коррозионные повреждения, изменение геометрии).

					Анализ причин возникновения дефектов резервуаров в процессе их эксплуатации			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		МироновичИ.В			Классификация дефектов	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Саруев А.Л.					23	98
Консульт.								
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						
						ТПУ гр. 2Б4А		



Рисунок 2.1 - Классифицирование дефектов, влияющих на надежную эксплуатацию резервуаров.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата



Продолжение рисунка 2.1 -Классифицирование дефектов, влияющих на надежную эксплуатацию резервуаров

Дефекты металлургического характера образуются на этапе металлургического производства (при выплавке слитков, термообработке, штамповке, прокатке, и т.п.).

Наиболее часто встречаются следующие металлургические дефекты: неметаллические включения и закаты, неравномерное распределение легирующих элементов, задиры, микротрещины, расслоения, отклонение по геометрии проката.

Также, довольно часто дефекты могут возникнуть в процессе сварки, при монтажных работах и подготовке основания.

Рассмотрим основные причины возникновения дефектов сварных швов. Шлаковые включения, прожоги, кратеры, непровары, грубая чешуйчатость, газовые поры, подрезы, свищи, трещины могут возникнуть из-за ошибок персонала при выборе материала для сварки, режимов термической обработки сварочных материалов, при демонтаже и разделке металлоконструкции перед сваркой, несоблюдение режима сварки, недостаточный предварительный подогрев при отрицательных температурах или его отсутствие. В последние годы появился многоуровневый контроль за качеством выполняемых строительно-монтажных работ, который позволяет выявить дефекты до ввода резервуара в эксплуатацию.

Ряд дефектов появляются на стадии проведения строительно-монтажных работ. Рассмотрим основные из них.

Дефект в стенках стальных вертикальных резервуаров, сделанных из рулонных заготовок, объемом 20.000 м³ (далее РВС-20000). В таких конструкциях дефекты могут возникнуть как внутри, так и снаружи резервуара при стыковке полотнища и стенки под углом.

Данный вид дефекта опасен тем, что при заполнении или опорожнении резервуара в результате воздействия гидростатического давления в этих стыках возможны дополнительные местные напряжения. В угловатых монтажных швах возникают и растут вертикальные трещины малоциклового усталости при действии переменных нагрузок, определенных поочередным

					Классификация дефектов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		26

заполнением и опорожнением резервуаров.

Также к дефектам монтажа причислятся: неубранные части монтажных приспособлений; жесткое закрепление шахтных лестниц или газоуравнительной конструкции с резервуаром; локальные пластические деформации стенки (гофры); потери металла при разворачивании полотна; подтягивание места окрайки к стенке резервуара перед сваркой; смещение соединительных полотен в вертикальной плоскости; сквозные пробои конструкций из металла монтажной техникой.

При производстве рулонных заготовок основными дефектами являются дефекты геометрии металлоконструкций и сварных швов, причины возникновения описаны выше. К этим дефектам также принято относить газовые поры, свищи, сдвиги в стыкуемых кромках, непровары, микротрещины, шлак, подрезы, грубая чешуйчатость, кратеры.

Следующие дефекты в рулонных заготовках могут возникнуть при транспортировке или нарушении технологии погрузочно-разгрузочных работ: прогибы в продольных направлениях, гофры на поверхности рулона, смятие части рулона, локальные вмятины на крае рулона.

Также дефекты классифицируются на: явные, скрытые, критические, исправимые и неисправимые, малозначительные и значительные.

При помощи специального оборудования можно определить скрытые, внутренние и поверхностные дефекты. Также некоторые поверхностные дефекты можно определить визуально.

Выявленные дефекты в зависимости от их возможного действия на служебные свойства детали делятся на: критические, значительные и малозначительные. При классификации учитываются: размеры, место расположения дефекта, характер, качество детали или изделия, их назначение

					<i>Классификация дефектов</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		27

и условия эксплуатации.

Критический дефект – это дефект, при котором невозможно использовать продукцию по назначению, требованиям безопасности или надежности не соответствуют требованиям. Если дефект ощутимо влияет на долговечность продукции и её использование по назначению значительно, но не является критическим, его относят к значительным; к малозначительным относят дефекты, которые не оказывают такого влияния.

Степень опасности дефектов складывается для каждого поврежденного участка обуславливается видом дефекта, его локализацией, геометрической формой, размером и т.д.

Исходя из этой классификации наиболее часто встречающиеся следующие дефекты:

- дефекты монтажных сварных швов;
- угловатость монтажных швов;
- недопустимые отклонения от вертикали;
- сквозные отверстия в настиле крыши;
- неравномерная осадка РВС;
- хлопуны на стенке РВС, вмятины и выпучины;
- хлопуны наднище;
- коррозионные повреждения полотнища днища;
- коррозионные повреждения утора и 1 пояса стенки;
- коррозионные повреждения окрайки.

2.1 Эксплуатационные повреждения

Резервуар вертикальный стальной на протяжении всего срока эксплуатации находится под воздействием многих факторов вызывающие дефекты. Это и малоцикловая нагруженность, связанная с заполнением и опорожнением резервуара; изменение условий эксплуатации связанных с внешними и внутренними нагрузками; коррозия незащищенных частей металлоконструкции под воздействием агрессивных примесей, а так же из-за

					Классификация дефектов	Лист
						28
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

ошибок проектирования и монтажа. В основном, из-за не устранения повреждений монтажа приводят к разрушениям либо сразу после ввода в эксплуатацию, либо через 15-20 лет в связи с физическим износом[3].

Зоны дефектов, где наиболее активно проходят процессы накопления усталостных повреждений, являются концентраторы напряжений, поэтому, технический осмотр и своевременное устранение повреждений является неотъемлемой частью бесперебойной работой резервуара[10].

Порядок проведения осмотров и их периодичность описывается в РД Ростехнадзора России[14]:

- РД 08-95-95 «Положение о системе технического диагностирования сварных вертикальных цилиндрических резервуаров для нефти и нефтепродуктов»;
- РД 153-112-017-97 «Инструкция по диагностике и оценке остаточного ресурса вертикальных стальных резервуаров».

2.2 Коррозионные повреждения

Коррозия металла – окислительно-восстановительный процесс разрушения металла, в результате электрохимического или химического взаимодействия с окружающей средой.

Коррозионные разрушения металла считаются одной из существенных причин снижения долговечности конструкций металла. Металлы, употребляемые в резервуаростроение способны вступать во взаимодействие с окружающей средой (нефть, бензин, вода, газы), которые содержат коррозионно-агрессивные примеси, в результате их взаимодействия происходят коррозионные разрушения металла, начинающиеся с поверхности и продвигающимися вглубь металла. Изменяется цвет и вид металла, образуются язвы преимущественно красно-рыжего цвета[16].

					<i>Классификация дефектов</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		29

Формы коррозионных разрушений:

- Общая – охватывает всю или практически всю поверхность, находящуюся во взаимодействии с агрессивной средой.
- Сплошная равномерная коррозия по всей поверхности протекает примерно с одинаковой скоростью.
- Сплошная неравномерная коррозия на различных участках поверхности протекает с разной скоростью.
- Местная – охватывает некоторые части поверхности участка.
- Структурно-избирательную – один из элементов сплава разрушается, а другие остаются практически в неизменном виде.
- Пятнами – диаметр пятна меньше глубины коррозии.
- Язвами - диаметр пятна соответствует глубине коррозии.
- Точечная (питтинговая) – отдельные точки диаметром 0,1-2 мм распространяющиеся вглубь металла.
- Подповерхностная – распространяется под поверхность металла, когда защитное покрытие разрушено на отдельных участках металла и продукт коррозии сосредоточен внутри металла под покрытием.
- Межкристаллитная – распространяется по границам кристаллов металла приводящий к избирательному разрушению. Сопровождается потерей прочности в основном без изменения внешнего вида.
- Сквозная – сквозное разрушение металла.

					Классификация дефектов	Лист
						30
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

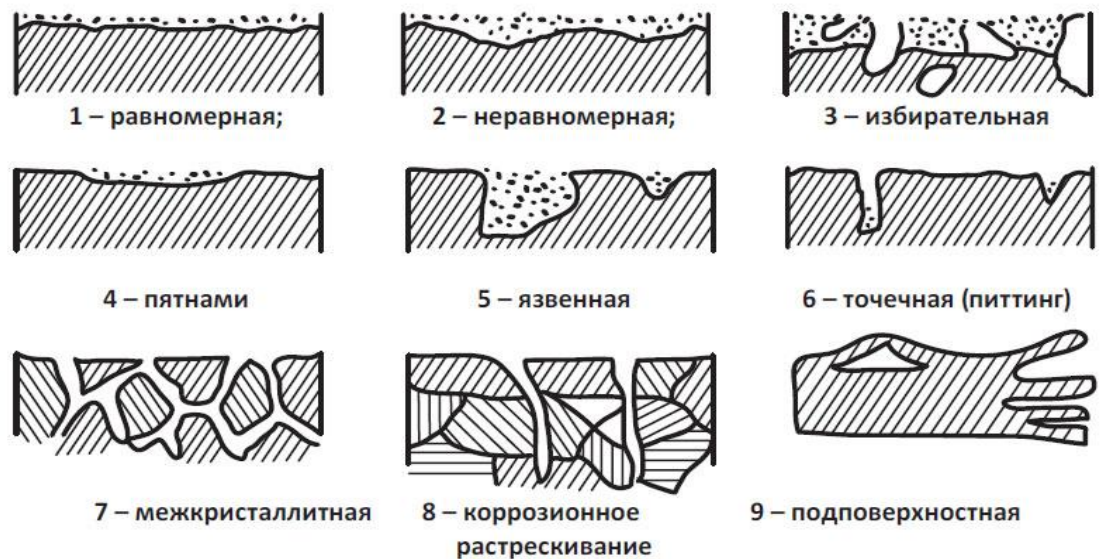


Рисунок 2.2.1 - Виды местных коррозий

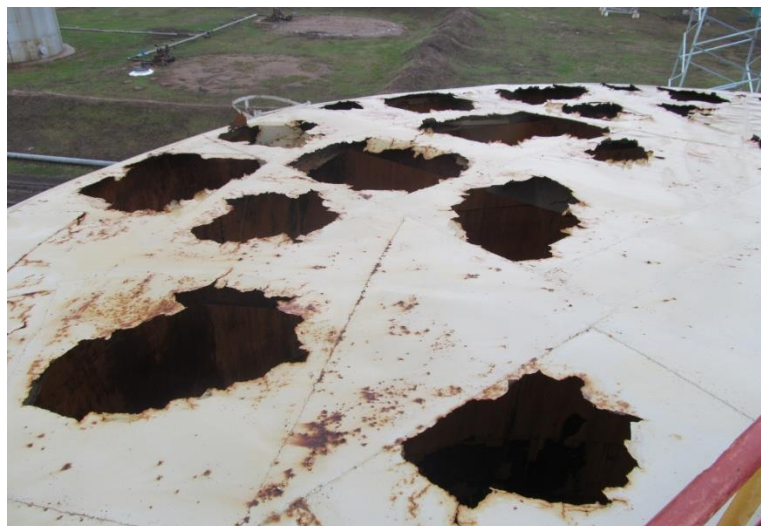


Рисунок 2.2.2 - Сквозная коррозия

2.3. Коррозионные повреждения металлоконструкций резервуара

В настоящее время, как на стадии строительства, так и в процессе эксплуатации недостаточно внимания уделяется коррозионной защите оборудования и металлоконструкций резервуара[8].

Одна из основных причин выхода из строя резервуара является коррозия металлических конструкций. Больше всего подвергается коррозии

внутренняя поверхность, имеющая непосредственный контакт с нефтью, а именно днище резервуара; первый пояс, который имеет непосредственное соприкосновение с подтоварной водой; область уторного шва; сварные швы[9].

Кровля, крыша резервуара и верхние пояса стенки так же подвержены коррозионным повреждениям, находясь в непосредственном взаимодействии с газами, испаряющимися из нефти.

