

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

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

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
«Оценка деформации вертикальных стальных резервуаров в условиях Западной Сибири геодезическими методами»

УДК 622.692.23-025.71-034.14:539.376

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6Б	Карманова О.Н.		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Антропова Н. А.	к.г.-м.н, доцент		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Рыжакина Т.Н.	к.э.н, доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент	Черемискина М. С.			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Планируемые результаты обучения

<i>Код Результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
<i>В соответствии с универсальными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями</i>		
Общие по направлению подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»		
P1	Применять базовые естественнонаучные, социально-экономические, правовые и специальные знания в области нефтегазового дела, самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, УК-6, УК-7, ОПК-1, ОПК-2), (ЕАС-4.2, АВЕТ-3А, АВЕТ-3i).</i>
P2	Решать профессиональные инженерные задачи на основе информационной и библиографической культуры с применением информационно-коммуникационных технологий и с учетом основных требований информационной безопасности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2, УК-3, УК-4, УК-5, УК-8, ОПК-2, ОПК-6, ОПК-7).</i>
<i>в области производственно-технологической деятельности</i>		
P3	Применять процессный подход в практической деятельности, сочетать теорию и практику при эксплуатации и обслуживании технологического оборудования нефтегазовых объектов	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-5, ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-6, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-10, ПК-11).</i>
P4	Оценивать риски и определять меры по обеспечению безопасности технологических процессов в практической деятельности и применять принципы рационального использования природных ресурсов и защиты окружающей среды в нефтегазовом производстве	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-8, ОПК-6, ПК-12, ПК-13, ПК-14, ПК-15).</i>
<i>в области организационно-управленческой деятельности</i>		
P5	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, используя принципы менеджмента и управления персоналом и обеспечивая корпоративные интересы	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-3, УК-8, ОПК-3, ОПК-7, ПК-16, ПК-17, ПК-18), (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d).</i>
P6	Участвовать в разработке организационно-технической документации и выполнять задания в области сертификации нефтегазопромыслового оборудования	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2, ОПК-1, ОПК-2, ОПК-7, ПК-19, ПК-20, ПК-21, ПК-22).</i>
<i>в области экспериментально-исследовательской деятельности</i>		
P7	Получать, систематизировать необходимые данные и проводить эксперименты с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий для решения расчетно-аналитических задач в области нефтегазового дела	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26).</i>
<i>в области проектной деятельности</i>		
P8	Использовать стандартные программные средства для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2, ОПК-3, ОПК-5, ОПК-6, ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30), (АВЕТ-3c), (ЕАС-4.2-e).</i>
Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»		

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

<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>Введение</p> <p>1.РВС классификация, назначение.</p> <p>2.Характеристика объекта.</p> <p>3.Виды деформаций и причины их возникновения.</p> <p>4.Географические и климатические условия.</p> <p>5.Геодезические методы контроля деформаций.</p> <p>6.Расчет технических параметров РВС.</p> <p>7.Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность, ресурсосбережения.</p> <p>8.Социальная ответственность.</p>
<p>Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<p>Таблицы,рисунки.</p>
<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i></p>	
<p>Раздел</p>	<p>Консультант</p>
<p>«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»</p>	<p>Рыжакина Т.Н.,доцент</p>
<p>«Социальная ответственность»</p>	<p>Черемискина М.С.,ассистент</p>
<p>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках: реферат</p>	

<p>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</p>	<p>28.04.2020</p>
--	-------------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Антропова Н.А.	к.м-г.н., доцент		28.04.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6Б	Карманова Ольга Николаевна		28.04.2020

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б6Б	Кармановой Ольге Николаевне

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Тема ВКР:

Оценка деформации РВС в условиях Западной Сибири геодезическими методами	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования	<p>Объект исследования: резервуар вертикальный стальной 5000 м³</p> <p>Область применения: предназначен для приёма, хранения, подготовки, учёта (количественного и качественного) и выдачи нефти и нефтепродуктов.</p>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<p style="text-align: center;">Основные нормативные документы:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Трудовой кодекс №197-ФЗ (с изм. и доп., вступ. в силу с 13.04.2014) 2. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности ПБ 08- 624-03 3. Инструкции по технике безопасности предприятия
<p>2. Производственная безопасность:</p> <p>2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов</p> <p>2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия</p>	<p><u>Анализ выявленных вредных факторов:</u></p> <p><u>климатические условия:</u></p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Климатические условия 2. Недостаточная освещенность рабочей зоны; 3. Контакт с животным, насекомыми, пресмыкающимися. <p><u>2.1. Анализ выявленных опасных факторов в процессе эксплуатации:</u></p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования; 2. Оборудование и трубопроводы, работающие под давлением; 3. Взрывоопасность и пожароопасность; 4. Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе, рабочей зоны; 5. Превышение уровней шума и вибрации; 6. Повышенная запыленность и

	загазованность.
3. Экологическая безопасность:	<p>Атмосфера: выброс загрязняющих веществ (испарение разлившейся нефти)</p> <p>Гидросфера: загрязнение водоемов нефтепродуктами, способствующими образованию пленки, препятствующей воздушному обмену.</p> <p>Литосфера: разлив нефти, уничтожение почвенного покрова.</p>
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	<p>Анализ возможных чрезвычайных ситуаций:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Метеорологические (буря, шквал); 2. геологические (просадка грунта и конструкции в связи с оттаиванием вечной мерзлоты, с разрушением); 3. гидрометеорологические (сильный дождь (ливень), сильный снегопад, сильный гололед, сильный мороз, сильная метель, сильный туман); 4. гидрологические (повышение уровня грунтовых вод (подтопление)); 5. Природные пожары (горение тундры); <p>Техногенного характера:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Пожары, взрывы, угрозы взрывов; 2. Авария с разливом нефтепродуктов из-за террористического акта.

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина Мария Сергеевна	-		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6Б	Карманова Ольга Николаевна		

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б6Б	Кармановой Ольге Николаевне

Школа	ИШПР	Отделение	21.03.01. Нефтегазовое дело
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:	
<i>1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	Общие затраты на проект –руб. Расписываем виды и стоимость основных ресурсов: Материально – технические: материальные + оборудование, стоимость. Человеческие: кол–во людей, их совокупная стоимость – з/п плюс социальные отчисления.
<i>2. Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	30 % премии 20 % надбавки 16% накладные расходы 30% районный коэффициент
<i>3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Отчисления по страховым выплатам в соответствии с Налоговым кодексом РФ (НК РФ-15) от 16.06.98, а также Трудовым кодексом РФ от 21.12.2011г. Ставка налога на прибыль 20 %; Страховые взносы 27.1%;

	Налог на добавленную стоимость 20%.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<i>1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	<i>Проведение предпроектного анализа. Определение целевого рынка и проведение его сегментирования. Выполнение SWOT-анализа проекта</i>
<i>2. Определение возможных альтернатив проведения научных исследований</i>	<i>Определение целей и ожиданий, требований проекта. Определение заинтересованных сторон и их ожиданий.</i>
<i>3. Планирование процесса управления НИИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок</i>	<i>Составление календарного плана проекта. Определение бюджета НИИ</i>
<i>4. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности</i>	<i>Проведение оценки экономической эффективности исследования</i>
Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):	
<p><i>1. Оценка конкурентоспособности технических решений</i></p> <p><i>2. Матрица SWOT</i></p> <p><i>3. График проведения НИИ</i></p> <p><i>4. Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности НИИ</i></p>	

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	31.01.2020
---	-------------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Рыжакина Татьяна Гавриловна	Кандидат экономических наук		31.01.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6Б	Карманова Ольга Николаевна		31.01.2020

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

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
 Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»
 Уровень образования бакалавриат
 Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения _____ (осенний / весенний семестр 2019/2020 года)

Форма представления работы:

бакалаврская работа

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

Срок сдачи студентом выполненной работы:	25.06.2020
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
14.01.2020	<i>Введение</i>	
28.01.2020	<i>Обзор литературы</i>	
05.02.2020	<i>Характеристика исследуемого объекта</i>	
20.02.2020	<i>Характеристика основного оборудования РВС, классификация и назначение</i>	
28.02.2020	<i>Характеристика основных видов деформаций и причин их возникновения</i>	
04.03.2020	<i>Геодезический расчет по определению деформаций</i>	
21.03.2020	<i>Расчет на прочность и толщину стенки РВС</i>	
11.05.2020	<i>Финансовый менеджмент</i>	
11.05.2020	<i>Социальная ответственность</i>	
17.05.2020	<i>Заключение</i>	
27.05.2020	<i>Презентация</i>	
	<i>Итого</i>	<i>100</i>

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Антропова Н.А.	к.м.-г.н, доцент		
Согласовал:				
Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Брусник О.В.	к.п.н, доцент		

РЕФЕРАТ

Выпускная аттестационная работа предоставлена на 155 листах, 23 рисунках, 35 таблицах, 35 источников литературы.

Ключевые слова: резервуар, РВС, резервуарный парк, оборудование резервуаров, основание резервуара, осадка резервуара, нагрузки, грунты, НЛС, геодезические методы, деформации резервуаров.

Объект: вертикальный стальной типа РВС.

Цель: оценка деформации резервуаров вертикальных стальных типа РВС геодезическими методами.

Предмет исследования: резервуар вертикальный стальной объемом 20000 м³.

в работе приведена классификация резервуаров, приведены их технические параметры, приведены особенности природных условий Западной Сибири, которые могут повлиять на деформацию резервуаров, их особенности, приведены основания под резервуары и фундаменты, приведены виды деформаций, их причины, проведены расчеты по геодезическому обследованию резервуаров вертикальных стальных (определение максимальной осадки основания наружного контура днища резервуара, результаты обследования окраек днища резервуара при максимальном уровне налива, измерение отклонений образующих стенки стального резервуара от вертикали, расчет прочности стенки резервуара), проведены экономические расчеты затрат на планировочные работы.

THE ABSTRACT

Final certification work is provided on 155 sheets, 23 figures, 35 tables, 35						
Оценка деформации вертикальных стальных резервуаров в условиях Западной Сибири геодезическими методами						
Изм.	Literature sources	Подпись	Дата			
Разраб.	Карманова О.Н.					
Руковод.	Антропова Н.А.					
Консульт.						
Рук-ль ООП	Брусник О.В.					
Реферат				Лит.	Лист	Листов
					11	155
				ТПУ гр. 2Б6Б		

Keywords: tank, RVS, tank farm, tank equipment, tank base, tank sediment, loads, soils, NLS, geodetic methods, tank deformations.

Object: vertical steel type RVS.

Purpose: assessment of the deformation of vertical steel tanks of the RVS type by geodetic methods.

Subject of research: vertical steel tank with a volume of 20,000 m³.

The paper presents the classification of reservoirs, their technical parameters, the natural conditions of Western Siberia, which can affect the deformation of reservoirs, their features, the bases for reservoirs and foundations, the types of deformations, their causes, calculations for the geodetic survey of vertical steel tanks determination of the maximum settlement of the base of the outer contour of the bottom of the tank, the results of a survey of the colors of the bottom of the tank at the maximum level of loading, the measurement of the deviations of the generatrix of the steel tank walls from the vertical, the calculation of the strength of the tank wall), economic calculations of the costs of planning work were carried out.

