

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

**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
 ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

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

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
«Анализ причин возникновения дефектов при эксплуатации резервуара вертикального стального типа РВС 20000м ³ »

УДК 622.692.23-025.71-034.14(183м20000):620.19

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6А	Букин Н.А.		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Никульчиков В.К.	К.Т.Н., доцент		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

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

По разделу «Социальная ответственность»

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

Консультант-лингвист

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Бурков П.В.	Д.Т.Н, профессор		

Планируемые результаты обучения по ООП

подготовки магистров

по направлению 21.04.01 «Нефтегазовое дело»,

профиль подготовки: «Надежность газонефтепроводов и хранилищ»

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>
В соответствии с общекультурными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями	
P1	Приобретение профессиональной эрудиции и широкого кругозора в области гуманитарных и естественных наук и использование их в профессиональной деятельности
P2	Уметь анализировать экологические последствия профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение безопасных условий труда
P3	Уметь самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности
P4	Грамотно решать профессиональные инженерные задачи с использованием современных образовательных и информационных технологий
<i>в области производственно-технологической деятельности</i>	
P5	Управлять технологическими процессами, эксплуатировать и обслуживать оборудование нефтегазовых объектов
P6	внедрять в практическую деятельность инновационные подходы для достижения конкретных результатов
<i>в области организационно-управленческой деятельности</i>	
P7	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику
P8	Осуществлять маркетинговые исследования и участвовать в создании проектов, повышающих эффективность использования ресурсов
<i>в области экспериментально-исследовательской деятельности</i>	
P9	Определять, систематизировать и получать необходимые данные для экспериментально-исследовательской деятельности в нефтегазовой отрасли
P10	Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий
<i>в области проектной деятельности</i>	
P11	Способность применять знания, современные методы и программные средства проектирования для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов

энергозатратам; экономический анализ и т. д.).	
<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. Проанализировать различные причины возникновения дефектов резервуара стального типа РВС 20000м³, какие виды дефектов могут возникать на различных этапах строительства и эксплуатации и выяснить, какие виды работ нужно проводить по ликвидации дефектов и дальнейшего их предотвращения.</p>

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Макашева Юлия Сергеевна
Социальная ответственность	Немцова Ольга Александровна
Консультант-лингвист	Коротченко Татьяна Валериевна
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
Реферат (abstract)	
Зарубежный опыт (foreign experience).	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	19.09.2016г.
---	--------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Никульчиков В.К.	К.Т.Н., доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6А	Букин Н.А.		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ6А	Букину Николаю Александровичу

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

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<p>Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:</p>	<p><i>1. Выявление факторов рабочей зоны, характеризующих процесс взаимодействия трудящихся с окружающей, производственной средой:</i></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><i>1. Характеристика факторов изучаемой производственной среды, описывающих процесс взаимодействия человека с окружающей производственной средой в следующей последовательности:</i></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><i>2. Анализ опасных факторов проектируемой произведённой среды в следующей последовательности:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> – механические опасности (источники, средства защиты); – термические опасности (источники, средства защиты); – пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения). <p><i>3. Охрана окружающей среды:</i></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.
Перечень расчетного и графического материала	<i>Расчет предполагаемого ущерба окружающей среде при потере нефти от «больших дыханий» на примере РВС-20000м³</i>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	12.13.2018г
---	-------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
<i>Ассистент кафедры ООД ШБИП</i>	Немцова О.А.			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6А	Букин Н.А.		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ
И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ6А	Букин Николай Александрович

Инженерная школа	Природных ресурсов	Кафедра	Транспортировки и хранения нефти и газа
Уровень образования	Магистратура (магистр)	Направление/специальность	21.04.01 «Нефтегазовое дело» профиль « <u>Надежность газонефтепроводов и хранилищ</u> »

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

<i>1. Стоимость ресурсов для выполнения работ по восстановлению целостности магистрального газопровода.</i>	<i>Стоимость материалов для ликвидации последствий аварий, Затраты на потребность технических ресурсов, тарифно-зарплата сетка</i>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<i>1. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	<i>Расчет затрат на локализацию аварии на морском участке проложенного газопровода</i>

Перечень графического материала:

<ol style="list-style-type: none"> 1. Оценка готовности проекта к коммерциализации 2. Матрица SWOT 3. График проведения НИИ 4. Расчет затрат на проведение мероприятий по ликвидации и ремонта разрыва трубопровода на подводном переходе. 	
--	--

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	10.12.2017
--	------------

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6А	Букин Николай Александрович		

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

**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
 Направление подготовки (специальность) 21.04.01 «Нефтегазовое дело»
 Профиль «Надежность газонефтепроводов и хранилищ»
 Уровень образования магистр
 Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения _____ (осенний / весенний семестр 2017/2018 учебного года))

Форма представления работы:

магистерская диссертация

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

Срок сдачи студентом выполненной работы:

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
27.03.2016	Обзор литературы	5
11.04.2016	Введение	15
15.04.2016	Общая часть	30
06.05.2016	Расчетная часть	20
20.05.2016	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	10
27.05.2016	Социальная ответственность	10
12.06.2016	Заключение	5
	Итого:	100

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Никульчиков В.К.	К.Т.Н., доцент		

СОГЛАСОВАНО:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Бурков П.В.	Д.Т.Н, профессор		

Реферат

Выпускная квалификационная работа содержит 230 с., 26 рис., 24 табл., 39 источников.

Объект исследования: Резервуар вертикальный стальной объемом 20000м³. Местонахождение: Иркутская область, г. Ангарск, АО «АНХК», ТСП, цех №2, парк 12/2, резервуар №711.

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

Цель работы – проанализировать причины возникновения дефектов и методы их устранения резервуаров вертикальных стальных типа РВС 20000м³.

Объектом исследования являются дефекты образованные при различных факторах изготовления, транспортировки, монтажа и эксплуатации резервуара.

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 4)расчет сопряжения стенки с днищем.

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 составляют 3639000 руб.

Прогнозируемые предположения о развитии объекта исследования: резервуар №711 введен в эксплуатацию в 1972 году (44 года назад) и требует значительных затрат на поддержание его работоспособности. По проектной документации организации строительства 125/7700/335-710,711,712-ПОС в 2017 году предстоит техническое перевооружение резервуара.

Abstract

Final qualifying work contains of 230 pages, 26 fig., 24 tab., 39 sources.

The object of study: vertical steel tank volume 20000m³. Location: Irkutsk region, Angarsk, JSC "Angarsk petrochemical company", TSP, shop №2, 12/2 Park, the tank # 711.

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 type VST 20000m³.

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 4) Calculation of mating with the bottom 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 3,639,000 rubles.

Projected assumptions about the development of the object of study: the tank №711 put into operation in 1972 (44 years ago) and is costly to maintain its efficiency. According to the project documentation construction organization 125/7700 / 335-710,711,712 PIC-2017 to be a technical re-equipment of the tank.

Оглавление

Реферат	10
Abstract	11
Сокращения	15
Литературный обзор	16
1. Общая часть	19
1.1 Объект исследования.....	19
1.2 Краткая физико-географическая характеристика района рассматриваемого объекта	20
1.3 Климатическая характеристика района рассматриваемого объекта	20
1.4 Экономическая характеристика района рассматриваемого объекта.....	21
2. Общие представления о резервуарах	22
2.1 Классификация и типы резервуаров.....	22
2.2 Основные положения по строительству и ремонту	25
2.3 Полный цикл монтажа резервуара	28
2.4 Приемка резервуаров в эксплуатацию.....	30
2.5 Техническая эксплуатация резервуаров	33
2.5.1 Эксплуатационные документы.....	33
2.5.2 Режим эксплуатации резервуаров.....	36
3 Нормативные документы	40
3.1 Российские нормативные документы	40
3.2 Зарубежные нормативные документы	45
4 Классификация дефектов.....	46
4.1 Эксплуатационные повреждения	47
4.2 Коррозионные повреждения	48
4.2.1 Коррозионные повреждения металлоконструкций резервуара	49
4.2.2 Коррозия арматуры в бетоне.....	50
4.2.3 Подземная коррозия.....	51
4.2.4 Атмосферная коррозия	51
4.3 Дефекты трещин	52
4.4 Нарушение геометрической формы резервуара.....	52
4.4.1 Потеря устойчивости резервуара.....	53
5 Анализ возникновения дефектов.....	54
5.1 Анализ причин возникновения осадок основания	55

5.2 Анализ причин появления дефектов сварных соединений	56
5.3 Анализ причин возникновения трещин	59
6 Технологическая часть. Ремонт резервуара типа РВС 20000.....	60
6.1 Подготовка РВС к ремонту.....	61
6.2 Удаление дефектов с применением сварочных работ	62
6.2.1 Удаление дефектов основного металла.....	64
6.3 Выбор режима сварки.....	65
7 Геометрические параметры крыш вертикальных цилиндрических резервуаров и снеговая нагрузка	65
7.1 Вклад снеговой нагрузки в напряженно-деформированное состояние купола	66
8 Моделирование и проведение исследований на вертикальных цилиндрических резервуарах с двухконической крышей.....	70
8.1 Алгоритм расчета двухконической крыши.....	70
8.2 Исходные данные для расчета	72
8.3 Компьютерная модель двухконической крыши и основные критерии оценки прочности, устойчивости и жесткости.....	93
8.5 Техничко-экономическое сравнение	94
9 Расчетная часть.....	98
9.1 Определение геометрических параметров резервуара	98
9.2 Определение толщины стенки резервуара.....	99
9.3 Расчет стенки резервуара на устойчивость.....	102
9.4 Расчет на остаточную прочность стенки резервуара	107
9.5 Оценка ресурса стенки резервуара.	110
9.6 Расчет потерь нефти от «больших дыханий» на примере РВС-20000.....	112
10 Социальная ответственность.....	117
10.1 Производственная безопасность.....	118
10.2 Микроклимат	119
10.3 Освещенность	121
10.4 Шум	122
10.5 Экологическая безопасность.....	123
10.6 Защита в чрезвычайных ситуациях	125
10.7 Пожарная безопасность	127
10.8 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	128
10.9 Расчет потерь нефти от «больших дыханий» на примере РВС-20000.....	129
11 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	133
11.1 Оценка готовности проекта к коммерциализации	134

11.2 Календарный план проекта	136
11.3 SWOT-анализ.....	137
11.4 Расчет суммы затрат на капитальный ремонт	139
11.5 Расчет показателей экономической эффективности.....	144
Заключение	147
Список использованной литературы	149
Приложение А.....	152

Сокращения

РВС – резервуар вертикальный стальной

РВСП – резервуар вертикальный стальной с понтоном

РВСПК – резервуар вертикальный стальной с плавающей крышей

ТСП – транспортно-сырьевое производство

АНХК – Ангарская нефтехимическая компания

АО – акционерное общество

ОАО – открытое акционерное общество

НК – нефтяная компания

РНУ – районное нефтепроводное управление

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

Литературный обзор

В 1880-м году русским инженером Шуховым В.Г. впервые было предложено использовать вертикальные цилиндрические резервуары для хранения нефти и нефтепродуктов. Была разработана методика по определению оптимальных геометрических параметров и определены основные направления для дальнейших исследований в данном направлении. Теоретические и практические исследования в значительном объеме были выполнены М.К. Сафарьяном, Г.В. Раевским, А.А. Землянским, Б.В. Поповским. Специалисты ЦНИИПСК имени Н.П.Мельникова разработали проектные типовые решения резервуаров с коническими и сферическими крышами объемом от 1000 до 50000 м³. Зарубежные авторы М. О’Rurke, P.A. Irwin, S.L. Gamble, J.D. Iversen, T.K. Thiis описывают свои исследования в области резервуаростроения и эксплуатаций в различных климатических условиях. Ружанский И.Л, Каравайченка М.Г, Дидковский О.В, Еленицкий Э.Я, Мосягин Д.Л. описывают в своих работах современные конструкции крыш для резервуаров.

С начала 21 века в России активно развиваются и совершенствуются нормативные базы резервуаростроения, описанные в работах Ханухова Х.М. в своей работе назвал основную проблему резервуарных парков – физический и моральный износ, а так же, для нормативно-технического обеспечения безопасности резервуарных парков представлен системный подход на всех стадиях от проектирования, до эксплуатации резервуара. Приведены аспекты мониторинга технического состояния резервуара и управления рисками. В работе Купришвили С.М. были предложены различные способы продления остаточного ресурса резервуара, а так же исследования в области механической безопасности резервуарных конструкций. Концепция резервуаростроения с новой нормативной базой представлены в публикациях Вострова В.К, Кандакова Г.П, Преснякова Н.И

и Кулахметьева Р.Р. Российские ученые в области резервуаростроения накопили огромный опыт. Последнее десятилетие американскими и европейскими учеными так же накоплен значительный опыт. Но, зарубежные нормы так же имеют свои недостатки – так как отсутствуют четкие рекомендации, связанные с учетом расчетных аварийных ситуаций. Обширная территория РФ с разными климатическими условиями не представляют такой возможности прямого использования норм зарубежных авторов в северных районах Российской Федерации с низкими температурами и высокими снеговыми нагрузками. Таким образом, требуется разработка нормативных документов, которые в последующем будут основываться на содержании по выдвижению дополнительных требований к алюминиевым крышам резервуаров. Так же требуется разработка и проведение НИР и ОКР из алюминиевых сплавов, нержавеющей и обычной стали для стационарных крыш нового поколения.

Дидковский О.В и Еленицкий Э.Я предложили нормативный документ, который наряду с американскими стандартами является гармонизированным. Представлены совершенствованные методы расчета конструкций резервуаров на основании исследования результатов. Для уторного узла сопряжения днища и стенки резервуара предложен метод контроля сварных соединений, а так же новые конструкции понтонов и крыш. Нормативную базу пополнил и Сафорян.М.К, проведя теоретические и экспериментальные работы. Востров В.К, Павлов А.Б, Купрейшвили С.М, Шамаев А.А, Кандрашов О.Г, Назаров М.Н проанализировали причины отказов резервуаров. Вместе с обычными причинами аварий выделяются ошибки с некорректным назначением снеговых нагрузок, следовательно, ошибки при проектировании. Использование сплавов и сталей, методы контроля сварных швов, современные методы расчета строительных и антикоррозионная защита стальных конструкций, все последние достижения и новизна строительной науки отражены в новых нормативных документах и разработаны новые эффективные конструктивные решения.

Разработка и совершенствование нормативной базы нуждается в разработке рекомендаций к стационарным крышам при высоких снеговых нагрузках. К учету неравномерным и несимметричным снеговым покрытиям сформулированы новые требования.

Обновлена нормативная база. Долговечность резервуара и его конструкций, а так же повышение надежности и в случае отказа снижение негативных последствий. Европейские (EN 1999) и американские (API 650, API 620) нормативные документы одновременно актуализируются с обновленной нормативной базой, которые, на данный момент предъявляют основные требования к вертикальным цилиндрическим резервуарам РФ.

1. Общая часть

1.1 Объект исследования

Объектом исследования является резервуар вертикальный стальной объемом 20000м³, расположенный в Иркутской области, г. Ангарск, ТСП, цех №2, парк 12/2 резервуар №711 введенный в эксплуатацию в 1972 году (в данном парке так же располагаются резервуары вертикальные стальные объемом 20000м³ под номерами №710 год ввода в эксплуатацию в 1978 году; №712 в 1972 году). В 2019 году будет проходить полное техническое перевооружение резервуаров №710,711,712 в соответствии с предписанием федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору №163-рп/П от 30,09,2011 г (п. 195) и предписанием ГУ МЧС России по Иркутской области № 30 от 17,09,2004 и включает в себя:

- вынос быстродействующей запорной арматуры с дистанционным управлением за обвалование парка;
- вынос из обвалования резервуаров участков технологических трубопроводов DN 600 и DN 300;
- монтаж площадок обслуживания и навесов для каждой запорной арматуры;
- замена дефектных участков днища, кровли, поясов стенки резервуара;
- оборудование резервуаров стационарными установками орошения водой при пожаре.

1.2 Краткая физико-географическая характеристика района рассматриваемого объекта

Город Ангарск располагается в южной части Иркутской области на расстоянии 50 км от областного центра города Иркутска. Численность населения на 2016 год составляет 227 тысяч человек. Город находится на территории южного Приангарья, с юго-запада располагаются Восточные саяны (отметки абсолютных высот 2000-2600), с юга – озеро Байкал на расстоянии 120 км до ближайшей точки. Наиболее точное месторасположение – территория между реками Китой и Ангара.

Ангарск находится на высоте 425 м над уровнем моря и имеет пологий рельеф, присущий для Иркутско-Черемховской долины. Некоторая часть города находится на возвышенности правом берегу Ангары.

1.3 Климатическая характеристика района рассматриваемого объекта

Ангарск находится в поясе умеренных широт, климат относится к умеренному или резко континентальному. Длинная зима и жаркое лето характерны для данной местности. Зима начинается в октябре, и продолжительность ее составляет более пяти месяцев. По данным метеорологических служб, температура выше нуля градусов Цельсия сохраняется в среднем 100 дней.

- Средне январская температура составляет $-23\text{ }^{\circ}\text{C}$ (минимально фиксированная $-51\text{ }^{\circ}\text{C}$).

- Средне июльская температура +19°C (максимально фиксированная +41°C).
- Средне годовая температура -1,4°C.
- Среднее количество осадков – 475 мм. В период с мая по сентябрь выпадает 65% годовых осадков.

Нормативная глубина промерзания:

- Суглинистые грунты – 1,9м.
- Песчаные грунты – 2,4м.
- Супеси, пески мелкие – 2,3м.
- Крупнообломочные грунты – 2,7м .

Средне месячная и годовая скорость ветра:

- Среднегодовая 1,7м/с
- В зимней период 1,2 м/с
- В весенний период 2,1 м/с
- В летний период 1,8 м/с
- В осенний период 1,6 м/с
- Максимально фиксированная 24 м/с

1.4 Экономическая характеристика района рассматриваемого объекта

Ангарск является ведущим промышленным и деловым центром Иркутской области. Доля производства промышленной продукции по Восточной Сибири составляет 10%. Ангарск является городом нефтехимиков и АНХК

входит в десятку лучших нефтеперерабатывающих предприятий России. Также АНХК входит состав ОАО «НК «РОСНЕФТЬ» которая считается одной из крупнейших корпораций в мире нефтегазовой промышленности.

На базе АЭХК работает Международный центр по обогащению урана, также в недавнее время была построена станция дозирования гипохлорита натрия и ультрафиолетового обеззараживания воды.

2. Общие представления о резервуарах

2.1 Классификация и типы резервуаров

Для приема, накопления, хранения, измерения объема и сдачи нефти, нефтепродуктов на объектах МТ применяются вертикальные цилиндрические стальные и железобетонные резервуары следующих типов:

- РВС, РВСП, РВСПК и РВСПА объемом от 100 до 50000 м³;
- ЖБР, ЖБРП объемом от 500 до 30000 м³.

Типы, объемы и габаритные размеры вертикальных цилиндрических стальных резервуаров применяются в соответствии с ПД.

Типы, объемы и габаритные размеры железобетонных резервуаров применяются в соответствии с ПД. Типы, объемы и габаритные размеры железобетонных резервуаров приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Типы, объемы и габаритные размеры железобетонных резервуаров

№ п/п	Объем резервуара, м ³	Цилиндрические железобетонные резервуары		Прямоугольные железобетонные резервуары	
		Диаметр, м	Высота, м	Размеры в плане, м	Высота, м
1	2	3	4	5	6
1	2000	24,0	4,8	18x24	4,8
2	3000	30,0	4,8	24x30	4,8
3	5000	30,0	7,8 (8)	–	–
4	10000	42,0	7,8 (8)	48x48	4,8
5	30000	66,0	9	–	–

Перечень оборудования и конструктивных элементов железобетонных резервуаров в зависимости от их типа приведен в таблице 2.

Таблица 2 – Перечень оборудования и конструктивных элементов железобетонных резервуаров

№ п/п	Наименование оборудования	Наличие в резервуаре
1	2	3
1	ПРП	+
2	Донный клапан (опционально)	+
3	Приемо-раздаточное устройство с поворотной заслонкой (опционально)	+
4	Хлопушка (опционально)	+
5	Компенсаторы сильфонные осевые (опционально)	+
6	Люки световые	+
7	Люк монтажный	+
8	Люк замерный	+
9	Дыхательные клапаны	+
10	Предохранительные клапаны	+
11	Вентиляционные патрубки (опционально, например, ЖБР для противопожарного запаса воды)	+
12	Сигнализаторы верхнего допустимого уровня	+
13	Уровнемер (измеритель уровня)	+
14	Многоточечный датчик средней температуры нефти/нефтепродукта	+
15	Датчик (типа мановакуумметр) для контроля давления в паровоздушном пространстве под стационарной крышей резервуара	+
16	Датчик подтоварной воды (опционально)	+
17	Пожарные извещатели	+
18	Система пожаротушения	+
19	СРДО (трубная система размыва)	+
20	Система подогрева (опционально)	+
21	Насос откачки подтоварной воды	+
22	Водоотводной лоток	+

К оборудованию, входящему в зону ответственности СЭРП (ОЭ), относятся:

- резервуары и установленное на них оборудование в пределах защитного ограждения резервуара, за исключением оборудования, входящего в зону ответственности ОАСУТП и ОГЭ;

- СПТ и СВО резервуаров в пределах защитного ограждения резервуара

(в том числе трубопроводы, пеногенераторы, пенокамеры, разрывные мембраны), узлы подключения передвижных средств пожаротушения

резервуаров с подводными трубопроводами и оборудованием (в том числе узлы пеногенераторов за пределами защитного ограждения резервуара);

- резервуарное оборудование, конструкционные узлы подключения заземляющих проводников, перемычки заземления плавающих крыш и понтонов к резервуарам.

2.2 Основные положения по строительству и ремонту

Работы по строительству и ремонту резервуаров проводятся в соответствии со следующими нормативными документами:

- РД-19.020.00-КТН-358-09;
- РД-23.020.00-КТН-283-09;
- РД-23.020.00-КТН-170-13;
- РД-23.020.00-КТН-018-14;
- РД-23.020.01-КТН-207-10;
- РД-25.160.10-КТН-015-15;
- ОР-23.020.00-КТН-278-09;

Разработка ПД на строительство и ремонт резервуаров выполняется на основании выданного заказчиком задания на проектирование.

ППР на строительство и ремонт резервуаров должен разрабатываться в соответствии с требованиями:

ОР-91.010.30-КТН-111-12,
ТПР-23.020.00-КТН-090-16,
ТПР-23.020.00-КТН-091-16,
ТПР-23.020.00-КТН-092-16,
ТПР-23.020.00-КТН-093-16
ТПР-23.020.00-КТН-095-16.

Подрядные организации, осуществляющие проектирование и выполняющие работы по ремонту резервуаров, должны соответствовать требованиям РД-03.120.10-КТН-155-11 и ОР-13.100.00-КТН-030-12.

Организации и персонал, выполняющие строительный контроль при ремонте резервуара, должны соблюдать требования:

ОР-91.200.00-КТН-108-16,
ОР-91.040.00-КТН-109-16
ОР-91.200.00-КТН-113-16.

Организации и специалисты, выполняющие авторский надзор на объектах ремонта резервуаров, должны соблюдать требования ОР-91.010.30-КТН-035-14.

Ремонт резервуара после проведения оценки технического состояния по результатам полного технического диагностирования выполняется с целью восстановления его показателей, установленных ПД.

Ремонт резервуарных металлоконструкций выполняется одним из следующих методов:

- ремонт поверхностных локальных повреждений металла методом заварки (наплавки) и/или шлифовки;
- ремонт методом частичной или полной замены элементов металлоконструкций;

- обеспечение устойчивости стенки установкой понтона, колец жесткости, центральной опорной стойки;
- обеспечение положения резервуара, установленного ПД, путем его подъема.

При выполнении работ в РП, связанных с нарушением целостности защитного ограждения группы резервуаров, необходимо в ПД предусмотреть технические мероприятия, исключающие выход нефти/нефтепродукта за пределы защитного ограждения при аварии на действующем резервуаре, находящемся в одной группе с ремонтируемым.

Запрещается выполнять работы по ремонту резервуара при закрытых люках и патрубках до установки дыхательного и вентиляционного оборудования, приведенного в рабочее состояние.

Оборудование и материалы, используемые при проведении строительно-монтажных работ, должны соответствовать требованиям РД-23.020.00-КТН-283-09 (при ремонте резервуара) и РД-23.020.00-КТН-018-14 (при строительстве резервуара).

Планирование строительства и ремонт, а также формирование календарного графика выполнения строительно-монтажных работ необходимо выполнять с учетом сезонного характера отдельных видов работ.

Работы по устройству оснований и фундаментов резервуаров, проведение гидравлических испытаний, нанесение АКП на внутреннюю и наружную поверхность металлоконструкций резервуаров необходимо предусматривать в наиболее благоприятное время года.