Коррозионные повреждения днища:

1. Коррозионные повреждения внутренней поверхности днища (рис.2.3.1)

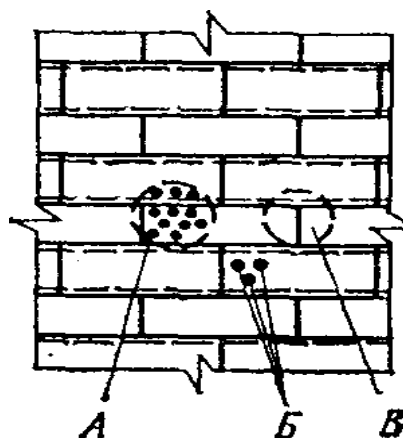


Рисунок 2.3.1 - Коррозионные повреждения площадью 1 м² отдельных листов внутренней поверхности днища — группа раковин А, точечные углубления Б глубиной более 1,5 мм и сквозные отверстия В.

2. Днище резервуара прокорродировано полностью (рис.2.3.2).

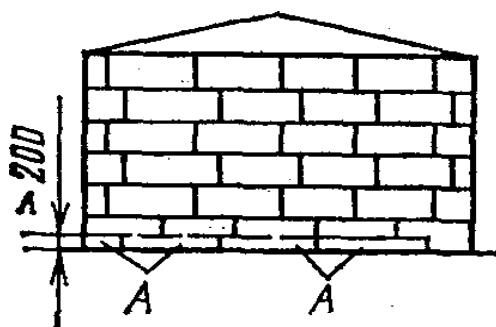


Рисунок 2.3.2 – Коррозионное повреждение днища

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

Примерами коррозионных повреждений стенок являются:

1. Коррозия сварного шва, околошовной зоны и основного металла стенки (рис.2.3.3);

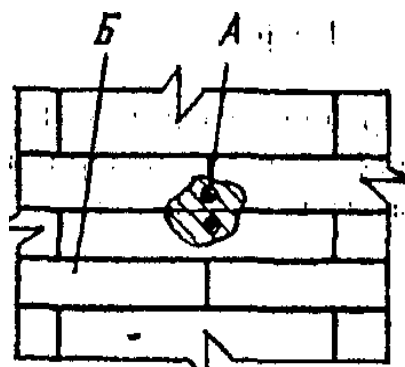


Рисунок 2.3.3 - Коррозия А сварного шва, околошовной зоны, а также основного металла стенки Б на длине не более 500 мм.

2. Коррозия на отдельных участках или по всей длине вертикальных и горизонтальных сварных соединений внутренней поверхности стенки резервуара. Характер данного дефекта — точечные углубления осповидного типа и группы раковин глубиной от 2 до 3 мм, переходящие в сплошные полосы.

3. Коррозия внутренней поверхности первого пояса стенки резервуара на значительной длине в зоне примыкания к днищу (рис. 2.1.9). Характер коррозии — группы раковин глубиной до 1,5—2 мм, переходящих в сплошные полосы, а также точечные углубления осповидного типа.

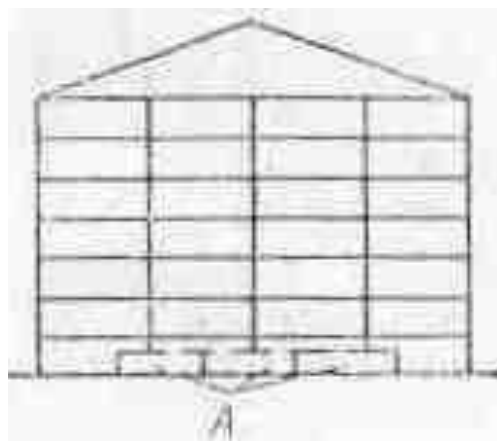


Рисунок 2.3.4 - Коррозия первого пояса стенки резервуара

4. Местная коррозия поверхности верхнего пояса стенки в виде группы раковин, а также сквозных поражений (рис.2.3.4)

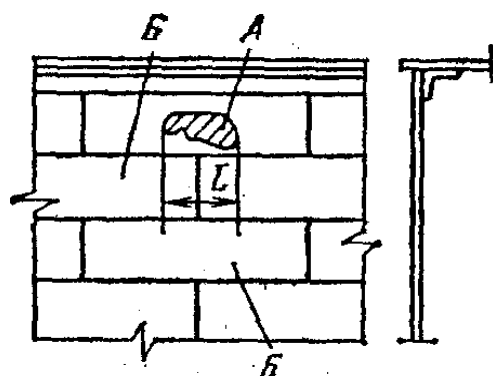


Рисунок 2.3.5 Местная коррозия А поверхности верхнего пояса стенки
Б в виде группы раковин, а также сквозных поражений.

2.4 Коррозия арматуры в бетоне

Бетонный слой препятствует проникновению влаги, воздуха или кислотообразующих газов к арматуре. Однако, чем больше концентрация пор и наличие, каких либо разрушений, под действием агрессивных сред резко снижаются его защитные свойства. Вещества, окружающие металл непосредственно влияют на скорость коррозии[2].

- Стимуляторы – вещества, повышающие скорость коррозии.
- Ингибиторы – вещества, снижающие скорость коррозии.

Коррозия арматуры в бетоне это электрохимический процесс. Так как арматурная сталь, как и среда с которой она контактирует, по структуре неоднородна, то для протекания электрохимической коррозии создаются все условия.

Коррозия арматуры в бетоне возникает:

- При уменьшении щелочности электролита, окружающего арматуру.
- При активации действий сульфат- и хлоридионов, которые через трещины бетона могут проникнуть к арматуре. Способом защиты арматуры основан на защитном действии щелочных сред. Коррозия в щелочных растворах уменьшается за счет образования из гидрата окиси железа защитной пленки. Арматура в плотном бетоне может находиться в полной сохранности на протяжении продолжительного срока[2].

2.5 Нарушение геометрической формы резервуара

1. В процессе эксплуатации в первую очередь необходимо проверить осадку основания резервуара, для обеспечения его безопасной работы.

2. Также в процессе его эксплуатации для контроля осадки РВС используют нивелирование окрайки днища по наружному периметру резервуара. По результатам нивелирования составляются акты.

3. Контрольное нивелирование должно проводиться раз в 5 лет. В первые несколько лет эксплуатации нивелирование нужно проводить каждый год

4. Нивелировка окрайки днища стальных вертикальных резервуаров проводится через 6 метров по точкам, которые совпадают с вертикальными швами из нижнего пояса резервуара, когда лист нижнего пояса имеет длину 6 метров.

5. Резервуар следует проходить по часовой стрелке.

6. Красной краской отмечают точки с указанием номера

7. В резервуарах, которые находятся в эксплуатации от четырех лет и более, допустимые отклонения не должны быть выше величин, указанных в Руководящем документе 08-95-95.

8. Перед нивелированием с целью получения точных величин осадки резервуара проводится поверка геодезического инструмента, периодически осматриваются состояния марок, лестниц, реперов на запорной арматуре и разметных точек нивелирования на резервуаре

9. Резервуар необходимо выводить из эксплуатации после возникновения предельных величин осадки основания, значения предельной осадки устанавливаются комиссией.

					Классификация дефектов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		35

10. Нивелировка проводится организацией, которая имеет документ для проведения данного вида работ. По результатам нивелирования оформляются акты и заключения.

11. По индивидуальным особенностям проекта устанавливаются глубинные реперы, которые закладывают ниже линии промерзания грунта. Это делается для точного контроля осадки основания.

2.6 Потеря устойчивости резервуара

На потерю устойчивости резервуара влияют такие факторы, как вакуум, снег, ветер, вес собственной конструкции и грубое нарушение режимов эксплуатации. Резервуар имеет цилиндрическую форму из тонкостенной оболочки, что означает малоустойчивость конструкции при сооружении. Стенки резервуара проверяются на общее воздействие сжатия от внешнего давления к боковой поверхности для исключения возможности возникновения аварийных ситуаций[2]. Для РВС внешнее давление определяется ветровой и снеговой нагрузкой. Если по результатам расчетов не выполняется условие прочности, то увеличивают номинальный слой стенки.

3. Трещиновидные дефекты

Наиболее опасными дефектами металлоконструкций резервуаров являются трещин видные дефекты, которые во многих случаях могут привести к полному их разрушению. В большинстве случаев они сосредоточены в сварных швах резервуара. Это могут быть трещины, подрезы, не провары, шлаковые включения, цепочки пор и т.д. Статистический анализ информации от трещиновидных дефектах, а также их учет в расчетах на прочность является весьма актуальной задачей диагностики и оценки технического состояния вертикальных стальных резервуаров.

3.1 Дефекты сварных швов

Значительное влияние на прочность сварного шва оказывают его пористости и трещины. Общими причинами появления трещин, в сварных швах являются:

1. Высокая жесткость соединений
2. Не правильный выбор технологии сварки
3. Дефект в сварных швах
3. Плохое качество или неправильный выбор типа электродов
4. Высокое содержание легирующих элементов или углерода обычно в металле, не учитывающиеся при выборе технологии сварки
5. Не большой размер сварного шва для данной толщины соединений .

Причины появления трещин сварных швов являются собственное напряжение, которое возникает из- за не правильного нагревания и охлаждения, которые изменяют структуру металла под влиянием нагрева при сварке. Этому явлению способствуют линейные сокращения металла, возникающие в результате внутренних напряжении зависят от соответствия материала, электродов и режимов сварки.

					<i>Анализ причин возникновения дефектов резервуаров в процессе их эксплуатации</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>МироновичИ.В</i>			<i>Трещиновидные дефекты</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Саруев А.Л.</i>					37	99
<i>Консульт.</i>						ТПУ гр. 2Б4А		
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Брусник О.В.</i>						

6. Поры в сварочном шве возникают при выделении газов в процессе кристаллизации металла. Как правило, это азот, водород или окись углерода, получаемые в результате химических реакций. Но поры в сварочном шве могут возникать не только от газов. Это явление случается при повышенной тугоплавкости, вязкости и плотности шлаков, которые не покидают пределы сварочного шва.

Появление в металле сварного шва пор вызвано:

1. Неправильным подбором типа электродов
2. Неправильным выбором технологии сварки
3. Малым временем существования сварочной ванны, газы не успевают выйти из расплавленного металла

4. плохим качеством металла. Из-за плохой сборки происходит неравномерное сечение шва по ширине или толщине. Либо плохая работа сварщика. Такой дефект придает шву плохой внешний вид и снижается его прочности. Швы с недостаточным усилением подвергаются дополнительной наплавке. Дефект считается примыкающим к сварному шву, если минимальное расстояние от линии перехода шва к основному металлу до границы дефекта менее 50мм.