					Оценка деформации вертикальных стальных резервуаров в условиях Западной Сибири геодезическими методами			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Карманова О.Н.			Реферат	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Антропова Н.А.					11	155
<i>Консульт.</i>						ТПУ гр. 2Б6Б		
<i>Рук-ль ООП</i>		Брусник О.В.						

Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки

Термины и определения, применяемые в данной работе:

Резервуар: емкость, предназначенная для хранения, приема, откачки, и измерения хранимого продукта.

Резервуар вертикальный стальной: вертикальная ёмкость, наземное объёмное строительное сооружение, предназначенное для приёма, хранения, подготовки, учёта (количественного и качественного) и выдачи темных и светлых нефтепродуктов, химикатов, нефти, воды, и всевозможных жидкостей.

Класс опасности резервуара: степень опасности, возникающая при достижении предельного состояния резервуара, для здоровья и жизни граждан, имущества физических или юридических лиц, экологической безопасности окружающей среды.

Общий срок службы резервуара: назначенный срок безопасной эксплуатации, в течение которого резервуар не достигнет предельного состояния с вероятностью γ при выполнении необходимого регламента обслуживания и ремонтов.

Расчётный срок службы резервуара: срок безопасной эксплуатации до очередного диагностирования или ремонта, в течение которого резервуар не достигнет предельного состояния с вероятностью γ .

Понтон или плавающая крыша резервуара: это плавающее покрытие, находящееся внутри резервуара на поверхности жидкости, предназначенное для уменьшения потерь продуктов от испарений, улучшения экологической и пожарной безопасности при хранении.

Резервуарный парк: группа резервуаров предназначенных для

					Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		12

приема, хранения и откачки нефти, расположенных на территории, ограниченной по периметру обваловывания.

Дефект: различные виды несоответствий требованиям нормативной документации.

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

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

Транспортные: дефекты, появившиеся при транспортировке до места назначения.

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

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

Основание: слой грунта, который в условиях природного залегания обладает достаточной несущей способностью, чтобы выдержать нагрузки от возводимого резервуара.

Фундамент: часть сооружения, передающая нагрузку от веса сооружения на грунты основания и распределяющая эту нагрузку на такую площадь основания, при которой давления по подошве не превышают расчетных.

Опорный знак: знак, практически неподвижный в горизонтальной плоскости, относительно которого определяются сдвиги и крены фундаментов зданий или сооружений.

					Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		13

Центрировочное устройство: устройство на опорном знаке для многократной фиксированной установки геодезических инструментов в одном и том же положении.

Ориентирный знак: знак, используемый для обеспечения исходного ориентирного направления при определении сдвигов и кренов фундаментов зданий и сооружений.

Геометрическое нивелирование: метод определения разности высот точек при помощи геодезического прибора с горизонтальной визирной осью и отвесно установленных в этих точках реек.

Тригонометрическое нивелирование: Метод определения превышений при помощи геодезического прибора с наклонной визирной осью.

Гидростатическое нивелирование: метод определения разности высот наблюдаемых точек посредством разностей уровней жидкости в сообщающихся сосудах.

Метод створных наблюдений: метод измерений отклонений деформационных марок во времени, установленных на здании (сооружении), от линии створа, концы которого закрепляются неподвижными опорными знаками.

Метод отдельных направлений: метод измерений отклонений деформационных марок по изменению горизонтального угла и расстоянию от опорных знаков до марок во времени.

Триангуляция: метод определения планового положения точек, являющихся вершинами построенных на местности смежно расположенных треугольников, в которых измеряют их углы и некоторые из сторон, а координаты вершин и длины других сторон получают тригонометрически.

Трилатерация: метод определения планового положения точек, являющихся вершинами построенных на местности смежно расположенных

					Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		14

треугольников, в которых измеряют все стороны, а координаты вершин и горизонтальные углы между сторонами определяют тригонометрически.

Полигонометрия: метод определения планового положения точек здания (сооружения) по разностям координат, полученных путем проложения полигонометрического хода по опорным знакам и деформационным маркам, в котором измеряются все стороны, связывающие эти точки, и горизонтальные углы между ними.

Лазерное сканирование: Автоматический процесс измерения расстояний от сканера до точек объекта и регистрация соответствующих направлений (вертикальных и горизонтальных углов).

Сокращения

РВС – резервуар вертикальный стальной;

РВСП – резервуар вертикальный стальной с понтоном;

РВСПК- резервуар вертикальный стальной с плавающей крышей;

ГЖ – горючая жидкость;

КДС – клапан дыхательный совмещённый;

КДМ – клапан дыхательный механический;

АК – клапан аварийный;

ПВ – патрубок вентиляционный;

ЛЗ – люк замерный;

ЛМ – люк монтажный;

ЛС – люк световой;

ЛЛ – люк лаз;

ГПСС – генератор пены средней кратности;

ПП – пробоотборник плавающий резервуарный;

ПСР ОТ – пробоотборник стационарный резервуарный органного типа;

ПСР – пробоотборник стационарный секционный резервуарный;

МУ – механизм управления хлопушкой боковой;

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

МУВ – механизм управления хлопушкой верхней;

ХП – хлопушка;

ПРК – приёмораздаточное устройство;

КС – кран сифонный;

ПРП – приёмораздаточный патрубок;

КЖ – кольцо жесткости;

СНиП – строительные нормы и правила;

РД – руководящий документ;

НЛС- наземное лазерное сканирование;

НК- неразрушающий контроль.

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

Нормативные ссылки

В представленной работе использованы ссылки на следующие стандарты:

ГОСТ 31385-2016 Резервуары вертикальные цилиндрические стальные для нефти и нефтепродуктов.

ГОСТ 27751-2014 Надежность строительных конструкций и оснований. Основные положения.

РД 08-95-95 Положение о системе технического диагностирования сварных вертикальных цилиндрических резервуаров для нефти и нефтепродуктов.

РД 153-39.4-078.01 Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов и нефтебаз.

РД 03-496-02 Методические рекомендации по оценке ущерба от аварий на опасных производственных объектах.

РД 34.21.526-95 Типовая инструкция по эксплуатации металлических резервуаров для хранения жидкого топлива и горячей воды. Строительные конструкции.

РД 23.020.00-КТН-053-17 Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов, нефтепродуктопроводов и нефтебаз.

РД 19.100.00-КТН-545-06 Ультразвуковой контроль стенки и сварных соединений при эксплуатации и ремонте вертикальных стальных резервуаров

РД-16.01-60.30.00-КТН-063 Правила технической диагностики резервуаров

ОР-17.040.00-КТН-200-16 Методика измерения отклонения от вертикали образующих стенки резервуара электронным тахеометром

РД 23.020.00-КТН-017-015 Лазерное сканирование вертикальных стальных резервуаров

					Нормативные ссылки	Лист
Изм.	Лист	докум.	Подпись	Дата		767

Оглавление

РЕФЕРАТ	11
Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки	13
Сокращения	16
Введение	22
1 ОБЗОР ЛИТЕРАТУРЫ	24
2 Объект исследования	25
2.1 РЕЗЕРВУАР ВЕРТИКАЛЬНЫЙ СТАЛЬНОЙ	26
2.1.1 Резервуары. Их классификация и назначение	26
2.1.2 Технические параметры	30
2.1.3 Оборудование резервуара	32
2.1.4 Конструкционные особенности РВС	35
2.2 Резервуарные парки	38
3 Виды деформаций и причины их возникновения.....	43
3.1.1 Эксплуатационные повреждения	44
3.1.2 Нарушение геометрической формы резервуара.	45
3.1.3 Потеря устойчивости резервуара.....	46
3.2 Анализ причин возникновения осадок основания.....	47
3.2.1 Влияние природных условий Западной Сибири.	48
3.2.2 Коррозионные повреждения	51
4 Геодезические методы контроля деформаций.....	56
4.1.1 Контроль деформаций днища и стенки резервуара	56
Подготовка поверхности к проведению УЗТ	59
4.1.2 Методика измерения отклонений от вертикали образующих стенки резервуара с помощью оптического теодолита	61

										Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

4.1.3	Методика измерения отклонения от вертикали образующих стенки резервуара электронным тахеометром.....	65
4.1.4	Технология наземного лазерного сканирования	68
4.2	Оценка напряженно-деформированного состояния резервуара	72
5	Расчетная часть.....	73
5.1	Обоснование расчета.....	73
5.2	Расчет размеров резервуара	87
5.3	Расчет толщины стенки резервуара.....	91
5.4	Расчет резервуара на прочность	95
5.5	Расчет стенки резервуара на устойчивость.....	99
Глава 6 Финансовый менеджмент.....		105
РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ		105
6.1.1.	Потенциальные потребители результатов исследования	105
6.1.2	Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	106
6.1.3	SWOT –анализ	110
6.1.4	Оценка готовности проекта коммерциализации.....	113
6.2.	Планирование научно-исследовательских работ	116
6.2.1.	Структура работ в рамках научного исследования	117
6.2.2	Разработка графика проведения научного исследования	117
6.3	Бюджет научно-технического исследования (НТИ)	123
6.3.1	Затраты на специальное оборудование для научных работ	123
6.3.2	Основная заработная плата исполнителей системы	124
6.3.3	Дополнительная заработная плата исполнителей системы	126
6.3.4	Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления).....	127
6.4	Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	129
6.4.1	Оценка сравнительной эффективности проекта	129

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	

7 Социальная ответственность	132
7 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	133
7.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства	133
7.2 Производственная безопасность	134
7.3 Экологическая безопасность	143
7.4 Защита в чрезвычайных ситуациях	144
Заключение	148
Список использованных источников	149
Приложение А	152

					Оглавление	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Введение

Своё широкое применение в нефтегазовой отрасли нашли стальные вертикальные резервуары (далее-РВС). Резервуары являются многофункциональным сооружением, которое осуществляет приём, хранение и учет нефтепродуктов. Основопологающей задачей является расширение резервуарных парков и стабилизация работоспособности резервуаров, которые находятся в эксплуатации. Несмотря на то, что сохраняются всевозможные меры предосторожности, которые направлены на предупреждение чрезвычайных ситуаций в резервуарных парках, сохраняются риски их возникновения. Резервуары в процессе эксплуатации подвергаются ряду негативных факторов, которые приводят к их значительному износу и снижению работоспособности. В виду особой подвижности нефти и ее продуктов переработки, возможно обширное загрязнение почвы, зоны аэрации и грунтовых вод. Из-за больших размеров и высокой вероятности возникновения пожаров и взрывов, резервуары являются особо опасными объектами. Надежность нефтепроводной системы напрямую связана с надежностью резервуаров. Необходима полная диагностика состояния, а также анализ и устранение различных деформаций резервуаров вертикальных стальных для обеспечения безаварийной работы. В связи с распространенной проблемой повреждения эксплуатационных свойств вертикальных стальных резервуаров вводится понятие как геодезические методы оценки деформации. Эти методы помогают своевременно оценить рабочее состояние резервуара и предотвратить возможные аварийные последствия.