2.3 Полный цикл монтажа резервуара

Подготовка к монтажу начинается с котлована. Сваи забиваются под всем днищем в виде сплошного свайного поля. Верхняя часть фундамента выполняется в виде сплошного железобетонного покрытия. Сверху на фундамент накладывается и уплотняется гидрофобный слой. Доставка резервуара осуществляется автотранспортом. Сварка элементов днища и стенки производится в заводских условиях, далее они в виде рулонных заготовок доставляются на площадку строительства, где производится разворачивание рулонов их соединения и монтаж кровли. Днище резервуара полностью сваривают на заводе и сворачивают в рулон, который перекачивают на основание. Проводят разметку фундамента по которой укладывают крайки и сваривают между собой. На втором этапе рулон располагают на днище и производят разворачивание трактором или лебедкой. Перед монтажом стенки к днищу резервуара по периметру приваривают ограничительные уголки и устанавливают рулон в вертикальное положение краном. Развертывание рулона производят трактором с помощью каната. По мере развертывания, полотнища приваривают к днищу резервуара. Крыша типа коническая оболочка поставляется заводом в виде полотна, намотанного на рулон. Аналогично днищу и стенке. Полотно представляет собой круг с вырезанным сектором и при поднятии краном за центр принимает форму конуса, стык проваривается и крыша устанавливается на опорный уголок. Сферические оболочки состоят из сваренных на заводе лепестков двойной кривизны. Каркасные крыши рекомендуются для РВС диаметром от 10 до 25 м, а сферические диаметром двадцать пять (25) и более метров. В центре

резервуара на днище устанавливается вертикальная стойка с центральным кольцом и монтажным патрубком для установки оборудования. Между стенкой резервуара и центральным кольцом монтируются несущие элементы. Для сферических крыш радиальные балки выполняются вальцованными. На них укладываются полотнища настила. Полотнища свариваются между собой радиальными швами и привариваются по периметру к стенке. В щитовом исполнении крыша резервуара состоит из отдельных щитов. Каждый щит представляет собой каркас, покрытый листовой сталью. В состав щитовой крыши входит один щит начальный, промежуточные щиты и один щит замыкающий. Щиты монтируются последовательно. Перед установкой замыкающего щита из резервуара извлекают леса и шахтную лестницу. Внутри каркаса смонтированы лестничные пролеты, перила и площадки. Другой тип лестниц - винтовые. Не требуют устройства отдельного фундамента и доставляются в виде отдельных маршей и площадок. Монтируются непосредственно на стенку резервуара. Далее приступают к установке ограждений и кольцевой площадки для обслуживания оборудования. Для обслуживания системы пожаротушения в верхней части резервуара на стенке монтируются площадки и ограждения с выходом на кольцевую площадку на крыше. В крыше и стенке резервуара вырезаются отверстия, накладываются усилительные пластины и привариваются монтажные патрубки для установки оборудования и других. После сборки резервуара проводятся гидроиспытания, резервуар наполняется водой до проектной отметки и через 24 часа проверяется на наличие признаков нарушения герметичности. По завершению испытания производится слив воды и очистка резервуара. Внутреннюю и наружную поверхность резервуара подвергают

пескоструйной обработке, обеспыливают, обезжиривают, грунтуют и наносят защитное покрытие в соответствии с видом продукта. Понтон собирается из каркаса, цилиндрических поплавков, настила и уплотнительного кольца. После установки понтона необходимо провести повторный цикл гидроиспытаний. Для выхода на настил понтона в третьем поясе резервуара врезается люк и устанавливается площадка с лестницей для доступа. Резервуары для хранения воды нуждаются в дополнительной теплоизоляции и обогреве. Трубчатые подогреватели представляют собой систему сварных труб уложенных на днище резервуара или закрепленных в первом поясе. Теплоноситель проходящий по системе труб отдает свое тепло нефтепродукту не соприкасаясь с ним. На стенку и крышу резервуара с помощью кронштейнов крепят базальтовые минеральные плиты в шахматном порядке и обшивают профилированным листом. Внешняя система орошения РВС предназначена для охлаждения как горящего резервуара, так и соседних резервуаров находящихся с ним в группе. На завершающем этапе с помощью болтовых соединений производят установку оборудования на монтажные патрубки. Резервуар готов к вводу в эксплуатацию.

2.4 Приемка резервуаров в эксплуатацию

Приемка резервуаров в эксплуатацию осуществляется после завершения строительно-монтажных работ в соответствии с ПД, приемки оборудования после индивидуальных испытаний, выполнения первичной поверки и проведения комплексного опробования.

В соответствии с требованиями ОР-91.010.30-КТН-156-15 осуществляется приемка резервуаров в эксплуатацию и формирование приемо-сдаточной документации после окончания:

- строительства, реконструкции и технического перевооружения с полной заменой металлоконструкций (далее – строительство) резервуаров;
- реконструкции и технического перевооружения с частичной заменой металлоконструкций, капитального и текущего ремонта (далее – ремонт) резервуаров.

Приемка резервуара после завершения строительно-монтажных работ, монтаж технологического оборудования и подводящих трубопроводов, осуществляется поэтапно рабочими комиссиями, в состав которых входят представитель заказчика, генерального подрядчика, субподрядных организаций, генеральной проектной организации, органов строительного контроля заказчика, представители государственных надзорных органов (при необходимости). Состав комиссий определяется в соответствии с ОР-91.010.30-КТН-156-15.

До начала испытаний резервуаров генеральным подрядчиком предъявляется заказчику вся разрешительная и исполнительная документация, ТД на резервуар в соответствии с перечнем приемо-сдаточной документации в порядке, установленном ОР-91.010.30-КТН-156-15.

Перед вводом в эксплуатацию железобетонных резервуаров выполняются испытания в соответствии с РД-23.020.01-КТН-207-10 и РД-19.020.00-КТН-358-09.

После завершения строительно-монтажных работ и оформления акта по ОР-91.010.30-КТН-156-15 проводятся индивидуальные испытания

оборудования и комплексное опробование резервуара в соответствии с требованиями:

РД-19.020.00-КТН-364-09

РД-19.020.00-КТН-356-09,

РД-19.020.00-КТН-357-09,

РД-19.020.00-КТН-358-09,

РД-19.020.00-КТН-359-09.

Комплексное опробование проводится по письменному разрешению главного инженера ОСТ или лица, замещающего его в установленном порядке, по утвержденной ОСТ программе проведения комплексного опробования оборудования объекта. По результатам проведенных работ оформляется акт комплексного опробования с учетом пусконаладочных работ.

Для резервуаров, предназначенных для транспортировки и накопления авиационного керосина, дополнительно выполняется исследование влияния внутреннего АКП резервуара на авиационный керосин по требованиям Государственный научно-исследовательский институт гражданской авиации с получением заключения.

При положительных результатах комплексного опробования и испытаний, оформления разрешительной документации на ввод объекта в эксплуатацию согласно Градостроительному кодексу оформляется акт в соответствии с требованиями ОР-91.010.30-КТН-156-15 и резервуар вводится в эксплуатацию.

Для резервуаров, законченных строительством, оформляется свидетельство об утверждении типа средств измерений с описанием типа.

При приемке резервуаров в эксплуатацию после окончания строительства или ремонта заказчику передается приемо-сдаточная документация на строительство, реконструкцию или капитальный ремонт резервуара в соответствии:

ОР-91.010.30-КТН-156-15.

2.5 Техническая эксплуатация резервуаров

2.5.1 Эксплуатационные документы

На каждый резервуар, находящийся в эксплуатации, должны быть в наличии следующие эксплуатационные документы:

- а) паспорт резервуара с актами на замену оборудования РВС, РВСП, РВСПК и РВСПА;
- б) паспорт резервуара с актами на замену оборудования ЖБР;
- в) заводские паспорта на оборудование резервуара;
- г) паспорта/формуляры на оборудование согласно РД-75.200.00-КТН-119-16
(часть 2) и ОР-23.060.00-КТН-115;
- д) исполнительная документация на резервуар и на проведение ремонта;
- е) технологическая карта эксплуатации резервуара для нефти/нефтепродуктов;

- ж) градуировочная таблица на вертикальный цилиндрический резервуар
стальной
- в соответствии с ГОСТ 8.570;
- и) актуальный акт измерения базовой высоты резервуара,
оформленный по
ГОСТ 8.570;
- к) схема нивелирования фундамента и окрайки РВС, оформленная по
РД-23.020.00-КТН-141-16 схема перекрытия ЖБР, акты, протоколы по
нивелированию окрайки днища, перекрытия ЖБР, проводимому в процессе
эксплуатации;
- л) график проведения нивелирования окрайки днища, измерений
отклонений образующей стенки резервуаров (ежегодно в течение 5 лет
после ввода в эксплуатацию резервуара), нивелирования обвалования с
расчетом вместимости каре резервуаров (ежегодно в течение 2 лет после
ввода в эксплуатацию резервуара);
- м) график технического обслуживания и ремонта резервуаров,
оборудования резервуаров и РП согласно ОР-23.060.00-КТН-115-10
или РД-75.200.00-КТН-119;
- н) журнал текущего обслуживания и ремонта;
- п) журнал учета установки заглушек;
- р) журнал обхода и осмотра резервуаров и РП согласно
РД-75.200.00-КТН-119;
- с) журнал замеров высоты снежного покрова на крыше резервуаров:
- 1) для типа РВС и РВСП – согласно ОР-23.020.00-КТН-279-09;
 - 2) для РВСПК – согласно ОР-23.020.00-КТН-279-09.

- т) журнал проведения работ по размыву и удалению донных отложений из резервуаров согласно ОР-23.020.00-КТН-111-13;
- у) технологическая карта по размыву донных отложений в резервуарах
согласно ОР-23.020.00-КТН-230-14 и ОР-23.020.00-КТН-111-13;
- ф) график размыва донных отложений согласно ОР-23.020.00-КТН-111-13;
- х) инструкции по эксплуатации резервуаров (каждого типа) и оборудования резервуаров;
- ц) журнал учета движения кассет ОП согласно ОР-23.060.00-КТН-115-10;
- ч) актуальные протоколы испытаний дыхательных и предохранительных клапанов согласно ОР-23.060.00-КТН-115-10;
- ш) паспорт комплексного заземляющего устройства резервуара согласно ОР-91.120.40-КТН-020-11;
- щ) табель технологического резерва (неснижаемого запаса) по эксплуатации РП ОСТ, оформленный в соответствии с приложением И.

Паспорт резервуара ведется на НПС (ЛПДС) в бумажной и электронной форме. Ответственным за ведение паспорта является заместитель начальника/главный инженер НПС (ЛПДС). Ответственным за правильность заполнения и достоверность информации по разделам паспорта является начальник НПС (ЛПДС).

В филиале ОСТ ведутся копии паспорта в электронном (сканированном) виде. Ответственным за правильность заполнения и достоверность информации по разделам паспорта является начальник ОЭ филиала ОСТ.

Ежеквартально до 5 числа месяца, следующего за отчетным, начальником НПС (ЛПДС) проверяется правильность ведения паспорта с подписью в паспорте и направляется в филиал ОСТ. В филиале ОСТ правильность ведения паспорта проверяется начальником отдела эксплуатации филиала ОСТ с подписью в паспорте и направляется в ОСТ до 10 числа месяца, следующего за отчетным. Паспорт резервуара утверждается главным инженером филиала ОСТ 1 раз в год до 15 января года, следующего за отчетным.

2.5.2 Режим эксплуатации резервуаров

Запрещается прием газовой смеси в резервуары с понтоном (плавающей крышей).

Максимальная производительность заполнения (опорожнения) резервуара должна определяться на основании результатов гидравлических расчетов, выполненных по заданной производительности и вязкости транспортируемой нефти/нефтепродуктов, а также допустимых скоростей истечения и движения нефти и нефтепродукта.

Для обеспечения электростатической безопасности допустимая скорость истечения и движения нефтепродукта по трубопроводу должна определяться в соответствии с ВНТП 5-95 в зависимости от объемного электрического сопротивления и не должна превышать значений, приведенных в таблице 1, или определяться расчетом согласно РД 39-22-113-78 и РТМ 6-28-007-78 .

Таблица 1 – Максимально допустимая скорость истечения и движения нефтепродукта

№ п/п	Удельное объемное электрическое сопротивление нефтепродукта, Ом·м	Допустимая скорость истечения и движения нефтепродукта, м/с
1	2	3
1	Не более 10^9	До 5
2	Более 10^9 при температуре вспышки паров $61\text{ }^{\circ}\text{C}$ и выше	До 5
3	Более 10^9 при температуре вспышки паров ниже $61\text{ }^{\circ}\text{C}$	Определяется расчетом

На территории НПС (ЛПДС), в том числе на территории РП, максимально допустимая скорость движения нефти в технологических трубопроводах в соответствии

с РД-91.200.00-КТН-175-13 и РД 153-39.4-113-01 составляет:

- во всасывающих и самотечных трубопроводах – от 0,5 до 1,5 м/с;
- в подводящих и напорных трубопроводах, включая трубопроводы сброса давления, – до 7,0 м/с.

При заполнении порожнего резервуара нефть/нефтепродукты должны подаваться по технологическому трубопроводу со скоростью не более 1,0 м/с до момента заполнения резервуара выше верхней образующей ПРП или до всплытия понтона (плавающей крыши) согласно правилам [4].

Производительность заполнения (опорожнения) резервуаров с понтоном (плавающей крышей) должна определяться расчетом в соответствии с 8.4.4 и ограничиваться скоростью перемещения понтона (плавающей крыши):

- для резервуаров объемом до 700 м^3 включительно – не более 3,5 м/ч;

- для резервуаров объемом от 700 до 30000 м³ включительно – не более 6,0 м/ч;
- для резервуаров объемом более 30000 м³ – не более 4,0 м/ч.

При нахождении понтона (плавающей крыши) на стойках скорость подъема (снижения) уровня жидкости в резервуаре должна быть не более 2,5 м/ч.

На резервуарах с понтоном (плавающей крышей) при наличии ОП и вентиляционных патрубков давление и вакуум не должны быть больше 0,2 кПа (20 мм вод. ст.).

Верхний аварийный уровень нефти и нефтепродуктов при заполнении резервуара устанавливается в соответствии с ОР-23.020.00-КТН-079-14 (раздел б).

Для резервуаров, находящихся в длительной эксплуатации и имеющих коррозионный износ и другие дефекты несущих элементов стенки, аварийный верхний уровень нефти/нефтепродуктов устанавливается по результатам технического диагностирования резервуара.

Нижний аварийный уровень – это минимальный уровень опорожнения, ниже которого опорожнение резервуара при его эксплуатации не допускается по причине конструктивных особенностей и условий эксплуатации резервуара, при котором предотвращаются кавитация в системе «резервуар – насос» и воронкообразование в резервуаре. Расчетный нижний допустимый уровень в резервуаре определяется в соответствии с ОР-23.020.00-КТН-079-14 (раздел 7). Нижний аварийный уровень нефти/нефтепродуктов в резервуаре с понтоном (плавающей крышей) устанавливается исходя из условия нахождения понтона (плавающей крыши) наплаву с обеспечением расстояния между днищем резервуара и стойками понтона (плавающей крыши) не менее 100 мм.

Верхние нормативные уровни в резервуарах, работающих в режиме «с подключенным резервуаром», при отсутствии в составе РП резервуаров аварийного сброса определяются исходя из условия обеспечения запаса свободной емкости для сброса нефти/нефтепродуктов, равной одночасовой максимальной производительности технологического участка (при нескольких параллельных трубопроводах – по трубопроводу с максимальной производительностью). При оснащении МТ централизованной системой противоаварийной автоматизации объем сбросной емкости принимается равным двадцатиминутному сбросу нефти/нефтепродукта с максимальной производительностью технологического участка (при нескольких параллельных трубопроводах – по трубопроводу с максимальной производительностью).

При невозможности создания запаса емкости для одночасового приема нефти/нефтепродуктов определяют возможный объем резервирования на данной НПС (ЛПДС) и время, необходимое для заполнения этой резервной емкости, принимаемой нефтью/нефтепродуктом.

При резервировании «свободной емкости» части резервуаров, остальные резервуары РП могут заполняться до верхнего аварийного уровня.

3 Нормативные документы

3.1 Российские нормативные документы

ГОСТ 31385-2008 «Резервуар вертикальный цилиндрический стальной для нефти и нефтепродуктов. Общие технические условия» межгосударственный стандарт, который является основным Российским нормативным документом, содержащим требование к вертикальным цилиндрическим резервуарам

Основные типы резервуаров, которые выделены в резервуаре:

- резервуар со стационарной крышей без понтона (РВС);
- резервуары со стационарной крышей и понтоном (РВСП);
- резервуары с плавающей крышей (РВСПК).

Если диаметр резервуара не более 25 м, то в стандарте прописаны рекомендации по использованию бескаркасных крыш в качестве стационарных, если же диаметр резервуара более 25 м, то рекомендовано использовать каркасные крыши для конической и сферической форм. Так же не исключается применение крыш и других конструкций.

Для крепления стационарной крыши используют кольцевой элемент жесткости, установленный на стенке резервуара. На него по контуру и опирается крыша.

Для другого типа крыши - бескаркасной сферической, максимальный диаметр должен составлять 1,2 диаметра резервуара, а минимальный радиус сферической поверхности - 0,8 диаметра резервуара.

На резервуарах диаметром от 10 до 25 м. каркас конической крыши

рекомендуется выполнять ребристо-кольцевым или ребристым. Максимальный угол наклона образующей – $9,5^\circ$ минимальный должен быть не менее 6° .

Каркас сферической крыши рекомендуется выполнять ребристо-кольцевым, ребристым или сетчатым. Максимальный радиус сферической поверхности должен составлять 1,5 диаметра резервуара, а минимальный - 0,8 диаметра резервуара.

Отдельно оговорены требования к крышам из алюминиевых сплавов для конических и сферических типов форм.

На сегодняшний день при расчете резервуаров ссылаются на требования СНиП 2.01.07-85 «Нагрузки и воздействия».

Особое внимание уделено разделу по расчету конструкций резервуара. Рекомендуется использовать СНиП 2.01.07-85 «Нагрузки и воздействия».

Используя СНиП II-23-81* должны быть запроектированы все элементы крыши. Обязательны расчетные комбинации нагрузок. Для конических и сферических покрытий прописаны требования по назначению снеговых нагрузок. По описанной методике проводится расчет бескаркасных крыш. Каркасные крыши рассматриваются как пространственные системы и рассчитываются методом конечных элементов.

Все требования к стационарным крышам находятся в руководящем документе РД-23.020.00-КТН-018-14 (в нем описаны только каркасные сферические и конические крыши). Но нет рекомендуемых областей применения конических и сферических крыш.

Каркасные конические, бескаркасные конические крыши и сферические покрытия описаны в СТО 0048 «Стандарт организации. Резервуары вертикальные цилиндрические стальные для хранения жидких продуктов.

Правила проектирования».

Крыши коническая каркасная, коническая бескаркасная и купольная каркасная описаны в нормах ПБ 03-605. При условии соблюдения общих требований правил, разрешается использование крыш других типов. Требуется, чтобы все крыши опирались на кольцевой элемент жесткости. При этом размер кольцевого уголка должен быть не менее 63х5 мм. Разрешены способы полистовой или в виде рулонизируемого полотна при изготовлении крыши. Имеется методика расчета кольцевого элемента, графические изображения устройства опорного узла крыши.

У конической крыши угол наклона образующей каркасной должен составлять от $4,7^\circ$ до $9,5^\circ$. Крыши можно изготавливать поэлементно или в виде щитов заводской готовности. С помощью кольцевого элемента жесткости выполняется крепление крыши к стенке резервуара.

Для купольной крыши максимальный радиус должен составлять $- 1,5 D$, а минимальный радиус $0,8 D$ (где D – диаметр резервуара). Изготовление крыши может в виде щитов заводской готовности или поэлементно. Не менее 5 мм. допустимая толщина настила купольной крыши. Кольцевой элемент жесткости используется в качестве опирания крыши на стенку. Рекомендованы расчеты узла сопряжения элементов каркаса с кольцевым элементом жесткости.

Каркасным крышам с легкобрасываемой обшивкой дано описание во всех документах.

В табличной форме описаны основные требования российских и зарубежных нормативных документов к крышам вертикальных цилиндрических резервуаров.

Нормативные требования, предъявляемые к стационарным крышам
резервуаров российскими и зарубежными нормативными
документами

Нормативный документ	СТО-СА-03-002-2009	ГОСТ 31385-2008	РД-23.020.00-КТН-018-14	API 650	EN 1993-4-2
Нормируемый параметр					
Бескаркасные конические крыши					
Номинальная толщина обечайки	≥4 мм	≥4 мм	-	≥5 мм	≥4 мм
Диаметр крыши в плане	до 12,5 м	до 12,5 м	-	до 10,5 м	-
Минимальный угол наклона образующей	15 град	15 град	-	9,5 град	1/5
Максимальный угол наклона образующей	30 град.	30 град.	-	37 град	1/3
Бескаркасные сферические крыши					
Номинальная толщина обечайки	≥4 мм	≥4 мм	-	5	-
Диаметр крыши в плане	до 25 м	до 25 м	-	-	-
Минимальный радиус кривизны крыши	0,8 D	0,8 D	-	0,8D	-
Максимальный радиус кривизны крыши	1,2 D	1,2 D	-	1,2D	-
Каркасные конические крыши					
Диаметр крыши в плане	от 10 м до 25 м	от 10 м до 25 м	-	-	-
Минимальный угол наклона образующей	4,76 град	6 град	9,46 град	1:16	1/5
Максимальный угол наклона образующей	9,46 град.	9,5 град	9,46 град	-	1/3
Номинальная толщина настила	≥4 мм	≥4 мм	≥4 мм	≥5 мм	≥3 мм
Минимальная толщина профилей	3 мм	4 мм	-	-	≥3 мм

Каркасные сферические крыши							продолжение таблицы
Диаметр крыши в плане	от 25 м до 50 м	от 25 м	-	-	-	-	
Минимальный радиус кривизны крыши	0,8 D	0,8 D	0,8 D	0,8 D	0,8 D	0,8 D	
Максимальный радиус кривизны крыши	1,5 D	1,5 D	1,5 D	1,5 D	1,2 D	1,5 D	
Номинальная толщина настила	≥5 мм	≥4 мм	≥4 мм	≥4 мм	≥5 мм	≥5 мм	
Дополнительные требования							
Минимальная толщина любого элемента, исключая припуск на коррозию	3 мм	4 мм	-	-	4 мм (растянутые) 6 мм (сжатые)	3 мм	
Рекомендации по соединению крыши со стенкой	есть	есть	есть	есть	есть	есть	
Расчетные сочетания нагрузок	есть	есть	нет	нет	есть	есть	
для расчета элементов крыши							
Рекомендации по назначению снеговой нагрузки	есть	нет	нет	нет	нет	нет	
Методики расчета	есть	нет	нет	нет	есть	есть	
Сведения о других конструкциях крыши	крыши из алюминиевых сплавов, из коррозионностойких сталей	крыши из алюминиевых сплавов	крыши из алюминиевых сплавов (отдельный нормативный документ)	крыши из торосферических (зонтичные)	крыши торосферические	торосферические тороконические крыши	

3.2 Зарубежные нормативные документы

Резервуары с каркасными и бескаркасными крышами описаны в европейских нормах EN 1993-4-2. Различают крыши с конической, сферической, тороконической и торосферической формой. Если резервуар эксплуатируется с высоким внутренним давлением, то рекомендуется устанавливать торосферические и тороконические типы крыш. Эксплуатация крыш и с центральной стойкой тоже допускается.

Если учесть, что D это диаметр резервуара, то радиус образующей сферической крыши должен составлять $0,8 - 1,5D$. Если коническая крыша опирающейся только на стенку, то уклон должен составлять от 1:5 до 1:3. Если используется нержавеющая сталь, то толщина элементов крыши должна быть не менее 3мм, при использовании других сталей - не менее 5мм. Рекомендациями EN 1993-1-6 пользуются для расчета оболочек, а рекомендациями EN 1993-1-1. для расчёта каркаса.

Используя EN 1990 определяются расчетные сочетания нагрузок. С помощью EN 1991 определяются климатические (снеговые, ветровые) воздействия.

В стандарте API 650 (американский стандарт) различают следующие конструкции крыш:

- самонесущая коническая крыша – такая крыша представляет собой правильный конус и опирается только по периферии;
- самонесущая сферическая крыша –эта крыша представлена в виде сферического купола и опирается только по периферии;
- самонесущая сфероцилиндрическая крыша –это уже видоизмененная сферическая крыша, так называемая зонтичная, где виден правильный многоугольник в любом горизонтальном сечении, количеству листов кровли соответствует количеству сторон многоугольника, опирается только по периферии;
- каркасная коническая крыша – это крыша в виде правильного конуса,

опирающегося на стропильные фермы (со стойками или без) или на стропильные балки и стойки.

Не менее 5 мм предусмотрена толщина настила крыши.

Уклон 1 : 16 или больше применим к каркасным коническим крышам. В месте примыкания стропил к опорному кольцу, расстояние между стропилами должно составлять не более 0,6π м. В месте примыкания к верхнему кольцу, это расстояния должно быть не больше 1,7 м. Так же допускается использование центральных стоек. Описаны узел примыкания стойки к днищу, конструкция стойки и требования к ним.

Уклон от 9,5° до 37° должен быть у самонесущих конических крыш.

Вместе с припуском на коррозию, толщина оболочки должна быть не более 12,5 мм.

Если D –это диаметр резервуара, то у сферических и зонтичных крыш он должен находиться в пределах от 0,8 D до 1,2 D.

Методики расчета толщины оболочки представлены и для бескаркасных крыш. Для расчета элементов крыш указаны расчетные сочетания нагрузок. ASCE 7 применяется для назначения нагрузок (ветровых и снеговых).

С учетом второго поколения еврокодов и американских стандартов, это обеспечит системность межгосударственных и российских нормативных документов федерального уровня в резервуаростроении.

4 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).

4.1 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 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.

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.

4.2 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 резервуаростроении 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.

Формы коррозионных разрушений:

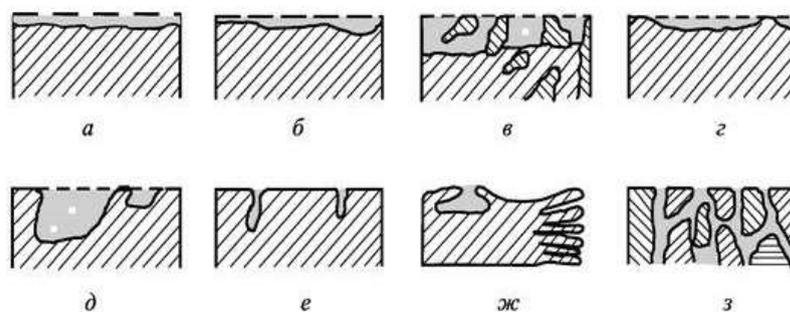
Общая – охватывает всю или практически всю поверхность, находящуюся во взаимодействии с агрессивной средой.

- Сплошная равномерная коррозия по всей поверхности протекает примерно с одинаковой скоростью.
- Сплошная неравномерная коррозия на различных участках поверхности протекает с неодинаковой 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.



Виды коррозии:
a — сплошная равномерная; *b* — сплошная неравномерная; *v* — структурно-избирательная; *g* — пятнами; *d* — язвами; *e* — точками (питтинговая); *ж* — подповерхностная; *з* — межкристаллитная

Рис 4.2. Виды местных коррозий.

4.2.1 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.

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.

4.2.2 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.

- 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.