3.2 Трещины днищ резервуаров

Днища резервуаров РВС-20000 подвержены как коррозионному, так и механическому разрушениям. Трещины наиболее часто встречаются в сварных швах, а также в основном металле сегментов и окраек днища. Можно выделить следующие виды трещин в сварных соединениях днищ резервуаров: 1. трещины в сварных соединениях полотнища днища с выходом или без выхода на основной металл (рис.3.2.1);

					<i>Трещиновидные дефекты</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		38

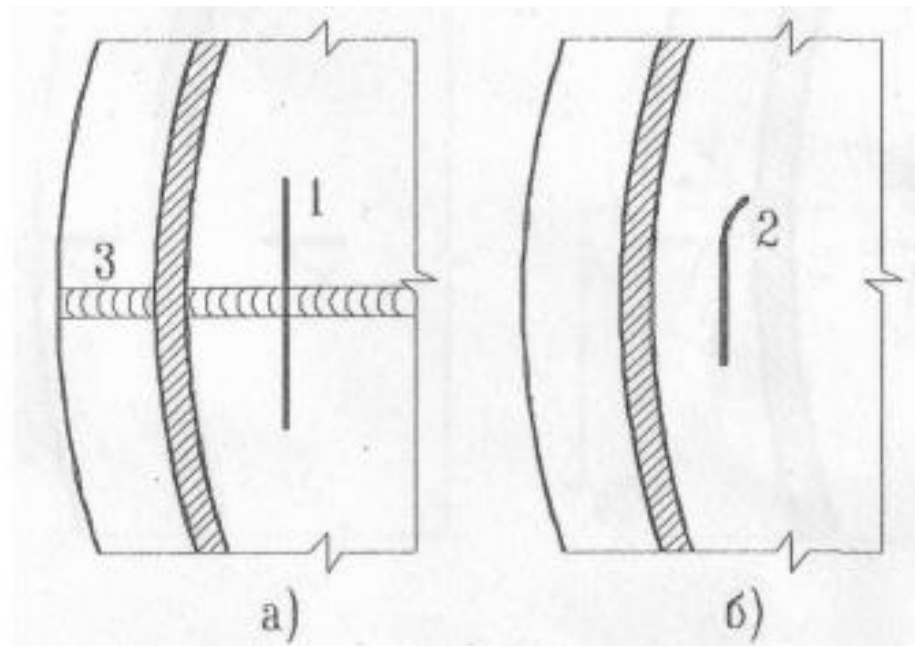


Рисунок 3.2.1 - Поперечные трещины: а) трещина сварного соединения, распространившаяся на основной металл; б) трещина по основному металлу; 1,2 – трещины; 3 – сварной шов листов окрайки

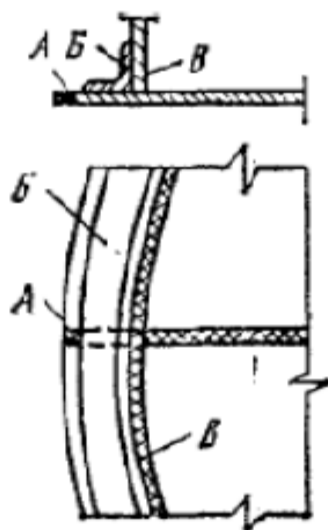


Рисунок 3.2.2 - Продольная трещина А в сварном стыковом соединении окрайки дна, не доходящая до уторного уголка Б; в резервуарах без уторного уголка - до корпуса В.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

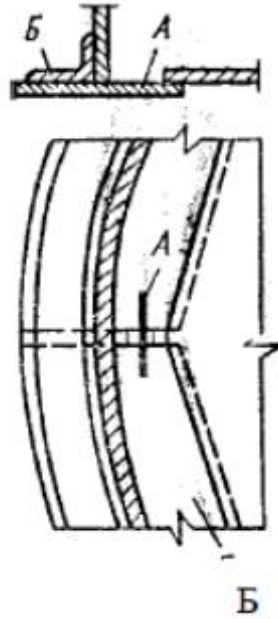


Рисунок 3.2.3 - Поперечная трещина А в сварном стыковом соединении окраек дна Б, распространившаяся на основной металл окраек.

1. трещины в нижнем уторном уголке по сварным соединениям и основному металлу (в ряде случаев трещины с уголка переходят на основной металл первого пояса стенки); Также встречаются в окрайке дна трещины по основному металлу (рис. 3.2.4) и различные радиальные трещины внутри или снаружи резервуара (рис.3.2.5).

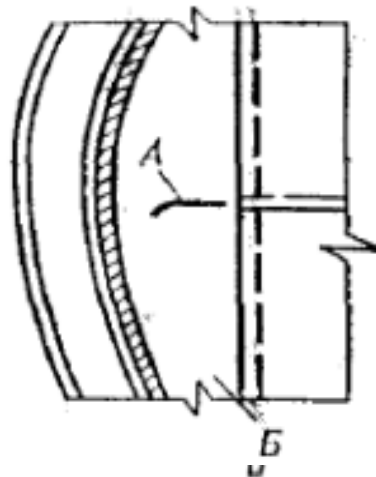


Рисунок 3.2.4 - Трещина А по основному металлу окрайки дна

2. трещина по стыковому соединению окрайки днища, распространившаяся внутрь резервуара с выходом на основной металл первого пояса (рис. 3.3.2);

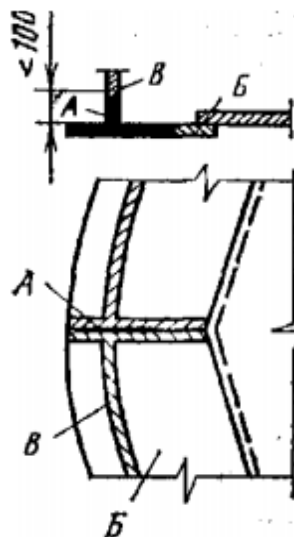


Рисунок 3.3.2 - Трещина А по стыковому соединению окрайка днища Б, распространившаяся внутрь резервуара с выходом на основной металл первого пояса стенки В длиной не более 100 мм.

3. поперечная трещина по стыковому сварному шву вертикального стыка стенки резервуара, распространившаяся на основной металл (рис. 3.3.3);

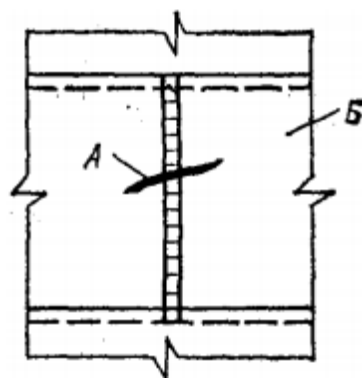


Рисунок 3.3.3 - Поперечная трещина А по стыковому сварному шву вертикального стыка стенки Б резервуара, распространившаяся на основной металл

4. продольные трещины или одна трещина в пересечении сварных соединений стенки резервуара (рис. 3.3.4);

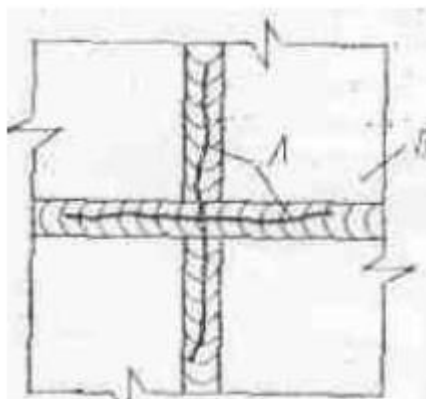


Рисунок 3.3.4 - Продольные трещины А или одна трещина в пересечении сварных соединений стенки Б резервуара.

5. трещина по основному металлу листа стенки резервуара вблизи вертикального и горизонтального швов или вблизи горизонтального шва (рис. 3.3.5);

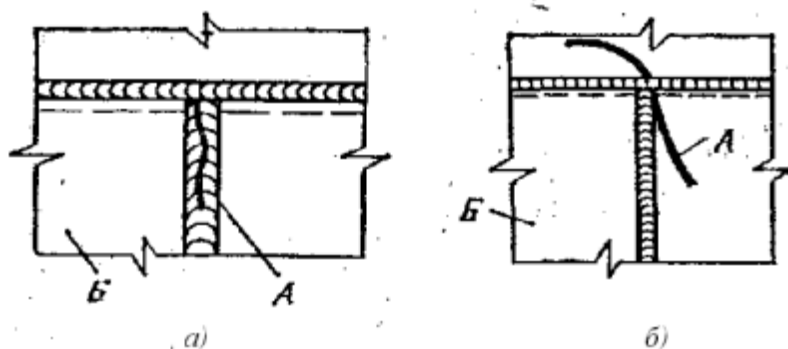


Рисунок 3.3.5 - Трещина А по основному металлу листа стенки Б резервуара вблизи вертикального и горизонтального швов или вблизи горизонтального шва.

6. поперечная трещина в сварных швах стенки резервуара — сквозная или несквозная (рис. 3.3.6);

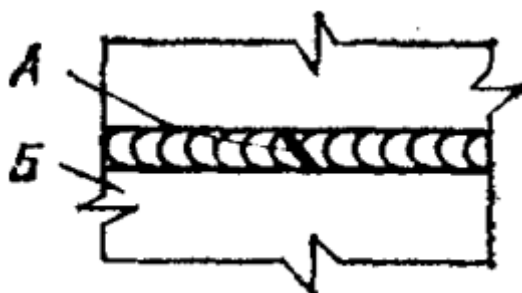


Рисунок 3.3.6 - Поперечная трещина А в сварных швах стенки резервуара - сквозная или несквозная

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

7. продольная несквозная трещина, не выходящая на основной металл (рис.3.3.7);

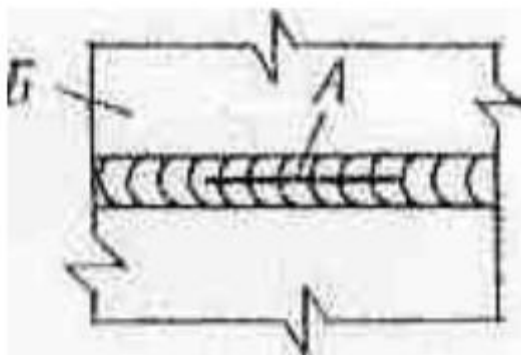


Рисунок 3.3.7 - Продольная несквозная трещина А, не выходящая на основной металл Б

8. наличие многократной наварки на участок сварного соединения и лист стенки (рис. 3.3.8);

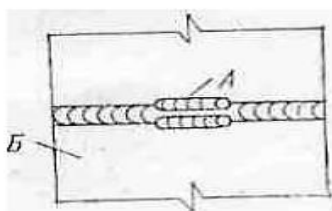


Рисунок 3.3.8 - Многократная наварка А на участок сварного соединения и лист стенки Б резервуара в дефектном месте

9. сварные соединения стенки резервуара (в том числе монтажные) имеют недопустимые дефекты в виде непроваров, цепочек газовых пор и шлаковых включений и т.д. В случае рулонной сборки резервуара присутствует дефект, называемый угловатостью сварных швов. Он возникает в местах, где свариваемые листы располагаются под углом к другу.

Коррозионные дефекты являются основным фактором, повреждающим резервуар. Интенсивность и характер коррозии зависит от коррозионной стойкости материалов, химического состава нефти, температуры. Перепады температур влияют на образование трещин, как в стенках резервуара, так и в бетонном основании. На изменение геометрии стенки оказывает гидростатическое давление хранимого продукта, ветровая и снеговая нагрузка, сейсмические явления, а так же воздействие вакуума, возникающем, если дыхательная арматура резервуара неисправна или превышена допустимая скорость слива нефтепродукта. В этих случаях образуются значительные напряжения в верхних поясах корпуса, что приводит к образованию вмятин и выпучин[17].

4.1 Анализ причин возникновения осадок основания

Основание резервуара (фундамент) является основной частью всего сооружения, принимающий давление всей конструкции резервуара и давление нефтепродукта (гидростатическое).

Неправильно спроектированный фундамент и неправильно выбранное основание приводит к неравномерной осадке, выходящих за пределы расчетных норм, что в свою очередь влечет за собой череду последствий: трещины в корпусе и днище, выпучины, складки днища, деформация днища по периметру резервуара и нарушение геометрической формы резервуара, а иногда приводит к полному его разрушению. В процессе интенсивного обводнения может произойти потеря несущей способности грунтов основания.

Причинами этого может быть: Некачественное выполнение насыпи в основании.

- Обводнение грунтов.
- Эрозия почвы.
- Неправильной организации водоотвода с поверхности резервуара дождевых и талых вод, стекающих со стен и крыши резервуара. Как

					Анализ причин возникновения дефектов	Лист
						46
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

правило, резервуары вертикальные стальные имеют равномерную осадку основания, но при осадке более 50мм возникает деформация узла сопряжения приемно-раздаточного трубопровода с резервуаром, что может привести к его разрушению[17].

Основные причины осадки основания: Некачественное выполнение насыпи в основании.