					Оценка деформации вертикальных стальных резервуаров в условиях Западной Сибири геодезическими методами			
			<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
					Введение		<i>Лист</i>	
<i>Руковод.</i>	Антропова Н.А.						21	
<i>Консульт.</i>						ТПУ гр. 2Б6Б		
<i>Рук-ль ООП</i>	Брусник О.В.							

Цель выпускной квалификационной работы: анализ геодезических методов определения деформации резервуаров с целью обеспечения и надёжности в условиях Западной Сибири.

Предмет исследования – резервуар вертикальный стальной типа РВС объёмом 20000 м³.

Основные задачи исследования:

- выполнить литературный обзор по теме выпускной квалификационной работы;
- выявить конструктивные особенности резервуаров вертикальных стальных типа РВС 20 000 м³ в условиях Западной Сибири, а также изучить их основное оборудование;
- выявить особенности деформации резервуаров вертикальных стальных типа РВС в осложнённых климатических условиях Западной Сибири;
- провести технологические расчеты исследования на прочность и устойчивость стенки на стадии проектирования объекта, выполнить диагностику состояния РВС- работоспособное или с деформациями;
- провести геодезические расчеты для демонстрации обработки геодезических измерений при определении деформации резервуаров при помощи оптического теодолита.

					Оценка деформации вертикальных стальных резервуаров в условиях Западной Сибири геодезическими методами			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Карманова О.Н.			Введение	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Антропова Н.А.					21	136
<i>Консульт.</i>						ТПУ гр. 2Б6Б		
<i>Рук-ль ООП</i>		Брусник О.В.						

1 ОБЗОР ЛИТЕРАТУРЫ

В основу написания выпускной квалификационной работы были положены нормативные документы, отраслевые регламенты, ГОСТы и СНиПы, которые четко регламентируют работу при строительстве, монтаже и эксплуатации резервуаров вертикальных стальных их конструктивных особенностей, в зависимости от геологических условий.

Общие вопросы по классификации, техническим характеристикам, конструктивным особенностям, проектированию, сроку службы и многим другим основным ключевым вопросам в области резервуаростроения обозначены ГОСТ [1,2], которые в данной квалификационной работе раскрыты.

Наиболее углубленно были изучены отраслевые регламенты, где подробно расписаны правила проектирования, изготовления и монтажа резервуаров вертикальных стальных для нефти и нефтепродуктов[4].

Изучены различные нормативные документы в области охраны окружающей среды, техники безопасности при строительстве, монтаже и других работах во время нахождения на строительной площадке при сооружении резервуара.

При рассмотрении геодезических методов оценки деформации вертикальных стальных резервуаров были рассмотрены основные ключевые определения геодезии, подробно изучены регламентирующие документы по измерению деформаций различными геодезическими методами[15,16].

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Оценка деформации РВС в условиях Западной Сибири геодезическими методами			
Разраб.		Карманова О.Н.			Обзор литературы	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Антропова Н.А.					23	155
Консульт.						ТПУ гр. 2Б6Б		
Рук-ль ООП		Брусник						

2 Объект исследования

Объектом исследования является резервуар вертикальный стальной типа РВС объёмом – 20000 м³.

Вертикальные цилиндрические резервуары РВС-20000 м³ преимущественно используются в нашей стране предприятиями нефтяной и нефтеперерабатывающей отрасли для приема, хранения и выдачи сырой нефти и различных нефтепродуктов. Это наиболее практичный вид наземных резервуаров, подходящий для:

- любых светлых и темных нефтепродуктов (бензин, керосин, дизельное топливо, битум, мазут и т.д.);
- различных продуктов химической промышленности (ацетоны, кислоты, спирты, мономеры, их циклические производные, аммиачная вода и др.);
- хранения воды в качестве пожарных резервуаров (противопожарного запаса).

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
					Оценка деформации вертикальных стальных резервуаров в условиях Западной Сибири геодезическими методами			
Разраб.		Карманова О.Н.			Объект исследования	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Антропова Н.А.					24	155
Консульт.						ТПУ гр. 2Б6Б		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

2.1 РЕЗЕРВУАР ВЕРТИКАЛЬНЫЙ СТАЛЬНОЙ

2.1.1 Резервуары. Их классификация и назначение

Для хранения нефти и нефтепродуктов используются различные виды резервуаров. Резервуар – это емкость, предназначенная для хранения, приема, откачки, и измерения хранимого продукта. В зависимости от функционала и назначения объекта, на котором используются резервуары, в производственных процессах могут использоваться различные их виды и модификации отличные:

- по виду расположения;
- по объёму;
- по материалу изготовления;
- по месторасположению;
- по виду назначения;
- по методам изготовления;
- по классу опасности.

Резервуары могут быть: цилиндрические, изотермические и баки аккумуляторы.

Резервуары могут устанавливаться под землёй или над землёй. Подземными называют резервуары, заглубленные в грунт или обсыпанные грунтом, когда наивысший уровень хранимой в нем жидкости находится не менее чем на 0,2 м ниже минимальной планировочной отметки прилегающей площадки, а также резервуары, имеющие обсыпку не менее чем на 0,2 м выше допустимого уровня нефтепродукта в резервуаре и шириной не менее 3 м.

Наземными называют резервуары, у которых днище находится на одном уровне или выше минимальной планировочной отметки прилегающей площадки в пределах 3 м от стенки резервуара. В районах Крайнего Севера с

					Объект исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		25

вечной мерзлотой практикуется установка резервуаров на свайных основаниях.

Наряду с вертикальными резервуарами для хранения относительно небольших количеств нефтепродуктов применяются горизонтальные стальные резервуары емкостью до 1000 м³.

Наиболее распространены, как у нас в стране, так и за рубежом, **стальные резервуары.**



Рисунок 1- Резервуар вертикальный стальной

В зависимости от назначения резервуары подразделяются на группы. К первой группе относятся резервуары, предназначенные для хранения жидкостей при избыточном давлении до 0,07 МПа включительно и температуре до 120°С. Ко второй группе относятся резервуары, работающие под давлением более 0,07 МПа.

Вертикальные стальные резервуары изготавливают внутренним объёмом 100 - 120 000 м³ , при необходимости их объединяют в группу

					Объект исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		28

резервуаров, сосредоточенных в одном месте, его называют резервуарным парке.

РВС предназначены для следующих условий эксплуатации:

- приём, хранение, выдача и учёт (количественный и качественный) нефтесодержащих стоков, нефти и нефтепродуктов;
- хранение и отстой пластовой воды и механических примесей;
- хранение пожарной или питьевой воды;
- хранение жидких пищевых (при условии обеспечения санитарногигиенических норм), агрессивных химических продуктов, минеральных удобрений;
- смешение нефти и нефтепродуктов;
- и другие технологические процессы добычи, транспорта и хранения.

Также используются РВС изотермические для хранения сжиженных газов; баки-аккумуляторы – для горячей воды.

При строительстве РВС существуют несколько методов изготовления и монтажа листовых металлоконструкций:

- в рулонном исполнении – резервуары рулонной сборки, для которых листовые конструкции стенки, днища, понтона и крыш (стационарной, плавающей) изготавливаются и монтируются в виде рулонируемых полотнищ;
- в полистовом исполнении – резервуары полистовой сборки, изготовление и монтаж всех листовых конструкций которых ведётся из отдельных листов;
- комбинированном исполнении – резервуары комбинированной сборки, стенки которых изготавливаются и монтируются из отдельных листов, а листовые конструкции днища, стационарной

					Объект исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		28

крыши, плавающей крыши или понтона (все или некоторые из них)
– в виде рулонизируемых полотнищ.

В зависимости от объема резервуарам присваивается класс опасности:

- класс I - резервуары объемом более 50000 м³;
- класс II – резервуары объемом 20000 – 50000 м³ включительно, также резервуары объемом 10000 – 50000 м³ включительно, расположенные непосредственно по берегам рек, крупных водоёмов и в черте городской застройки;
- класс III – резервуары объемом 1000 - менее 20000 м³ ;
- класс IV – резервуары объемом менее 1000 м³.

Резервуары I-го и II-го класса опасности нельзя изготавливать и монтировать методом рулонной сборки.

Также класс опасности присваивается в зависимости от назначения резервуаров. Учитываются:

- требования к материалам;
- методы изготовления;
- объема контроля качества;
- коэффициенты надежности по ответственности.

Кроме того, резервуары могут классифицироваться по методам использования.

Конструкция резервуара такова, что он состоит из поясов. Количество поясов зависит от объема и, как следствие, высоты резервуара.

Существует несколько вариантов изготовления поясов:

- пояса свариваются ступенчато;
- привариваются встык;
- изготавливаются телескопически.

					Объект исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		29

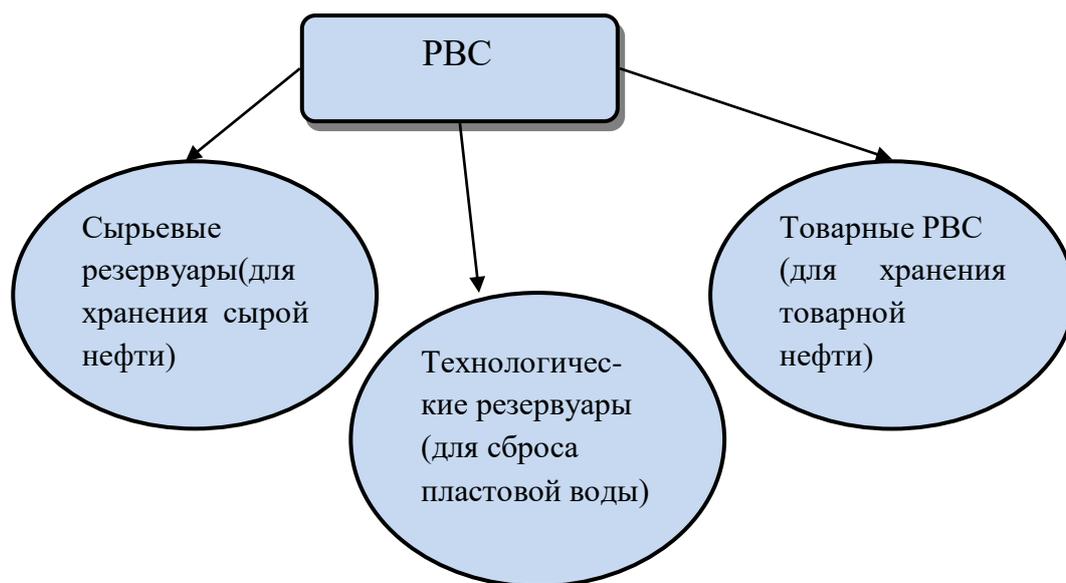


Рисунок 2-Классификация РВС

2.1.2 Технические параметры

Класс опасности резервуара – степень опасности, возникающая при достижении предельного состояния резервуара, для здоровья и жизни граждан, имущества физических или юридических лиц, экологической безопасности окружающей среды.

Общий срок службы резервуара – назначенный срок безопасной эксплуатации, в течение которого резервуар не достигнет предельного состояния с вероятностью γ при выполнении необходимого регламента обслуживания и ремонтов.

Расчётный срок службы резервуара – срок безопасной эксплуатации до очередного диагностирования или ремонта, в течение которого резервуар не достигнет предельного состояния с вероятностью γ .