4.2.3 Подземная коррозия

Коррозия обусловлена неравномерным доступом кислорода и неоднородностью окружающей среды в участках подземных конструкций, что очень часто в виде глубоких язв приводит к разрушению отдельных участков конструкции. Разная плотность грунтов является причиной неравномерного доступа кислорода. Между подземными участками металлоконструкций создается разность потенциалов в следствии неоднородности грунтовой среды.

Для коррозионной активности кислотность имеет большое значение. Кислые грунты в подземных металлоконструкциях вызывают сильную коррозию ($pH < 3$). Если грунт имеет определенную влажность, то только тогда возможен электрохимический коррозионный процесс. Интенсивность коррозионных разрушений металла увеличивается при повышении влажности. Максимальная скорость коррозионных процессов отмечается при влажности грунтов 20-25%.

4.2.4 Атмосферная коррозия

Атмосферные осадки и конденсация паров из воздуха вызывают значительную часть коррозионных повреждений действующих на резервуар. Различают три вида атмосферной коррозии:

- Сухая – коррозия, которая возникает при относительной влажности воздуха меньше 40%;
- Влажная – коррозия, которая возникает при относительной влажности воздуха более 40%;
- Мокрая – коррозия, которая возникает при относительной влажности воздуха 100%;

4.3 Дефекты трещин

Трещины являются экстримальным дефектом, которые, представляют собой область с полностью нарушенными межатомными связями и считаются наиболее опасным дефектом резервуара, приводящие к частичному, а иногда даже и к полному его разрушению.

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.

4.4 Нарушение геометрической формы резервуара

Нарушения геометрии может возникать как на начальных этапах проектирования, так и при эксплуатации резервуара. При неправильно спроектированном основании и неверно выбранных материалах происходит

неравномерная осадка резервуара. При осадке более 50мм возникает деформация узла сопряжения приемно-раздаточного трубопровода с резервуаром, что может привести к его разрушению.

Также 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 допускаяемая скорость слива нефтепродукта. В этих случаях образуются значительные напряжения в верхних поясах корпуса, что приводит к образованию вмятин и выпучин.

За осадкой основания наблюдают путем нивелирования по наружному периметру окрайки днища. В первые пять лет эксплуатации нивелирование проводят каждый год, затем контрольное нивелирование проводится раз в пять лет. В РД 08-95-95 указаны допустимые отклонения для резервуаров, находящихся в эксплуатации более пяти лет. Для измерения осадки устанавливаются глубинные реперы на территории предприятия. Нивелирование проводит организация, которая имеет допуск для проведения данного вида работ. При возникновении предельных величин осадки резервуар выводят из эксплуатации решением комиссии.

4.4.1 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. Для РВС внешнее давление определяется ветровой и снеговой нагрузкой. Если по результатам расчетов не выполняется условие прочности, то увеличивают номинальный слой стенки.

5 Анализ возникновения дефектов

Дефекты, возникающие в РВС 20000 м³ могут быть образованы как на стадии проката металла, при транспортировке, так при монтаже и эксплуатации. Основное количество дефектов все-таки связано с монтажом и эксплуатацией резервуара.

Больше всего возникновению дефекта подвержено днище резервуара – 50%, затем оболочка корпуса – 35% и стационарное покрытие 15%.

Человеческий фактор – несоблюдение требований при проектировании и изготовлении резервуара. 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.

Дефекты сварных швов тоже можно отнести к человеческому фактору. Непровары, прожоги (сквозные проплавления), наплывы, трещины, шлаковые включения, кратеры. Выполнить сварку, которая не имела бы дефектов, практически невозможно, но исключить халатность, не

внимательность можно. Сварщики должны иметь квалификацию, соответствующую производству работ.

Дефекты в сварных швах:

- Трещины в окрайках днища по сварным соединениям и основному металлу.
- Трещины в нижнем уторном соединении и в сварных соединениях полотнища днища.
- Трещины по сварным соединениям и основному металлу в нижних поясах.

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 допускаемая скорость слива нефтепродукта. В этих случаях образуются значительные напряжения в верхних поясах корпуса, что приводит к образованию вмятин и выпучин.

5.1 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 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.

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.

5.2 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.

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 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: недостаточный сварочный, 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 устранил 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).

Прожог – сквозное отверстие в сварочном шве.

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

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).

5.3 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. 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.

6 Технологическая часть. Ремонт резервуара типа РВС 20000

В конце каждого года проводится проверка основных средств предприятия, в том числе и резервуаров, во главе с главным инженером. Оформляют акт, который утверждается директором, и составляют график планово-предупредительных работ[16].

Виды ремонтов:

Капитальный ремонт:

- Замена дефектных листов корпуса, днища и кровли.
- При неравномерной осадке исправляют положение резервуара.
- Меняют оборудование; ремонтируют кровлю.

Текущий ремонт:

- Освобождение резервуара нефтепродукта
- Зачистка
- Дегазация
- Установка отдельных металлических накладок на корпус, днище и кровлю
- Ремонт трещин и сварных швов

Основной ремонт (без освобождения резервуара от нефтепродукта):

- Устраняют отпотины, свищи.

- Ремонт поясов стенки с использованием эпоксидных составов и полимерных материалов, а так же с помощью низкотемпературной сварки.

К ремонтным работам резервуар подготавливают и производят операцию по дегазации, которая основана на вытеснении в атмосферу паров горючих жидкостей. Взрывоопасная концентрация паровоздушной смеси может привести к воспламенению при наличии источников зажигания.

Далее, можно приступать к работам, связанных в образовании искр (сварка, обработка металлических поверхностей, сверление). Металлоконструкция, подвергаемая ремонту не должна иметь каких либо загрязнений, в виде остатков нефтепродукта и антикоррозионного покрытия. Дефектную поверхность зачищают до металлического блеска. Места с коррозионными дефектами зачищают до полного их удаления. Сваркой ремонтируются каверны длиной 100мм, шириной 50мм и максимальной глубиной 40% от проектной толщины. Если данные условия не выполняются, то данное место ремонтируют полной заменой участка металлоконструкции.

Выборочный ремонт отдельных элементов и конструкций резервуара:

- Замена участка элемента резервуара врезкой-вставкой.
- С помощью шлифовки восстанавливают плавную форму металла.
- Наплавку и заварку проводят при площади дефекта одного листа не более 10%.

Замена отдельных элементов:

- Полная замена днища, окраек днища, несущей конструкции кровли.
- Ремонт неравномерной осадки днища.

6.1 Подготовка РВС к ремонту

Особое внимание уделяется прилегающей территории к резервуару. Все замазученные места должны быть засыпаны песком, загерметизированы и заглушены все коммуникационные подводки. В достаточном количестве должны иметься средства пожаротушения. Очистка резервуара выполняется лицами, которые ознакомились с инструкцией и прошли медицинскую проверку. Проводят естественную и принудительную вентиляцию. Концентрацию углеводородов измеряют газоанализаторами. Все работы внутри резервуара выполняются в шланговых противогазах[7]. Рабочим выдают специальную одежду и обувь без металлических вставок. Поверх спецовки надевается спасательный жилет, и прикрепляют к нему сигнальную веревку. Время разового нахождения внутри не более 30 минут с последующим отдыхом не менее 15 минут. Только после подписания комиссией акта, приступают к работам, включенных в текущий ремонт.

6.2 Удаление дефектов с применением сварочных работ

Сталь, которая предназначается для ремонта резервуара проверяется на соответствие требованиям п.п.3.3.1 – 3.3.3 настоящего Руководства и предварительно очищается от ржавчины, влаги, масла, льда, снега и прочих загрязнений.

Разметка шаблонов и металла осуществляется с помощью карнеров, чертилок и других приспособлений, обеспечивающие высокую точность (рулетка второго класса точности в соответствии с ГОСТ 7502-80, линейка).

Для шаблонов применяется высушенная древесина хвойных пород. Картон применяется толщиной 1,5 – 3мм.

Резка листового металла для заготовок и обработка кромок должны выполняться газовой резкой или механическим способом. Не допускается электродуговая резка листа. Кромки после резки зачищаются от заусениц, наплывов до металлического блеска и не должны иметь шероховатостей и неровностей превышающих 1 мм.

Элементы накладок и вставок на стенке до подгонки на стенке резервуара предварительно вальцуются в холодном состоянии до радиуса меньшего на 1-2,5м от радиуса резервуара в зависимости от диаметра стенки.

Расстояние пересекающихся сварных швов накладок и вставок в кровле и днище резервуара должны быть не менее 200мм и не менее 500 мм на стенке резервуара.

При сборке под сварку элементов конструкции детали соединяют при помощи стяжных приспособлений или посредством прихватов.

Прихваты выполняют при помощи сварочных материалов, которые применяются для сварки проектных швов.

При сборке конструкционных элементов свариваемой в защитном газе, под флюсом или порошковой проволокой, прихваты выполняются электродами для ручной сварки сталей, из которого изготовлены элементы.

Правку элементов стенки и кровли в деформированных местах во избежание возникновения хрупкости металла и образования наклепа следует выполнять путем местного нагрева газовыми горелками в горячем состоянии.

Правку элементов резервуара в деформированных местах в холодном состоянии выполняют ударными и натяжными приспособлениями при положительной температуре воздуха через подкладной лист.

Сборка и правка вставок и накладок ударным инструментом, при температуре ниже -25°C запрещается.

Рекомендуется применять механизированную сварку в защитных газах и под флюсом. Ручная дуговая сварка может применяться при необходимости.

Для ремонта ответственных элементов применение газовой сварки не допускается.

Исправление дефектов и сварку при ремонте резервуара, который находится в эксплуатации, необходимо выполнять при температуре окружающего воздуха не ниже -10°C .

Так же следует проводить обратноступенчатым способом сварку нахлесточных швов, при котором длина ступени не превышает 300-500мм.

6.2.1 Удаление дефектов основного металла

Перед заваркой зачищают поверхность дефекта и прилегающий участок на расстоянии не менее 100 мм до металлического блеска. Поверхность металлоконструкций должна быть, без каких либо загрязнений и не иметь остатков антикоррозионного покрытия.

Зачистка дефектного и прилегающего участка проводят пескоструйным методом, металлической щеткой-насадкой и шлифовальной машиной, так же допускается применение сверла для зачистки, снабженного ограничителем и химических методов очистки резервуара.

Зачистка каверных поверхностей проводится до полного удаления коррозионных дефектов. Коррозионные каверны ремонтируемые сваркой с шириной 50мм, длиной 100мм и максимальной глубиной от проектной толщины 40%. Если данные условия не выполняются, дефектное место ремонтируется заменой участка металлоконструкций.

6.3 Выбор режима сварки

Для исполнения сварного шва необходимо определить режим сварки, который обеспечит качественного сварного соединения, установленная форма и размеры при минимальных затратах труда, электроэнергии и материалов.

Режим сварки это совокупность различных параметров, которые определяют процесс сварки: диаметр электрода, скорость перемещения электрода, вид тока, напряжение и сварочный ток.

Значение сварочного тока и диаметр электрода являются основными параметрами режима ручной дуговой сварки. Остальные параметры выбираются в зависимости от положения свариваемого шва в пространстве, от марки электрода и вида оборудования.

Значение сварочного тока устанавливают по выбранному диаметру электрода. Обычно, значение тока указывается на заводской этикетке для каждой марки электродов

.

7 Геометрические параметры крыш вертикальных цилиндрических резервуаров и снеговая нагрузка

Предложена крыша вертикальных цилиндрических резервуаров в форме двух конических поверхностей с различными углами наклона образующих к горизонтальной плоскости.

7.1 Вклад снеговой нагрузки в напряженно-деформированное состояние купола

Разработка расчетной модели для вертикального цилиндрического резервуара объемом 20000 м³ с купольным покрытием с целью проведения анализа вклада отдельных различных загрузок в общую картину напряженно-деформированного состояния. На основании основных нормативных документов рекомендуются следующие параметры резервуара:

Диаметр резервуара – 39,9 м.;

Высота стенки резервуара – 18 м.

Значение нагрузок основаны на рекомендациях [11, 13]. В расчетные сочетания для элементов крыши, входят следующие нагрузки: собственный вес элементов; вакуумметрическое и избыточное давления в газовом пространстве, вес ограждающих конструкций и теплоизоляции, давление хранимого продукта и снеговая нагрузка.

Чтобы определить величину снеговых нагрузок, были использованы рекомендации СП 20.13330.2011 [44]. В соответствии с данным нормативом, необходимо учитывать несколько вариантов распределения снеговой нагрузки:

- равномерная снеговая нагрузка на всей площади купола (снег 1);
- неравномерная снеговая нагрузка на половине купола, в соответствии со схемами Г.13 и Г.14 (снег 2, рисунок 2.1);
- равномерная снеговая нагрузка на половине купола (снег 3).

При выборе схем, основой послужили исследования ЦНИИСК им. Кучеренко [147], работы В.Л. Мондруса [43]. Характер распределения снеговой нагрузки приведен на рисунке 2.2.

Был рассчитан ребристый купол сферической крыши высотой - 7 м (0,8 D, где D диаметр резервуара). Высота ребер 1 метр, выполнены в два

пояса. По ГОСТ Р 54157-2010 выбрано сечение квадратной трубы. Радиальные ребра расположены по схеме – разрезённая, и коэффициент снегового района – V , с расчетным значением нагрузки в 3,2кПа.

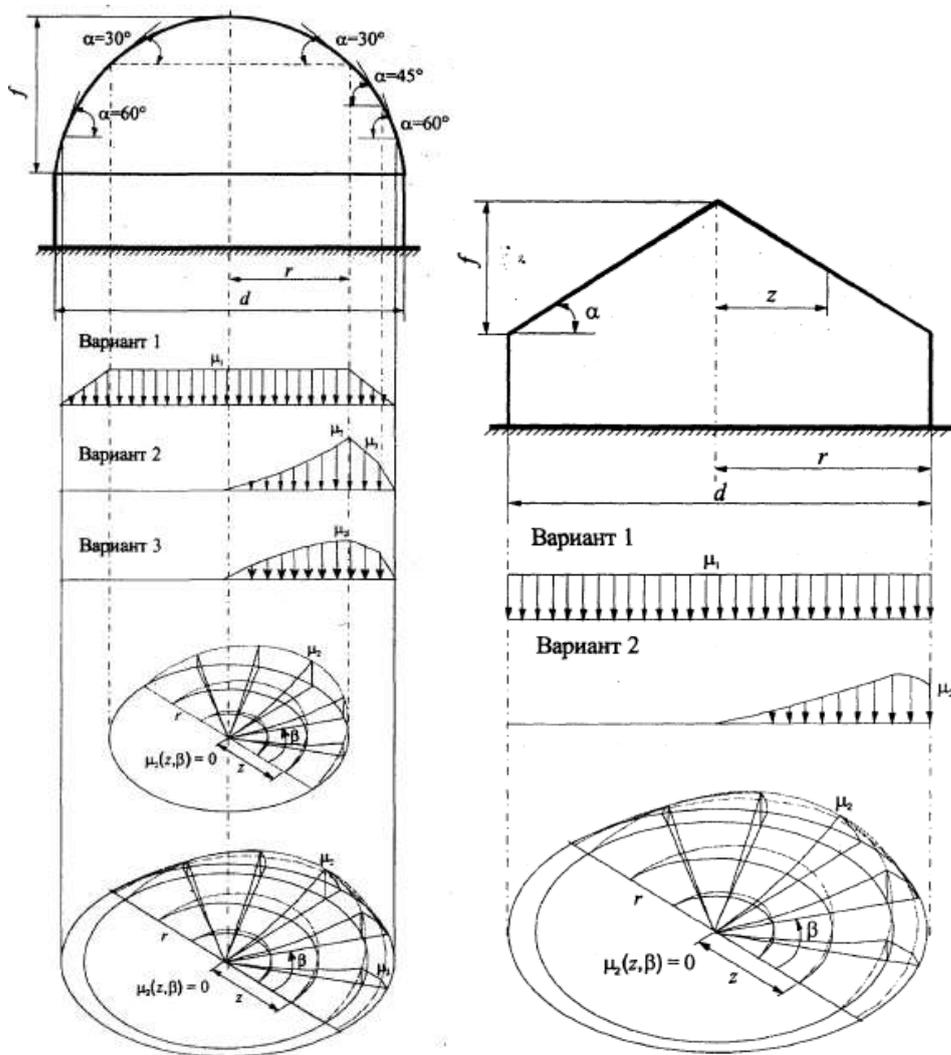


Рисунок 2.1 – Схемы распределения снеговых нагрузок на конических и сферических покрытиях в соответствии с СП 20.13330.2011

Расчет произведен с помощью программного комплекса SCAD Office [155, 156, 157], который позволяет использовать метод конечных элементов [157]. Подробно с данным методом можно ознакомиться в книге А.В.

Перельмутера, В.И. Сливкера [160], а также в работе А.С. Городецкого [161].

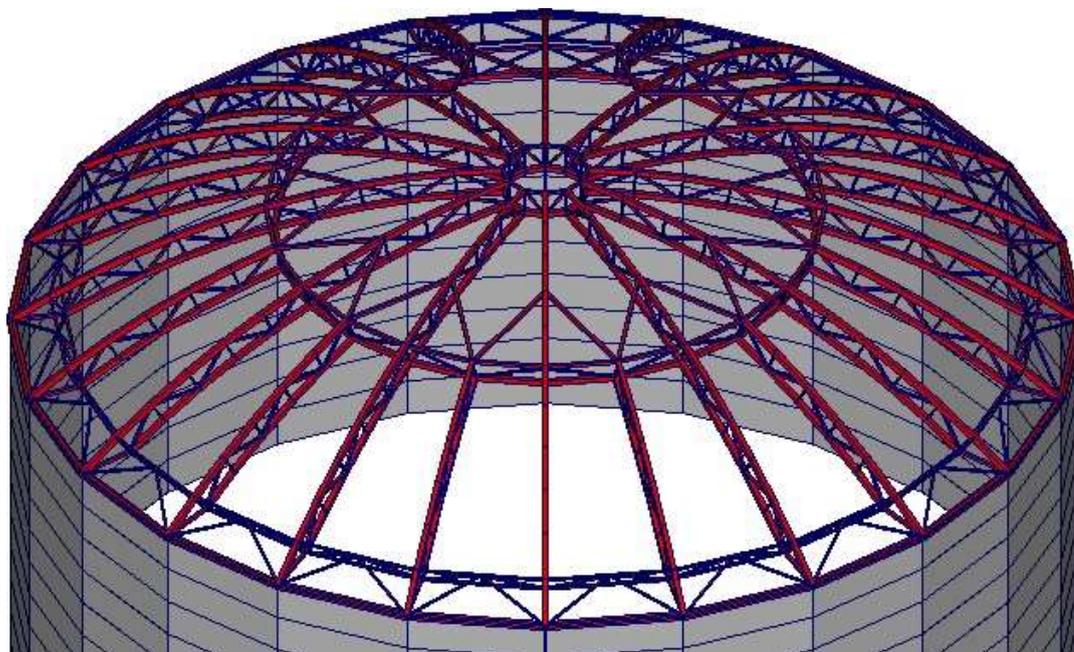


Рисунок 2.3 – Визуализация расчетной модели резервуара

После приложения всех нагрузок на жестко заземленной в основании стенки, выполнен линейный статический расчет. В таблице 2.1 представлены результаты расчета, где были определены максимальные продольные усилия в меридиональных ребрах купола и максимальные относительные вертикальные деформации.

Таблица 2.1 – Вклад отдельных загрузений в НДС меридиональных ребер купола

Загружение	Значение нагрузки	Максимальное продольное усилие N_{max} , кН	% от расчетного сочетания	Относительные вертикальные деформации f/L
Собственный вес	По плотности	-14,8	4,2	$3,75 \cdot 10^{-5}$
Вакуумметрическое давление	0,25 кПа	-23,35	6,2	$5,55 \cdot 10^{-5}$
Избыточное давление	2 кПа	171,67	-	$4,4 \cdot 10^{-4}$
Снег 1 (V район)	3,2 кПа	-268,76	60,2	$5,35 \cdot 10^{-4}$
Снег 2 (V район)	Согласно СП	-500,9	77,3	$2,8 \cdot 10^{-3}$
Снег 3 (V район)	3,2 кПа	-315,9	68,3	$3,25 \cdot 10^{-4}$
Вес теплоизоляции	0,5 кПа	-41,2	5,4	$6,2 \cdot 10^{-5}$

Наиболее критическим загружением является снеговая нагрузка. Если в расчетное сочетание снегового загружения включить Снег 1, то его доля составит 65%. При включении загружения Снег 2 – 80,4 %; загружения Снег 3 – 71,1 %.

Результаты расчетов при снеговых нагрузках IV – VIII снеговых районов РФ приведены в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Вклад снеговой нагрузки в НДС меридиональных элементов купола

Снеговой район (расчетное значение нагрузки, кПа)	Вклад в напряженно-деформированное состояние					
	СНЕГ 1		СНЕГ 2		СНЕГ 3	
	Максимальное усилие, кН	% от расчетного сочетания	Максимальное усилие, кН	% от расчетного сочетания	Максимальное усилие, кН	% от расчетного сочетания
IV (2,4)	164,1	53	347,8	70	236,3	62
V (3,2)	218,8	60	447,4	77	315,9	68
VI (4,0)	273,5	65	579,4	80	393,8	73
VII (4,8)	328,2	69	695,4	83	472,6	76
VIII (5,6)	382,9	72	811,3	85	551,4	79

8 Моделирование и проведение исследований на вертикальных цилиндрических резервуарах с двухконической крышей

В данном разделе рассмотрим форму крыши, так называемая двухконическая крыша, которая образуется путём сопряжения двух конических поверхностей с разными углами наклона к горизонтальной плоскости, на вертикальных цилиндрических резервуарах для хранения нефти и нефтепродуктов. Определим её оптимальные геометрические параметры, выполним анализ НДС меридиональных ребер и проведём сравнительный анализ с типовыми сферическими и коническими крышами. Объектом для исследования и анализа будет служить крыша резервуара РВС 20000.

8.1 Алгоритм расчета двухконической крыши

На рисунке 2.26 схематично изображён алгоритм расчета меридионального ребра крыши, который образован сопряжением двух конических поверхностей. Для удобства расчёта разделим крышу на отдельные плоские арки. В качестве примера рассмотрена крыша с шарнирным сопряжением меридиональных ребер с нижними и верхними опорными кольцами.

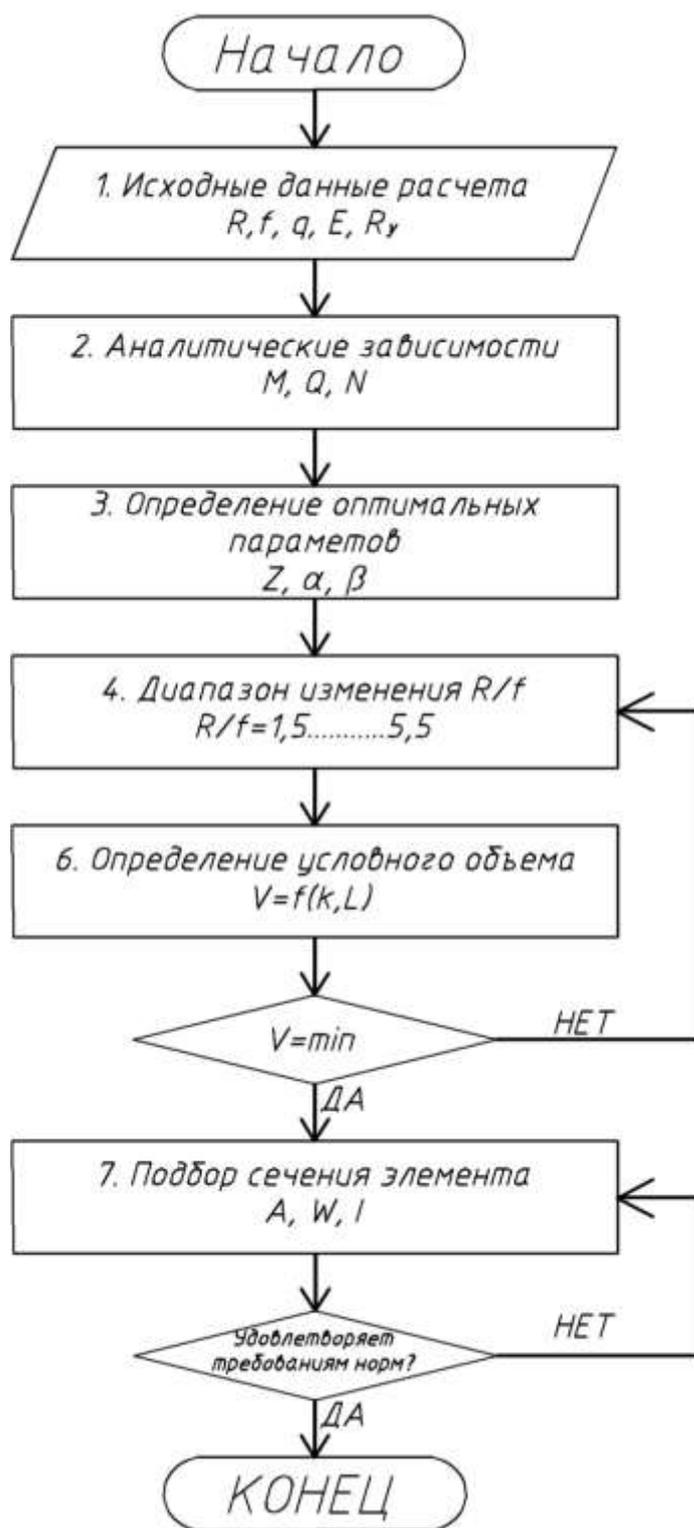


Рисунок 2.26 – Алгоритм расчета

8.2 Исходные данные для расчета

Чтобы определить насколько эффективным окажется окончательное конструктивное решение, необходимо сформировать исходные данные.

В качестве исходных данных для расчета приняты (рисунок 2.27):

- модуль упругости стали E , МПа;
- расчетное сопротивление стали по пределу текучести R_y , МПа;
- коэффициент условий работы γ_c ;
- радиус резервуара R , м;
- стрела подъема крыши f , м;
- расчетная внешняя нагрузка q , кН/м;

которая, согласно рекомендациям [11] может быть определена как:

$$q_{РАСЧ} = q_{ПОСТ} + q_{СН} + q_{ВАК}$$

$q_{ПОСТ}$ – нагрузка от веса конструкций и теплоизоляции;

$q_{СН}$ – нагрузка от веса снегового покрова, равномерно или неравномерно распределенного на поверхности крыши;

$q_{ВАК}$ – нагрузка от вакуумметрического давления в резервуаре.