- Обводнение грунтов и разрушение фундамента подземными и дождевыми водами.
- Эрозия почвы, просадка и выпучивание грунтов.
- Разрушение бетона при резких перепадах температур.
- Воздействие химических веществ на железобетонные конструкции.

4.2 Анализ причин появления дефектов сварных соединений

Дефект сварного шва – отклонение от технических условий и требований чертежа, который ухудшает качество свариваемого соединения (герметичность, сплошность, механические свойства). Влияние дефектов на прочность зависит от расположения по отношению к действующим силам, от формы и глубины. Чем глубина дефекта больше, тем больше он оказывает влияние на соединительную прочность. Резервуар считается ответственным сооружением, поэтому, глубина дефекта не должна превышать 5-10% толщины основного металла. Дефекты, которые располагаются параллельно или под небольшим углом менее опасны, чем дефекты, расположенные перпендикулярно растягивающему усилию[12].

Причинами появления дефектов являются:

- Плохая свариваемость металла.
- Неудовлетворительное качество электродов.
- Неправильный режим и технология сварки.
- Неравномерное движение электрода, проволоки и горелки (неравномерная ширина и высота шва по длине). Недостаточная подгонка и подготовка кромок (уширения между кромками нужно заполнять

					Анализ причин возникновения дефектов	Лист
						47
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

наплавленным металлом).

- Дефекты сварного шва (подрезы, непровары, прожоги (сквозные проплавления), наплывы, трещины, шлаковые включения, кратеры, образование пор). Для данной толщины соединения слишком маленький размер сварного шва.

- Высокое значение сварочного тока (образование хрупких крупнозернистых участков). Образование пор - водород, углерод которые не успевают выделиться до застывания сварного шва, образуют поры. Причины: неправильная регулировка пламени горелки, влажность электродного покрытия.

Непровар – между свариваемыми деталями отсутствует сплавление.

Причины: большая скорость сварки, недостаточная подгонка и подготовка кромок.

Устранение: уменьшение длины дуги, повышение мощности сварочной дуги.

Подрез – канавка в основном металле по краям сварного шва.

Причины: выбран неправильный параметр (в особенности скорость сварки и напряжение на дуге), направление сварочной дуги больше на вертикальную поверхность, увеличенная длина сварочной дуги.

Устранение: уменьшение длины дуги избавит от подреза и увеличит проплавление и устранит непровар.

Наплыв – натекание на основной металл без образования сплавления.

Причины: выбран неправильный режим сварки и окалина на свариваемой поверхности.

Устранение: выбрать нужный режим (сварочный ток должен соответствовать со скоростью подачи присадочного материала).

Прожег – сквозное отверстие в сварочном шве.

Причины: большой зазор между кромками, большой ток, медленная скорость сварки.

					Анализ причин возникновения дефектов	Лист
						48
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Устранение: Увеличить скорость сварки, надлежащим образом подготовить кромки к сварке, понизить сварочный ток.

Кратер – воронка в конце участка шва в результате резкого обрыва дуги. Причины: резкий обрыв дуги

Устранение: кратер необходимо вырезать до основного металла и заварить (в современном оборудовании имеются специальные программы для заварки кратера, позволяющие на пониженных токах проводить окончание сварки).

4.3 Анализ причин возникновения трещин

Трещины образуются в резервуаре ещё на начальных этапах его строительства. В процессе изготовления проката, в металле образуются микротрещины, которые, впоследствии при эксплуатации резервуара и действия на них растягивающих усилий увеличиваются в размерах. От условий эксплуатации и хранимого продукта зависит образование коррозионных повреждений[20]. Наличие агрессивных веществ при долгой эксплуатации приводит к снижению сопротивляемости и старению металла, качество металла, качество антикоррозионного покрытие напрямую влияет на охрупчивание металла и срок службы резервуара . К образованию хрупких трещин и снижению прочности приводят резкие перепады температур окружающей среды. В результате сварки образуются дефекты сварных соединений в виде непроваров, подрезов, наплывов, прожогов, кратеров, образование пор, образование шлаковых включений. В местах повышенной концентрации напряжений, а именно в уторных и монтажных соединениях и технологических отверстиях появляются трещины малоциклового усталости[18].

					Анализ причин возникновения дефектов	Лист
						49
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

5. Расчет строительных конструкций вертикального стального резервуара объемом 20000м³

Задание

1. Определить геометрические параметры резервуара;
2. Определить толщину всех поясов стенки резервуара;
3. Рассчитать стенку резервуара на устойчивость;

5.1. Определение геометрических параметров резервуара

Выбор размеров стального прокатного листа для изготовления стенки

Размеры листа. В соответствии с рекомендациями ПБ 03-605-03 для изготовления стенки выбираем стальной лист с размерами в поставке 2000 × 8000 мм. С учетом обработки кромок листа с целью получения правильной прямоугольной формы при дальнейших расчетах принимаются следующие его размеры 1990 × 7990 мм.

Сначала выбираем высоту резервуара. Для этого используем рекомендации ПБ 03-605-03 (табл. 4.2). В соответствии с этими рекомендациями предпочтительная высота резервуара от 12 до 20 м.

Высота резервуара. Для резервуара объемом $V = 20000 \text{ м}^3$ принимаем номинальную высоту резервуара $H_n = 16 \text{ м}$. Соответственно количество поясов в резервуаре будет равно восьми ($N_n = 8$). Точная высота резервуара

$$H = 1990 \cdot 8 = 15920 \text{ мм}.$$

					<i>Анализ причин возникновения дефектов резервуаров в процессе их эксплуатации</i>		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Миронович И.В.			Расчетная часть		
Руковод.		Саруев А.Л.					
Консульт.							
Рук-ль ООП		Брусник О.В.					
					Лит.	Лист	Листов
						50	99
					ТПУ гр. 2Б4А		

Предварительный радиус резервуара. Радиус резервуара определяется из формулы для объема цилиндра:

$$V = \pi \cdot R^2 \cdot H,$$

$$R = \sqrt{\frac{V}{\pi H}} = \sqrt{\frac{20000 \cdot 10^3}{\pi \cdot 15920}} = 19997 \text{ мм.}$$

Периметр резервуара L_n и число листов в поясе N_l

$$L_n = 2 \cdot \pi \cdot R = 2 \cdot \pi \cdot 19997 = 125645 \text{ мм.}$$

$$N_l = \frac{L_n}{L} = \frac{125645}{7990} = 15,7.$$

Предпочтительней округлять число листов (рис. 5.1) в поясе до целого или выбирать последний лист равным половине длины листа.

Принимаем число листов в поясе $N_l = 16$. Тогда периметр резервуара

$$L_n = 16 \cdot 7990 = 127840 \text{ мм,}$$

а окончательный радиус

$$R = \frac{L_n}{2 \cdot \pi} = \frac{127840}{2 \cdot \pi} = 20346 \text{ мм.}$$

Уточненный объем резервуара.

$$V = \pi \cdot R^2 \cdot H = \pi \cdot 20,346^2 \cdot 15920 \approx 20704 \text{ м}^3.$$

					Расчетная часть	Лист
						51
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

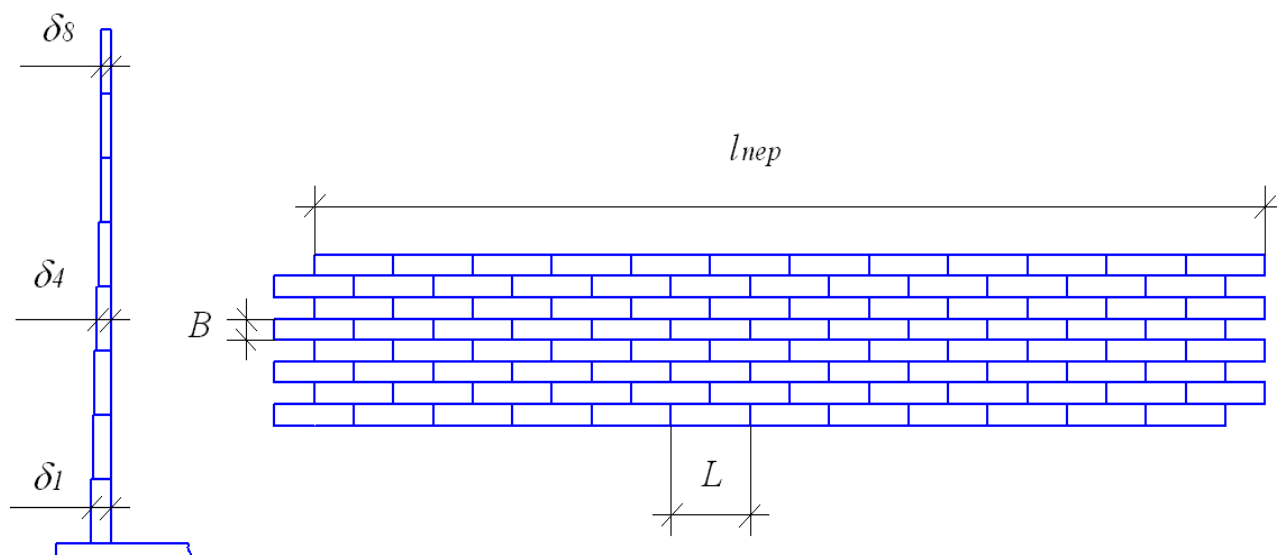


Рис. 5.1. Развертка и сечение стенки вертикального резервуара

5.2. Определение толщины стенки резервуара

Определение методики и параметров, необходимых для расчета

Минимальная толщина листов стенки резервуара РВС для условий эксплуатации рассчитывается по формуле

$$\delta_i = \frac{[n_1 \cdot \rho_n \cdot g \cdot (H_{max} - x_i) + n_2 \cdot p_{изб}] \cdot R}{\gamma_c \cdot R_y},$$

где $n_1 = 1,05$ – коэффициент надежности по нагрузке гидростатического давления;

$n_2 = 1,2$ – коэффициент надежности по нагрузке от избыточного давления и вакуума;

ρ_n – плотность нефти, $кг/м^3$;

R – радиус стенки резервуара, $м$;

H_{max} – максимальный уровень разлива нефти в резервуаре, $м$;

x_i – расстояние от днища до расчетного уровня, $м$;

$p_{изб} = 2,0 \text{ кПа}$ – нормативная величина избыточного давления;

					Расчетная часть	Лист
						52
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

γ_c – коэффициент условий работы, $\gamma_c = 0,7$ для нижнего пояса, $\gamma_c = 0,8$ для остальных поясов;

R_y – расчетное сопротивление материала пояса стенки по пределу текучести, Па.

Расчетное сопротивление материала стенки резервуаров по пределу текучести определяется по формуле:

$$R_y = \frac{R_y^H}{\gamma_m \cdot \gamma_n},$$

где R_y^H – нормативное сопротивления растяжению (сжатию) металла стенки, равное минимальному значению предела текучести, принимаемому по государственным стандартам и техническим условиям на листовую прокат;

$\gamma_m = 1,025$ – коэффициенты надежности по материалу;

$\gamma_n = 1,15$, так как объем резервуара более 10 000 м³.

Стенка резервуара относится к основным конструкциям подгруппы «А», для которых должна применяться сталь класса С345 (09Г2С-12) с нормативным расчетным сопротивлением $R_y^H = 345 \text{ МПа}$.

Вычисляем расчетное сопротивление:

$$R_y = \frac{345}{1,025 \cdot 1,15} \approx 293 \text{ МПа}.$$

					Расчетная часть	Лист
						53
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Вычисление предварительной толщины стенки для каждого пояса резервуара

Для вычисления используем формулу, в которой, начиная со второго пояса, единственным изменяемым параметром при переходе от нижнего пояса к верхнему является координата нижней точки каждого пояса.

$$x_i = B(i - 1),$$

где i – номер пояса снизу вверх;

B – ширина листа.

Основные геометрические размеры резервуара при проведении прочностных расчетов округляем в большую сторону до номинальных размеров так, чтобы погрешность шла в запас прочности: $H = 16$ м; $B = 2,0$ м; $R = 20,4$ м.