Согласно ГОСТ 27751-88 п. 5.1, резервуары для хранения нефти и нефтепродуктов относятся к I (повышенному) уровню ответственности.

Типы резервуаров по конструктивным особенностям:

					Объект исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		30

- вертикальные цилиндрические резервуары РВС со стационарной конической или сферической крышей вместимостью до 20000 м³ (при хранении ЛВЖ) и до 50000 м³ (при хранении ГЖ);
- резервуары вертикальные цилиндрические со стационарной крышей и плавающим понтоном вместимостью до 50000 м³;
- резервуары вертикальные цилиндрические с плавающей крышей вместимостью до 120000 м³.

Понтон или плавающая крыша – это плавающее покрытие, находящееся внутри резервуара на поверхности жидкости, предназначенное для уменьшения потерь продуктов от испарений, улучшения экологической и пожарной безопасности при хранении.

Тип резервуара зависит от классификации нефти и нефтепродуктов по температуре, вспышки и давлению насыщенных паров при температуре хранения [5]:

– с температурой вспышки не более 61° С, с давлением насыщенных паров 26,6 кПа (200 мм рт. ст.) – 93,3 кПа (700 мм рт. ст.) (нефть, бензины, авиационный керосин, реактивное топливо) применяют:

- резервуары со стационарной крышей и понтоном или с плавающей крышей;
- резервуары со стационарной крышей без понтона, оборудованные ГО и УФЛ;

– с давлением насыщенных паров менее 26,6 кПа, а также температурой вспышки свыше 61 °С (мазут, дизельное топливо, бытовой керосин, битум, гудрон, масла, пластовая вода) применяются резервуары со стационарной крышей без ГО.

					Объект исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

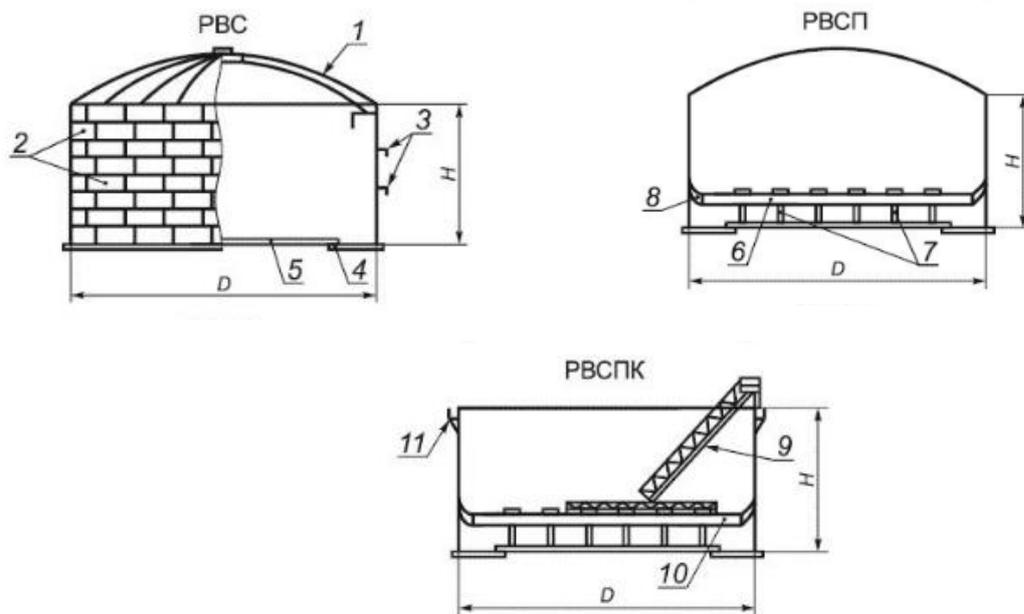


Рисунок 3-Виды резервуаров по типу конструкции

1 - каркас крыши; 2 - пояса стенки; 3 - промежуточные кольца жесткости; 4 - кольцо окраек; 5 - центральная часть днища; 6 - понтон; 7 - опорные стойки; 8 - уплотняющий затвор; 9 - катушечная лестница; 10 - плавающая крыша; 11 - верхнее кольцо жесткости (площадка обслуживания)

2.1.3 Оборудование резервуара

Все резервуары располагают различным оборудованием. На рис. 2.2 изображен резервуар с указанием основного оборудования установленного на нем.

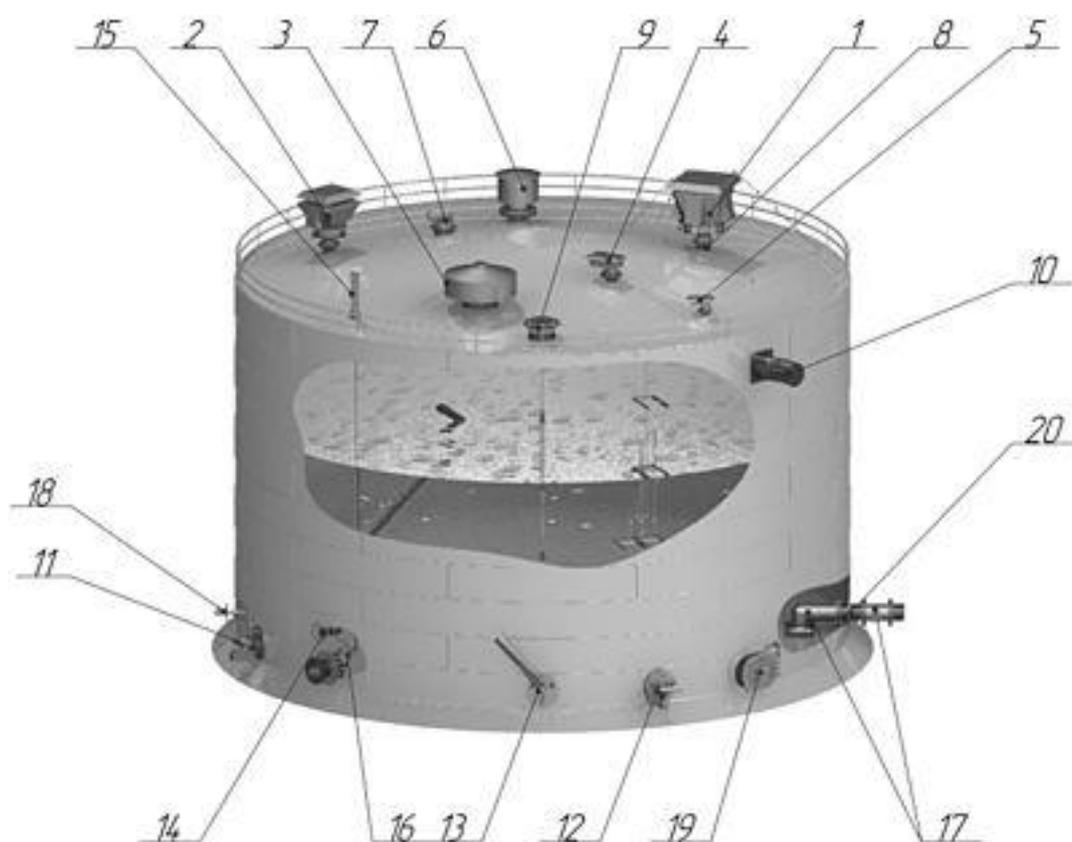


Рисунок 4-Основное оборудование РВС

1 - клапан дыхательный совмещённый (КДС); 2 - клапан дыхательный механический (КДМ); 3 - клапан аварийный (АК); 4 - совмещённый механический дыхательный клапан (СМДК); 5 - клапан дыхательный механический (КДМ-50); 6 - патрубок вентиляционный (ПВ); 7 - люк замерный (ЛЗ); 8 - люк монтажный (ЛМ); 9 - люк световой (ЛС); 10 - генератор пены средней кратности (ГПСС); 11 - пробоотборник плавающий резервуарный (ПП); 12 - пробоотборник стационарный резервуарный органного типа (ПСР ОТ); 13 - пробоотборник стационарный секционный резервуарный (ПСР); 14 - механизм управления хлопушкой боковой (МУ-1); 15 - механизм управления хлопушкой верхней (МУВ); 16 - хлопушка (ХП); 17 - приёмораздаточное устройство (ПРУ); 18 - кран сифонный (КС); 19 - люк-лаз (ЛЛ); 20 - приёмораздаточный патрубок (ПРП).

Все резервуары оборудуются дыхательной арматурой, в состав которой включены: КДС, КДМ, СМДК, КДМ-50. Задача дыхательной арматуры – выравнивание давления внутри резервуара с давлением окружающей среды при закачке или откачке нефти (нефтепродукта).

					Объект исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		32

В состав оборудования так же входят приемно-отпускные устройства, а при необходимости, особенно при хранении нефти и темных нефтепродуктов, системы размыва донных отложений.

Вентиляционные патрубки на резервуарах для нефтепродуктов с температурой вспышки менее 120°C оборудуются огневыми преградителями.

Приемно-отпускные устройства резервуаров для хранения светлых и темных нефтепродуктов могут отличаться по конструкции. В первом случае приемно-отпускное устройство состоит из приемно-отпускного патрубка, хлопуши, механизма управления хлопушей, который включает лебедку и трос, перепускное устройство и подводящий трубопровод. Во втором случае вместо хлопуши имеется подъемная труба, которая является продолжением приемно-отпускного патрубка и соединена с последним при помощи шарнира.

Хлопуша представляет собой металлическую заслонку, установленную на приемно-отпускном патрубке. Заслонка крепится на шарнире и перекрывает патрубок под действием собственной массы. Открытие заслонки происходит либо под давлением закачиваемой жидкости, либо с помощью механизма управления.

Механизм управления хлопушей состоит из троса и лебедки, которая может иметь ручной привод для трубопроводов малых диаметров (до 350 мм) или электрический во взрывобезопасном исполнении для трубопроводов диаметром свыше 350 мм. Давление открывания заслонки хлопуши определяется весом самой заслонки и гидростатическим давлением столба жидкости в резервуаре. Центр оси механизма управления хлопуши располагается обычно на 900 мм выше оси приемно-отпускного патрубка, на котором крепится хлопуша.

Резервуары, предназначенные для хранения вязких нефтепродуктов, часто оборудуются системами обогрева и покрываются теплоизоляционным негорючим материалом. В качестве теплоизоляционных материалов могут

					Объект исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		33

применяться кирпич, асбоцемент, шлаковата, пеностекло. Подогрев хранимой жидкости в резервуарах с помощью внутренних обогревателей производится насыщенным паром или горячей водой.

На крышах резервуаров кроме дыхательной арматуры размещаются также световые и технологические люки для проведения замеров и технического обслуживания, а на плавающих крышах, кроме того, устройства для удаления атмосферных осадков через гибкий шланг или шарнирную трубу и подвижную лестницу. Кроме вышеперечисленных люков дополнительно устанавливается один люк-лаз, предназначенный для проведения ремонтных работ внутри резервуара у его основания, второй люк-лаз для монтажа устройства размыва донных отложений.