В соответствии ГОСТ 26020-83 или СТО АСЧМ 20-93 используется двутавровического типа Б в качестве сечения сжато-изгибаемого меридионального ребра.

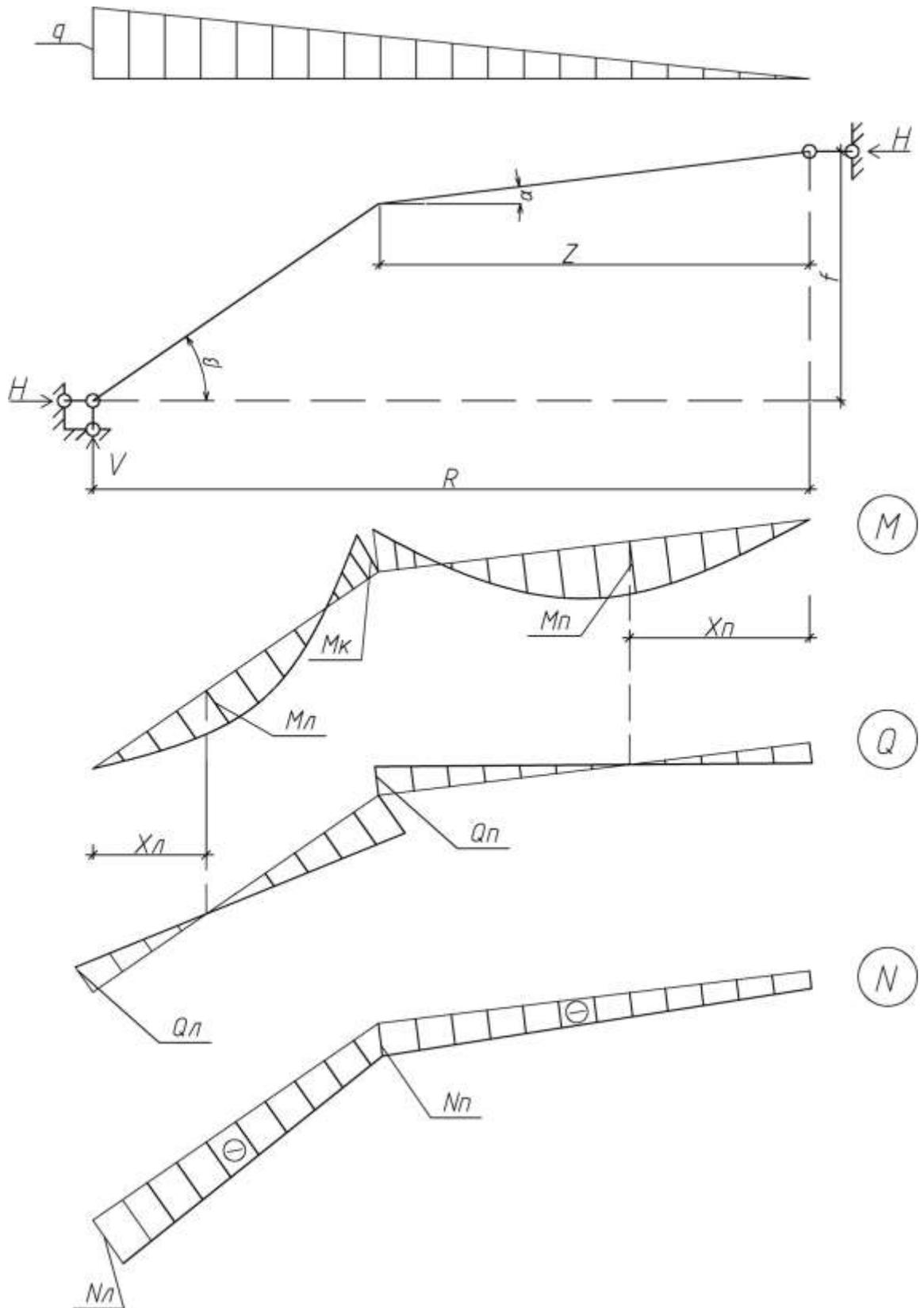
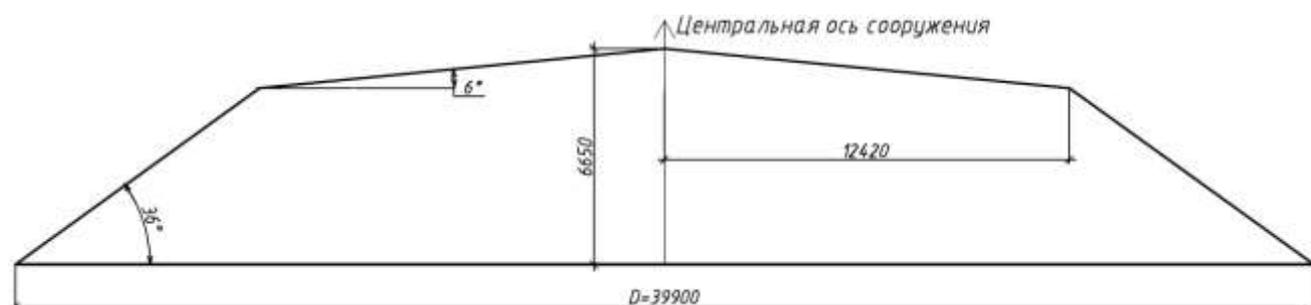


Рисунок 2.28 – Исходные данные для расчета

Схема двухконической крыши резервуара РВС 20000 с рациональными параметрами показана на рисунке 2.31.



9 Экспериментальные исследования по определению ветровых нагрузок на крыши вертикальных цилиндрических резервуаров

В ходе проведения экспериментов исследованы несколько форм покрытий резервуара РВС 20000:

- сферическая купольная крыша со стрелой подъема 7 м;
- коническая крыша со стрелой подъема 7 м;
- три варианта покрытия образованного сопряжением двух конических поверхностей с различными углами наклона образующих (вариации

покрытия).

Для валидации схем распределения снеговой нагрузки, принятых при численных исследованиях, необходимы экспериментальные исследования традиционных сферических и конических куполов.

9 Результаты исследования различных видов крыш. Технико–экономическое сравнение.

9.1 Результаты исследования конической и сферической крыш

Схема распределения снеговых масс и коэффициентов перехода представлена на рисунке 4.6.

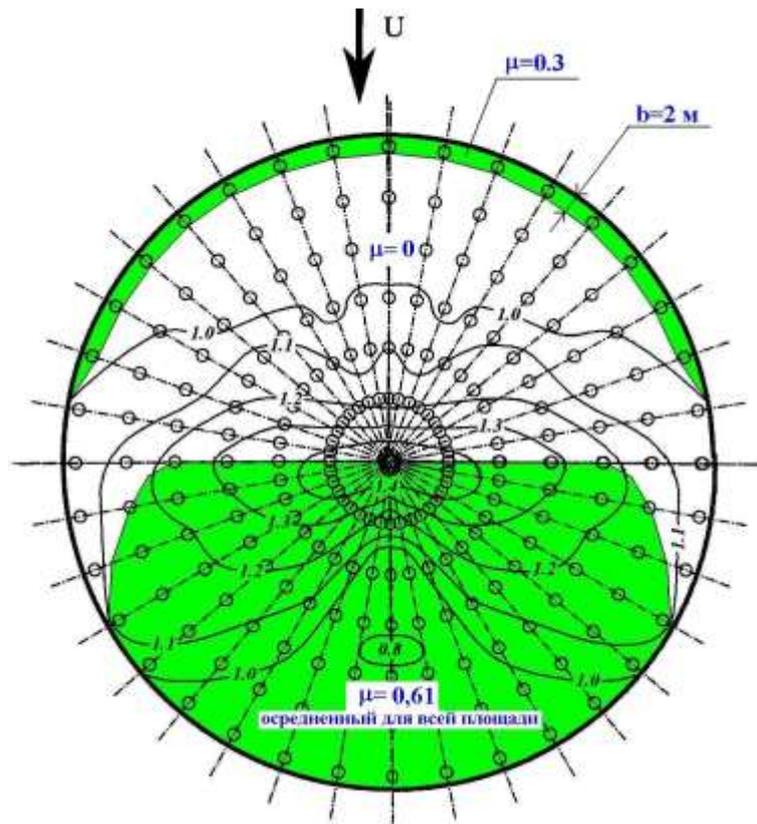


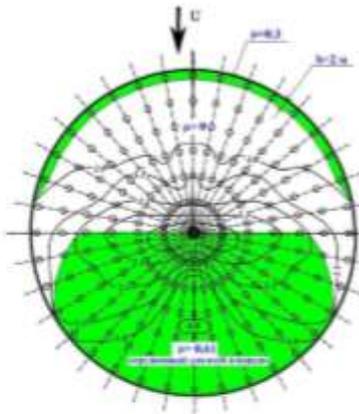
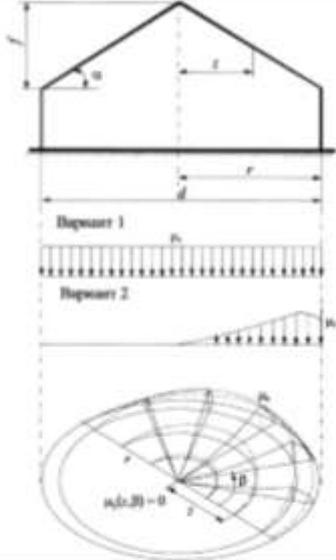
Рисунок 4.6 – Коэффициенты μ на прямом коническом покрытии

В таблице 4.1 представлено сравнение полученных экспериментальных данных со схемой распределения снеговых нагрузок на конических круговых покрытиях в СП 20.13330.2011 [44]. Похожие схемы приведены в [11, 90, 147].

Благодаря сравнению можно наблюдать, что полученная экспериментально схема распределения снеговой нагрузки на прямом коническом покрытии РВС 20000 в основном совпадает со схемой, которая приведена в справочной и нормативной литературе [11, 44, 90, 147] как количественно, так и качественно.

Таблица 4.1 – Сравнение экспериментальных данных со схемами распределения снеговой нагрузки в СП 20.13330.2011 [44] для конического

кругового покрытия

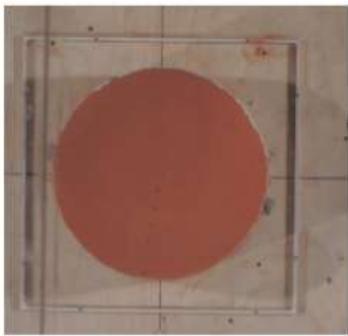
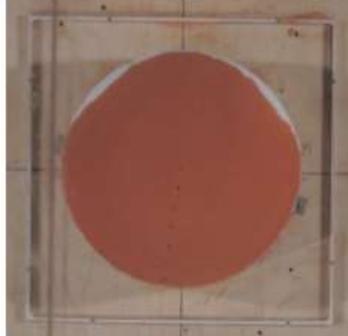
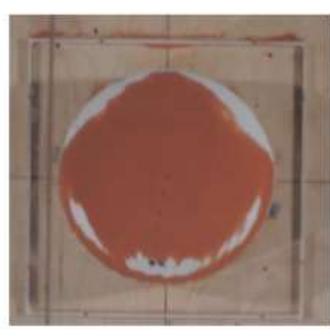
Фактор	Эксперимент	СП 20.13330.2011
Картина распределения снеговых масс		
Наличие снеговых масс на наветренной стороне (коэф. μ)	Вал в зоне сопряжения крыши с цилиндрической обечайкой ($\mu=0,3$)	Снеговые массы отсутствуют
Наличие снеговых масс на подветренной стороне (коэф. μ)	Снеговые массы распределены по всей площади подветренной стороны покрытия (осредненное значение $\mu=0,61$)	Снеговые массы распределены по всей площади подветренной стороны покрытия (коэффициент перехода меняется от $\mu=0$ до $\mu=1,49$)
Вес снегового покрова на крыше ^{1,2}	$P_{\text{эксп}}=1220 \text{ кН}$	$P_{\text{СП}}=1263 \text{ кН}$

¹ вес снегового покрова определялся по формулам главы 2

² вес снегового покрова вычислен при $S_g=3,2 \text{ кПа}$

Модель резервуара со сферическим покрытием высотой 7 м в аэродинамической трубе с нанесенным модельным материалом представлена на рисунке 4.7.

Таблица 4.2 – Распределение цветного модельного материала на сферическом покрытии

Скорость потока V , м/с	2,3	3,2	4,0
Форма отложения модельного материала			

В справочной и нормативной литературе [11, 44, 67, 147] представлены различные схемы распределения снеговой нагрузки.

В таблице 4.3 представлено сравнение полученных экспериментальных данных со схемой распределения снеговых нагрузок на сферических круговых покрытиях в СП 20.13330.2011 [44]. Похожие схемы приведены в [11, 147].

Картина, полученная посредством эксперимента распределения снеговых масс на сферической крыше резервуара РВС 20000 достаточно близка к описанной в справочной и нормативной литературе.

9.2 Результаты исследований двухконической крыши

Проведение испытаний в аэродинамической трубе на модели резервуара с покрытием В 1.1 и нанесенным на него модельным материалом показана на рисунке 4.11.



Рисунок 4.11 – Модель резервуара с покрытием В 1.1 перед проведением испытаний ($V = 0 \text{ м/с}$)

На рисунке 4.12. наблюдаем изменения контура модельного материала с покрытием В 1.1 при первой ступени скорости

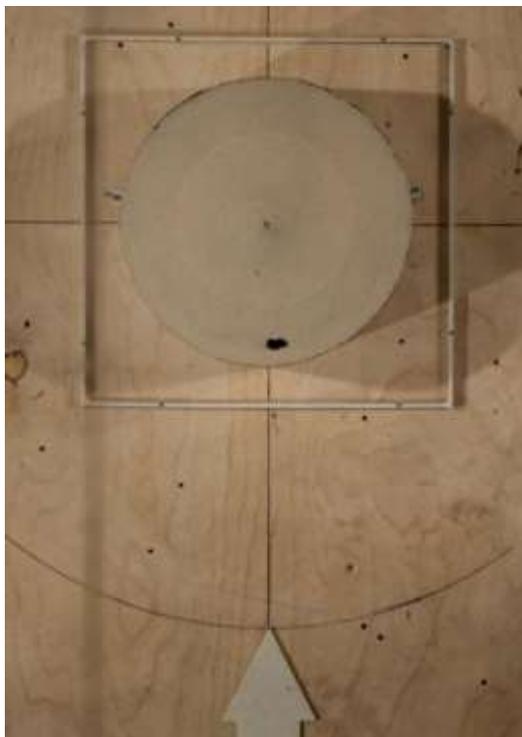


Рисунок 4.12 – Распределение модельного материала на покрытии В 1.1 при скорости потока $V = 2,9 \text{ м/с}$

Видим, что на наветренной стороне в нижней зоне, происходит изменение контура модельного материала свидетельствующего о начале переноса. На подветренной стороне так же наблюдается незначительный снос материала по периметру крыши.

Изменения контура модельного материала на следующей ступени скорости показано на рисунке 4.13.

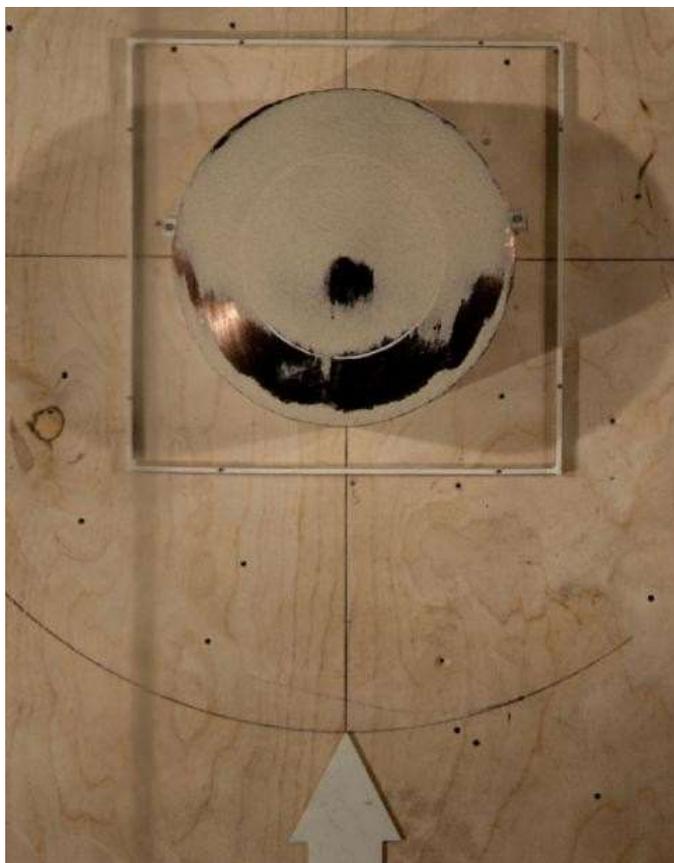


Рисунок 4.13 – Распределение модельного материала на покрытии В 1.1 при скорости потока $V = 3,7 \text{ м/с}$

На данном рисунке в нижней зоне наветренной стороны покрытия видим практически полный вынос модельного материала, а в нижней зоне подветренной стороны крыши происходит увеличение объёма отложений.

В дальнейшем, изменяя (увеличивая) скорость потока, контур модельного материала на покрытии В 1.1 меняется незначительно, о чём свидетельствует рисунок 4.14. Соответственно данную форму отложений модельного материала можно рассматривать как конечная.

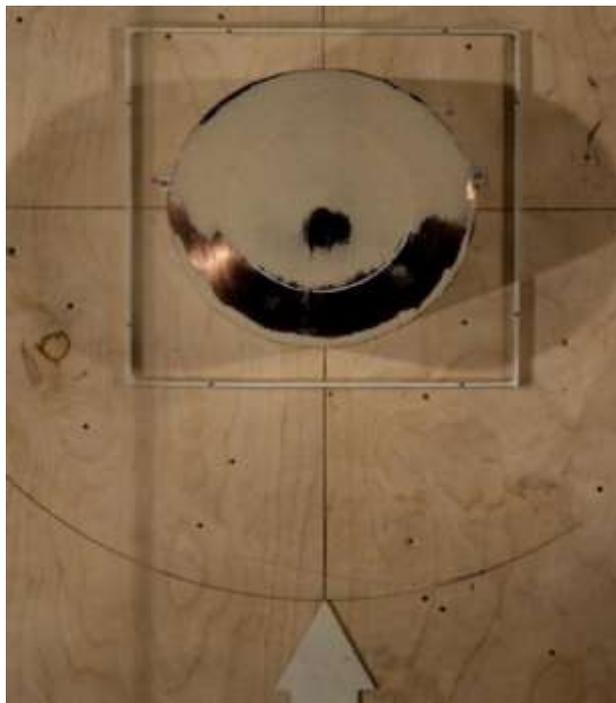


Рисунок 4.14 – Распределение модельного материала на покрытии В 1.1 при скорости потока $V = 4,1 \text{ м/с}$

Рассматривая вертикальную плоскость, которая проходит через вертикальную ось резервуара и параллельно направлению ветрового потока, наблюдаем симметричное распределение модельного материала и образование областей с разным уровнем его толщины. Видно, что в зоне сопряжения покрытия со стенкой (на наветренной стороне крыши) образуется вал. Нет полного сноса модельного материала и в верхней зоне наветренной стороны. Движения модельного материала в верхней зоне подветренной стороны покрытия практически не наблюдалось. А вот в

нижней зоне (на подветренной стороне покрытия) образовалось максимальное отложение модельного материала.

Проведение испытаний в аэродинамической трубе на модели резервуара с покрытием В 1.2 и нанесенным на него модельным материалом показана на рисунке 4.15.



Рисунок 4.15 - Модель резервуара с покрытием В 1.2 перед проведением испытаний ($V = 0$ м/с)

На рисунке 4.16. наблюдаем изменения контура модельного материала с покрытием В 1.2 при первой ступени скорости

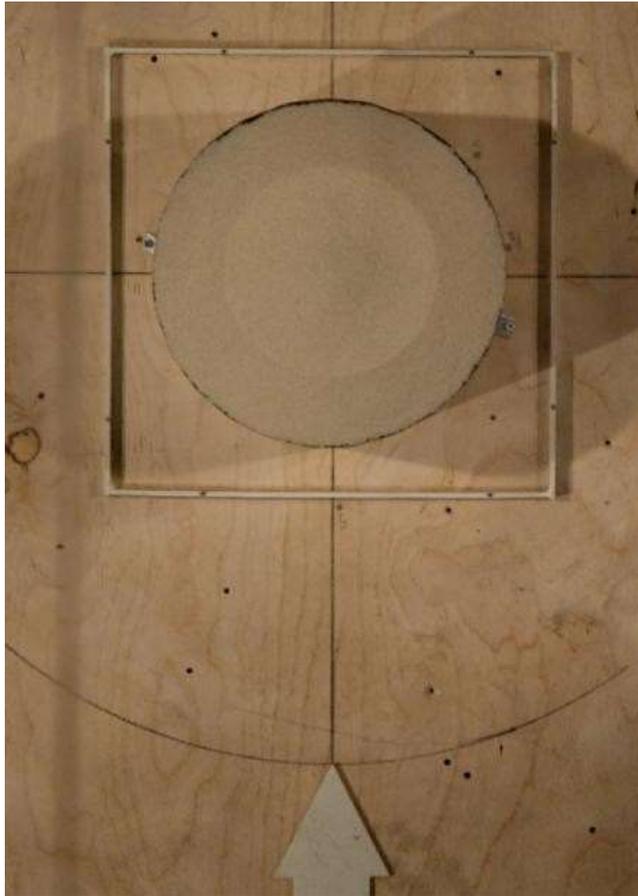


Рисунок 4.16 – Распределение модельного материала на покрытии В 1.2 при скорости потока $V = 2,6 \text{ м/с}$

Видим, что переноса модельного материала или его значительного сноса нет. На подветренной стороне (в зоне сопряжения крыши со стенкой резервуара) наблюдается снос модельного материала.

Изменения контура модельного материала на следующей ступени скорости показано на рисунке 4.17.

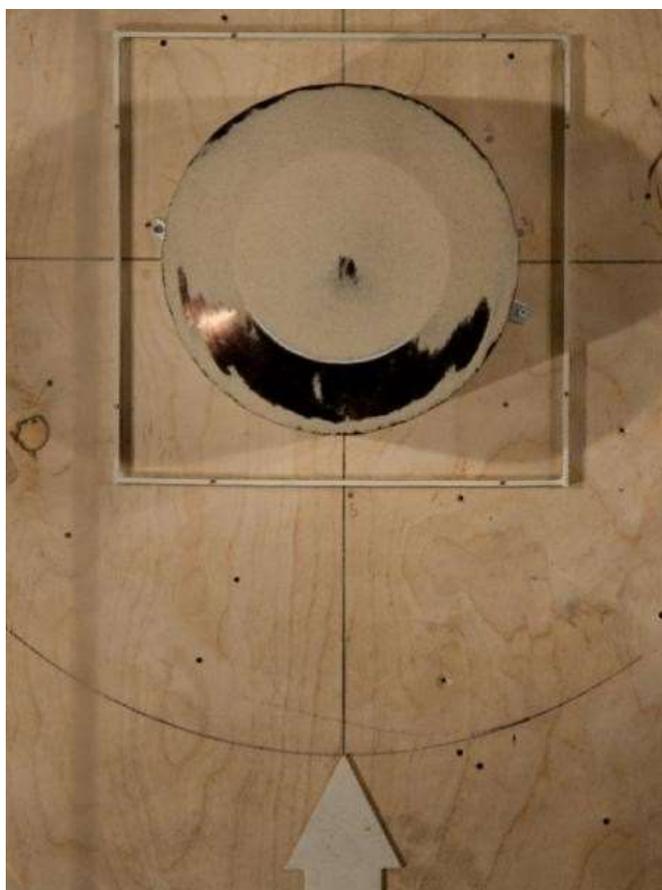


Рисунок 4.17 – Распределение модельного материала на покрытии В 1.2 при скорости потока $V = 3,7 \text{ м/с}$

На данном рисунке видно, как с нижней зоны наветренной стороны покрытия, часть модельного материала переносится на подветренную сторону или выносится с покрытия. А вот на наветренной стороне покрытия (в зоне примыкания крыши к цилиндрической обечайке) образуется вал. Так же можно выделить зону с повышенными отложениями модельного материала и в нижней зоне подветренной стороны крыши.

В дальнейшем, изменяя (увеличивая) скорость потока, контур модельного материала на покрытии В 1.2 меняется незначительно, о чём свидетельствует рисунок 4.18. Соответственно данную форму отложений модельного материала можно рассматривать как конечная.

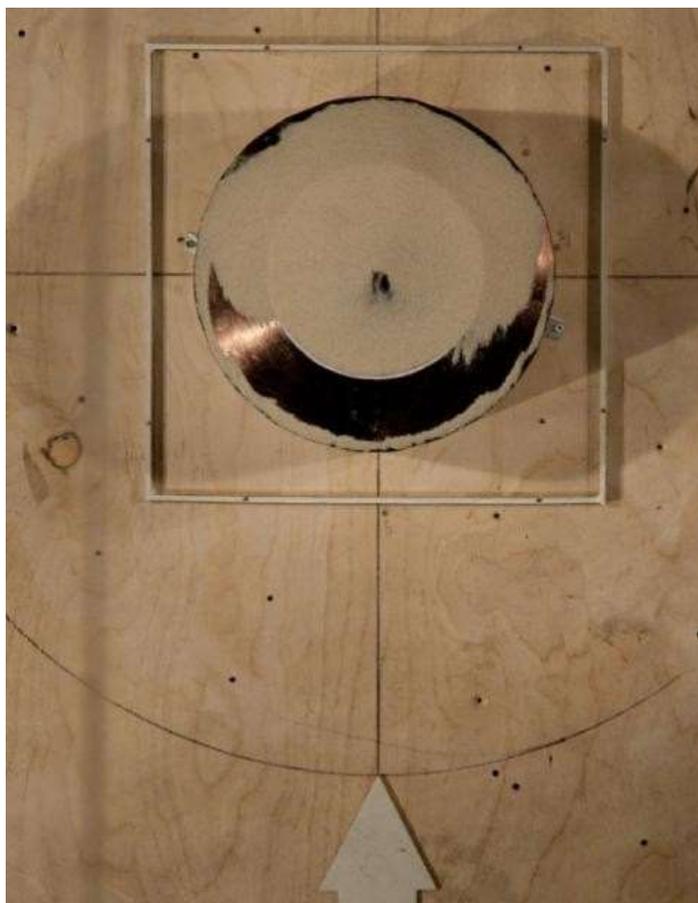


Рисунок 4.18 – Распределение модельного материала на покрытии В 1.2 при скорости потока $V = 4,4 \text{ м/с}$

Рассмотрим вертикальную плоскость, проходящую через вертикальную ось резервуара и параллельно направлению ветрового потока. Относительно её модельный материал распределен симметрично. На рисунке видны области с разным уровнем толщины модельного материала. Так, в зоне сопряжения крыши с цилиндром (на наветренной стороне покрытия) образовался вал, а в нижней части зоны наветренной стороны крыши, видим, что отсутствует

модельный материал. На верхней же части крыши (наветренная сторона) наблюдается сохранение основного объёма модельного материала с частичным его сносом. Модельный материал распределён и на подветренной стороне крыши. При этом в нижней зоне подветренной стороны покрытия наблюдаются увеличенные объёмы модельного материала.