Толщина первого пояса определяется при $\gamma_c = 0,7$; $H_{max} = H$;

$x_1 = 0$:

$$\begin{aligned} \delta_1 &= \frac{[n_1 \cdot \rho_n \cdot g \cdot (H_{max} - x_1) + n_2 \cdot p_{изб}] \cdot R}{\gamma_c \cdot R_y} = \\ &= \frac{[1,05 \cdot 900 \cdot 9,81 \cdot (16,0 - 0) + 1,2 \cdot 2000] \cdot 20,4}{0,7 \cdot 293 \cdot 10^6} \approx 0,01499 \text{ м} \approx 15,0 \text{ мм}. \end{aligned}$$

Для второго пояса при $\gamma_c = 0,8$, $x_2 = 2,0$

$$\delta_2 = \frac{[1,05 \cdot 900 \cdot 9,81 \cdot (16,0 - 2,0) + 1,2 \cdot 2000] \cdot 20,4}{0,8 \cdot 293 \cdot 10^6} \approx 0,0115 \text{ м} \approx 11,5 \text{ мм}.$$

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		54

Для остальных поясов резервуара полученные значения для толщины стенки приведены в табл. 5.2.

Таблица 5.2

Толщина стенки поясов резервуара

Номер пояса	Толщина стенки, мм	Номер пояса	Толщина стенки, мм
1	15,0	5	6,7
2	11,5	6	5,0
3	9,9	7	3,4
4	8,3	8	1,8

Выбор номинального (окончательного) размера толщины стенки.

Значение минимальной толщины стенки для условий эксплуатации увеличивается на величину минусового допуска на прокат и округляется до ближайшего значения из сортаментного ряда листового проката. Полученное значение сравнивается с минимальной конструктивной толщиной стенки $\delta_{кc}$.

В качестве номинальной толщины $\delta_{ном}$ каждого пояса стенки выбирается значение большей из двух величин, округленное до ближайшего значения из сортаментного ряда листового проката:

$$\delta_{ном} \geq \max(\delta_i + C_i + \Delta; \delta_{кc}),$$

где C_i – припуск на коррозию, мм;

Δ – значение минусового допуска на толщину листа, мм;

δ_{kc} – минимальная конструктивная толщина стенки.

Величину минусового допуска определяют по предельным отклонениям на изготовление листа.

Припуск на коррозию элементов резервуара представляется необходимо выбирать 2–3 мм.

В табл. 5.2.1 приводятся все данные для выбора номинального размера толщины стенки

Таблица 5.2.1

Номинальная толщина стенки

Номер пояса	δ_i , мм	C_i , мм	Δ_i , мм	$\delta_i + C_i + \Delta_i$	δ_{kc}	δ_n
1	15,0	2,0	0,45	17,45	11,0	18,0
2	11,5			13,95		14,0
3	9,9			12,35		13,0
4	8,3			10,75		11,0
5	6,7			9,15		11,0
6	5,0			7,45		11,0
7	3,4			5,85		11,0
8	1,8			4,25		11,0

5.3. Расчет стенки резервуара на устойчивость

Проверка устойчивости стенки резервуара производится по формуле :

$$\frac{\sigma_{i1}}{\sigma_{i01}} + \frac{\sigma_2}{\sigma_{02}} \leq 1,0,$$

где σ_{i1} – расчетные осевые напряжения в стенке резервуара, МПа;

σ_2 – расчетные кольцевые напряжения в стенке резервуара, МПа;

σ_{i01} – критические осевые напряжения в стенке резервуара, МПа;

σ_{02} – критические кольцевые напряжения в стенке резервуара, МПа.

Осевые напряжения определяются по минимальной толщине стенки пояса, кольцевые напряжения – по средней толщине стенки.

Расчетные осевые напряжения для резервуаров РВС определяются по формуле

$$\sigma_{li} = \frac{n_3 \cdot (G_{кр} + G_{ст,i}) + \psi \cdot (n_{сн} \cdot G_{сн} + n_2 \cdot G_{вак})}{2 \cdot \pi \cdot R \cdot \delta_i},$$

где $n_3 = 1,05$ – коэффициент надежности по нагрузке от собственного веса;

$n_{сн} = 1,4$ – коэффициент надежности по снеговой нагрузке;

$G_{кр}$ – вес покрытия резервуара, Н;

$G_{ст,i}$ – вес вышележащих поясов стенки, Н;

$G_{сн}$ – полное расчетное значение снеговой нагрузки на горизонтальную проекцию покрытия, Н;

$G_{вак}$ – вес покрытия резервуара, Н;

δ_i – расчетная толщина стенки i -го пояса резервуара, м.

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		57

Определение веса крыши

Вес покрытия резервуара рассчитывается по нормативному давлению крыши $p_{кр}$

$$G_{кр} = p_{кр} \cdot \pi \cdot R^2.$$

Для резервуара объемом $V = 20000 \text{ м}^3$ давление крыши

$$p_{кр} = 0,55 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}.$$

$$G_{кр} = 0,55 \cdot \pi \cdot 20,4^2 = 719 \text{ кН}.$$

Определение веса стенки резервуара

Вес вышележащих поясов стенки резервуара определяется из условия, что высота всех поясов одинакова и равна ширине листа B :

$$G_{ст,i} = 2 \cdot \pi \cdot R \cdot B \cdot \gamma_{ст} \cdot \sum_{k=i}^a \delta_k,$$

где a – номер последнего пояса, если начало отсчета снизу;

$$\gamma_{ст} = 78,5 \frac{\text{кН}}{\text{м}^3} \text{ – удельный вес стали.}$$

Вес стенки при расчете первого пояса

$$\begin{aligned} G_{ст,1} &= 2 \cdot \pi \cdot R \cdot B \cdot \gamma_{ст} \cdot \sum_{k=1}^8 \delta_k = \\ &= 2 \cdot \pi \cdot 20,4 \cdot 2,0 \cdot 78,5 (15,55 + 11,55 + 10,55 + 5 \cdot 8,55) 10^{-3} \approx 1618 \text{ кН}. \end{aligned}$$

Вес стенки при расчете второго пояса

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		58

$$G_{cm,2} = 2 \cdot \pi \cdot R \cdot B \cdot \gamma_{cm} \cdot \sum_{k=2}^8 \delta_k =$$

$$= 2 \cdot \pi \cdot 20,4 \cdot 2,0 \cdot 78,5 (11,55 + 10,55 + 5 \cdot 8,55) 10^{-3} \approx 1305 \text{ кН.}$$

Результаты расчетов веса стенки для всех поясов приведены в табл. 5.2.2

Таблица 5.2.2

Вес стенки резервуара

Номер пояса	Вес стенки G_{cm} , кН	Номер пояса	Вес стенки G_{cm} , кН
1	1618	5	689
2	1305	6	517
3	1073	7	345
4	861	8	172

Определение снеговой нагрузки

Нормативная снеговая нагрузка на горизонтальную проекцию резервуара

$$P_{сн} = \mu \cdot S_g,$$

где μ – коэффициент перехода от веса снегового покрытия горизонтальной поверхности земли к снеговой нагрузке на трубопровод;

S_g – нормативное значение веса снегового покрова на 1 м² горизонтальной поверхности земли, которое выбирается по СНиП 2.01.07-85 для соответствующего снегового района Российской Федерации.

Например, Город Сургут находится в IV снеговом районе, для которого $S_g = 2,4$ кН. Коэффициент $\mu = 1$ для такого варианта крыши, когда угол наклона поверхности крыши к горизонтальной плоскости $\alpha \leq 25^\circ$.

Вес снегового покрова на всю крышу

$$G_{сн} = p_{сн} \cdot \pi \cdot R^2 = \mu \cdot S_g \cdot \pi \cdot R^2 = 1 \cdot 2,4 \cdot \pi \cdot 20,4^2 \approx 3138 \text{ кН}.$$

Определение нагрузки от вакуума

Нормативная нагрузка от вакуума на покрытие определяется как

$$G_{\text{вак}} = \pi \cdot R^2 \cdot p_{\text{вак}} = \pi \cdot 20,4^2 \cdot 0,25 = 327 \text{ кН}.$$

Определение осевых напряжений в каждом поясе стенки резервуара от вертикальной нагрузки

Определение напряжений:

– в первом поясе

$$\begin{aligned} \sigma_{11} &= \frac{n_3 \cdot (G_{кр} + G_{ст,i}) + \psi \cdot (n_{сн} \cdot G_{сн} + n_2 \cdot G_{\text{вак}})}{2 \cdot \pi \cdot R \cdot \delta_1} = \\ &= \frac{1,05(719 + 1618) + 0,9(1,4 \cdot 3138 + 1,2 \cdot 327)}{2 \cdot \pi \cdot 20,4 \cdot 15,55 \cdot 10^{-3}} \approx 3,4 \text{ МПа}; \end{aligned}$$

– во втором поясе

$$\sigma_{12} = \frac{1,05(719 + 1305) + 0,9(1,4 \cdot 3138 + 1,2 \cdot 327)}{2 \cdot \pi \cdot 20,4 \cdot 11,55 \cdot 10^{-3}} \approx 4,4 \text{ МПа}.$$

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		60

Значения осевых напряжений в остальных поясах приведены в табл. 5.2.3

Таблица 5.2.3

Напряжения для расчета стенки резервуара на устойчивость

Номер пояса	σ_1 , МПа	σ_{01} , МПа	$\frac{\sigma_1}{\sigma_{01}}$	σ_2 , МПа	σ_{02} , МПа	$\frac{\sigma_2}{\sigma_{02}}$	$\frac{\sigma_1 + \sigma_2}{\sigma_{01} \sigma_{02}}$
1	3,4	10,4	0,33	1,2	1,6	0,75	0,98
2	4,4	7,7	0,57				0,99
3	4,6	7,0	0,66				0,96
4	5,5	5,7	0,96				0,81
5	5,3	5,7	0,93				0,88
6	5,2	5,7	0,91				0,96
7	5,0	5,7	0,88				0,93
8	4,8	5,7	0,84				0,89

Определение осевых критических напряжений

Осевые критические напряжения определяются по формуле

$$\sigma_{01} = C \cdot E \cdot \frac{\delta_i}{R},$$

где $E = 2,1 \cdot 10^5$ МПа – модуль упругости стали;

C – коэффициент, принимаемый по табл. 5.2.1

Для определения коэффициента C необходимо вычислить среднюю толщину стенки

$$\delta_{cp} = \frac{\sum_{i=1}^{n_n} \delta_i}{n_n} = \frac{15,55 + 11,55 + 10,55 + 5 \cdot 8,55}{8} \approx 10,0 \text{ мм.}$$

Вычисляем отношение радиуса резервуара к средней толщине стенки: $\frac{R}{\delta_{cp}} = \frac{20,4}{10,0 \cdot 10^{-3}} \approx 2040.$

Выбираем коэффициент $C = 0,065$. По СНиП 2.01.07-85 «Нагрузки и воздействия»

Вычисляем осевые критические напряжения:

– для первого пояса

$$\sigma_{01} = C \cdot E \cdot \frac{\delta_i}{R} = 0,065 \cdot 2,1 \cdot 10^5 \cdot \frac{15,55 \cdot 10^{-3}}{20,4} \approx 10,4 \text{ МПа};$$

– для второго пояса

$$\sigma_{02} = 0,065 \cdot 2,1 \cdot 10^5 \cdot \frac{11,55 \cdot 10^{-3}}{20,4} \approx 7,7 \text{ МПа.}$$

Остальные значения критической силы приведены в табл.

5.2.3

Определение кольцевых напряжений

Расчетные кольцевые напряжения в стенке при расчете на устойчивость резервуара определяются по формуле:

$$\sigma_2 = \frac{p_e \cdot n_e + p_{\text{вак}} \cdot n_2}{\delta_{cp}} \cdot R,$$

где p_e – нормативное значение ветровой нагрузки на резервуар, Па;

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		62

$n_e = 1,4$ – коэффициент надежности по ветровой нагрузке;

δ_{cp} – средняя арифметическая толщина стенки резервуара, м.