Клапан аварийный предназначен для аварийного сброса избыточного давления в резервуаре с нефтепродуктами при интенсивном нагревании газового пространства. Сифонный кран устанавливается у основания резервуара и предназначен для забора и спуска подтоварной (отстоявшейся) воды со дна резервуара. [3]

2.1.4 Конструкционные особенности РВС

Резервуары состоят из основных несущих конструкций и ограждающих конструкций.

Основные несущие конструкции включают в себя: стенку, включая врезки патрубков и люков, окрайки днища, бескаркасную крышу, каркас и опорное кольцо каркасной крыши, анкерные крепление стенки, кольца жесткости.

Ограждающие конструкции резервуара: центральная часть днища, настил стационарной крыши, плавающая крыша, понтон [1].

Стенки вертикальных стальных резервуаров состоят из металлических листов, как правило, размером 1,5×3 м или 1,5×6 м. Причем толщина нижнего пояса резервуара колеблется в пределах от 6 мм (РВС-1000) до 25 мм (РВС-120000) в зависимости от вместимости резервуара. Толщина

					Объект исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		34

верхнего пояса составляет от 4 до 10 мм. Верхний сварной шов с крышей резервуара выполняется ослабленным с целью предотвращения разрушения резервуара при взрыве паровоздушной смеси внутри замкнутого объема резервуара. Поясом стенки резервуара называется цилиндрический участок стенки, который состоит из листов одной толщины, при этом высота пояса равна ширине одного листа.

Окрайки днища резервуара представляют собой утолщение по сравнению с центральной частью, листы, которые располагаются по его периметру в зоне опирания стенки. Крыши у резервуаров могут иметь различные конструкции, это зависит от объема резервуара и его технических особенностей.

Крыши у резервуаров могут иметь различные конструкции, это зависит от объема резервуара и его технических особенностей. Крыша может быть: плоской, каркасной конической, купольной, самонесущей сферической, с понтоном (РВСП), без понтона, стационарной, плавающей.

Применение плавающей крыши в резервуарах является самым распространенным решением для сведения к минимуму потерь при хранении особо летучих нефтепродуктов. Пожарная опасность резервуара обусловлена несколькими факторами: образование воспламенения от молнии взрывоопасной паровоздушной смеси в зоне кольцевого уплотнения крыши резервуара, выход нефтепродуктов через кольцевой уплотнитель и его растекание по поверхности крыши, заклинивание и последующее обрушение плавающей крыши. Для предотвращения пожара нужно постоянно контролировать состояние кольцевого уплотнения, контролировать дренирование дождевой воды и разлива нефтепродукта с поверхности плавающей крыши, контролировать нормальную подвижность плавающей крыши.[6] Отличительными особенностями конструкции резервуаров для хранения вязких нефтепродуктов является наличие подогревателя, смонтированного внутри резервуара и наличие термоизоляции. В резервуарах

					Объект исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		35

для хранения вязких нефтепродуктов в качестве теплоносителя для подогрева чаще всего используется пар, пропускаемый по системе трубопроводов, смонтированных внутри резервуара в нижней его части. Резервуары с паровым обогревом имеют преимущества: мягкая термообработка битума, пожарная безопасность. В связи с тем, что в резервуарах с подогревом хранятся продукты типа битума, мазута с высокой температурой воспламенения, пожарная опасность таких резервуаров ниже по сравнению с другими видами.

Резервуары с двойной стенкой применяются для защиты от разлива нефти и нефтепродуктов при разрушении обычного одностенного корпуса резервуара.

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

Чтобы обеспечить устойчивость и повысить прочность резервуара, во время эксплуатации, кроме того для получения геометрической формы в процессе монтажа на стенках резервуаров устанавливаются кольца жесткости.

Существует несколько типов колец жесткости:

					Объект исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		36

- верхнее ветровое кольцо для резервуаров без стационарной крыши или для резервуаров со стационарными крышами специальных типов, имеющих повышенную деформативность в плоскости основания крыши;
- верхнее опорное кольцо для резервуаров со стационарными крышами;
- промежуточные для обеспечения устойчивости при воздействии ветровых и сейсмических нагрузок;
- промежуточные формообразующие кольца для резервуаров, сооружаемых методом рулонирования [4].

Кольца жесткости имеют неразрезное сечение по всему периметру стенки и соединяются встык с полным проплавлением. Не допускается установка элементов колец на отдельных участках, в том числе в зоне монтажных стыков стенки рулонизируемых резервуаров.

Допускается соединение колец на накладках. Монтажные стыки колец жесткости должны располагаться на расстоянии не менее 150 мм от вертикальных и горизонтальных швов (расстояние от оси горизонтальной полки кольца до оси сварного шва) стенки [4].

Кольца жесткости (КЖ), ширина которых в 16 и более раз превышает толщину горизонтального элемента кольца, должны иметь опоры, выполняемые в виде ребер или подкосов. Расстояние между опорами должно быть не больше чем в 20 раз высоты внешней вертикальной полки кольца. Если на резервуаре находится система пожарного орошения (устройства охлаждения) кольца жесткости, то кольца жесткости должны иметь такую конструкцию, чтобы не препятствовать орошению ниже уровня кольца. Кольца жесткости, которые собирают воду, должны быть снабжены сточными отверстиями.

2.2 Резервуарные парки

					Объект исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		37

Резервуарные парки для хранения нефти и нефтепродуктов представляют собой сложные инженерно-технические сооружения и состоят из резервуаров, как правило, объединенных в группы, систем трубопроводов и других сооружений. Для сокращения потерь нефтепродуктов при их откачке и закачке группы резервуаров со стационарными крышами могут оборудоваться газоуравнительными системами. Эти системы представляют собой сеть газопроводов, соединяющих через огнепреградители паровоздушные пространства резервуаров между собой. В газоуравнительную систему входят также газгольдер, сборник конденсата, насос для перекачки конденсата и конденсатопровод. Для отключения газового пространства отдельных резервуаров от общей сети имеются перекрывные вентили и задвижки на линиях газопроводов, отходящих от резервуаров. Резервуары, в которых возможно образование донных отложений (осадков), ведущее к уменьшению их полезного объема, оборудуются системами гидроразмыва. Системы гидроразмыва донных отложений включают в себя: насосную установку для подачи воды в систему, зачистной трубопровод диаметром 150-300 мм к гидроэжекторной установке, гидроэжекторную установку, состоящую из эжектора, передвижной электропомпы и гидромониторов, трубопровод отвода парафиноводяной смеси.

Склады нефти и нефтепродуктов в зависимости от вместимости резервуарных парков и вместимости отдельных резервуаров делятся на следующие категории.

Таблица 1-Категория складов для хранения нефти и нефтепродуктов

Категория склада	Максимальный объем одного резервуара, м ³	Общая вместимость резервуарного парка, м ³
I	-	св. 100000
II	-	св. 20000 до 100000 вкл.

Ша	До 5000	св. 10000 до 20000 вкл.
Шб	До 2000	св. 2000 до 10000 вкл.
Шв	До 750	до 2000 вкл

Единичный номинальный объем резервуаров, допустимая номинальная вместимость группы резервуаров и минимальное расстояние между резервуарами в одной группе представлена в табл. 2.

Таблица 2 - Основные характеристики групп резервуаров

Резервуары	Единичный номинальный объем резервуаров, м ³	Вид хранимых нефти и нефтепродуктов	Допустимая общая номинальная вместимость группы, м ³	Минимальное расстояние между резервуарами, расположенными в одной группе
С плавающей крышей	50 000 и более	Независимо от вида жидкости	200 000	30 м
	Менее 50 000	Независимо от вида жидкости	120 000	0,5D, но не более 30 м
С понтоном	50 000	Независимо от вида жидкости	200 000	30 м
	Менее 50 000	Независимо от вида жидкости	120 000	0,65D, но не более 30 м
Со стационарной крышей	50 000 и менее	Нефть и нефтепродукты с температурой вспышки выше 45°C	120 000	0,75D, но не более 30 м
Со стационарной крышей	50 000 и менее	Нефть и нефтепродукты с температурой вспышки выше 45°C	80 000	0,75D, но не более 30 м

По назначению резервуарные парки могут быть подразделены на следующие виды:

- товарно-сырьевые базы для хранения нефти и нефтепродуктов;
- резервуарные парки перекачивающих станций нефти и нефтепродуктопроводов;
- резервуарные парки хранения нефтепродуктов различных объектов.

Резервуарные парки первого вида характеризуются, как правило, значительными объемами хранимых жидкостей, а также тем, что в одной резервуарной группе хранятся нефтепродукты, близкие или одинаковые по составу и своим пожароопасным свойствам. В резервуарных парках второго вида все резервуары чаще всего имеют нефть или нефтепродукт одного вида.

В соответствии с требованиями СНиП 2.11.03-93 наземные резервуары для хранения нефти и нефтепродуктов объемом 5000 м³ и более оборудуются системами автоматического пожаротушения.

На складах категории IIIa при наличии не более двух наземных резервуаров объемом 5000 м³ допускается предусматривать тушение пожара этих резервуаров передвижной пожарной техникой при условии оборудования резервуаров стационарно установленными генераторами пены и сухими трубопроводами (с соединительными головками для присоединения пожарной техники и заглушками), выведенными за обвалование.

Стационарными установками охлаждения оборудуются наземные резервуары объемом 5000 м³ и более.

В автоматических системах тушения пожаров в резервуарах применяется пена средней кратности с верхним способом подачи, а также пена низкой кратности с верхним или подслоиным способом подачи. Автоматическая установка включает насосную станцию, в которой размещаются водопитатели (насосы), емкость с пенообразователем и дозатор.

					Объект исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		40

Насосная станция подает водный раствор пенообразователя по системе трубопроводов к защищаемым резервуарам. Сеть растворопроводов выполняется кольцевой и располагается за пределами обвалования резервуаров вдоль автомобильных дорог и пожарных проездов.

Выводы по главе

В данной главе рассмотрены классификации резервуаров и их назначение. Приведены основные технические параметры и требования при проектировании резервуаров вертикальных стальных, а также конструктивные особенности, которые должны обеспечить надежность, долговечность и безопасность как при изготовлении и монтаже, так и при эксплуатации, в течении всего ресурса работы. Приведено применяемое оборудование резервуаров, с подробным описанием его назначения.

Рассмотрена актуальность использования вертикальных стальных резервуаров типа РВС 20 000 м³. Рассмотрены особенности эксплуатации резервуаров вертикальных стальных в осложненных климатических условиях, в частности, эксплуатация при отрицательных и положительных температурах, в том числе мероприятия по подготовке к данным условиям. Приведены этапы и требования процедуры эксплуатации молниезащиты резервуаров.