Проведение испытаний в аэродинамической трубе на модели резервуара с покрытием В 1.3 и нанесенным на него модельным материалом показана на рисунке 4.19.

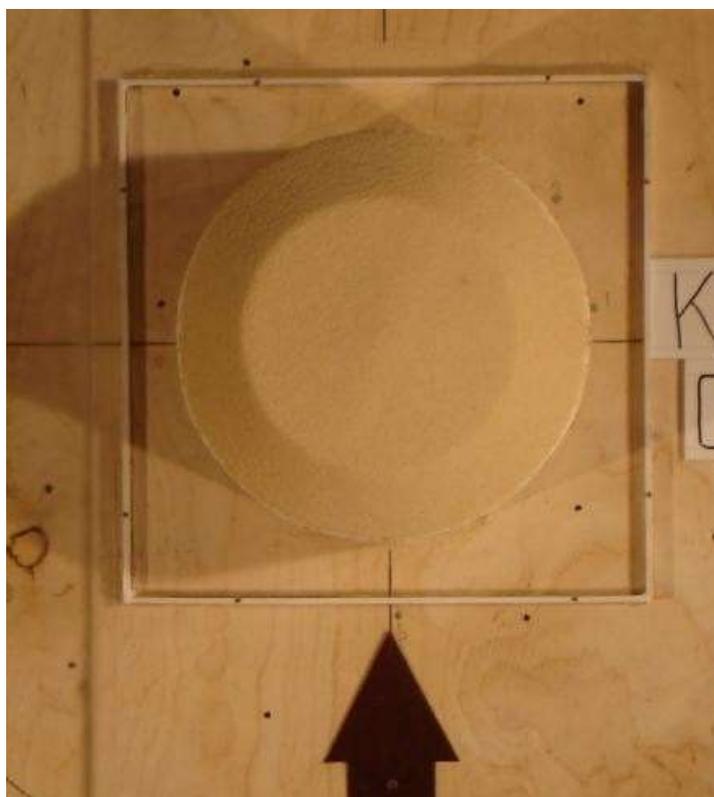


Рисунок 4.19 – Модель резервуара с покрытием В 1.3 перед проведением испытаний ($V = 0 \text{ м/с}$)

На рисунке 4.20. наблюдаем изменения контура модельного материала с покрытием В 1.3 при первой ступени скорости.

Изменения контура модельного материала при более низкой скорости потока нет.

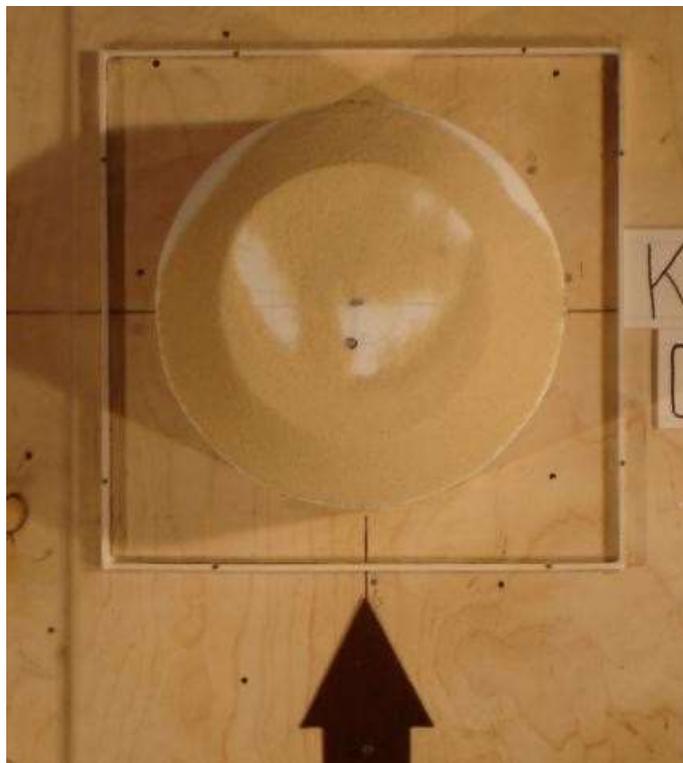


Рисунок 4.20 – Распределение модельного материала на покрытии В 1.3 при скорости потока $V = 2,9 \text{ м/с}$

Видим, что с верхней зоны наветренной стороны покрытия на подветренную сторону происходит перенос модельного материала. На подветренной стороне крыши (в зоне примыкания покрытия к цилиндрической стенке) наблюдается снос модельного материала.

Изменения контура модельного материала на покрытии В 1.3 на следующей ступени скорости показано на рисунке 4.21.



Рисунок 4.21 - Распределение модельного материала на покрытии В 1.3 при скорости потока $V = 3,6 \text{ м/с}$

В центральной зоне покрытия видим снос модельного материала. В зоне сопряжения конусов с различными углами наклона (на наветренной стороне крыши) образуются зоны с повышенным отложением модельного материала. В нижней зоне покрытия (на наветренной стороне) отмечается начало сноса модельного материала. В нижней же части подветренной стороны крыши можно увидеть зону с повышенным отложением модельного материала.

Контуры модельного материала на покрытии В 1.3 конечных отложений представлены на рисунке 4.22.

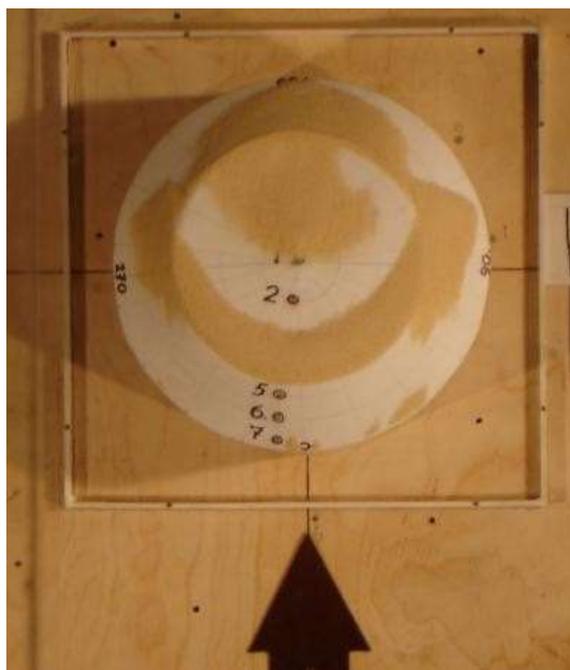


Рисунок 4.22 – Распределение модельного материала на покрытии В 1.3 при скорости потока $V = 4,5 \text{ м/с}$

В нижней зоне наветренной стороны покрытия видим полный вынос модельного материала. В зоне сопряжения крыши с нижней частью покрытия на наветренной стороне, а так же по всей площади подветренной стороны, отмечается наличие модельного материала на верхней части крыши. В нижней же зоне подветренной стороны покрытия, видны области с повышенным отложением модельного материала.

По результатам экспериментальных исследований определили коэффициенты перехода от веса снегового покрова на земле к весу снегового покрова на покрытии (коэффициенты μ). Значения коэффициентов μ , для покрытия В 1.1, приведены на рисунке 4.23.

Относительно вертикальной плоскости, которая проходит через вертикальную ось резервуара и параллельно направлению ветрового потока, снеговые массы распределены симметрично. Наблюдаются участки с разным по величине уровнем снегового покрова.

На значительной части поверхности кровли нет отложений снега.

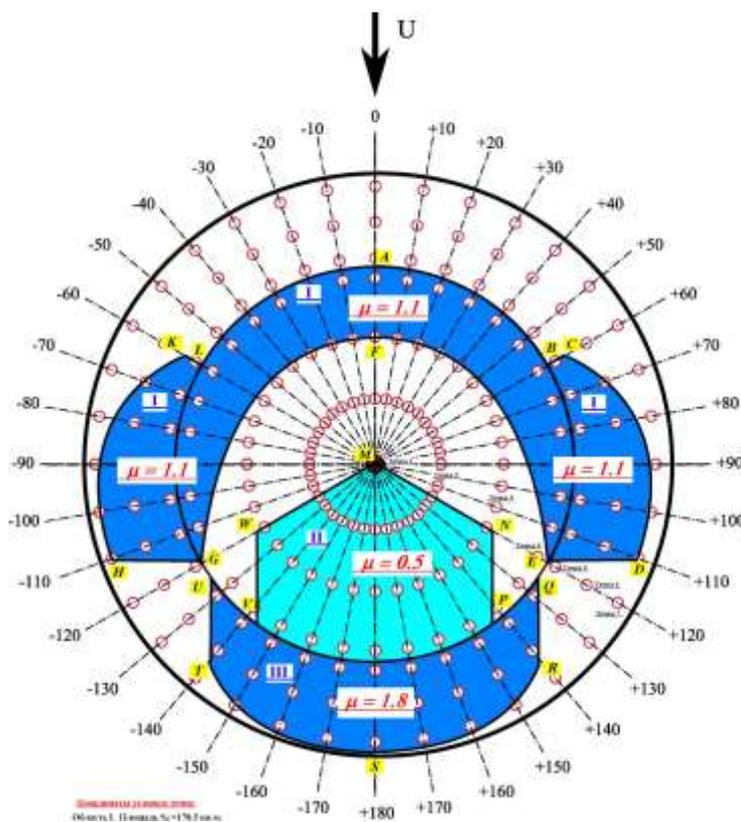


Рисунок 4.23 – Коэффициенты перехода μ на покрытия В 1.1

Для покрытий В1.1, В 1,2 и В 1.3, асимметрия распределения снеговых масс (относительно плоскости проходящей через вертикальную ось резервуара перпендикулярно направлению ветрового потока) по сравнению с прямым коническим покрытием менее выражена.

Для двухконических крыш (это крыши образованные сопряжением двух конических поверхностей) выявлено, что часть снеговых масс сохраняется на наветренной стороне. Из них можно выделить три зоны, с различной интенсивностью снеговых отложений, по сечению параллельному направлению ветрового потока. Значение площадей эпюр коэффициента μ для наветренной и подветренной сторон исследованных крыш приведены в таблице 4.4.

Таблица 4.4 – Площади эпюр коэффициента μ для наветренной и подветренной сторон крыш

Форма крыши	Площадь эпюры коэффициентов перехода μ , S_μ			
	Наветренная сторона	Подветренная сторона		
		Зона 1	Зона 2	Итого
Прямой конус (СП 20.13330)	0	12,0		
Прямой конус (эксперимент)	0	12,1		
В 1.1	1,5	4,96	7,6	12,56
В 1.2	3	6,2	9,12	15,32
В 1.3	5,5	6,2	10,26	16,46

Данное обстоятельство согласуется с положениями и зависимостями, приведенными в упомянутых фундаментальных работах.

8.3 Компьютерная модель двухконической крыши и основные критерии оценки прочности, устойчивости и жесткости

Для несущих элементов каркаса крыши используется сталь марки 09Г2С.

Моделирование и расчет крыши выполнен с использованием ПК SCAD Office (версия 21.1), реализующего метод конечных элементов.

Для ограничения перемещения по всем шести степеням свободы, на нижние узлы стенки наложены связи.

В качестве материала для всех элементов модели использована сталь со следующими физико-механическими характеристиками:

- модуль упругости $E = 2,06 \cdot 10^5$ МПа;
- коэффициент Пуассона $\nu = 0,3$;
- объемный вес $\gamma = 77$ кН/м³;
- коэффициент линейного расширения $\alpha = 1,2 \cdot 10^{-5}$ 1/°С.

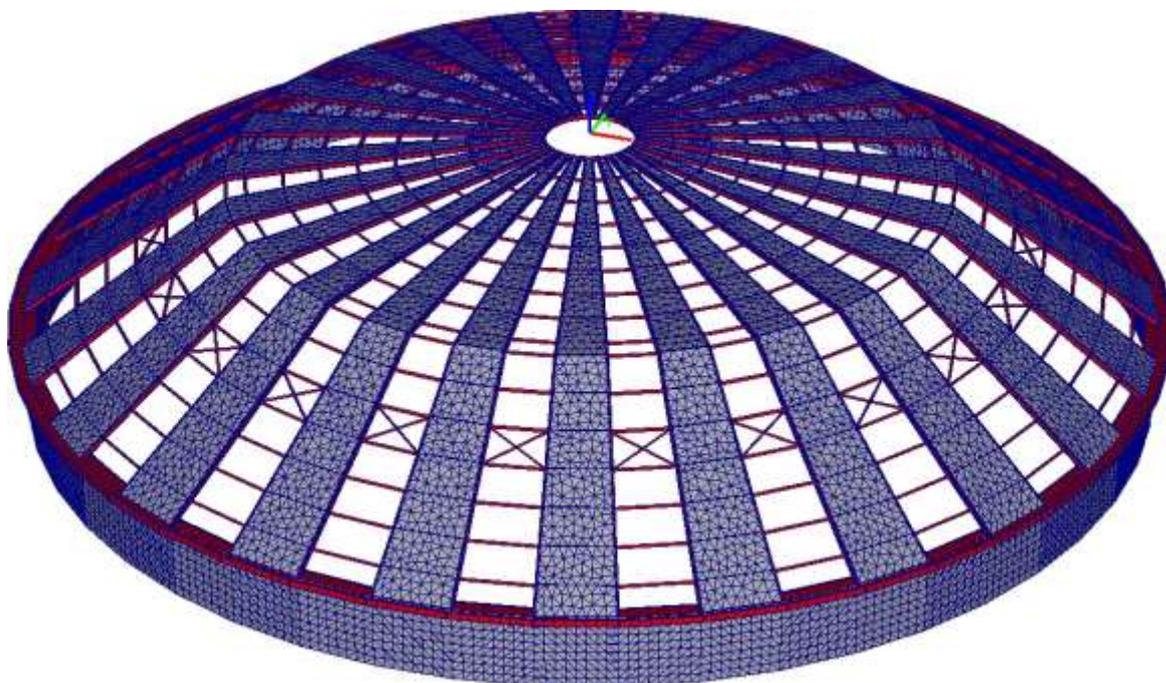


Рисунок 5.6 – Конечно-элементная модель крыши (настил секторов заполнения не показан)

8.5 Технико-экономическое сравнение

В качестве аналога разработанного конструктивного решения конической крыши РВС 20000 можно рассмотреть типовое техническое решение по ТПР- 23.020.00-КТН-081-14 «Крыши сферические для резервуаров вертикальных стальных объемом 10000, 20000, 50000 м³».

От конструкции крыши в значительной степени зависит материалоемкость опорного кольца, на которое опирается крыша. Опорное кольцо является растянуто-изгибаемым элементом при действии нагрузки «сверху-вниз» и сжато- изгибаемым при действии нагрузки «снизу-вверх».

Стрела подъема разработанного конструктивного решения двухконической крыши в два раза выше, чем у типовой сферической крыши. Анализ материалоемкости двухконической крыши и сравнение с типовой сферической крышей приведены на рисунках 9.5.1 – 9.5.2.

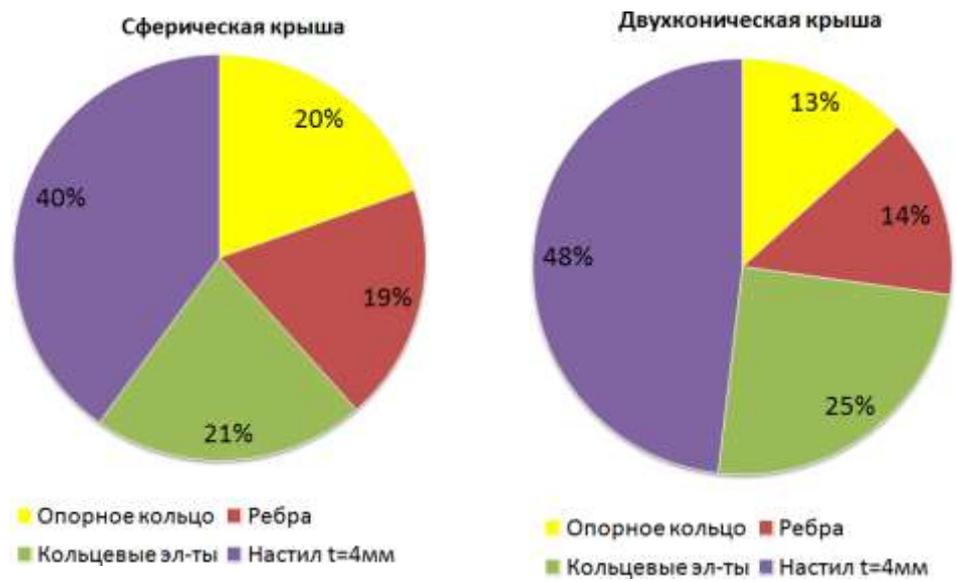


Рисунок 9.5.1 – Вклад отдельных элементов в материалоемкость крыши

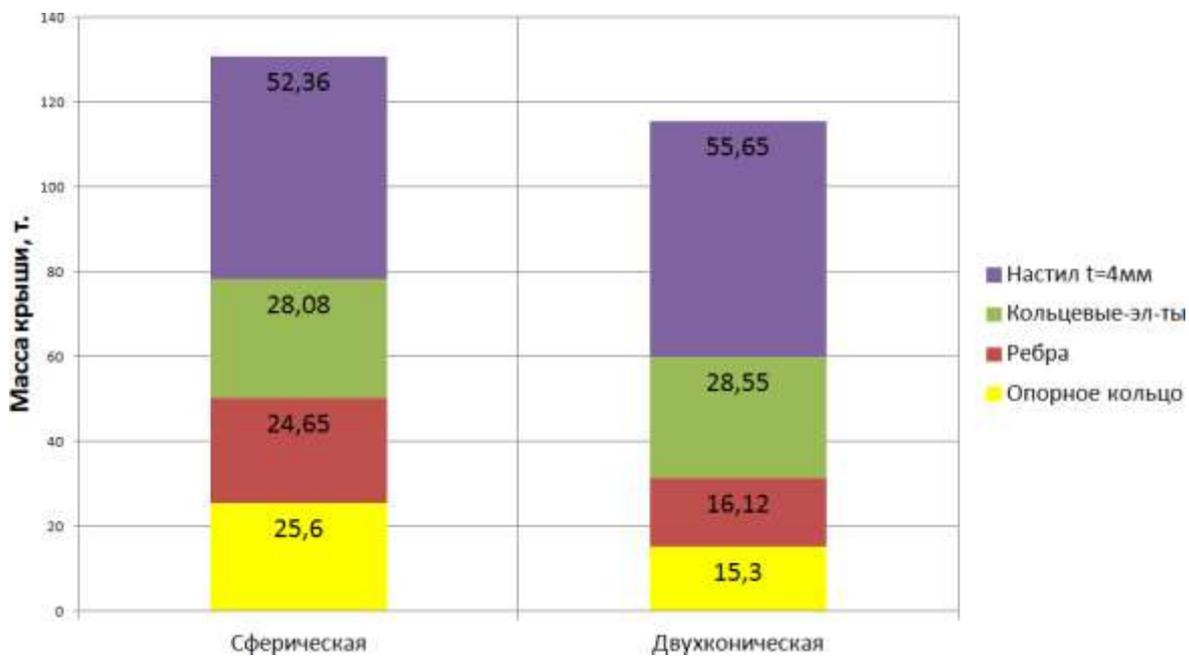


Рисунок 9.5.2 – Масса элементов крыши

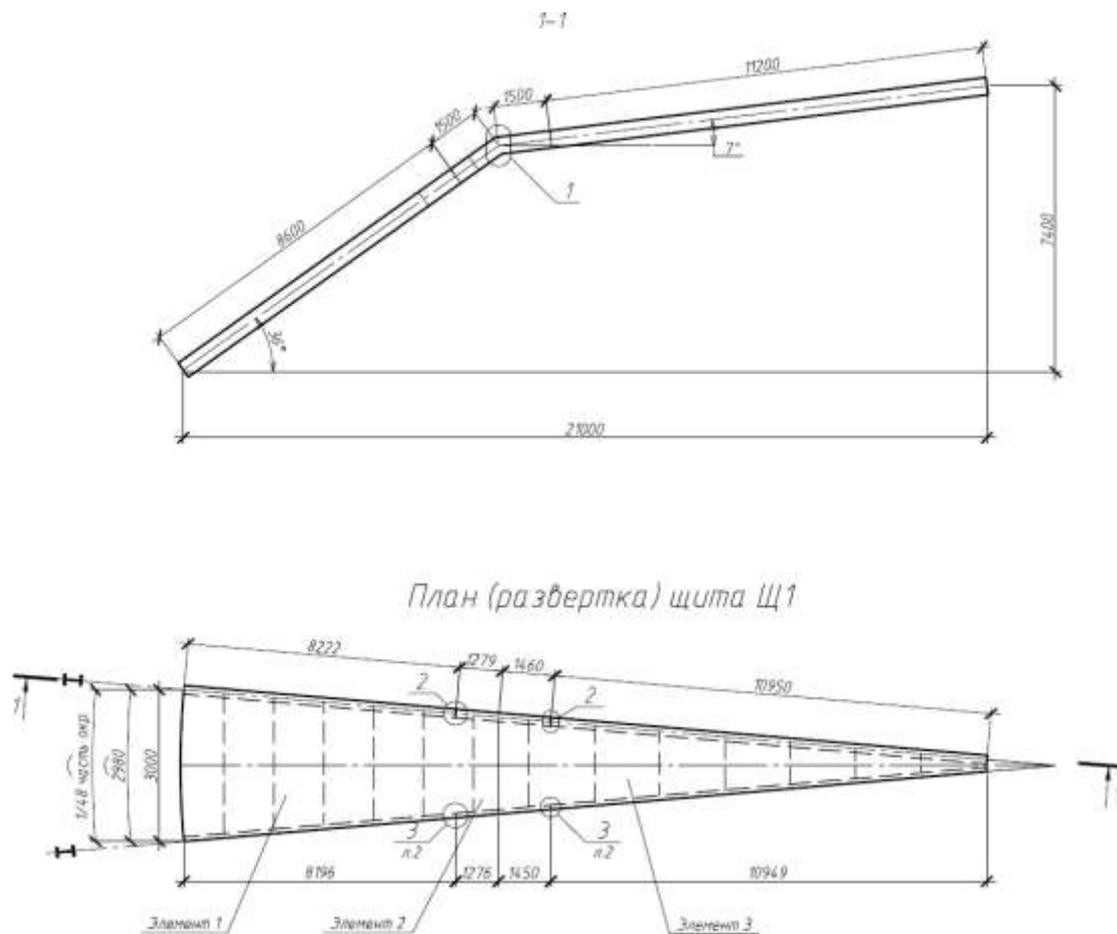


Рисунок 9.5.3 – Схема меридионального щита крыши

По аналогии с типовым решением щитовой сферической купольной крыши было разработано техническое решение двухконической крыши, образованной сопряжением двух конических поверхностей. Чертеж типового щита представлен на рисунок 9.5.3.

Масса несущих ребер двухконической крыши на 34,6 % ниже массы ребер сферической; масса опорного кольца на 40,2 %; масса каркаса на 15,3 %; общая масса крыши с опорным кольцом на 11,5 %.

Для оценки технической возможности изготовления разработанной двухконической щитовой крыши, а также для сравнения стоимости

изготовления двухконической крыши и сферического купола были получены технические справки от нескольких заводов изготовителей резервуарных конструкций (приложение Д). По результатам калькуляции стоимость изготовления двухконической крыши на 5 % ниже стоимости изготовления сферической щитовой крыши. Сравнение вариантов приведено в таблице 5.6.

Таблица 5.6 – Техничко-экономические показатели щитовых крыш РВС 20000

Крыша	Масса конструкций				Стоимость изготовления			
	1 щит, кг	крыша, кг	Δ , кг	Δ , %	1 щит, тыс. руб	крыша, тыс. руб	Δ , тыс. руб.	Δ , %
Двухконическая	3123	115,620	15070	11,5	440	15840	792	4,8
Сферическая	3267	130690,			462	16632		

При средней стоимости стали 30 тыс. руб. / т экономический эффект от использования щитовой крыши, образованной сопряжением двух конических поверхностей для резервуара РВС 20000 диаметром 45,6 м. составит 1242 тыс. руб.

На разработанную двухконическую крышу резервуара получен патент на изобретение (Патент РФ № 2502850 МПК E04B 7/08, E04H 7/00). Это подтверждает техническую новизну разработанного решения.

Разработано решение крыши резервуара РВС 20000. Аналогичные решения могут быть разработаны для резервуаров другого объема.

9 Расчетная часть

Задание

1. Определить геометрические параметры резервуара;
2. Определить толщину всех поясов стенки резервуара;
3. Рассчитать стенку резервуара на устойчивость;
4. Расчет сопряжения стенки резервуара с днищем.

Исходные данные

Номинальный объем – 20000м³;

Диаметр – 45,6м;

Высота – 15,92м;

Количество поясов - 8

Размеры листа - 2000 × 8000 мм.