Нормативное значение ветровой нагрузки определяется по формуле :

$$p_e = W_0 \cdot k_2 \cdot C_i,$$

где W_0 – нормативное значение ветрового давления, для рассматриваемого района, Па;

k_2 – коэффициент, учитывающий изменение ветрового давления по высоте;

C_i – аэродинамический коэффициент.

Сургут относится ко второму району по давлению ветра (табл. 4.9), соответственно из таблицы выбираем $W_0 = 0,3$ кПа.

Коэффициент $k_2 = 1,0$ для резервуаров высотой от 10 до 20 метров.

Аэродинамический коэффициент C_i выбирается по СНиП 2.01.07-85 «Нагрузки и воздействия» (табл. 4.10).

Вычисляем отношение

$$\frac{H}{2R} = \frac{16,0}{2 \cdot 20,4} \approx 0,39.$$

Выбираем $C_i = 0,63$ по таблице с использованием метода линейной интерполяции.

Вычисляем ветровую нагрузку (давление):

$$p_e = W_0 \cdot k_2 \cdot C_i = 0,3 \cdot 1,0 \cdot 0,63 \approx 0,19 \text{ кПа}.$$

					Расчетная часть	Лист
						63
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Вычисляем кольцевые напряжения:

$$\sigma_2 = \frac{p_v \cdot n_v + p_{\text{вак}} \cdot n_2}{\delta_{\text{ср}}} \cdot R = \frac{0,19 \cdot 1,4 + 0,25 \cdot 1,2}{10,0 \cdot 10^{-3}} \cdot 20,4 \approx 1,2 \text{ МПа.}$$

Критические кольцевые напряжения определяются по формуле:

$$\sigma_{02} = 0,55 \cdot E \cdot \frac{R}{H} \cdot \left(\frac{\delta_{\text{ср}}}{R} \right)^{\frac{3}{2}},$$

где H – геометрическая высота стенки резервуара, м.

$$\sigma_{02} = 0,55 \cdot 2,1 \cdot 10^5 \cdot \frac{20,4}{16,0} \cdot \left(\frac{10,0 \cdot 10^{-3}}{20,4} \right)^{\frac{3}{2}} \approx 1,6 \text{ МПа.}$$

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		64

6. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Введение

В настоящее время, более 70% эксплуатирующего оборудования в России выработало свой ресурс (срок эксплуатации 30-35 лет). Известно, что аварии и отказы происходят в начальный период эксплуатации из-за дефектов монтажа, затем следует период безаварийной работы, а после 15-20 лет эксплуатации количество отказов, аварийных ситуаций резко возрастает, вследствие накопления повреждений, возникших при эксплуатации

Одним из наиболее опасных объектов были и остаются различные виды резервуаров. В системе трубопроводного транспорта, например, более 3000 РВС находятся в эксплуатации более 50 лет, свыше 1000 РВС - от 40 до 50 лет. Экономически выгодная эксплуатация резервуара не может быть обеспечена без должного наблюдения за техническим состоянием и своевременным устранением неполадок. Нарушение прочности и герметичности в резервуарах в большинстве случаев вызывается совокупностью различных неблагоприятных воздействий на конструкции. Элементы резервуара в эксплуатационных условиях испытывают значительные быстроменяющиеся температурные режимы, повышение давления, вакуум, вибрацию, неравномерные осадки и коррозию.

					<i>Анализ причин возникновения дефектов резервуаров в процессе их эксплуатации</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>МироновичИ.В</i>			Финансовый менеджмент	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Саруев А.Л.</i>					65	99
<i>Консульт.</i>						ТПУ гр. 2Б4А		
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Брусник О.В.</i>						

Таблица 6.1.2

Наименование материала	Марка	Единицы измерения	Норма	Стоимость единицы, тыс. руб.	Сумма, тыс.руб.
Электроды Ду 5мм	МР-3С	кг	25	0,641(5 кг)	3,205
Лак ПФ-170(2 слоя)	ПФ-170	м ²	0,9	0,185(1,8 кг)	0,19
Грунт ВГ-33 (3 слоя)	ВГ-33	м ²	7	0,178(1 кг)	0,356
Итого:					3,751

Сумма материальных затрат на реконструкцию составляет:

$$667,32+3,751=671,071 \text{ тыс.руб}$$

Расчет капитальных затрат на монтажные работ

Общая сумма капитальных затрат: $\Phi_{\text{общюкап.затр.}} = \Phi_{\text{пр.}} + \Phi_{\text{мон.}} - \Phi_{\text{мет.}}$

$\Phi_{\text{пр}}$ - затраты на приобретение нового оборудования и материалов

$\Phi_{\text{мон}}$ - затраты на монтаж и демонтаж

Затраты на демонтаж и монтаж складываются из:

- заработная плата ремонтной бригады;
- затрат на вспомогательные материалы;
- затрат на комплектацию

Затраты на монтаж и демонтаж.

Таблица 6.1.3

Видработ	Нормо-часов
Подготовительныеработы	120
Демонтажклапанапредохранительного КПП -250	2*8
Монтажклапанапредохранительного КДС-3000/500	5*8
Демонтажклапанадыхательного НДКМ-250	3*4
Монтажклапанадыхательного КДС-3000/500	6*4
Демонтажогневогопредохранителя D=250	2*4
Монтажогневогопредохранителя D=500	3*4
Демонтажлюк-лаз Ду-500	2*2
Монтажлюк-лаз Ду-600	4*2
Всего:	244

Состав рабочего звена

Таблица 6.1.4

Специальность	Разряд	Число рабочих	Часовая тарифная ставка, руб.
Слесарь	5	2	125,6
Слесарь	4	2	114,5
Сварщик	5	2	136,2
Сварщик	4	1	118,8
Электрик	5	1	119,6
Автокрановщик	5	1	105,5
Водитель	4	1	107,2

6.2 Расчет фонда заработной платы

Таблица 6.2.1

	Слесарь 5 разряда	Слесарь 4 разряда	Сварщик 5 разряда	Сварщик 4 разряда	Электрик 5 разряда	Автокран. 5 разряда	Водител ь 4 разряда	Фонд з/п, руб.
Эффективный фонд рабочего времени	244	244	52	52	244	40	40	
Часовая Тарифная ставка	125,6	114,5	136,2	118,8	119,6	105,5	107,2	
Списочный состав	2	2	2	1	1	1	1	
Явочный состав	2	2	2	1	1	1	1	
Тарифный фонд	61292,8	55876	14164,8	6177,6	29182,4	4220	4288	
Премия 30%	18387,84	16762,8	4249,44	1853,28	8754,72	1266	1286,4	
Часовой Фонд зарплаты	79680,64	72638,8	18414,24	8030,88	37937,12	5486	5574,4	
Районный коэффициент 30%	23904,2	21791,64	5524,3	2409,25	11381,1	1645,8	1672,32	
Стажевая надбавка 10%	7968,1	7263,88	1841,4	803,1	3793,7	548,6	557,4	
Основная Зарботная плата	111552,94	101694,32	25779,94	11243,2	53111,92	7680,4	7804,1	
Дополнительная зарплата 11%	12270,8	11186,37	2835,8	1236,75	5842,3	844,8	858,5	
Сумма основной и дополнительной зарплаты	123823,7	112880,62	28615,7	12480	58954,2	8525,2	8662,6	353912
Страховые Отчисления 30% от ЗП+ДЗП	37147,11	33864,2	8347,4	3744	17686,2	2557,5	2598,7	105945,11

Смета затрат на кап.ремонт

Таблица 6.2.2

Показатели	Фонд з/платы, руб
Основная и дополнительная заработная плата	353 912
Страховые Отчисления 30%	105 945,11
Материальные затраты	671071
Затраты на транспорт 10%	67107,1
Накладные расходы 20%	132214,2
Итого:	1 330 249,4

Материальный баланс резервуара.

Таблица 6.2.3

PVC 20000 м ³ до 1 суток свыше 1 сут. до 1 мес.	Тип, номер резервуара.
0,05 - 0,005	Норма естественной убыли в осенне-зимний период, кг/т
1000000	Количество принятой нефти в осенне-зимний период, т
50	Потери нефти от естественной убыли в осенне-весенне период
0,12-0,016	Норма естественной убыли в весенне-летний период, кг/т
600000	Количество принятой нефти в весенний период, т
400000	Количество принятой нефти в летний период, т
50	Потери нефти от естественной убыли за год, т
999 950	Количество поступившей нефти за год, с учётом потерь от естественной убыли, т

Сравнение материального баланса

Таблица 6.2.4

Наименование	Дореконструкции		Послереконструкции	
	%	Тонн/год	%	Тонн/год
Приход:				
-нефтьнахранение	100,00	1000000	100,00	1000000
Итого:	100,00	1000000	100,00	1000000
Расход:				
-нефть товарная на отгрузку	99,995	999950	99,9995	999995
Потериотиспарений	0,005	50	0,0005	5
Итого:	100	1000000	100,00	1000000

По проекту реконструкции планируется получение прибыли за счет экономии нефти на испарении.

По проекту получаем экономию $(50-5)=45$ тонн нефти в год.

$$\rho_{\text{нефти}} = 0,85 \text{ т / л}$$

$$V = \frac{45 \cdot 10^3}{0,85} = 52\,941,76$$

$$1 \text{ баррель} = 159 \text{ л}$$

$$\text{Кол-во баррелей} = \frac{529\,411,76}{159} = 332,96$$

Примем стоимость 1 барреля нефти (марка Brent от 15.05.18) = 79\$.

					Финансовый менеджмент	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		73

1 \$ примем по курсу ЦБ РФ(от15.05.18) 1\$=62,32руб.

$\Delta\Pi=332,96\cdot79\cdot62,32=1\ 639\ 289,99$ руб.

6.3 Расчет показателей экономической эффективности.

Экономическая эффективность проектного варианта реконструкции обусловлена двумя характерными величинами.

1.Сумму капитальных затрат на реконструкцию

2.Условно-годовой экономический эффект

$$\mathcal{E}_{\text{иг}} = \Delta\Pi - E_{\text{норм.}} * \Delta K_{\text{рек.}}$$

$\Delta\Pi$ – прибыль

$$E_{\text{норм.}} = 0,14$$

$\Delta K_{\text{рек.}}$ – сумма капитальных вложений на реконструкцию

$$\mathcal{E}_{\text{иг}} = 1\ 639\ 289,99 - 0,14 * 1330249,4 = 1639289,99 - 186234,9 = 1453055,07 \text{ руб.}$$

Коэффициент экономической эффективности:

$$E = \Delta\Pi / \Delta K_{\text{рек.}} = 1639289,99 / 1330249,4 = 1,2$$

Срок окупаемости капитальных вложений:

$$T_{\text{ок.}} = \Delta K_{\text{рек.}} / \Delta\Pi = 1330249,4 / 1639289,99 = 9 \text{ мес.}$$

					Финансовый менеджмент	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		74

Технико-экономические показатели

Таблица 6.3.1

Наименование показателей	Единица измер.	Проектный вариант	Базовый вариант	+ (увелич.) - (уменьш.)
1.Годовая производственная мощность по сырью	Т.	1000000	1000000	
2.Годовая производственная мощность по продукту	Т.	999 995	999 950	+45
3.Потери отиспарений	Т.	5	50	-45
4.Сумма Капитальных вложений	Руб.	1330249,4		+1330249,4
5.Коэф. Экономического эффекта		1,2		
6.Срок окупаемости	лет	0,9		
7.Условно-годовой экономический эффект	Руб.	1453055,07		+1453055,07

Заключение:

Предложенная данным проектом реконструкция резервуара для хранения товарной нефти обеспечит:

1. Сокращение потерь нефти за год на **45** тонн.
2. Получение прибыли от уменьшения естественных потерь нефти от испарения в размере **1 639 289,99** руб. в год.
3. Снижение выбросов в воздушный бассейн в **10 раз (50/5)**. Капитальные затраты на реконструкцию окупятся за **9** мес.