					Резервуар вертикальный стальной	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

3 Виды деформаций и причины их возникновения

Согласно анализу обследований наиболее всего образованию дефектов подвержено днище резервуара. Во время сезонного оттаивания деятельного слоя многолетнемерзлых грунтов резервуары обычно бывают не заполнены и нагрузки на основание передаются по периметру стенки от собственного веса стенки и веса крыши. Оттаивание начинается с краев резервуара. Из-за значительного поперечного размера под центральной частью резервуара грунты основания могут находиться в мерзлом состоянии еще какое-то время. При загрузке теплым нефтепродуктом под днищем начинает активизироваться процесс оттаивания. Заполненный маловязким нефтепродуктом резервуар, благодаря свободной конвекции, является хорошим проводником тепла. Большие массы нефтепродукта в резервуаре в течение теплого периода аккумулируют тепло, и при понижении температуры наружного воздуха процесс оттаивания грунта под резервуаром может продолжаться. Замерзание оттаявшей толщи многолетнемерзлых грунтов под резервуаром происходит обычно в нагруженном состоянии и начинается тоже с краев. Неравномерные смещения основания, происходящие при оттаивании - промерзании деятельного слоя под резервуаром, приводят к деформациям днища и неравномерной осадке основания. Одной из основных причин выхода из строя нефтегазового оборудования является коррозия, составляющая 30% основных дефектов РВС. Коррозия не только снижает срок службы резервуарного оборудования, но и непосредственно оказывает влияние на безопасность при его эксплуатации. По данным статистики основная часть коррозионного износа приходится на нижнюю часть корпуса, где подтоварная вода, осаждающаяся из нефтепродуктов и насыщенная химически активными элементами,

					Оценка деформации вертикальных стальных резервуаров в условиях Западной Сибири геодезическими методами			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Карманова О.Н.			Виды деформаций и причины их возникновения	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Антропова Н.А.					42	155
<i>Консульт.</i>						ТПУ гр. 2Б6Б		
<i>Рук-ль ООП</i>		Брусник О.В.						

вызывает коррозию днища и нижней части первого пояса, а также на верхнюю часть корпуса и кровлю, подверженных воздействию газовой среды, в которой присутствуют весьма активные коррозионные агенты.

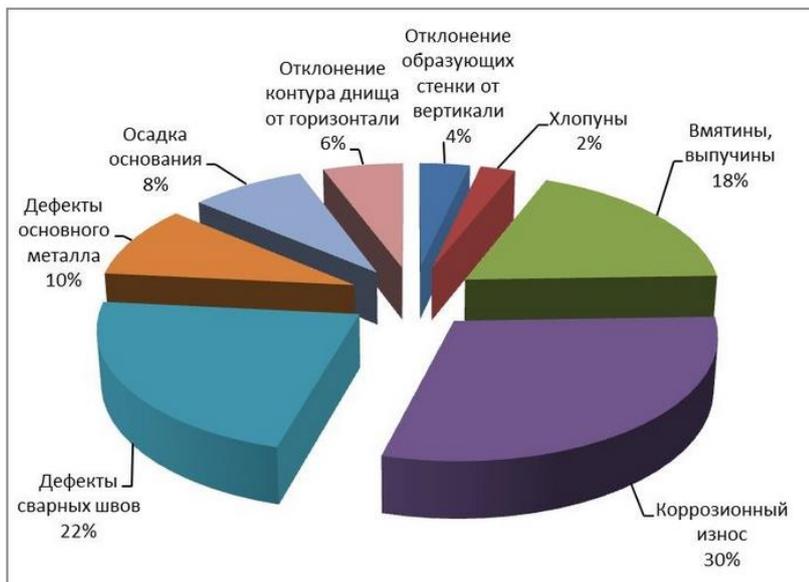


Рисунок 5- Дефекты и повреждения резервуаров

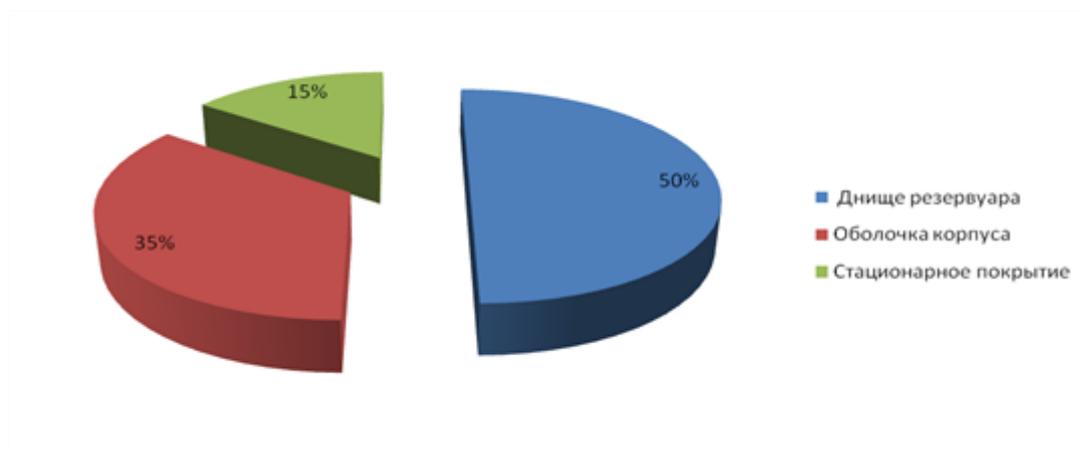


Рисунок 6-Статистика отказов элементов конструкции резервуара

3.1.1 Эксплуатационные повреждения

Резервуар вертикальный стальной на протяжении всего срока эксплуатации находится под воздействием многих факторов, вызывающих 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[7].

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

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

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

3.1.2 Нарушение геометрической формы резервуара.

Нарушение 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 50 мм возникает деформация узла сопряжения приемно-раздаточного трубопровода с резервуаром, что может привести к его разрушению[8].

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

					Виды деформаций и причины их возникновения	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		44

За осадкой основания наблюдают путем нивелирования по наружному периметру крайки 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.

3.1.3 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[11]. Для РВС внешнее давление определяется ветровой и снеговой нагрузкой. Если по результатам расчетов не выполняется условие прочности, то увеличивают номинальный слой стенки.

Квазимгновенные разрушения вертикальных стальных резервуаров являются результатом потери целостности корпуса и выхода в течение короткого промежутка времени на прилегающую территорию всей хранящейся в резервуаре жидкости в виде волны прорыва.

Основными предпосылками такого разрушения являются:

- высокий процент износа эксплуатируемых в настоящее время РВС(до 80%);
- неравномерные просадки оснований;
- сложный характер нагружения конструкции;

					Виды деформаций и причины их возникновения	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		45

- отсутствие контроля сплошности сварных соединений в зоне уторного шва;
- отступления от проектов;
- нарушения режимов эксплуатации.

3.2 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. Как правило, резервуары вертикальные стальные имеют равномерную осадку основания, но при осадке более 50 мм возникает деформация узла сопряжения приемно-раздаточного трубопровода с резервуаром, что может привести к его разрушению[12].

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.

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		



3.2.1 Влияние природных условий Западной Сибири.

Граница Западно-Сибирской равнины отчетливо выражена в рельефе. Ее рубежом на Западе являются Уральские горы, на востоке Енисейский кряж и Среднесибирское плоскогорье. На севере равнина омывается водами Карского моря, южная окраина равнины заходит на территорию Казахстана, а юго-восточная граничит с Алтаем.



Рисунок 7- Особенности географического расположения Западно-Сибирской равнины

Климат Западной Сибири отличается суровостью и резкой континентальностью. Равнина располагает для проникновения холодного арктического воздуха с севера зимой и жарких ветров из Казахстана и Средней Азии летом. Само расположение равнины (в основном в умеренных широтах) сокращает количество солнечного тепла и обуславливает суровость климата. Уральские горы, не смотря на небольшую высоту, изменяют скорость и направление влажных атлантических ветров с запада.

На стыке воздушных масс умеренной зоны с тропическими возникают циклоны, приносящие дожди. В начале лета этот фронт действует на юге – влагу получает зона степей (около 300 мм в год). В июле жаркий воздух господствует над всем югом равнин, а циклоны смещаются к северу, принося осадки зоне тайги (500 мм в год). Это смягчает морозы на севере, но из-за большой влажности и сильных ветров жёсткость климата здесь проявляется и при меньших морозах [13].

Суровость климата и промерзание грунтов способствует скорому повреждению вертикальных стальных резервуаров.

Резкие перепады температур негативно сказываются на грунте, разрушая строительные конструкции. Переход воды в лед при промерзании грунтов существенно изменяет их физическое состояние, деформируемость, прочность, водопроницаемость, а также электрические, тепловые и другие свойства. Кроме того, промерзание грунтов сопровождается развитием особых мерзлотных процессов и явлений, таких как изменение строения пород (структуры и текстуры), перераспределение влаги в них, морозное пучение, образование морозобойных трещин, надледные явления и др[24].

Вечная мерзлота в Западной Сибири простирается с севера на юг примерно до 58-59° С.Ш. На территории столь большой протяженности характер вечной мерзлоты весьма разнообразен. Современные особенности

					Виды деформаций и причины их возникновения	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		48

Утечка, вызванная коррозией, всегда приводит к повреждению окружающей среды подземным или надземным загрязнением нефти. Учитывая расходы, связанные с дезактивацией и заменой жилых резервуаров, следует тщательно рассмотреть возможность коррозии. Для выполнения этой задачи наиболее распространенные проблемы, связанные с коррозией резервуара, должны быть распознаны и поняты.

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[14]. Наличие агрессивных веществ при долгой эксплуатации приводит к снижению сопротивляемости и старению металла, качество металла, качество антикоррозионного покрытия 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.

Коррозия внутри резервуаров зависит главным образом от частоты наполнения нефтепродуктами, химического состава нефтепродуктов и наличия воды в топливе. Скорость и характер коррозионного процесса более выражены на внутренней поверхности резервуаров в местах разделения двух сред; например, нефть - нижняя вода, нефтепродукт - паровоздушная смесь. На интенсивность коррозии влияют влажность и температура окружающей среды, а также коррозионная стойкость стали, из которой сделан резервуар. Основной причиной потерь нефтепродуктов

					Виды деформаций и причины их возникновения	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		51

является испарение - резкое несоответствие свойств нефтепродуктов, оборудования и конструкции резервуаров.



Рисунок 11-Коррозионное повреждение РВС

Крыша резервуара, которая находится в постоянном контакте с паровоздушной смесью, может быть защищена только с помощью специальных дорогостоящих покрытий, нанесение которых представляет значительную технологическую сложность и требует периодического восстановления. Кроме того, при проектировании конструкции толщина элементов, требуемая для расчета, должна быть увеличена на величину поправки на коррозию. В целом, чтобы снизить риск коррозионного повреждения металлических конструкций, способных повредить резервуар, следует предусмотреть систему мер, включая нанесение защитных покрытий и (или) увеличение толщины листов стальных конструкций (припуски на коррозию), которые учитывают возможную потерю толщины элементов из-за коррозии. В то же время минимальная толщина элементов из углеродистой стали составляет 5 - 6 мм без учета коррозии. Значение припуска на коррозию устанавливается исходя из скорости коррозионных повреждений металлических конструкций, которая определяется степенью агрессивности среды:

					Виды деформаций и причины их возникновения	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		52

Таблица 3- Номинальные толщины элементов конструкций каркасных крыш

Конструктивный элемент	Номинальная толщина элементов, мм	
	с нижней рамой	с верхней рамой
Рамка:		
- Углеродистая сталь	4,0+ Δtcr	4,0
- Нержавеющая сталь	3,0	3,0
Покрытие крыши:		
- Углеродистая сталь	4,0+ Δtcr	4,0
- Нержавеющая сталь	1,5	2,0
Примечание: Δtcr - припуск на коррозию элементов кровли.		