9.1 Определение геометрических параметров резервуара

Радиус резервуара

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

$$R = \sqrt{\frac{V}{\pi H}} = \sqrt{\frac{20000 \cdot 10^3}{\pi \cdot 15920}} = 20002 \text{ мм.}$$

Периметр резервуара L_n и число листов в поясе N_n

$$L_n = 2 \cdot \pi \cdot R = 2 \cdot \pi \cdot 20002 = 125613 \text{ мм.}$$

$$N_n = \frac{L_n}{L} = \frac{125613}{8000} = 15,7.$$

Число листов в поясе округляем до целого значения $N_n = 16$.

Периметр резервуара

$$L_n = 16 \cdot 8000 = 128000 \text{ мм,}$$

Окончательный радиус

$$R = \frac{L_n}{2 \cdot \pi} = \frac{128000}{2 \cdot \pi} = 20382 \text{ мм.}$$

Точный объем резервуара

$$V = \pi \cdot R^2 \cdot H = \pi \cdot 20,382^2 \cdot 15920 \approx 20766,6 \text{ м}^3.$$

9.2 Определение толщины стенки резервуара

Минимальная толщина листов стенки резервуара:

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

$n_1 = 1,05$ – 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 взлива нефти в резервуаре, м ;

x_i – расстояние от днища до расчетного уровня, м ;

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

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:

$$R_y = \frac{R_y^H}{\gamma_m \cdot \gamma_n} = \frac{345}{1,025 \cdot 1,15} \approx 293 \text{ МПа}$$

$R_y^H = 345 \text{ МПа}$ – нормативное сопротивления растяжению (сжатию) металла стенки;

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

$\gamma_n = 1,15$.

Предварительная толщина стенки для каждого пояса

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

i – номер пояса снизу вверх;

B – ширина листа.

Геометрические размеры округляем в большую сторону, что бы погрешность шла в запас прочности:

$$H = 16 \text{ м}; B = 2,0 \text{ м}; R = 20,4 \text{ м}.$$

Толщина первого пояса

$$\gamma_c = 0,7;$$

$$H_{\max} = H = 7500$$

$$x_1 = 0:$$

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

Для второго пояса

$$\gamma_c = 0,8$$

$$x_2 = 2,0$$

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

Остальные значения толщины стенки для 3-8 пояса рассчитываем аналогичным способом и приводим все значения в таблице 7.2.

Таблица 7.2

Толщина стенки поясов резервуара

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

Выбор окончательного размера толщины стенки:

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

C_i – припуск на коррозию, мм;

Δ – значение минусового допуска на толщину листа, мм;

$\delta_{кс} = 5$ – минимальная конструктивная толщина стенки.

В табл. 7.2.1 приводятся все данные для выбора номинального размера толщины стенки.

Таблица 7.2.1

Номинальная толщина стенки

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

9.3 Расчет стенки резервуара на устойчивость

Проверка устойчивости стенки резервуара:

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

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.

Расчет осевых напряжений:

$$\sigma_{i1} = \frac{n_3 \cdot (G_{кр} + G_{см,i}) + \psi \cdot (n_{сн} \cdot G_{сн} + n_2 \cdot G_{вак})}{2 \cdot \pi \cdot R \cdot \delta_i},$$

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

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

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

$G_{cm,i}$ – вес вышележащих поясов стенки, H ;

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

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

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

Определяем вес крыши

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

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

Нормативное давление крыши для РВС 20000м³ $p_{кр} = 0,55 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}$.

Определяем вес стенки резервуара

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

a – номер последнего пояса, если начало отсчета снизу;

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

Вес стенки первого пояса:

$$\begin{aligned} G_{ст.1} &= 2 \cdot \pi \cdot R \cdot B \cdot \gamma_{ст} \cdot \sum_{k=1}^5 \delta_k = \\ &= 2 \cdot \pi \cdot 20,4 \cdot 2,0 \cdot 78,5 (18 + 11,55 + 10,55 + 5 \cdot 8,55) 10^{-3} \approx 1666 \text{ кН}. \end{aligned}$$

Вес стенки второго пояса

$$G_{ст,2} = 2 \cdot \pi \cdot R \cdot B \cdot \gamma_{ст} \cdot \sum_{k=1}^5 \delta_k =$$

$$= 2 \cdot \pi \cdot 20,4 \cdot 2,0 \cdot 78,5 (1,55 + 10,55 + 5 \cdot 8,55) 10^{-3} \approx 1305 \text{ кН}$$

Аналогичным способом рассчитываем вес стенки для 3-8 поясов и заносим в таблицу 7.3:

Таблица 7.3. Вес стенки резервуара

Номер пояса	Вес стенки $G_{ст}, \text{кН}$	Номер пояса	Вес стенки $G_{ст}, \text{кН}$
1	1666	5	689
2	1305	6	517
3	1073	7	345
4	861	8	172

Определяем вес снегового покрова на всю крышу

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

Определяем нормативную нагрузку от вакуума на покрытие:

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

Определяем осевое напряжение от вертикальной нагрузки для каждого пояса::

– в первом поясе

$$\sigma_{11} = \frac{n_3 \cdot (G_{кр} + G_{ст,i}) + \psi \cdot (n_{сн} \cdot G_{сн} + n_2 \cdot G_{вак})}{2 \cdot \pi \cdot R \cdot \delta_1} = \frac{1,05(719 + 1618) + 0,9(1,4 \cdot 3138 + 1,2 \cdot 327)}{2 \cdot \pi \cdot 20,4 \cdot 15,88 \cdot 10^{-3}} \approx 3,4 \text{ МПа};$$

– во втором поясе

$$\sigma_{12} = \frac{n_3 \cdot (G_{кр} + G_{ст,i}) + \psi \cdot (n_{сн} \cdot G_{сн} + n_2 \cdot G_{вак})}{2 \cdot \pi \cdot R \cdot \delta_1} = \frac{1,05(719+1305) + 0,9(1,4 \cdot 3138 + 1,2 \cdot 327)}{2 \cdot \pi \cdot 20,4 \cdot 15,88 \cdot 10^{-3}} \approx 4,4 \text{ МПа};$$

Аналогичным способом определяем осевых напряжений в 3 -8 поясах и заносим данные в таблицу 7.3.1:

Таблица 7.3.1

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	1,08
2	4,4	7,7	0,57				1,32
3	4,6	7	0,66				1,41
4	5,5	5,7	0,96				1,71
5	5,3	5,7	0,93				1,68
6	5,2	5,7	0,91				1,66
7	5	5,7	0,88				1,63
8	4,8	5,7	0,84				1,59

Вычисляем среднюю толщину стенки

$$\delta_{cp} = \frac{\sum_{i=1}^{n_n} \delta_i}{n_n} = \frac{18 + 11,55 + 10,55 + 5 \cdot 8,55}{8} \approx 10,3 \text{ мм}.$$

Определяем отношение радиуса к средней толщине стенки:

$$\frac{R}{\delta_{cp}} = \frac{20,4}{10,3 \cdot 10^{-3}} \approx 2040$$

Вычисляем осевые критические напряжения:

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

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

$C = 0,065$ – определяем по СНиП 2.01.07-85 «Нагрузки и воздействия»

– для первого пояса

$$\sigma_{01} = C \cdot E \cdot \frac{\delta_i}{R} = 0,065 \cdot 2,1 \cdot 10^5 \cdot \frac{18 \cdot 10^{-3}}{20,4} \approx 10,4 \text{ МПа};$$

– для второго пояса

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

Аналогичным способом определяем осевые критические напряжения для 3-8 поясов и заносим данные в таблицу 7.3.1.

Определяем кольцевые напряжения:

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

p_v – нормативное значение ветровой нагрузки на резервуар, Па;

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

$\delta_{\text{ср}}$ – средняя арифметическая толщина стенки резервуара, м.

Определяем нормативное значение ветровой нагрузки:

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

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

$k_2 = 1,0$ – коэффициент, учитывающий изменение ветрового давления по высоте;

$C_i = 0,63$ – аэродинамический коэффициент выбираем по СНиП 2.01.07-85 «Нагрузки и воздействия»

$$W_0 = 0,3 \text{ кПа} .$$

Вычисляем отношение

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

Определяем критическое кольцевое напряжение:

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

где H – геометрическая высота стенки резервуара, м.

9.4 Расчет на остаточную прочность стенки резервуара

Уменьшение толщины листов резервуара ведет к увеличению кольцевых напряжений в корпусе. Наиболее опасны для корпуса резервуара кольцевые напряжения, которые достигают своего максимального значения на уровне, расположенном на 300 мм выше нижней кромки каждого пояса.

В основу расчетов заложены прочностные свойства стали 09Г2С и фактические минимальные толщины поясов (по данным толщинометрии).

Кольцевые напряжения, исходя из фактической минимальной толщины листов по всем поясам резервуара определены по формуле:

$$\sigma_{\max} = \frac{(\gamma_{f,0} \cdot \rho \cdot (H - x) + \gamma_{f,s} \cdot P_s) \cdot R_p}{\gamma_c \cdot \gamma_m};$$

где:

σ_{\max} , (кгс/мм) - расчетные максимальные кольцевые напряжения;

$\gamma_{f,0} = 1,1$ - коэффициент надежности по гидростатическому давлению ;

$\rho = 9 \cdot 10^{-7}$ - (кгс/мм³) - удельный вес продукта ;

$H = 10230$, (мм) - максимальная высота заполнения резервуара;

$P_s = 2,5$ (кПа) - избыточное давление;

x , (мм) - расстояние от днища резервуара до расчетного сечения;

$\gamma_{f,s} = 1,2$ - коэффициент надежности по избыточному давлению;

$R_p = 22800$ (мм) - радиус резервуара;

$\gamma_c = 0,7$ - коэффициент условий работы стенки резервуара при расчете ее на прочность;

$t_{\text{фак}}$, (мм) – фактическая минимальная толщина стенки резервуара по поясам (по результатам толщинометрии, см *Таблицу 7.4*).

Проверка прочности корпуса резервуара с учетом хрупкого разрушения в соответствии со СНиП II-23-81* производится по формуле:

$$\sigma_{\max} < \left[\frac{\gamma_c \cdot R_{un}}{\gamma_m} \right]$$

где:

$$\sigma = \gamma_c \cdot (R_{un} / \gamma_m) = 0,8 \cdot (46 / 1,1) = 33,4545 \text{ , (кгс/см}^2\text{) } - \text{ допускаемое}$$

напряжение для стали 09Г2С;

$R_{un} = 460$ МПа - расчетное сопротивление стали 09Г2С по временному сопротивлению ;

$\gamma_c = 0,8$ - коэффициент условий работы резервуара ;

- $\gamma_m = 1,1$ коэффициент надежности по материалу для листовых прокатов, используемых в резервуарах ;

В таблице 10.4 приведены результаты расчетов максимальных кольцевых напряжений в каждом поясе резервуара по результатам толщинометрии и учетом недопустимых дефектов выявленных визуальным контролем и дефектоскопией на наружной поверхности стенки корпуса резервуара.

Таблица 10.4 Максимальные кольцевые напряжения, действующие в стенке резервуара с учетом дефектов наружной поверхности.

Координата расчетного сечения, мм	Минимальная фактическая толщина стенки резервуара, мм	Кольцевые напряжения стенки резервуара при Н = 10230 мм (кгс/мм ²)	Кольцевые напряжения стенки резервуара при Н = 7700 мм (кгс/мм ²)	Допускаемое значение напряжения для стали (кгс/мм ²)
300	9,0	36,45	27,38	27,41
1800	10,9	25,66	18,17	27,41
3300	10,3	22,45	14,53	27,41
4800	10,6	17,26	9,56	27,41
6300	10,7	12,57	4,95	27,41
7800	10,9	7,91	0,42	27,41
9300	10,7	3,53	-4,09	27,41

Условие прочности при максимальной высоте налива продукта $H = 10230$ мм (с учетом язвенных коррозионных повреждений стенки резервуара) не выполняется для листов 1 пояса стенки корпуса резервуара. При максимальной высоте налива продукта $H = 7700$ мм условие прочности выполняется для всех поясов стенки резервуара.

По результатам расчета кольцевых напряжений с учетом фактической толщины листов стенки корпуса (с учетом язвенных коррозионных повреждений стенки) резервуара РВС-20 000 уровень максимально допустимого налива продукта $H = 7700$ мм.

9.5 Оценка ресурса стенки резервуара.

Число полных циклов наполнения резервуара до образования макротрещины определяется по формулам РД 153-112-017-97 «Инструкция по диагностике и оценке остаточного ресурса РВС»:

$$N_0 = \frac{1}{4} \cdot \left(\frac{1,28 \cdot E \cdot \ln\left(\frac{1}{1-\Psi}\right)}{1,28 \cdot n_{\sigma} \cdot \sigma_a^* / \varphi_c - \sigma_{-1}} - 1 \right)^2$$

$$N_0 = \frac{1}{4 \cdot n_N} \cdot \left(\frac{1,28 \cdot E \cdot \ln\left(\frac{1}{1-\Psi}\right)}{1,28 \cdot \sigma_a^* / \varphi_c - \sigma_{-1}} - 1 \right)^2$$

где:

E - модуль упругости, для стали $E = 2,06 \cdot 10^3$, МПа;

Ψ - относительное сужение, определяемое экспериментальным путём или по справочным данным, $\Psi = 0,55$ для стали 09Г2С;

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

σ_a^* - амплитуда условных напряжений в расчётной точке стенки резервуара, МПа ;

σ_{-1} - предел выносливости для материала стенки, для стали 09Г2С $\sigma_{-1} = 120$ МПа;

φ_c - коэффициент, учитывающий снижение характеристик в результате сварки, для малоуглеродистой стали - при ручной сварке $\varphi_c = 0,8$, при автоматической $\varphi_c = 0,9$;

n_N - коэффициент запаса по долговечности, $n_N = 10$.

Амплитуда условных напряжений определяется по следующей формуле:

$$\sigma_a^* = 0,5 \cdot K_\sigma \cdot \sigma_H = 0,5 \cdot 2,42 \cdot 60,58 = 312,7 \text{ (МПа)},$$

где $K_\sigma = 2,4$; σ_H (МПа) - максимальные напряжения в стенке резервуара.

Подставляем значения параметров в формулы:

$$[N_0] = \frac{1}{4} \cdot \left(\frac{1,28 \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot \ln\left(\frac{1}{1-0,55}\right)}{1,28 \cdot 2 \cdot 312,7 / 0,8 - 120} - 1 \right)^2 = 7464$$

$$[N_0] = \frac{1}{4 \cdot 10} \cdot \left(\frac{1,28 \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot \ln\left(\frac{1}{1-0,55}\right)}{1,28 \cdot 312,7 / 0,8 - 120} - 1 \right)^2 = 4028$$

и получаем величину N_0 соответственно 7464 и 4028 циклов. Минимальная из них должна быть скорректирована по условиям коррозии. Ресурс с учётом коррозии определяется по формуле:

$$N = N_0 \cdot (1 - \beta_{кс})$$

где:

$\beta_{кс} = \lambda \cdot \lg N_0$ Коэффициент $\lambda = 0,1$ при отсутствии мер по снижению коррозионного воздействия. В результате для условий эксплуатации данного резервуара минимальный срок службы при условии частоты заполнения $n=48$ циклов в год составляет:

$$T = 4028 \cdot (1 - 0,1 \cdot \lg 4028) = 53 \text{ года,}$$

а остаточный срок службы с учетом предыдущих 23 года эксплуатации составит:

$$T_{oc} = 53 - 23 = 30 \text{ лет.}$$

9.6 Расчет потерь нефти от «больших дыханий» на примере РВС-20000

Исходные данные:

- Диаметр резервуара: 45,6м;
- Высота резервуара: 11,92м;
- Высота корпуса крыши: 0,85;
- Газовая постоянная: 8314,3;
- Температура нефтепродукта: 293К;
- Первоначальная высота взлива: 8,5м;
- Высота взлива после закачки нефтепродукта: 10,25 м;
- Производительность закачки: $700 \frac{\text{м}^3}{\text{ч}}$
- Месяц: Май.

Находим абсолютное давление в газовом пространстве в начале закачки:

$P_1 = P_a = 101200$ Па – в начале закачки днем.

По графику для определения плотности бензиновых паров находим плотность паров бензина ρ , кг/м³ или по формуле:

$$\rho = \frac{P_1 * M}{T * R'} = \frac{101200 * 58,609}{293 * 8314,3} = 2,435 \text{ кг/м}^3$$

T – температура нефтепродукта;

R' – газовая постоянная;

M – молярная масса.

Находим величину газового пространства перед закачкой бензина:

$$H_{1Г} = H_P - H_{взл} + \frac{H_K}{3} = 11,92 - 8,5 + \frac{0,85}{3} = 3,137 \text{ м}$$

H_P – высота резервуара;

$H_{взл}$ – высота взлива;

H_K – высота корпуса крыши.

Определяем объем газового пространства перед закачкой бензина:

$$V_{Г} = H_{1Г} * \frac{\pi D^2}{4} = 3,137 * \frac{3,14 * 45,6^2}{4} = 5120,52 \text{ м}^3$$

D – диаметр резервуара;

Величину газового пространства после закачки бензина:

$$H_{2Г} = H_P - H_{взл2} + \frac{H_K}{3} = 11,92 - 10,25 + \frac{0,85}{3} = 1,387 \text{ м}$$

$H_{взл2}$ - высота разлива после закачки нефтепродукта;

Объем закачиваемого бензина:

$$V_H = 0,25 * \pi * D^2 * (H_{1Г} - H_{2Г}) = 0,25 * 3,14 * 45,6^2 * (3,137 - 1,387) \\ = 2856,52$$

Время закачки:

$$\tau_3 = \frac{V_H}{Q} = \frac{2856,52}{700} = 4,1 \text{ ч.}$$

Q – производительность закачки

Найдем общее время:

$$\tau = \tau_{ПР} + \tau_3 = 6 + 4,1 = 10,1 \text{ ч.}$$

$\tau_{ПР}=6$ время простоя резервуара.

Находим скорость выхода газовой смеси через дыхательные клапаны:

$$V_B = \frac{4 * Q}{n * \pi * D^2} = \frac{4 * 700}{8 * 3,14 * 45,6^2} = 0,054 \text{ м}^3/\text{с}$$

Q – производительность закачки бензина;

D – диаметр резервуара;

n – число дыхательных клапанов на резервуаре.

Находим $\Delta C_1 = 0,15$ при $\tau = \tau_{ПР} + \tau_3$ по графику для определения температурного напора.

Определяем $\Delta C_2 = 0,0377$ по графику прироста относительной концентрации во время выкачки из резервуара.

Находим среднюю относительную концентрацию в газовом пространстве:

$$\frac{\Delta C}{C_s} = \frac{H_{2\Gamma}}{H_{1\Gamma}} + \Delta C_1 + \Delta C_2 = \frac{1,387}{3,137} + 0,15 + 0,0377 = 0,63$$

Определяем давление $P_S=19\text{кПа}$ по графику для определения насыщенных паров нефтепродуктов, при $T=T_{п.ср}=293\text{К}$

Находим среднее парциальное давление паров нефтепродукта:

$$P_v = \frac{\Delta C}{C_s} * P_S = 0,63 * 19 = 11,97\text{кПа}$$

P_S – давление насыщенных паров нефтепродукта.

Потери бензина от одного “большого дыхания”:

$$G_{б.д} = [Q_3 - V_{\Gamma} \left(\frac{P_2 - P_1}{P_2 - P_y} \right) * \frac{P_y}{P_2} * \rho]$$

Q_3 – объем закачиваемого в резервуар бензина за 4,1 часа

$$Q_3=4,1*700=2870\text{м}^3$$

V_{Γ} – объем газового пространства резервуара перед закачкой бензина, м^3

$$V_{\Gamma}=5120,52 \text{ м}^3$$

P_2 – абсолютное давление в газовом пространстве в конце закачки.

$$P_2=P_1+P_{к.у}$$

Где P_1 – барометрическое (атмосферное) давление $P_a=101200 \text{ Па}$

$P_{к.у}$ – нагрузка дыхательных клапанов $P_{к.у}=2300 \text{ Па}$

$$P_2 = 101200+2300=103500 \text{ Па}$$

P_y - среднее парциальное давление паров нефтепродукта

$$P_y = 11742 \text{ Па}$$

ρ - плотность паров бензина

$$\rho = 2,435 \text{ кг/м}^3$$

$$G_{\text{б.д}} = \left[2870 - 5120,52 * \left(\frac{103500 - 101200}{103500 - 11742} \right) \right] * \frac{11742}{103500} * 2,435 = 757,38 \text{ кг.}$$

10 Социальная ответственность

Введение

Социальная ответственность - сознательное отношение субъекта социальной деятельности к требованиям социальной необходимости, гражданского долга, социальных задач, норм и ценностей, понимание последствий осуществляемой деятельности для определенных социальных групп и личностей, для социального прогресса общества.

Ответственность личности имеет социальную природу и возникает тогда, когда поведение человека имеет социальную значимость и регулируется социальными нормами. Исполнение любой социально признанной нормы признается добром, позитивной ценностью, необходимым поведением каждого члена общества. Действия, нарушающие социально значимые правила, расцениваются как недопустимые, как зло, отрицательная ценность. С целью улучшения качества жизни работников и их семей, предприятие (организация) может самостоятельно принимать дополнительные меры, связанные с экономической, социальной и экологической сферах.

При эксплуатации резервуара требования по охране труда определяются законом «Закон о промышленной безопасности опасных производственных объектов», «Об основах охраны труда в РФ».

Согласно Федеральному закону «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» резервуары относятся к опасным производственным объектам. В процессе эксплуатации резервуара возможно развитие следующих вредных и опасных производственных факторов: некоторые виды работ проводятся на больших высотах, что может привести к падению человека при несоблюдении правил безопасности; перед

реконструкцией или ремонтом резервуар в большинстве случаев нужно опорожнить и полностью проветрить от внутренней газо-воздушной смеси (имеется опасность взрыва).

10.1 Производственная безопасность

Все, что окружает человека в процессе производственной деятельности - это производственная среда, которая непосредственно влияет на результат труда, здоровье и состояние в целом.

Для создания благоприятных и безопасных условий труда необходимо учитывать производственные факторы, оказывающие отрицательное значение на здоровье человека, факторы приводящие к снижению работоспособности, травмам или летальному исходу.

Опасным производственным фактором (ОПФ) называется фактор, воздействие которого на рабочего приводит к травме или резкому ухудшению здоровья. Травма – нарушение функций организма внешним воздействием.

Вредным производственным фактором (ВПФ) называется фактор, воздействие которого на рабочего приводит к заболеванию и снижению работоспособности. Заболевания, возникающие под действием вредных производственных факторов, называется профессиональными.

К опасным производственным факторам следует отнести, например:

- Электрический ток определенной силы;
- Раскаленные предметы;
- Возможность падения с высоты самого работающего либо различных деталей и предметов;
- Оборудование, работающее под давлением выше атмосферного, и т.д.
-

К вредным производственным факторам относятся:

- Неблагоприятные метеорологические условия;
- Запыленность и загазованность воздушной среды;

- Воздействие шума, инфра- и ультразвука, вибрации;
- Наличие электромагнитных полей, лазерного и ионизирующих излучений и др.

Все опасные и вредные производственные факторы подразделяются на: физические, химические, биологические и психофизиологические.

К физическим факторам относят: электрический ток, кинетическую энергию движущихся машин и оборудования или их частей, повышенное давление паров или газов в сосудах, недопустимые уровни шума, вибрации, инфра- и ультразвука, недостаточную освещенность, электромагнитные поля, ионизирующие излучения и др.

Химические факторы представляют собой вредные для организма человека вещества в различных состояниях.

Биологические факторы - это воздействия различных микроорганизмов, а также растений и животных.

Психофизиологические факторы - это физические и эмоциональные перегрузки, умственное перенапряжение, монотонность труда.

Состояние, при котором исключено воздействие на рабочего опасных и вредных факторов производства, называется безопасностью труда.

10.2 Микроклимат

Микроклимат представляет собой комплекс физических факторов внутри помещения, влияющий на тепловой обмен и здоровье человека в целом. К показателям микроклимата относят температуру, влажность, скорость движения воздуха, температура оборудования, а так же тепловое излучение от внутренних поверхностей.

Рабочим время от времени приходится выполнять работу по ремонту резервуаров в тяжелых климатических условиях. Температура в рассматриваемом регионе (Иркутская область) колеблется от -40°C до +40°C. Меры от переохлаждения в зимнее время: выдача теплой одежды, обуви, более частые перерывы на отдых в теплом помещении. Меры от перегревания в

летний промежуток времени: обязательное ношение головного убора (каска) связано не только с техникой безопасности, но и уберегает головной мозг от перегревания, организация рационального режима труда и отдыха путем сокращения рабочего времени для введения перерывов.

Для определения микроклимата в неотапливаемых помещениях на открытой территории нужно определить климатический регион. На Рис.1 представлено расположение климатических регионов Российской Федерации, характеризующиеся по следующим показателям: температура воздуха (средняя зимних месяцев) и скорость ветра (средняя из наиболее вероятных величин в зимние месяцы) и подразделяются на:

Ia (особый) - 25 °С и 6,8 м/с;

Iб (IV) - 41 °С и 1 м/с;

II (III) - 18,0 °С и 3,6 м/с;

III(II) - 9,7 °С и 5,6 м/с;

IV(I) - 1,0 °С и 2,7 м/с.

Рисунок 7.2



Рисунок 7.2 – Климатические регионы России.

На открытой территории регулировать значение температуры окружающей среды не имеется возможности, поэтому необходимо оценивать наличие регламентированных перерывов на обогрев.

10.3 Освещенность

Территория резервуарного парка в темное время суток должна иметь освещение, отвечающее нормам техники безопасности, пожарной безопасности и требованиям СНиП II-4-79, ПУЭ (часть II, Прил. 1, п. п. 37, 57).

Минимальная общая освещенность, лк

Освещаемые рабочие поверхности, места производства работ:

- Резервуарные парки.....5
- Места измерений уровня и управления задвижками в резервуарном парке.....10
- Лестницы, обслуживающие площадку.....10
- Места установки контрольно-измерительных приборов.....30
- Проезды:
 - вспомогательные.....0,5
 - главные.....1-3.

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

10.4 Шум

Шум – беспорядочное сочетание звуков различной частоты и интенсивности, нежелательные для восприятия органами слуха.