Все, вышеперечисленные технико-экономические показатели проекта, позволяют сделать вывод о том, что **данная реконструкция резервуара экономически выгодна.**

					<i>Финансовый менеджмент</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		76

7 Социальная ответственность

Введение

Темой данной работы является анализ причин возникновения дефектов резервуаров в процессе их эксплуатации. Каждый год требования к безопасности, экологичности и повышению надежности резервуарных парков повышаются. Конструкции вертикальных резервуаров для нефти и нефтепродуктов в процессе эксплуатации подвергаются различным силовым воздействиям: давление покрытия снегового покрова, давление продукта, избыточное давление в газовом пространстве резервуара, температурные воздействия и др. Эти факторы приводят к деформированию стенок в результате неравномерной нагрузки, особенно при наличии крена резервуара, и увеличению погрешности измерения объема продукта содержащегося в резервуаре. Поэтому вопрос о нахождении наиболее современного, энергоемкого, безопасного и экономичного метода обнаружения различных дефектов резервуаров реконструкции является важнейшей задачей для эксплуатирующих организаций. В данной работе рассматриваются дефекты, которые могут возникать на резервуарах, причины возникновения дефектов и методы их устранения. После рассмотрения существующих методов, делается вывод об экономической целесообразности их использования. В разделе социальная ответственность, рассматривается резервуар, как опасный производственный объект, анализ причин возникновения опасных и вредных факторов и чрезвычайных ситуаций.

					<i>Анализ причин возникновения дефектов резервуаров в процессе их эксплуатации</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		МироновичИ.В			Социальная ответственность	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Саруев А.Л.					77	99
<i>Консульт.</i>						ТПУ гр. 2Б4А		
<i>Рук-ль ООП</i>		Брусник О.В.						

7.1 Производственная безопасность

Рассмотрим основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении реконструкции РВС-20000 м³ в таблице 7.1

Таблица 7.1 Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении реконструкции резервуара вертикального стального .

Наименование видов работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003-15.)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1	2	3	4
Ремонтно-восстановительные работы при реконструкции РВС-20000 м ³	<i>Физические</i>		
		Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования (в т.ч. грузоподъемные)	ГОСТ 12.1.003 -14* ССБТ
		Электрический ток	ГОСТ ИЕС 61140-2012
	Электрическая дуга и металлические искры при сварке	ГОСТ Р 12.4.234-2012 ССБТ	

Наименование видов работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003-15.)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1	2	3	4
Ремонтно-восстановительные работы при реконструкции РВС-20000 м³		Оборудование и трубопроводы, работающие под давлением	ПБ 03-576-2003 32. РД 03-29-93 РД 10-290-99 ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ ГОСТ 12.2.061-81 ССБТ
	Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе, рабочей зоны		СанПиН 2.2.4.548-96 ГОСТ 21.0.003-74 СНиП 2.04.05.86
	Превышение уровней шума		ГОСТ 12.1.003-83 (1999) ССБТ ГОСТ 12.1.003 2014
	Превышение уровней вибрации		ГОСТ 12.1.012-90 СБТ
	Недостаточная освещенность рабочей зоны		ГОСТ 12.1.046-85
	<i>Химические</i>		
	Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны		СанПиН 2.2.4.1294-03 ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ
	<i>Биологические</i>		
	Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми,		Р 3.5.2.2487-09

7.1.1 Анализ опасных и вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровней воздействия и устранению влияния на рабочих.

Рассмотрим опасные и вредные производственные факторы, которые действуют или могут воздействовать на организм человека при проведении реконструкции резервуара вертикального, а также рассмотрим нормативные значения этих факторов и мероприятия, направленные на снижение или устранение этих факторов.

- Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования (в т.ч. грузоподъемные).

Скорость движения автотранспорта, по строительной площадке и вблизи мест производства работ не должны превышать 10 км/час на прямых участках и 5 км/час на поворотах.

Движущиеся части производственного оборудования, являющиеся возможным источником травмоопасности, должны быть ограждены или расположены так, чтобы исключалась возможность прикасания к ним работающего или использованы другие средства (например двуручное управление), предотвращающие травмирование.

Перемещение, установка и работа машин вблизи выемок, траншей и котлованов разрешается только за пределами призмы обрушения грунта [49].

- Электрический ток, электрическая дуга и металлические искры при сварке.

Класс опасности по ПУЭ при проведении работ по реконструкции внутри резервуара В-1Г, категория опасности А.

Зоны класса В-1г - пространства у наружных установок: технологических установок, содержащих горючие газы или ЛВЖ, надземных

и подземных резервуаров с ЛВЖ или горючими газами, эстакад для слива и налива ЛВЖ, открытых нефтеловушек, прудов-отстойников с плавающей нефтяной пленкой и т. п.

Для наружных взрывоопасных установок взрывоопасная зона класса В-1Г считается в пределах до:

- 8 м по горизонтали и вертикали от резервуаров с ЛВЖ или горючими газами, при наличии обвалования - в пределах всей площади внутри обвалования.

Используемое оборудование при проведении работ по реконструкции должно быть взрывозащищенное, выполненное для работы во взрывоопасной смеси горючих газов или паров ЛВЖ с воздухом. Допустимый уровень взрывозащиты переносных электрических светильников, для класса взрывоопасной зоны В-1Г, должен быть повышенной надежности против взрыва.

Для защиты от поражения электрическим током необходимо использовать следующие средства индивидуальной защиты: диэлектрические перчатки и галоши (дежурные), резиновые коврики, изолирующие подставки.

Для защиты от электрической дуги и металлических искр при сварке необходимо использовать: защитные костюмы, защитные каски или очки и т.п.[43,46].

- 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;

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		81

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 сосудов, работающих под давлением, распространяются:

- на сосуды, работающие под давлением воды с температурой выше 115 °С или другой жидкости с температурой, превышающей температуру кипения при давлении 0,07 МПа, без учета гидростатического давления;
- на сосуды, 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 сосуды для транспортирования или хранения сжатых, сжиженных газов, жидкостей и сыпучих тел, в которых давление выше 0,07 МПа создается периодически.

Сосуды, работающие под давлением, проектируют и изготавливают только специализированные проектные организации и заводы-изготовители. Общим требованием к конструкции сосуда является надежность обеспечения безопасности при эксплуатации 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.

Сосуды, работающие под давлением, снабжаются следующими приборами: указателями уровня жидкости, обязательными для сосудов, обогреваемых пламенем или горючими газами; запорной арматурой, устанавливаемой на трубопроводах, подводящих и отводящих из сосуда пар, газ или жидкость; приборами для измерения давления и температуры; предохранительными устройствами.

Каждый сосуд, работающий под давлением, снабжается *манометром*.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		82

Предохранительные устройства(пружинные, рычажно-грузовые клапаны или разрывные мембраны) сосудов должны исключать возможность превышения рабочего давления.

Требования к персоналу по эксплуатации сосудов, работающих под давлением

Руководитель организации-владельца сосудов назначает ответственного за исправное состояние и безопасную эксплуатацию этих сосудов.

Ответственность за исправное состояние и безопасную эксплуатацию сосудов должна быть возложена на специалиста, которому подчинен персонал, обслуживающий сосуда (начальник компрессорной, начальник участка, старший мастер участка и т. д.)[25].

- 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°C (301 К).

Для поддержания микроклимата предусматриваются приточная и вытяжная вентиляции, нагреватели и кондиционеры (СНиП 2.04.05.86)

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 дБ. 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 необходимо предусматривать общее равномерное освещение. При этом освещенность должна быть не менее 20 лк независимо от применяемых источников света. 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:

- с периодичностью 1 раз в 30 мин;
- по первому требованию ответственного лица за проведение работ;
- по первому требованию исполнителей работ по наряду-допуску;
- после перерыва в работе 1 час.

Контроль воздушной среды должен проводиться в зоне дыхания при характерных производственных условиях посредством газоанализаторов АНТ-3, АНТ-3м, Колион-1. Содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно допустимых концентраций (ПДК). Предельно допустимая концентрация пыли, как вещества умеренно опасного,

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

в воздухе рабочей зоны составляет 1,1-10 мг/м³, для нефти ПДК равно 300 мг/м³.

Нефть по санитарным нормам относится к 4-му классу опасности (малоопасные вредные вещества со значением ПДК в пересчете на углерод) – 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 4-го классов опасности (нефть, бензин, дизельное топливо, этиловый спирт, керосин 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.

Работающие в условиях пылеобразования должны быть в противопыльных респираторах («Лепесток», Ф-62Ш, У-2К, «Астра-2», РП-КМ и др.), защитных очках и комбинезонах. При загазованности траншеи или котлована в результате утечки паров углеводородов выше ПДК необходимо прекратить работу и вывести людей, запретив курить, зажигать спички или пользоваться открытым огнем.

- Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися.

В летнее время года работающие на открытом воздухе должны быть обеспечены за счет предприятия СИЗ от гнуса и энцефалитного клеща.

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

7.2 Экологическая безопасность

Безопасность окружающей среды при эксплуатации РВС должна обеспечиваться отсутствием неконтролируемых утечек нефти. В процессе налива, хранения и опорожнения резервуара должны быть исключены негативные воздействия на окружающую среду.

Защита атмосферы

При хранении нефтепродуктов в резервуаре образовывается газоздушная смесь, которая через дыхательные клапаны выходит в атмосферу, это называется «большие дыхания» резервуара.

Уменьшение газового пространства, это один из наиболее эффективных методов борьбы с потерями от испарения и выбросом в окружающую среду.

Немаловажным фактором является в целом состояние резервуара. Наличие коррозии и различных видов дефектов также приводит к большим потерям и выбросам.

Резервуары и прилегающую территорию содержат в чистоте, и оборудуют средствами пожаротушения и молниеотводами.

Защита гидросферы

Значительное отрицательное воздействие на гидросферу оказывают разливы нефти, которые могут быть связаны с несоблюдением норм технической безопасности, а так же в связи со стихийными бедствиями.

При попадании нефти в водоемы на поверхности воды образуется пленка, препятствующая воздушному обмену, вследствие чего приносит значительный ущерб живущим организмам.

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

Методы локализации разливов нефтепродуктов:

- Термический
- Механический
- Биологический
- Физико-химический

Основным методом считается механический. Большая эффективность этого метода достигается в начале разлива, когда толщина нефтяного слоя остается большой.

Термический метод основан на выжигании слоя нефти.

Физико-химический использование диспергентов и сорбентов. Сорбенты при соприкосновении с нефтью впитывают её, образуя комья до максимума насыщенного нефтью.

Биологический применяется после физико-химического и механического метода, когда толщина слоя не менее 0,1 мм. В основе лежит окисление углеводорода или биохимических препаратов.

Защита литосферы

Литосфера – твердая оболочка Земли, включающая земную кору и мантию. Почва, наряду с Мировым океаном оказывает решающее значение на всю биосферу. Активно участвует в круговороте веществ и энергии в природе, поддерживает газовый состав атмосферы Земли .

Загрязнение почв нефтью приводит к значительному экологическому и экономическому ущербу: понижается продуктивность лесных ресурсов, ухудшается санитарное состояние окружающей среды.

Земельные участки, отведенные в постоянное пользование, благоустраиваются с использованием предварительно снятого почвенно-

растительного слоя. Земли, передаваемые во временное пользование, подлежат восстановлению (рекультивации). Земельные участки приводятся в пригодное для использования по назначению состояние в ходе работ, а при невозможности этого не позднее, чем в течение года после завершения работ.

Строительные работы в связи с требованиями лесного хозяйства обязаны:

- обеспечить минимальное повреждение почв, травянистой и моховой растительности;
- произвести очистку лесосек и ликвидировать порубочные остатки;
- не допускать повреждения корневых систем и стволов опушечных деревьев.