При использовании нержавеющей стали (например, 12X18H10T) в качестве палубы вместо углеродистой стали 09Г2С, традиционно используемой для строительства резервуаров, толщина может быть значительно уменьшена. Эта конструкция состоит из центральной панели, деки 1, поперечной балки 3, радиальных экранов с радиальными балками жесткости 2, которые соединены между собой кольцевыми ребрами жесткости 4. Кольцевые ребра жесткости и дека расположены с зазором по отношению к друг с другом и связаны между собой дискретными вертикальными соединениями с накладками. U-образные кронштейны крепятся к концам радиальных балок, которые при монтаже закрепляются на центральной панели с помощью болтовых соединений. Остальные концы лучевых балок соседних радиальных экранов соединяются вместе в области их крепления к поперечине через листовой элемент. Палуба может быть изготовлена из нержавеющей стали, а остальные части изготовлены из углеродистой стали.

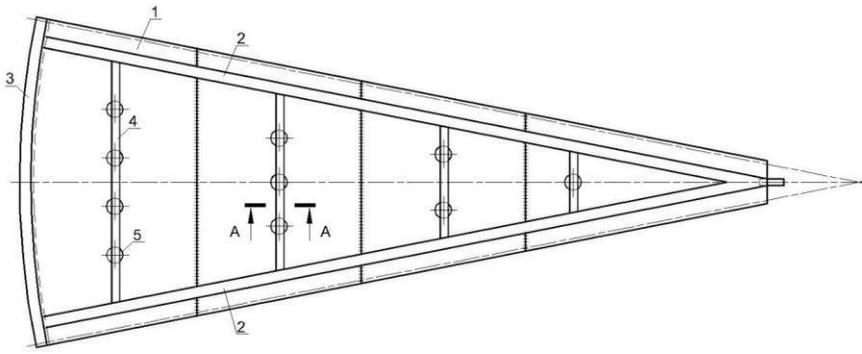


Рисунок 12 - Радиальная панель

Выводы по главе

Анализ литературных данных показал, что наиболее частой причиной деформаций резервуара являются несовершенства геометрической формы, неравномерные просадки оснований, большие перемещения стенки, особенно в зонах геометрических искажений искажений проектной формы. Также непосредственное влияние оказывает высокая скорость коррозионных повреждений, малоцикловая усталость отдельных зон стенки конструкции, сложный характер нагружения конструкции в зоне уторного шва в сочетании с практическим отсутствием контроля сплошности этих сварных соединений.

					Виды деформаций и причины их возникновения	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

4 Геодезические методы контроля деформаций

Согласно действующим нормативным документам, регламентирующим техническое диагностирование РВС основой оценки технического состояния при проведении экспертизы промышленной безопасности является обследование всех элементов его конструкции, в том числе днища и стенки [15,16]. На основе экспериментальных данных регламентируются рекомендации об условиях безопасной эксплуатации РВС с вероятным остаточным ресурсом, сроках и уровнях последующих обследований и необходимости монтажа резервуара или вывода из эксплуатации. При этом, от объема информации зависит не только безопасность эксплуатации РВС, а еще стоимость обеспечения приемлемого уровня безопасности, которая определяется объемом ремонтно-восстановительных работ.

4.1.1 Контроль деформаций днища и стенки резервуара

Днище и первый пояс стенки относятся к наиболее нагруженным элементам конструкции РВС, связанных с влиянием эксплуатационных и технологических источников:

- коррозией внутренней и внешней поверхности, вызванной агрессивной средой хранимых продуктов и воздействием внешних сил, в том числе резких перепадов температур, атмосферных осадков и уровня влажности;
- качеством монтажа РВС, том числе фундамента и основания;
- эффективностью электрохимической защиты;
- механическими воздействиями вследствие геологических и геофизических факторов, которые формируют границы повышенных локальных напряжений металла;

					Оценка деформации вертикальных стальных резервуаров в условиях Западной Сибири геодезическими методами			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Кадм			Геодезические методы контроля деформаций	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Антропова Н.А.					55	155
<i>Консульт.</i>						ТПУ гр. 2Б6Б		
<i>Рук-ль ООП</i>		Брусник О.В.						

Контроль состояния металла днища и стенки РВС регламентирует ГОСТ 20911-89:

- при частичной диагностике-акусто-эмиссионное обследование (АЭ), визуальный инструментальный контроль (ВИК), ультразвуковой контроль (УЗК);
- при полной диагностике- диагностическое обследование с применением различных методов неразрушающего контроля, в том числе инструментального контроля, ультразвукового контроля, магнитного контроля(МК);

Таблица 4-Сравнение технологий НК днища и стенки РВС

№	Свойство	Сравнение технологий НК днища и стенки РВС			
		АЭ	ВИК	УЗК	МК
1	Контроль без демонтажа ЗИП	+	-	-	+
2	Контроль 100% площади днища и стенки	-	+	-	+
3	Возможность контроля при полной диагностике	-	+	-	+
4	Возможность контроля при частичной диагностике	+	только стенка	только стенка	только стенка
5	Возможность выявления наружных и внутренних дефектов	+	-	+	+

Продолжение таблицы 4

6	Определение местоположения дефектов(внешний/внутренний)	-	-	+	+
7	Определение координаты дефектов	-	+	+	+
8	Оценка размеров дефектов	-	-	+	+
9	Определение остаточной толщины металла днища и стенки	-	-	+	+

10	Оценка толщины ЗИП	-	-	-	+
----	--------------------	---	---	---	---

Состояние защитного изоляционного покрытия (ЗИП), применяемого для предотвращения коррозии металла днища и стенки РВС, также подлежит анализу при проведении диагностики.

Согласно применяемым методам в России диагностического обследования днища и стенки РВС, наиболее популярен и широко используется ультразвуковой контроль. Физические характеристики этого метода не позволяют провести полную оценку днища РВС. Кроме того, УЗК включает в себя обязательный демонтаж защитного изоляционного покрытия вне зависимости от его состояния. Поэтому использование УЗК предусматривает обследование лишь дискретных точек. При этом высока вероятность пропуска дефектов, в особенности коррозионных повреждений днища РВС, которые локализованы со стороны гидрофобного слоя.

Ультразвуковой контроль- один из видов неразрушающего контроля, основанный на анализе качественных и количественных характеристик явлений, имеющих место при распространении или/и отражении упругих волн в материале контролируемого изделия.

В соответствии с РД 19.100.00-КТН-545-06 ультразвуковому контролю подвергают металл стенок и сварные соединения:

-резервуаров, имеющих внутреннее или наружное антикоррозионное покрытие независимо от наличия нефти и парафиновых отложений;

-резервуаров, не имеющих внутреннее или наружное антикоррозионное покрытие независимо от наличия нефти и парафиновых отложений.

Основной металл стенки и сварные соединения РВС при проведении частичной и полной технической диагностики подвергают ультразвуковому контролю в объемах, регламентируемых требованиями табл. 3.5 РД-16.01-60.30.00-КТН-063 и приведенных в таблице 1 настоящего РД.

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Ультразвуковую толщиномирию производят для измерения толщины металла стенки резервуара с целью выявления коррозионных повреждений.

На первом поясе резервуара УЗТ производится путем сканирования на высоте 200 мм от уторного узла. В случае обнаружения язвенных коррозионных повреждений листа производится дополнительное сканирование этого листа на высотах 100 мм и 300 мм. Результаты контроля используются для проведения расчетов на прочность и устойчивость стенки резервуара.



Рисунок 13-Применение дефектоскопа при УЗК РВС

Подготовка поверхности к проведению УЗТ

- Произвести разметку точек измерений на контролируемом поясе резервуара в соответствии с их расположением, определяемым требованиями табл.1 РД.
- Непосредственно перед проведением измерений поверхность стенки резервуара в месте замера толщины следует очистить от загрязнения, снега, наледи и т.п. и протереть ее сухой чистой ветошью.

В процессе очистки поверхности недопустимы:

- повреждения антикоррозионного покрытия;
- повреждения поверхности основного металла.

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

При сканировании ширина подготавливаемой зоны поверхности определяется конструкцией сканирующего устройства и должна быть указана в технологической карте.

Проведение УЗТ

- При проведении диагностики необходимо произвести настройку толщиномера (дефектоскопа) в соответствии с требованиями инструкции по его эксплуатации;
- Нанести контактную смазку на подготовленный участок поверхности;
- Установить на поверхность контролируемого участка датчик толщиномера и произвести измерения толщины стенки согласно инструкции по эксплуатации прибора;
- При проведении сканирования скорость перемещения сканирующего устройства не должна превышать 20 мм/с.

Результаты контроля оформляются в виде заключения в соответствии с приложением Д настоящего РД. Заключение является приложением к «Акту проведения ультразвуковой толщинометрии и сканирования», который составляется в соответствии с требованиями РД-16.01-60.30.00-КТН-063.

Разновидности метода

Рассматривая все методы ультразвуковой дефектоскопии, можно выделить 4 основных способа, которые отличаются друг от друга нюансами при проведении анализа результатов:

- технология теневого метода оценки – используется 2 преобразователя (приемник и излучатель), направленные перпендикулярно друг к другу, наличие глухой зоны в потоке говорит о наличии дефекта;
- технология эхо-импульсного метода оценки – используется 1 дефектоскоп, который работает как приемник и излучатель, при

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

наличии отраженного сигнала делается предположение об изъеме внутри исследуемого материала или детали;

- технология эхо-зеркального метода оценки – используется 2 преобразователя (приемник и излучатель), установленные по одну сторону от объекта исследования, высокочастотные волны направляются под определенным углом, проходя через дефекты отражаются;
- технология зеркально-теневого метода — комбинация теневого и зеркального;
- технология метода Дельта – фиксируется сигнал, переизлученный от дефекта в образце.

Каждый конкретный способ выбирается в зависимости от условий и характеристик объектов, подлежащих исследованию. Наиболее популярными являются теневой метод оценки и эхо-импульсный, благодаря простым техническим и инструментальным требованиям при проведении.

Опыты диагностического обследования днищ резервуаров показывают, что не менее 30% РВС подвержены возникновению указанных дефектов, которые при традиционном подходе к осуществлению контроля не могут быть выявлены[17].

4.1.2 Методика измерения отклонений от вертикали образующих стенки резервуара с помощью оптического теодолита

Равномерная осадка оснований резервуаров, вызываемая деформацией грунтов, является частым явлением в практике резервуаростроения. Уже на этапе гидроиспытаний в результате сжатия грунта под нагрузкой столба жидкости и массой конструкции резервуара, резервуар приобретает начальную равномерную осадку.

Просадка естественного основания резервуаров в период гидроиспытаний или же в процессе эксплуатации происходит из-за деформации грунтов, которые находятся под действиями испытательных или

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

эксплуатационных нагрузок. Осадка резервуаров, построенная на основаниях с различными условиями подразделяется на равномерную и неравномерную.

Равномерная осадка подразделяется по площади или по периметру, неравномерную также классифицируют по площади и по контуру резервуара, в частности к ней относятся локальные просадки днища; крен; осадка, называемая «ступенька»; диаметральная осадка и осадка представляющая собой развал основания по диаметру РВС.