Источником шума являются все тела, находящиеся в состоянии колебаний (вода, воздух, металл т.д). Профессиональные заболевания так же могут возникнуть под действием производственного шума. Продолжительное воздействие шума может привести к частичной, а иногда и к полной потере слуха. При шуме в 130 дБ человек испытывает болевые ощущения. В 150 дБ не переносим для человека. Учеными были проведены медико-биологические исследования, которые показали, что каждый «дБ-децибел» сверх допустимой нормы снижает производительность труда на 1%, риск потери слуха увеличивается на 1,5%, и риск возникновения сердечно-сосудистых расстройств увеличивается на 0,5%. Поэтому, согласно ГОСТ 12.1.003-83 уровень шума на рабочем месте не должен превышать 50 дБ.

От неблагоприятного воздействия шума на человека необходимо регламентировать его интенсивность, время воздействия. Эту цель преследует санитарно-гигиеническое нормирование. Нормативный документ допустимых уровней шума: ГОСТ 12.1.003-83 «ССБТ. Шум. Общие требования безопасности».

В России разработано шесть стандартов на противοшумы:

- ГОСТ Р 12.4.208-9 «ССБТ. СИЗ органа слуха. Наушники, Общие технические требования»;
- ГОСТ Р 12.4.209-99 «ССБТ. СИЗ органа слуха. Вкладыши. Общие технические требования»;
- ГОСТ Р 12.4.210-99 «ССБТ. СИЗ органа слуха. Противοшумные наушники, смонтированные с защитной каской. Общие технические требования»;
- ГОСТ Р 12.4.211-99 «ССБТ. СИЗ органа слуха. Противοшумы. Субъективный метод измерения поглощения звука»;

- ГОСТ Р 12.4.212-99 «ССБТ. СИЗ органа слуха. Противошумы. Оценка результирующего значения А-корректированного уровня звукового давления при использовании средств индивидуальной защиты»;
- ГОСТ Р 12.4.213-99 «ССБТ. СИЗ органа слуха. Противошумы. Упрощенный метод измерения акустической эффективности противошумных наушников для оценки качества».

10.5 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.

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.

10.6 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 000м³;
- 3)Класс 3 – опасные резервуары объемом 100 до 5000 м³.

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».

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

10.8 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.

10.9 Расчет потерь нефти от «больших дыханий» на примере РВС-20000

Исходные данные:

- Диаметр резервуара: 45,6м;
- Высота резервуара: 11,92м;
- Высота корпуса крыши: 0,85;
- Газовая постоянная: 8314,3;
- Температура нефтепродукта: 293К;
- Первоначальная высота разлива: 8,5м;
- Высота разлива после закачки нефтепродукта: 10,25 м;
- Производительность закачки: $700 \frac{\text{м}^3}{\text{ч}}$
- Месяц: Июль.

Находим абсолютное давление в газовом пространстве в начале закачки:

$P_1 = P_a = 101200$ Па – в начале закачки днем.

По графику для определения плотности бензиновых паров находим плотность паров бензина ρ , кг/м³ или по формуле:

$$\rho = \frac{P_1 * M}{T * R'} = \frac{101200 * 58,609}{293 * 8314,3} = 2,435 \text{ кг/м}^3$$

T – температура нефтепродукта;

R' – газовая постоянная;

M – молярная масса.

Находим величину газового пространства перед закачкой бензина:

$$H_{1Г} = H_P - H_{ВЗЛ} + \frac{H_K}{3} = 11,92 - 8,5 + \frac{0,85}{3} = 3,137 \text{ м}$$

H_P – высота резервуара;

$H_{ВЗЛ}$ – высота взлива;

H_K – высота корпуса крыши.

Определяем объем газового пространства перед закачкой бензина:

$$V_{Г} = H_{1Г} * \frac{\pi D^2}{4} = 3,137 * \frac{3,14 * 45,6^2}{4} = 5120,52 \text{ м}^3$$

D – диаметр резервуара;

Величину газового пространства после закачки бензина:

$$H_{2Г} = H_P - H_{ВЗЛ2} + \frac{H_K}{3} = 11,92 - 10,25 + \frac{0,85}{3} = 1,387 \text{ м}$$

$H_{ВЗЛ2}$ - высота взлива после закачки нефтепродукта;

Объем закачиваемого бензина:

$$V_H = 0,25 * \pi * D^2 * (H_{1Г} - H_{2Г}) = 0,25 * 3,14 * 45,6^2 * (3,137 - 1,387) = 2856,52$$

Время закачки:

$$\tau_3 = \frac{V_H}{Q} = \frac{2856,52}{700} = 4,1 \text{ ч.}$$

Q – производительность закачки

Найдем общее время:

$$\tau = \tau_{ПР} + \tau_3 = 6 + 4,1 = 10,1 \text{ ч.}$$

$\tau_{ПР}=6$ время простоя резервуара.

Находим скорость выхода газовой смеси через дыхательные клапаны:

$$V_B = \frac{4 * Q}{n * \pi * D^2} = \frac{4 * 700}{8 * 3,14 * 45,6^2} = 0,054 \text{ м}^3/\text{с}$$

Q – производительность закачки бензина;

D – диаметр резервуара;

n – число дыхательных клапанов на резервуаре.

Находим $\Delta C_1 = 0,15$ при $\tau = \tau_{\text{ПР}} + \tau_3$ по графику для определения температурного напора.

Определяем $\Delta C_2 = 0,0377$ по графику прироста относительной концентрации во время выкачки из резервуара.

Находим среднюю относительную концентрацию в газовом пространстве:

$$\frac{\Delta C}{C_S} = \frac{H_{2\Gamma}}{H_{1\Gamma}} + \Delta C_1 + \Delta C_2 = \frac{1,387}{3,137} + 0,15 + 0,0377 = 0,63$$

Определяем давление $P_S = 19 \text{ кПа}$ по графику для определения насыщенных паров нефтепродуктов, при $T = T_{\text{п.ср}} = 293 \text{ К}$

Находим среднее парциальное давление паров нефтепродукта:

$$P_v = \frac{\Delta C}{C_S} * P_S = 0,63 * 19 = 11,97 \text{ кПа}$$

P_S – давление насыщенных паров нефтепродукта.

Потери бензина от одного “большого дыхания”:

$$G_{\text{б.д}} = [Q_3 - V_{\Gamma} \left(\frac{P_2 - P_1}{P_2 - P_y} \right) * \frac{P_y}{P_2} * \rho]$$

Q_3 – объем закачиваемого в резервуар бензина за 4,1 часа

$$Q_3 = 4,1 * 700 = 2870 \text{ м}^3$$

V_{Γ} – объем газового пространства резервуара перед закачкой бензина, м^3

$$V_{\Gamma} = 5120,52 \text{ м}^3$$

P_2 – абсолютное давление в газовом пространстве в конце закачки.

$$P_2 = P_1 + P_{\text{к.у}}$$

Где P_1 – барометрическое (атмосферное) давление $P_a = 101200 \text{ Па}$

$P_{\text{к.у}}$ – нагрузка дыхательных клапанов $P_{\text{к.у}} = 2300 \text{ Па}$

$$P_2 = 101200 + 2300 = 103500 \text{ Па}$$

P_y - среднее парциальное давление паров нефтепродукта

$$P_y = 11742 \text{ Па}$$

ρ - плотность паров бензина

$$\rho = 2,435 \text{ кг/м}^3$$

$$G_{\text{б.д}} = \left[2870 - 5120,52 * \left(\frac{103500 - 101200}{103500 - 11742} \right) \right] * \frac{11742}{103500} * 2,435 = 757,38 \text{ кг.}$$

11 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.

Практически каждый из резервуаров представляет собой объект повышенной опасности для персонала предприятия, населения, соседних сооружений и окружающей среды. Также можно отметить, что резервуары, как и любой технический объект, имеют свой ресурс и каждое предприятие стремится повысить экономическую эффективность производства товаров или

услуги с наименьшими издержками, что означает отсутствие потерь в использовании ресурсов.

11.1 Оценка готовности проекта к коммерциализации

На какой бы стадии жизненного цикла не находилась научная разработка полезно оценить степень ее готовности к коммерциализации и выяснить уровень собственных знаний для ее проведения (или завершения). Для этого необходимо заполнить специальную форму, содержащую показатели о степени проработанности проекта с позиции коммерциализации и компетенциям разработчика научного проекта. Результаты анализа степени готовности приведены в таблице 12.1.

Таблица 12.1 – Оценка степени готовности научного проекта к коммерциализации

№ п/п	Наименование	Степень проработанности научного проекта	Уровень имеющихся знаний у разработчика
1	Определен имеющийся научно-технический задел	4	3
2	Определены перспективные направления коммерциализации научно-технического задела	3	3
3	Определены отрасли и технологии (товары, услуги) для предложения на рынке	3	3
4	Определена товарная форма научно-технического задела для представления на рынок	3	3
5	Определены авторы и осуществлена охрана их прав	3	3
6	Проведена оценка стоимости интеллектуальной собственности	3	2

7	Проведены маркетинговые исследования рынков сбыта	3	2
8	Разработан бизнес-план коммерциализации научной разработки	3	2
9	Определены пути продвижения научной разработки на рынок	3	3
10	Разработана стратегия (форма) реализации научной разработки	4	3
11	Проработаны вопросы международного сотрудничества и выхода на зарубежный рынок	3	2
12	Проработаны вопросы использования услуг инфраструктуры поддержки, получения льгот	3	2
13	Проработаны вопросы финансирования коммерциализации научной разработки	3	3
14	Имеется команда для коммерциализации научной разработки	3	3
15	Проработан механизм реализации научного проекта	3	3
	ИТОГО БАЛЛОВ	47	40

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

$$B_{\text{сум}} = \sum B_i ,$$

где $B_{\text{сум}}$ – суммарное количество баллов по каждому направлению; B_i – балл по i -му показателю.

Значение $B_{\text{сум}}$ позволяет говорить о мере готовности научной разработки и ее разработчика к коммерциализации. Значение степени

проработанности научного проекта составило 47, что говорит о средней перспективности, а знания разработчика достаточны для успешной ее коммерциализации. Значение уровня имеющихся знаний у разработчика составило 40 – перспективность выше среднего.

По результатам оценки можно сказать, что в первую очередь необходимо проработать вопросы использования услуг инфраструктуры поддержки, получения льгот. Следующими задачами будет проработка вопросов финансирования коммерциализации научной разработки и поиск команды для коммерциализации научной разработки. Что касается вопросов международного сотрудничества и выхода на зарубежный рынок: такие задачи на данный момент не ставятся.

11.2 Календарный план проекта

В рамках планирования научного проекта необходимо построить календарный и сетевые графики проекта. Линейный график представлен в виде таблицы 12.2.

Таблица 12.2 – Календарный план проекта

Код работы (из ИСР)	Название	Длительность, дни	Дата начала работ	Дата окончания работ	Состав участников (ФИО ответственных исполнителей)
1	Получение задания	1	15.12.2017	15.12.17	Букин Н.А. Богданов А.Л.
2	Постановка задачи и целей исследования, актуальность, научная новизна	6	19.12.2017	25.12.17	Букин Н.А. Богданов А.Л.
3	Литературный обзор	19	8.02.2018	27.02.18	Букин Н.А.
4	Экспериментальная часть	24	27.02.2018	21.03.18	Букин Н.А. Богданов А.Л.
5	Результаты и обсуждения	35	22.03.2018	26.04.18	Букин Н.А. Богданов А.Л.

6	Оформление пояснительной записки	29	27.04.2016	25.05.16	Букин Н.А.
Итого:		114			

11.3 SWOT-анализ

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

Таблица 8.3 – Матрица SWOT

	Сильные стороны:	Слабые стороны:
/	<p>С1. Высокая экономичность и энергоэффективность технологии.</p> <p>С2. Экономичность технологии.</p> <p>С3. Повышение безопасности производства.</p> <p>С4. Уменьшение затрат на ремонт оборудования.</p>	<p>Сл1. Трудность внедрения функции.</p> <p>Сл2. Отсутствие на предприятии собственного специалиста, способного произвести внедрение функции.</p>

Возможности	<p>В1. Повышение эффективности работы предприятия за счет модернизации .</p> <p>В2. Сокращение расходов.</p> <p>В3. Качественное обслуживание потребителей.</p> <p>В4. Сокращение времени простоев.</p>	<ul style="list-style-type: none"> – Достижение повышения производительности агрегатов. – Исключение поломок оборудования в результате сбоев в электроснабжении. – Своевременная поставка природного газа потребителям. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Поиск заинтересованных лиц 2. Разработка научного исследования 3. Принятие на работу квалифицированного специалиста. 4. Переподготовка имеющихся специалистов
Угрозы	<p>У1. Экономическая ситуация в стране, способствующая повышению цены за метанол, в результате чего применение функции станет экономически нецелесообразным.</p> <p>У2. Недостаток финансовых средств для модернизации всех агрегатов в результате увеличения стоимости работ специалиста от завода-изготовителя.</p> <p>У3. Метанол является сильным ядом</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Отсутствие спроса на новые технологии производства. 2. Доработка проекта 3. Сложность реализации проекта. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Приобретение необходимого оборудования опытного испытания 2. Остановка проекта. 3. Проведения других проектов

11.4 Расчет суммы затрат на капитальный ремонт

Сумма капитальных затрат будет сводиться к определению затрат: на приобретение нового оборудования, материалов, транспортировку и монтаж.

Расчет материальных затрат на реконструкцию

Таблица 8.4

Наименование работ и затрат	Кол-во, шт.	Цена за единицу изделия, тыс.руб	Общая стоимость тыс.руб.
Клапан дыхательный КДС-3000/500	4	81,191	324,764
Клапан предохранительный КДС-3000/500	8	37,485	299,88
Предохранитель огневой ОП-500	4	38,326	153,304
Люк-лаз Ду-600 с поворотным подвесным устройством	2	26,4	52,8
Итого:			830,748

Таблица 8.4.1

Наименование материала	Марка	Единицы измерения	Норма	Стоимость единицы, тыс. руб.	Сумма, тыс.руб .
Электроды Ду 5мм	МР-3С	кг	30	0,641(5 кг)	3,85
Лак ПФ-170(2 слоя)	ПФ-170	м ²	0,85	0,185(1,8 кг)	0,185

Грунт (3 слоя)	ВГ-33	ВГ-33	м ²	10	0,178(1 кг)	0,534
Итого:			4,57			

Сумма материальных затрат на реконструкцию составляет:

$$830,748+4,57=835,318 \text{ тыс.руб}$$

12.5 Расчет капитальных затрат на монтажные работы

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 8.4.2

Вид работ	Нормо-часов
Подготовительные работы	120
Демонтаж клапана предохранительного КППГ-250	2*8
Монтаж клапана предохранительного КДС-3000/500	5*8
Демонтаж клапана дыхательного НДКМ-250	3*4
Монтаж клапана дыхательного КДС-3000/500	6*4
Демонтаж огневого предохранителя D=250	2*4

Монтаж огневого предохранителя D=500	3*4
Демонтаж люк-лаз Ду-500	2*2
Монтаж люк-лаз Ду-600	4*2
Всего:	244

Состав рабочего звена

Таблица 8.4.3

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

Расчет фонда заработной платы

Таблица 8.4.4

	Слесарь 5 разряда	Слесарь 4 разряда	Сварщик 5 разряда	Сварщик 4 разряда	Электрик 5 разряда	Автокран. 5 разряда	Водитель 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	4	2	2	1	1	1	
Явочный состав	2	4	2	2	1	1	1	
Тарифный фонд	61292,8	111752	14164,8	12355,2	29182,4	4220	4288	
Премия 30%	18387,84	33525,6	4249,44	3706,56	8754,72	1266	1286,4	
Часовой фонд заработной платы	79680,64	145277,6	18414,24	16061,76	37937,12	5486	5574,4	
Районный коэффициент 30%	23904,2	43583,3	5524,3	4818,5	11381,1	1645,8	1672,32	
Стажевая надбавка 10%	7968,1	14527,8	1841,4	1606,2	3793,7	548,6	557,4	
Основная заработная плата	111552,94	203388,7	25779,94	22486,46	53111,92	7680,4	7804,1	
Дополнительная зарплата 11%	12270,8	22372,8	2835,8	2473,5	5842,3	844,8	858,5	
Сумма основной и дополнительной заработной платы	123823,7	225761,5	28615,7	24960	58954,2	8525,2	8662,6	479303

Показатели	Фонд з/платы, руб.
Основная и дополнительная заработная плата	479303
Отчисленя на соцнужды 30%	143791
Материальные затраты	835318

Затраты на транспорт 10%	83532
Накладные расходы 20%	167063,6
Итого:	1709000

Материальный баланс резервуара.

Таблица 8.4.6

Тип, номер резервуара.	Норма естественной убыли в осенне-зимний период, кг/т	Количество принятой нефти в осенне-зимний период, т	Потери нефти от естественной убыли в осенне-зимний период, кг/т	Норма естественной убыли в весенне-летний период, кг/т	Количество принятой нефти в весенне-летний период, т	Потери нефти от естественной убыли в		Потери нефти от естественной убыли за год, т	Количество поступившей нефти за год, с учётом потерь от естественной убыли, т
						осенне-зимний период, т	весенне-летний период, т		
РВС 20000 м ³ до 1 суток свыше 1 сут. до 1 мес.	0,05	1000000	50	0,12	1000000	160000	11	181,5	2159818,5
	0,005			0,016		0000	25		
				0		0	0		

Сравнение материального баланса

Таблица 8.4.7

Наименование	До реконструкции		После реконструкции	
	%	Тонн/год	%	Тонн/год
Приход: -нефть на хранение	100,00	2160000	100,00	2160000
Итого:	100,00	2160000	100,00	2160000

Расход:				
-нефть товарная на отгрузку	99,98	2159818,5	99,998	2159981,85
Потери от испарений	0,02	181,5	0,002	18,15
Итого:	100,00	2160000	100,00	2160000

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

По проекту получаем экономию $(181.5-18.15)=163,35$ тонн нефти в год.

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

$$V = \frac{163,35 \cdot 10^3}{0,85} = 192176 \text{ л}$$

$$1 \text{ баррель} = 159 \text{ л}$$

$$\text{Кол-ва баррелей} = \frac{192176}{159} = 1208,66$$

Примем стоимость 1 барреля нефти (марка Brent от 10.05.16) = 45,48\$.

1 \$ примем по курсу ЦБ РФ (от 10.05.16) 1\$=66,2 руб.

$$\Delta\Pi = 1208,66 \cdot 45,48 \cdot 66,2 = 3639004,5 \text{ руб.}$$

11.5 Расчет показателей экономической эффективности

Экономическая эффективность проектного варианта реконструкции

обусловлена двумя характерными величинами.

1. Сумма капитальных затрат на реконструкцию.

2. Условно-годовой экономический эффект

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

$\Delta\Pi$ – прибыль

$$E_{\text{норм.}} = 0,5$$

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

$$\mathcal{E}_{\text{г}} = 3639004,5 - 0,5 * 1709000 = 3639004,5 - 854504 = 2784500,5 \text{ руб.}$$

Коэффициент экономической эффективности:

$$E = \Delta\Pi / \Delta K_{\text{рек.}} = 3639004,5 / 1709008 = 2,13$$

Срок окупаемости капитальных вложений:

$$T_{\text{ок.}} = \Delta K_{\text{рек.}} / \Delta\Pi = 1528002 / 3639004,5 = 0,5 \text{ года}$$

Технико-экономические показатели

Таблица 8.4.8

Наименование показателей	Единица измер.	Проектный вариант	Базовый вариант	+ (увелич.) - (уменьш.)
1. Годовая производственная мощность по сырью	Т.	2160000	2160000	

2.Годовая производственная мощность по продукту	Т.	2159981,85	2159818,5	+163,35
3.Потери от испарений	Т.	18,15	181,5	-163,35
4.Сумма капитальных вложений	Руб.	1709000		+1709000
5.Коэф. экономического эффекта		2,13		
6.Срок окупаемости	лет	0,5		
7.Условно-годовой экономический эффект	Руб.	2784500		+2784500

Заключение:

Предложенная данным проектом реконструкция резервуара для хранения товарной нефти обеспечит:

1.Сокращение потерь нефти за год на **163,35** тонны.

2.Получение прибыли от уменьшения естественных потерь нефти от испарения в размере **3639000** в год.

3.Снижение выбросов в воздушный бассейн в **10 раз** (181,5/18,15).

Капитальные затраты на реконструкцию окупятся за **0,5** года.

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

Заключение

В ходе исследования был проведен анализ существующих конструктивных решений крыш для стальных резервуаров в ходе которого установлено, что одним из способов снижения материалоемкости крыш в условиях высоких снеговых нагрузок является использование двухконических крыш.

Был проведен анализ численных исследований, в результате которых установлено, что при проектировании сферических купольных крыш РВС в условиях высоких снеговых нагрузок минимальные напряжения в меридиональных элементах крыши возникают при радиусе образующей крышу сферической поверхности от $1,05 D$ до $1,3 D$ (где D – диаметр резервуара). В ходе исследований создана подсистема автоматизированного проектирования, позволяющая в автоматическом режиме создавать расчетные модели ребристых и ребристо-кольцевых покрытий с приложением всех расчетных нагрузок. Использование системы позволяет сократить трудозатраты на создание расчетных моделей куполов на 25-30 %. Получены свидетельства о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2011615514; № 2014612724.

Изучено новое конструктивное решение крыши вертикальных цилиндрических резервуаров в форме двух конических поверхностей с различными углами наклона образующих к горизонтальной плоскости (двухконическая крыша). Предложен алгоритм, позволяющий определить рациональные геометрические параметры меридионального ребра двухконической крыши. Использование данного алгоритма позволяет снизить изгибающие моменты в наиболее опасном сечении ребра в 2 раза.

Проведенный сравнительный технико-экономический анализ на примере крыши РВС 20000 показал, что использование разработанного конструктивного решения двухконической крыши позволяет достичь

снижения общей массы крыши на 11,5 % в сравнении с современными аналогами.

Список использованной литературы

1. Дорошенко Ф.Е. Промышленное и гражданское строительство. - 2006. - № 6. - 28-35с.
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 - 45с.
9. Кандаков 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.
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). – 156 – 159с.
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 1000-50000куб. 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. Кнунянц И.Л. Краткая химическая энциклопедия. – 85 – 89с.
22. Рогожин М.Ю. Правила пожарной безопасности в РФ.
23. СНиП 2.03.01 -84*. Бетонные и железобетонные конструкции / Минстрой России. - М.: ГП ЦПП, 1996. – 82 - 85с.
24. СНиП 3.04.03-85. Защита строительных конструкций и сооружений от коррозии / Госстрой СССР. -М.: ЦИТП Госстроя СССР, 1986. -29 с.
25. СНиП 12-03-1999. Безопасность труда в строительстве. Часть 1. Общие требования. Госстрой России. - М., 2000.
26. СНиП 12-04-2001. Безопасность труда в строительстве. Часть 2. Строительное производство. Госстрой России. - М., 2001.
27. ГОСТ 9.908 85. Металлы и сплавы. Методы определения показателей коррозии и коррозионной стойкости. - М.: Изд-во Стандартов, 1986.-21с.142
28. РД 08-95-95 Положение о системе технического диагностирования сварных вертикальных цилиндрических резервуаров для нефти и нефтепродуктов.
29. Горицкий В. Н. Неразрушающий метод контроля диагностирования охрупчивания и изменения характеристик трещиностойкости. «Экология окружающей среды и защита от коррозии», 1998. - №1 - С. 15-19
30. Алифанов, Л. А. Влияние местных прогибов крайков днищ вертикальных цилиндрических резервуаров на искажение геометрической формы: Тр. науч. мероприятий «Природнотехногенная безопасность Сибири, 2001. –с 139 – 144.

31. Влияние дефектов на режимы и сроки безопасной эксплуатации трубопроводов и резервуаров/ Нагаев Р.З. и др. // Нефтегазовое дело. 2003. с. 298-304.
32. Березин, В. Л. и др. К вопросу эксплуатации нефтезаводских резервуаров для хранения нефти. - 1963. - №3 с.41-45
33. Абузова Ф.Ф., Сквородникова Т.К. Упрощенный метод расчета потерь нефтепродуктов от «больших дыханий» из наземных металлических резервуаров. // НТО. Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. М.: ЦНИИТЭнефтегаз. 1967. - №2, - С. 22-24.
34. ГОСТ 20911-89 Техническая диагностика. Термины и определения.
35. ПБ 03-605-03 Правила устройства вертикальных цилиндрических стальных резервуаров для нефти и нефтепродуктов
36. Морозов Е.М. Расчет на прочность при наличии трещин, 1975 С. 323-333
37. СНиП III 23-76. Защита строительных конструкций и сооружений от коррозии. - М.: Изд-во Госстрой СССР, 1976.
38. СНиП II 106-79. Склады нефти и нефтепродуктов. Нормы проектирования. - М.: Изд-во Госстрой СССР, 1979.
39. Бобрицкий С.А. Проектирование и эксплуатация нефти и газохранилищ. - М.: Недра, 1973. - 180с.

Defect analysis of in-service steel vertical tank RVS 20000

The paper determines the actual stress-strain state of a vertical steel tank RVS-20000's bottom considering the subsoil base inhomogeneity zones of various sizes. Using the ANSYS software a finite element model of the RVS-20000's bottom has been developed. A design scheme proposed in the article takes into account the impact of the out-contour space. Analysis of the test calculation results has shown that the area of maximum stress acting on the vertical steel tank bottom is located along the perimeter of the base subsidence area. There are dependences that characterize tank bottom sags at maximum operating stress occurring in the metalwork of the tank bottom and concentrated on the border of the subsidence area out-contour zone in the paper end. It is found that Russian regulatory documents require harmonization with international standards.

Vertical steel tanks (VST) are an integral part of petroleum and petroleum product transportation via main lines. Bases of vertical steel tanks are often composed of soils with poor strength and strain properties. Changes in the transported product pumping pattern frequently results in increased design loads. However, despite these factors, most tanks have been successfully operating for decades. Meanwhile, results of tank diagnostics have shown that the number of VSTs with inhomogeneous subsidence of the outer bottom contour or its central part is growing [1, 2]. We believe that many problems result from changes in hydrogeological conditions in the area where the facilities operate, particularly changes in the groundwater level.