7.3 Защита в чрезвычайных ситуациях

На объектах для хранения нефти могут произойти различного рода аварии, которые могут привести к чрезвычайным ситуациям. Это и пожары и взрывы при проведении ремонтных работ с несоблюдением требований безопасности по ремонту и эксплуатации.

В зависимости от объема и месторасположения резервуары подразделяют на три класса:

- 1) Класс 1 – особо опасные резервуары объемом 10 000 м³ и более, а также резервуары объемом от 5000 м³ и более, расположенные непосредственно по берегам рек, крупных водоемов и в черте городской застройки;
- 2) Класс 2 – резервуары повышенной опасности объемом от 5000 до 10 000 м³;
- 3) Класс 3 – опасные резервуары объемом 100 до 5000 м³.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		90

Основными методами, способствующими уменьшению масштабов ЧС, являются:

- Обучение персонала навыкам поведения в ЧС.
- Усиленный контроль за состоянием объекта.
- Первичная система пожаротушения (система орошения применяется для тушения горящего резервуара, а так же для охлаждения при горении соседнего резервуара). Генератор пены предназначен для пенного пожаротушения нефтепродуктов внутри резервуара.
- Во избежание аварийного разлива нефти, каждый резервуар должен быть огражден земляным обвалованием.
- Система оповещения населения, персонала объекта и органов управления для своевременных необходимых мер по защите населения.

Порядок оповещения в ЧС:

Первичная информация о чрезвычайной ситуации поступает на пульт старшему сотруднику охраны.

Дежурный сотрудник с получением сообщения о чрезвычайной ситуации обязан: уточнить метеоданные, оценить обстановку;

- включить кнопку запуска электросирены;
- доложить Управляющему (генеральному директору) и главному инженеру о масштабах аварии и с их разрешения задействовать схему оповещения и сбора руководящего состава;
- доложить оперативному дежурному ГУ МЧС;

- по громкоговорящей связи объявить информацию по территории нефтебазы и для населения, проживающего вблизи объекта;
- по техническим средствам связи объявить сигнал «Объявлен сбор» и сообщить информацию городской пожарной части;
- оповестить и организовать сбор комиссии по ЧС ПБ;
- сделать запись в оперативном журнале о чрезвычайной ситуации и принятых мерах;
- подготовить информацию для донесений в ГУ МЧС;
- по прибытии руководителя – Управляющего (генерального директора), главного инженера доложить о выполненных мероприятиях.
- Организация оповещения об обстановке органов управления привлекаемых сил, рабочих и служащих объекта осуществляется по радиотрансляционной сети, поисковой, телефонной связи или посыльными.
- При возникновении на объекте аварийной ситуации вводится «Чрезвычайный режим».
- В зависимости от прогноза масштабов ЧС оповещаются расположенные вблизи объекты.
- Для оповещения микрорайонов и жилых массивов частного сектора привлекаются подвижные посты, оборудованные громкоговорящими установками от службы охраны общественного порядка.

Резервуары входят в состав опасных производственных объектов и подлежат регистрации в государственном реестре в соответствии с Федеральным законом РФ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов».

Пожарная безопасность

Резервуары выполняют важную функцию по приему, хранению и выдаче нефтепродуктов являются объектами повышенной опасности. Пожар в резервуаре в большинстве случаев начинается со взрыва паро-воздушной смеси. На образование взрывоопасных концентраций внутри резервуаров существенное влияние оказывают физико-химические свойства хранимых нефти и нефтепродуктов, конструкция резервуаров, технологические режимы эксплуатации, а также климатические и метеорологические условия. Взрыв в резервуаре приводит к подрыву (редко к срыву) крыши с последующим горением на всей поверхности горючей жидкости.

При эксплуатации резервуаров должны соблюдаться требования пожарной безопасности, установленные «Правилами пожарной безопасности в РФ», «Правилами пожарной безопасности при эксплуатации предприятий нефтепродуктообеспечения».

Причинами возникновения пожара на объектах эксплуатации резервуаров являются:

- В большинстве случаев пожар начинается со взрыва газо-воздушной смеси;
- Несоблюдение правил пожарной безопасности и неосторожное обращение со гнем;
- Неправильная эксплуатация и неисправность оборудования
- Возникновение статического электричества;
- Климатические и метеорологические условия.

Тушение пожара и ограничение его распространения достигается системой пожаротушения.

Особым соблюдением правил по безопасности требуют работы, связанные с появлением источников зажигания. К ним в первую очередь

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

относятся огневые работы. Необходимо, при проведении сварочных работ, исключить возможность взрыва газо-воздушной смеси, попадания нефти на сварочные агрегаты.

Меры защиты: установка пожарных сигнализаций, автоматизированная система пожаротушения в резервуарном парке, средства индивидуальной защиты

7.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

В связи с требованиями, предъявляющими к нефтебазам и резервуарным паркам в соответствии с ФЗ №116 «О промышленной безопасности на опасных производственных объектах» предприятие обязуется страховать оборудование, сооружения и персонал на случай чрезвычайных ситуаций. В противном случае, невыполнение обязательств по обеспечению безопасности производственного объекта и его персонала берет на себя полную ответственность по компенсации последствий, возникших при аварии.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		94

Заключение

В результате проделанной работы были произведены исследования возникновения дефектов вертикальных стальных резервуаров. При рассмотрении анализа причин возникновения дефектов при эксплуатации резервуаров вертикальных стальных ,мы выявили ряд основных положений по техническому обслуживанию и ремонту.

Необходимо контролировать:

1. целостность антикоррозионного покрытия;
2. состояние металлоконструкции резервуара;
3. все нормы и правила при проведении ремонтных работ.

Основываясь на требованиях по охране труда, промышленной безопасности, охране окружающей среды, пожарной безопасности при эксплуатации резервуаров можно сделать соответствующие выводы об экологических аспектах при эксплуатации резервуаров. И таким образом в совокупности можно сделать вывод о полной картине эксплуатации и техническом обслуживании резервуаров.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
					Анализ причин возникновения дефектов резервуаров в процессе их эксплуатации			
Разраб.		МироновичИ.В			Заключение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Саруев А.Л.					95	99
Консульт.						ТПУ гр. 2Б4А		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

Список использованной литературы

1. Дорошенко Ф.Е. Промышленное и гражданское строительство. - 2006. - № 6. - С. 28-35.
2. Афонская Г.П. Влияние дефектов на несущую способность резервуаров– 155 - 174с.
3. Галеев В.Б. Эксплуатация стальных вертикальных резервуаров в сложных условиях - 149 - 158 с.
4. ГОСТ Р 52910 - 2008 Резервуары вертикальные цилиндрические стальные для нефти и нефтепродуктов. - 45с.
5. ГОСТ 12.1.004-91 «ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования»
6. ГОСТ Р 22.0.01-94. Безопасность в ЧС. Основные положения.
7. ГОСТ 12.1.010–76 ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования.
8. Кандаков Г.П. Проблемы отечественного резервуаростроения и возможные пути их решения. -№ 5. -26 - 45 с.
9. Кондаков Г.П. Анализ причин аварий вертикальных цилиндрических резервуаров. - №5 8с.
- 10.Морозов Е.М. Расчет на прочность при наличии трещин. Прочность материалов конструкций. - 319-334 с.
- 11.Мынбаева Г.У. Анализ формирования отказов резервуаров нефтехранилищ- №1. - 18-22с.
- 12.Правила технической эксплуатации резервуаров и инструкции по их ремонту. – 19 – 24с.

					<i>Анализ причин возникновения дефектов резервуаров в процессе их эксплуатации</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>МироновичИ.В</i>			<i>Список использованной литературы</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Саруев А.Л.</i>					96	99
<i>Консульт.</i>						ТПУ гр. 2Б4А		
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Брусник О.В.</i>						

13. Резервуары для нефти и нефтепродуктов: том 1. Конструкция и оборудование: учебник для вузов, 2010. – 268 - 276с.

14. Резервуары вертикальные стальные сварные для нефти и нефтепродуктов. Техническое диагностирование и анализ безопасности: (Методические указания). – 156с.

15. Хоперский Г.Г, Прокофьев В.В. Методы ремонта элементов конструкций стальных вертикальных цилиндрических резервуаров после длительной эксплуатации.

16. РД-16.01-60.30.00-КТН-062-1-05 «Руководство по ремонту железобетонных и стальных вертикальных резервуаров для хранения нефти объемом 1000-50000 куб. м»

17. Розенштейн И.М. Аварии и надежность стальных резервуаров. – 255с

18. Фалькевич А. С, Анучкин М. П. Прочность и ремонт сварных резервуаров и трубопроводов. – 28 – 46с.

19. Фалькевич А. С. Сварка нефтепроводов и резервуаров. – 51 – 65с.

20. Глазков В.И. Защита трубопроводов и резервуаров от коррозии. – 16 – 23с.

21. Кнуныц И.Л. Краткая химическая энциклопедия. – 85 – 89с.

22. Рогожин М.Ю. Правила пожарной безопасности в РФ.

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

24. РД-23.020.00-КТН-079-09 «Нормы проектирования стальных вертикальных резервуаров для хранения нефти объемом 1000-50000 куб. м»;

25. РД 153-39.4-113-01 «Нормы технологического проектирования магистральных нефтепроводов».

					Список использованной литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		97

26.РД-13.110.00-КТН-319-09 «Правила безопасности при эксплуатации магистральных нефтепроводов».

27.РД-91.010.30-КТН-170-06 «Технические требования к проектной документации для строительства, технического перевооружения, реконструкции, капитального ремонта, объектов магистральных нефтепроводов (с изменениями 1 и 2).

28.Закон РФ «О пожарной безопасности» от 18.11.1994 г.

29.ПУЭ «Правила устройства электроустановок» изд. 6, дополненное 2000 г., изд.7, 2002 г.

30.Федеральный закон от 21.12.1994 N 69-ФЗ (ред. от 23.05.2016) "О пожарной безопасности".

31.РД-23.020.00-КТН-079-09 Нормы проектирования стальных вертикальных резервуаров для хранения нефти объемом 1000-50000 куб. м.

32.РД-16.01-60.30.00-КТН-062-1-05 Руководство по ремонту ж/б и стальных вертикальных резервуаров для хранения нефти объемом 1000-50000 куб.

33.ГОСТ 17.4.3.04-85 «Охрана природы. Почвы. Общие требования к контролю и охране от загрязнения».

34.ГОСТ 17.53.4-83* «Охрана природы. Земли. Общие требования к рекультивации земель».

35.ГОСТ 17.1.3.13-86 «Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране поверхностных вод от загрязнения».

36.ГН 2.2.5.1313–03. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны. Гигиенические нормативы.

37.ГОСТ 12.1.003-74* «ССБТ. Шум. Общие требования безопасности».

38.ГОСТ 12.1.004-91 «ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования».

39.ГОСТ 12.1.005-88 «ССБТ. Общие санитарно - гигиенические требования к воздуху рабочей зоны».

40.ГОСТ 12.1.007-76 «ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности».

					Список использованной литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		98

41.ГОСТ 12.1.009-76 «ССБТ. Электробезопасность. Термины и определения».

42.ГОСТ 12.1.038-82 «ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов».

43.ГОСТ 12.1.012-90 «ССБТ. Вибрация. Общие требования безопасности».

44.ГОСТ Р 22.0.07-95. Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Источники техногенных чрезвычайных ситуаций. Классификация и номенклатура поражающих факторов и их параметров.

45.ГОСТ 12.1.013-78 «ССБТ. Строительство. Электробезопасность. Общие требования».

46.ГОСТ 12.1.046-85 «ССБТ. Строительство. Нормы освещения строительных площадок».

47.ГОСТ 12.0.003-74* «ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация».

48.ПБ 03-517-02 «Общие правила промышленной безопасности для организаций, осуществляющих деятельность в области промышленной безопасности опасных производственных объектов».

49.ППБ 01-93 «Правил пожарной безопасности в Российской Федерации».

					Список использованной литературы	Лист
						99
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		