As a rule, tanks are erected on a natural or artificial subsoil base. Therefore, according to national and foreign papers [3-6], the stress-strain state (SSS) of the VST metalwork depends on how its members (bottom, annular plate, foundation) interact with the base. The design, construction and operation of tanks are easy if

their bases are composed of soils with high strength and strain characteristics. However, if tanks are built in West or East Siberia, there is a problem of inhomogeneous subsidence of their bases. According to Russian and British research [1, 7], 46.5% of all accidents on VSTs are caused by unacceptably large and inhomogeneous subsidence of bases. Note that the patterns of the VST bottom deformation when interacting with the subsoil base composed of highly compressed soils are understudied.

Conducting a technical inspection of tanks shows that local subsidence of the central part of the tank discovered by visual and dimensional test significantly exceeds the allowable level and the structure remains intact [8]. Determining the subsidence area boundaries is a difficult task. Probably, the design scheme of a plate on an elastic base fixed along the contour, which underlies the approach, is not enough to precisely describe the researched case of deformation and we must consider processes occurring at the base subsidence area boundaries.

Maximum allowable subsidence values for the central part of the tank bottom are stated in federal (GOST 31385- 2008, GOST R 52910-2008) and industry standards (RD-23.020.00-KTN-170-13, RD-23.020.00-KTN-283-09). Thus,

the maximum allowable value of local subsidence for the repaired tank bottom is set for intervals with the area from 0.1m^2 to 5m^2 . According to technical standards, the subsidence area depth within these limits should not exceed 25 and 180 mm, correspondingly.

For new tanks, the requirements are even stiffer - subsidence should not exceed 80 mm at any area of subsidence, and the following condition should be met (1):

$$f \leq 0,1 \cdot R \leq 80 \quad (1)$$

f – the maximum bottom sag, mm;

R– the radius of the inscribed circle in any part of the subsidence area, mm.

According to the American Petroleum Institute standard [23], the requirements for the allowable values of local bottom subsidence are determined from the dependence (2):

$$B_B = 0,37 \cdot R \quad (2)$$

BB– the vertical component of the subsidence area, inches;

R– the radius of the inscribed circle into the subsidence area, feet.

In Russia, engineers are careful about setting the allowable values of the VST bottom sag for subsidence areas of more than 20 m², putting forward stiffer requirements for non-uniform tank bottom subsidence compared to American standards.

Requirements for maximum values of local subsidence for tank bottoms in Russian and international technical standards are based on analytical dependences obtained by S.P. Timoshenko. The analytical solution for determining large sags of thin plates is given in [9]. In this paper we note that VST bottoms under operating stress behave as membranes (thin plates experiencing large sags). To determine the value of the maximum tank bottom sag under the load distributed uniformly across the area the following formula is used (3):

$$w_0 = 0,662 \cdot a \cdot \sqrt[3]{\frac{qa}{Eh}} \quad (3)$$

w₀– the membrane sag, m;

h – the membrane thickness, m; a – the membrane radius, m;

E – the modulus of elasticity, MPa; q – the load intensity, N/m^2 .

Formula (3) is produced from the condition that a circular membrane is fixed along the contour. However, in [10] it is proven that such design scheme results in large errors in calculations as the subsidence crater along the perimeter of the subsidence area is not taken into account. Data from the inspection conducted by NPP “Simplex” on more than 300 tanks in West Siberia and the analysis of the defect detection results given in [11] demonstrate that it is not always possible to identify a clear boundary of the bottom subsidence area as there is always the out-contour area.

Thus, Fig.1 provides the design scheme A according to [9], showing the positions of the bottom before and after the load is applied considering rigid fixing along the contour. We can see that the membrane strain has its maximum value in the center and equals zero on the border of the subsidence area.

The authors suggest studying the deformation of a long plate without fixing it along the contour with the idea that due to some reasons a subsidence area was formed in the tank base. The design scheme B (Fig.2) uses a Pasternak model [10] for the subsidence area with two bedding coefficients and considering the impact of the out-contour area of the base subsidence.

We reckon that using such design scheme will minimize errors related to membrane fixing when calculating the SSS of the tank bottom under conditions of a non-uniform base subsidence.

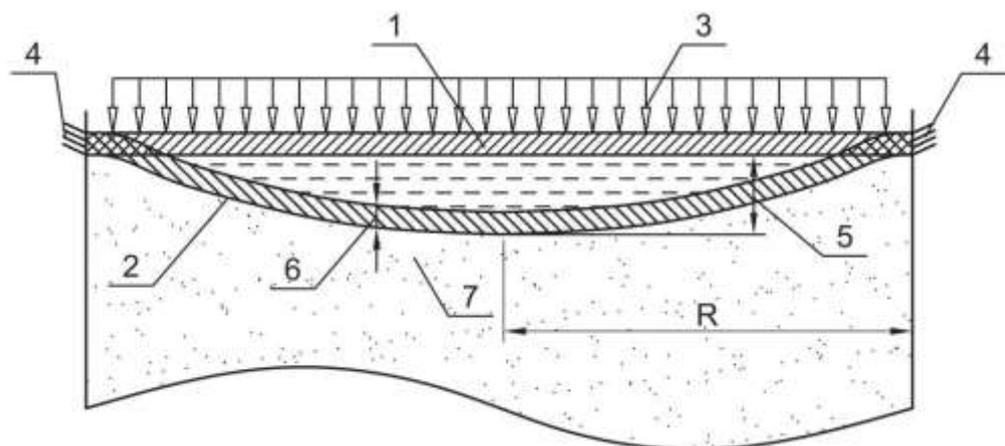


FIGURE 1. Design scheme A: 1 – design bottom position, 2 – bottom position after the application of hydrostatic load, 3 – hydrostatic load, 4 – rigid fixing, 5 – maximum bottom sag, 6 – bottom thickness, 7 – highly compressed soil of the subsidence area, R – subsidence area radius.

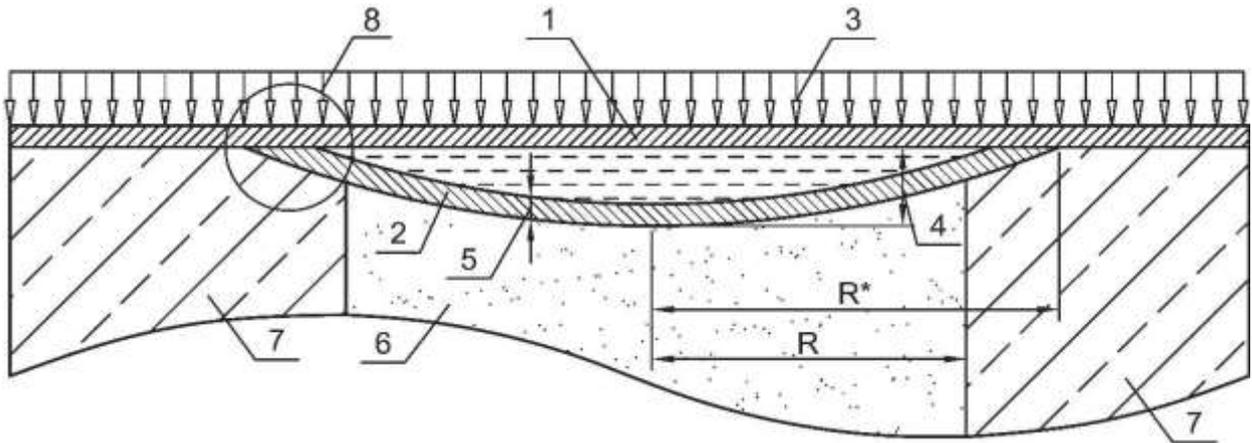


FIGURE 2. Design scheme B: 1 - design bottom position, 2 – bottom position after the application of hydrostatic load, 3 – hydrostatic load, 4 - maximum bottom sag (u), 5 – bottom thickness, 6 – highly compressed soil of the subsidence area, 7 – artificially compacted sand and clay soil, 8 –deformation of the membrane out-contour area, R – subsidence area radius, R^* - subsidence area radius considering the out-contour area.

To study changes in the stress-strain state of the vertical steel tank bottom the authors suggest using the finite element method with 3D modeling in the ANSYS software package. Such approach enables us to create the most precise geometric model of the VST bottom, consider the non-linear properties of the 09G2S steel with the yield point $\sigma_t = 325$ MPa and set the load on the bottom as the hydrostatic load from the design scheme in Fig.2. The researchers in [12-15] explain how to apply the ANSYS software in the finite element modeling of vertical steel tanks and their metalwork.

When modeling the process of the bottom subsidence the following

parameters are taken:

- the bedding coefficient for the subsidence soil is taken for the most unfavorable case with the value of 0.5 MN/m^3 (drift sand, wet clay, softened);
- the bedding coefficient for the artificially compacted sand and clay soil equals 200 MN/m^3 ;
- the subsidence area radius ranges between 0.25 and 6 m, which is supported by the reports on the VST diagnostics over the last 20 years performed by “Simplex”, as well as by the statistical research in [14];
- the bottom is not fixed along the contour and rests on the base along the entire area;
- the hydrostatic load applied to the bottom is taken based on the maximum tank innage oil level – $H_{lev} = 10.88 \text{ m}$, oil density $\rho = 865 \text{ kg/m}^3$ and equals $Q_{liquid} = 92325 \text{ Pa}$;
- to prevent the impact of the edge effect (welding joint of the annular plate with the wall and bottom) the location of the subsidence area is set in the center of the bottom axis.

To calculate the SSS parameters of the bottom we divided the model with the finite element grid. The sizes of the elements varied from 5 to 400 mm depending on their location in the model. Thus, grid refinement was performed where the modelled bottom was located above the inhomogeneity zone and in the area of transitioning to the out- contour area.

In total, 48 calculations were conducted for bottoms of 6 and 9 mm in thickness of various radiuses, results of each calculation are presented in table 1. Figures 3, 4 show the results of post-processing treatment in the form of diagrams of sag and acting equivalent stress in the VST bottom membrane in case $R = 5 \text{ m}$.

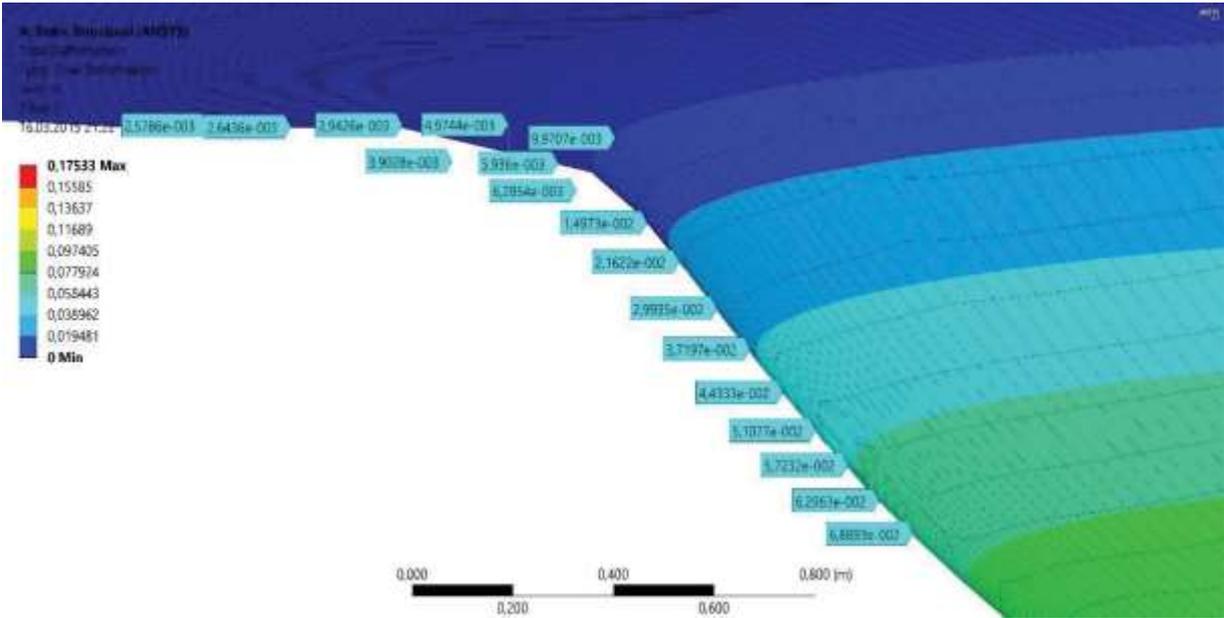


FIGURE 3. Bottom membrane sags on the border

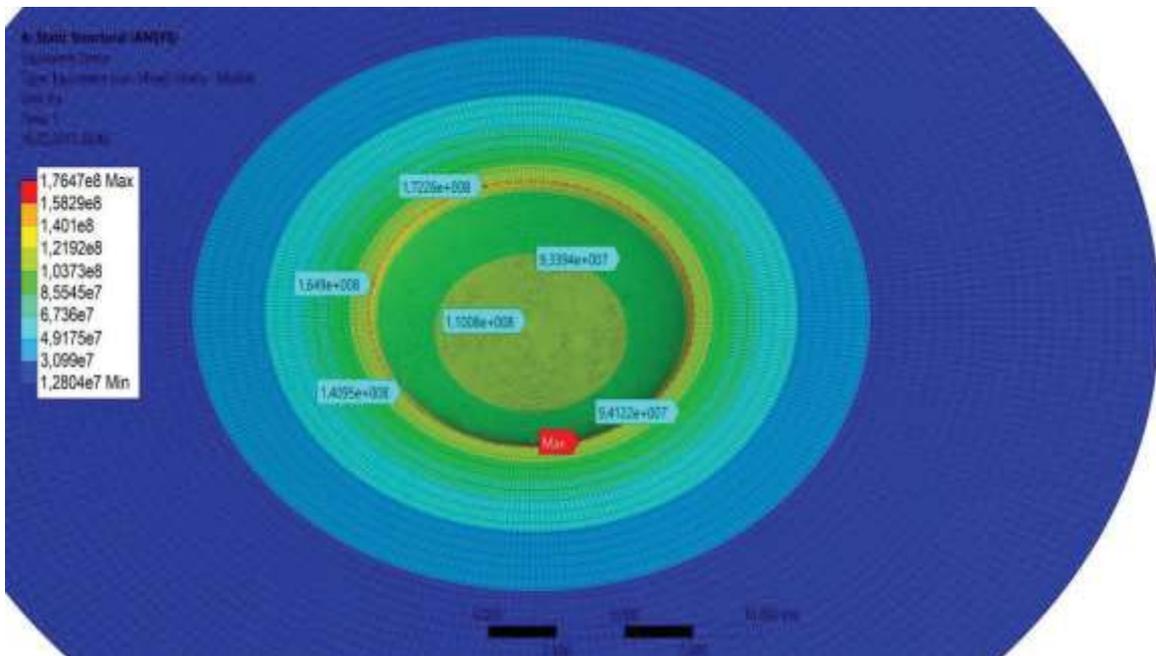


FIGURE 4. Acting equivalent stress in the bottom of 9 mm in thickness with the inhomogeneity zone radius $R = 5$ m

TABLE 1. The results of calculations conducted for bottoms of 6 and 9 mm in thickness

For tank bottom of 6 mm in thickness			
Inhomogeneity zone radius, mm	Maximum tank bottom sag, mm	Maximum stress along the contour, MPa	Maximum stress in the center, MPa
0,25	2,56	71	50
1	34,6	116	81,2
1,5	56,9	147	103
2	80,5	171	120
3	120,9	196	137
4	151	212	148,4
5	169,8	226	158
6	179,5	239	167,3
For tank bottom of 9 mm in thickness			
0,25	1,44	45	31,6
1	29,7	74	52
1,5	50	108	75,4
2	71,9	131	91,5
3	110,3	154	107,6
4	141,1	166	116
5	162,4	178	125
6	175,2	198	140

On the results of test calculation a profile graph has been constructed (Fig.5) allowing us to identify significant differences in the nature of the VST bottom metalwork deformations in the presence of the inhomogeneity zones for the conventional (A) and proposed design schemes (B).

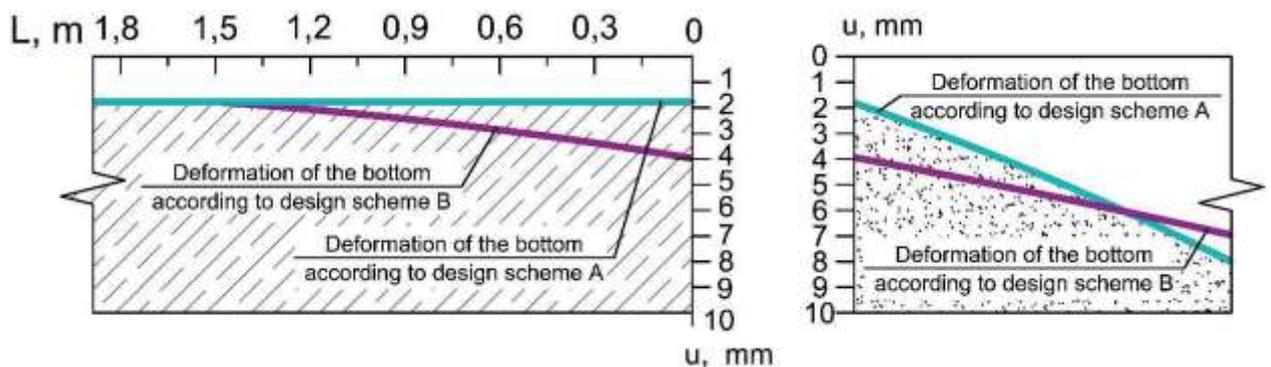


FIGURE 5. Deformation of the bottom edge on the border of the inhomogeneity zone at the subsidence area radius $R = 6$ m and the plate thickness 6 mm: (a) – artificially compacted sand and clay soil, (b) – highly compressed soil of the subsidence area

Analyzing the results of the calculations, it was found that the areas of high stress in the bottom, modeled according to the Pasternak model (taking into account the out-contour area of deformation), are located in places other than those that are in the analytical solution [9]. Figure 4 shows that the acting equivalent stress has the maximum value in the transition area - on the border of the inhomogeneity zone; and it 25-30% exceeds the stress in the center of the inhomogeneity zone depending on the radius of the non-uniform subsidence area.

Also dependences were obtained determining the maximum possible magnitude of the bottom sag with the existing inhomogeneity zone in the base at design operating loads for the RVS-20000 tank [2, 16] (Fig.6). The calculations were based on the most unfavorable loading cases: the minimum possible value of ground resistance, the maximum design load on the bottom. Figure 7 gives the obtained dependences of the maximum sag of the 6-mm bottom metalwork from the subsidence area radius. The graph also shows maximum allowable values of bottom sag according to the US (API-653) and RF standards – for new and repaired VSTs according to the RD of OAO «AK» Transneft».

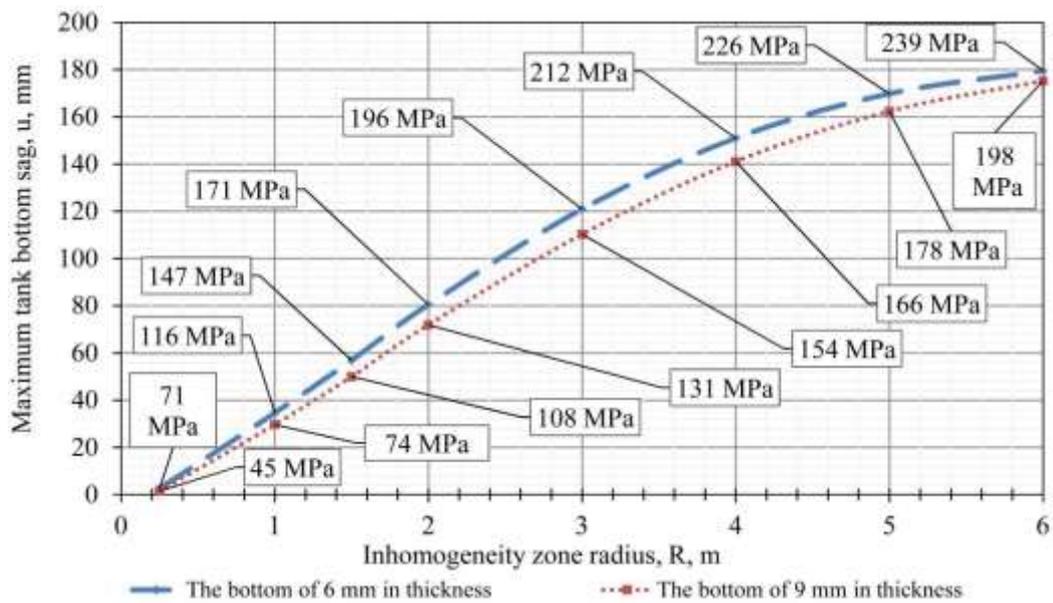


FIGURE 6. Dependences of the design values for maximum tank bottom sag on the inhomogeneity zone radius and maximum acting stress in metal concentrated in the area of transitioning to the out-contour area: 1 – values for bottoms of 6 mm in thickness, 2 – values for bottoms of 9 mm in thickness

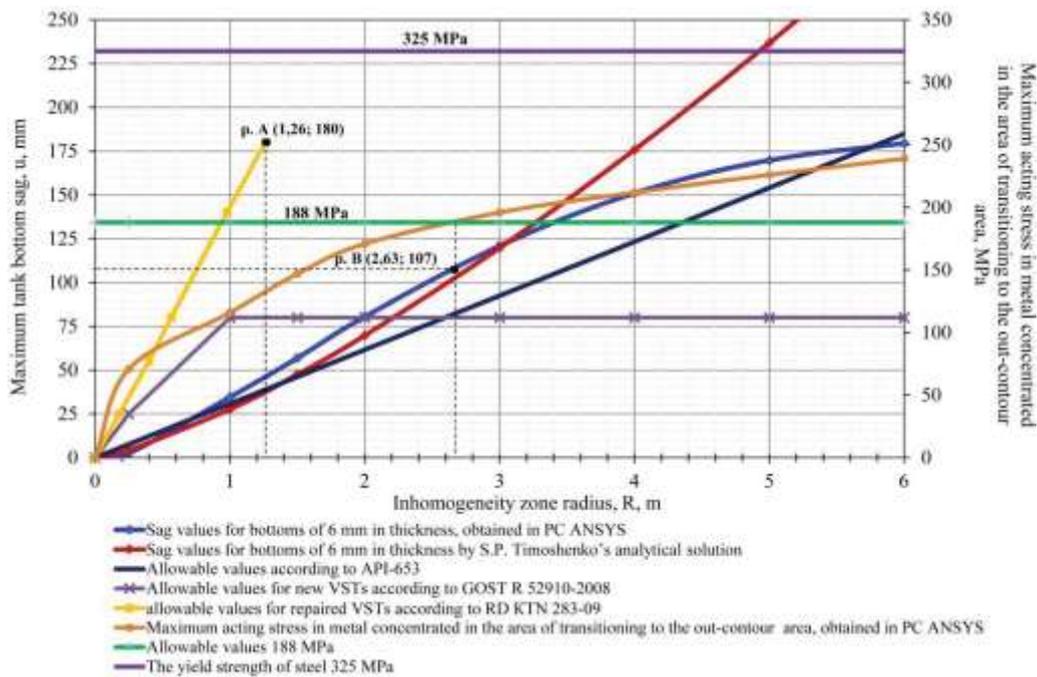


FIGURE 7. Dependences of the design values for maximum tank bottom sag on the inhomogeneity zone radius and their comparison to the maximum allowable values according to the RF and US standards

Also during the analysis of the dependences obtained by the results of the analytical and numerical calculation, and the requirements of regulatory documents of the RF and USA (Fig.7), it is found that their authors used a similar approach - the zone of possible bottom deformation increases up to the value at which the unallowable stress appears: points A (RF) and the corresponding B (USA) with a radius of deflection 1.26 m and 2.63 m, respectively. Note that the allowable deflections differ by almost 2 times (180 mm and 107 mm, respectively) for the aforementioned radii. Let us refer to the blue line in Fig.7 that determines the range of possible bottom deformations, in the worst case and under the given design loads, and note that they are well correlated with the API requirements [23]. The deformation zone above the blue curve is only possible with the application of additional loads, exceeding the design ones. As seen from Fig.7, point A is within the plastic deformation range and does not reflect the reality, because the design loads cannot cause such deformations even in the most unfavorable case. Such standards can justify, for example, the appearance of deep dents and corrugations on the bottom resulting from the impact of heavy construction equipment, although they cannot appear under operating conditions [22]. We believe that national standards should not limit the allowable radius, and the value of the allowable subsidence depths should be in the vicinity of the blue curve. In this sense, the API requirements [23] are more rational. Diagnostics results show that local subsidence zones are flatter than regulatory limitation, and their area is often significantly greater than 5 m². Therefore, Russian regulatory documents require harmonization with international standards in terms of requirements to allowable geometric dimensions of local subsidence of the central part of the VST bottom.

1. In the ANSYS software package a finite element model of a vertical steel tank RVS-20000's bottom was developed allowing us to calculate the actual SSS of the structure in the presence of the subsoil base subsidence with the radius from 0.25 to 6 m.

2. The proposed design scheme takes into account a Pasternak model with two bedding coefficients (for two types of soil) and considering the subsidence area out-contour zone. According to the results of calculations it was found that the conventional design scheme with fixing along the contour that is used to evaluate allowable subsidence in current technical standards (both Russian and international) leads to large errors - increased stress and strain. Thus, the area of maximum stress in the bottom is located along the contour of the subsidence area but not in the center, as is shown by the results of analytical calculations in [9]. If the value of the subsidence area radius $R = 5$ m, maximum stress along the contour in the bottom of 9 mm in thickness equals 178 MPa, and stress in the center does not exceed 125 MPa. When calculating by the analytical method with the fixed contour, the stress distribution pattern is reverse

- maximum stress along the contour in the bottom equals 269,14 MPa, stress in the center equals 347,09 MPa.

3. In this work we produced dependences characterizing the limit strain of the VST bottom at maximum design loads in the presence of the base inhomogeneity zone for the most unfavorable case – with the soil bedding coefficient of 0.5 MN/m^3 , with the properties corresponding to drift sand, wet or softened clay. For each limit value of sag of bottoms with 6 or 9 mm thickness we determined maximum acting stress in metal concentrated in the area of transitioning to the out-contour area (Fig.6). It is found that Russian regulatory documents require harmonization with international standards in terms of requirements to allowable geometric dimensions of local subsidence of the central part of the VST bottom.