Если наблюдается одинаковое смещение всех точек площади днища и стенки резервуара в вертикальной плоскости на условную величину u , то такая осадка относится к равномерной по площади основания. Этот вид осадки характерен для резервуаров больших объемов, имеющих основание в виде железобетонного фундаментного кольца. Данный пример равномерной осадки по площади основания возникает в большинстве случаев после сооружения, при проведении гидравлических испытаний, а также в случае изменений гидрогеологических условий во время эксплуатации. Из-за того, что при равномерной осадке по площади основания происходит деформация большого массива грунта, которая превышает диаметр резервуара, исправить ее невозможно. В этом случае неосесимметричных составляющих нагрузки почти не возникает, но в таких конструкциях, где если не предусмотрены компенсаторы, данный вид может создать дополнительные напряжения в узлах сопряжений приемораздаточных устройств и стенки резервуара.

Крупногабаритные резервуары, основание которых сложено водонасыщенными грунтами, подвержены равномерной по периметру осадке. Такой вид осадок происходит из-за процессов уплотнения и консолидации грунтового массива при гидроиспытаниях, а также в начальный период эксплуатации. В этом случае опасности подвержены узлы сопряжений приемораздаточных устройств и элементы крепления шахтной лестницы, имеющей собственный фундамент, со стенкой резервуара.

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Осадка резервуара, при воздействии которой вся конструкция по наружному контуру и площади подвержена уклону в одном направлении называется креном. Величина крена характеризуется либо углом поворота плоскости днища резервуара относительно горизонта, либо разностью высотных отметок диаметрально противоположных точек окрайки днища.

Практика показывает, что в Западной Сибири наиболее часто встречается неравномерная осадка по контуру резервуара. Такой вид осадки основания обусловлен большой величиной просадки под стенкой резервуара, нежели под основной частью днища. Причина образования данного вида осадок — это разности в нагрузках, которые передаются резервуаром по площади центральной части днища и по наружному контуру. Нагрузка по площади основания состоит из хранимого в резервуаре продукта и для РВС 5000 составляет 90-110 кПа. Нагрузка на основание под наружным контуром днища определяется из массы стенки, крыши и стационарного оборудования резервуара, удельная нагрузка примерно составляет 130-140 кПа. Отличие механизмов передачи давления на основание от фундаментного кольца и центральной части днища также является важным фактором.

Согласно ВСН 311-89 «Монтаж стальных вертикальных цилиндрических резервуаров для хранения нефти объемом от 100 до 50 000 м³» проводится измерение отклонение от вертикали образующих стенки резервуара оптическим теодолитом.

Определение отклонений образующих стенки от вертикали производят в следующей последовательности:

1.В основании образующей по нормали к уторной окружности горизонтально устанавливается линейка с миллиметровыми делениями или нивелирная рейка. Установка линейки выполняется с применением соответствующих приспособлений, обеспечивающих ее плотный контакт с основанием образующей и положение по нормали к уторной окружности.

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

2. На прямой линии, отклоненной от касательной к уторной окружности на угол не более 30° и на расстоянии 15 - 35 м от основания данной образующей устанавливается теодолит.

3. На каждой образующей определяется число линейных единиц (мм), содержащихся в малой угловой величине, например, $20'$ горизонтального круга теодолита - цена деления. Это необходимо для определения отклонения от вертикали визируемой точки образующей, когда она проецируется во внутрь уторной окружности.

4. Производится визирование на пересечение сварных швов, ребер жесткости или по намеченным точкам. Затем поворотом трубы теодолита вокруг горизонтальной оси визируемая точка проецируется на установленную ранее линейку (рейку). Отсчет по линейке в миллиметрах определяет отклонение визируемой точки от вертикали. Полученный отсчет записывается в журнал. Для следующей точки процедура повторяется.

5. Для обеспечения большей точности измерения отклонение от вертикали одной и той же образующей может быть определено с двух сторон - слева и справа.

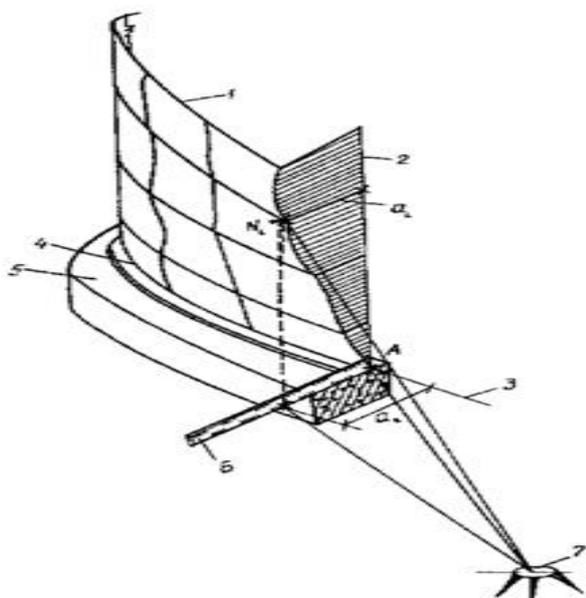


Рисунок 14-Схема определения отклонений образующих стенки резервуара от вертикали,

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

где 1 - стенка резервуара; 2 - теоретическая вертикаль к уторной окружности в точке А; 3 - касательная к уторной окружности в точке А; 4 - уторная окружность; 5 - железобетонное фундаментное кольцо; 6 - линейка (рейка), установленная по нормали к касательной; 7 - теодолит; N_i - точки визирования; a_i - отклонения от вертикали точек N_i .

4.1.3 Методика измерения отклонения от вертикали образующих стенки резервуара электронным тахеометром

Для проведения геодезических измерений применяются тахеометры соответствующие точностным характеристикам и требованиям, приведенным в ОР-17.040.00-КТН-200-16 и превосходящие их. Используемые для измерения приборы должны быть внесены в государственный реестр средств измерений РФ и иметь действующее свидетельство о поверке.

При измерении отклонения от вертикали образующих стенки резервуара электронным тахеометром за вертикали принимаются вертикальные линии, проходящие через точки, расположенные на внешней поверхности стенки резервуара на расстоянии 100 мм выше границы уторного шва резервуара и в 100 мм от границ вертикальных сварных швов первого пояса стенки резервуара по направлению часовой стрелки при виде сверху, а также через середину каждого листа первого пояса резервуара на расстоянии 100 мм выше границы уторного шва при длине листа более 6 м.

За образующую стенки резервуара принимается радиальная проекция вертикали на стенку резервуара, которая обозначается на наружной стенке резервуара метками, нанесенными ниже горизонтальных сварных швов каждого пояса на расстоянии 50 мм от границы сварного соединения.

В качестве метки используется координатный крест размерами 50x50 мм, нанесенный на стенку резервуара геодезическим маркером («paint — marker») толщиной 3 — 5 мм. При разметке темной поверхности рекомендуется использовать маркер белого или желтого цвета, при разметке белой поверхности — красного или синего цвета. Разметку резервуара при строительстве, ремонте и реконструкции производит подрядная организация,

					Геодезические методы контроля деформаций	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		64

а при диагностировании — эксплуатирующая организация. Разметка производится до начала проведения работ по измерению отклонений образующих стенки резервуара от вертикали.

Нумерация образующих ведется по часовой стрелке при виде сверху на резервуар, начиная от первой после крайнего левого (при виде снаружи резервуара) приемо-раздаточного патрубка (ПРП) вертикальной образующей, которой присваивается №1. Номер каждой образующей разборчиво подписывается геодезическим маркером и несмываемой краской слева от меток, расположенных на первом поясе резервуара возле уторного шва.

При сканировании снаружи целесообразно задавать область сканирования полигоном. Этот способ позволяет выбрать только те участки, которые относятся к резервуару. Исключается попадание точек на внешнее оборудование и объекты (заглушки, вентили и т.д), которые не являются поверхностью резервуара



Рисунок 15–Метка образующей стенки резервуара

После выбора области сканирования задавался шаг сканирования по горизонтали и вертикали, и запускали процесс сканирования. Время, затраченное на сканирование поверхности резервуара объемом 700м³ с одной стоянки, составило около четырех минут с шагом 0,02 метра по горизонтали и 0,25 метра по вертикали. За это время были определены координаты порядка 3500 точек, находящихся внутри выбранной области сканирования. При увеличении плотности точек сканирования время будет увеличиваться. В случае необходимости с этой же стоянки тахеометра

возможно определение высот ярусов и измерение дополнительных точек, как на поверхности стенки резервуара, так и в непосредственной близости от объекта. Для отдельных локальных участков можно произвести дополнительное сканирование (подсканирование) с очень высокой плотностью точек.

Во время полевых работ, по желанию оператора, производится фотографирование объекта и сохранение фотографий во внутреннюю память тахеометра. В дальнейшем, полученные фотографии значительно упрощают процесс редактирования сохраненных результатов.

По результатам проведения обмерных работ было получено облако точек резервуара, достаточно точно характеризующее геометрию объекта.

Использование тахеометра позволяет значительно сократить время полевых работ и получать более полную геометрическую информацию об объекте. За счет высокой скорости сканирования, возможно производить обмер сразу нескольких рядом расположенных резервуаров, тем самым значительно сокращая время проведения работ. По предварительным подсчетам, используя функцию сканирования IS, в день, возможно, обмерить снаружи порядка 8-10 резервуаров емкостью 700 куб.м при хороших погодных условиях.

					Геодезические методы контроля деформаций	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		66

Преимущества НЛС по сравнению с традиционными геодезическими методами диагностики резервуаров:

1. высокая степень детализации и разрешающая способность до нескольких миллиметров;
2. высокая точность измерения координаты каждой точки;
3. автоматизированная система сканирования заданной поверхности, исключающая ошибки, обусловленные человеческим фактором;
4. возможность проведения работ без выведения резервуара из эксплуатации;
5. высокая надежность и воспроизводимость результатов;
6. возможность получения детальной математической модели поверхности резервуара с учетом его локальных геометрических особенностей, пригодной для анализа его напряженно-деформированного состояния.

РД 23.020.00-КТН-017-015 «Лазерное сканирование резервуаров. Общие положения» четко регламентирует основные положения по съемке лазерного сканирования. Лазерное сканирование выполняется при проведении частичного или полного диагностирования резервуара, при строительстве, ремонте, реконструкции резервуаров на этапах приемки днища, каждого пояса и крыши, а также по отдельному договору, с целью получения пространственных координат поверхности днища, стенки и крыши РВС в виде массива данных, необходимого для проведения измерения отклонения образующих от вертикали, нивелирования окрайки днища, выполнения расчетов напряженно-деформированного состояния РВС или иных расчетов в соответствии с требованиями технического задания с заданной точностью и дискретностью.

Сканирование стенки резервуара должно проводиться круговым ходом по периметру резервуара. Движение начинается от первой станции стоянки

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

сканера в соответствии со схемой размещения сканерных станций по ходу часовой стрелки с учетом требований РД-23.020.00-КТН-271-10 (6.2.12.4).

При установке сканера на неустойчивые поверхности (технологические площадки или подъемные механизмы) должны быть выполнены меры по обеспечению дополнительной устойчивости его положения.

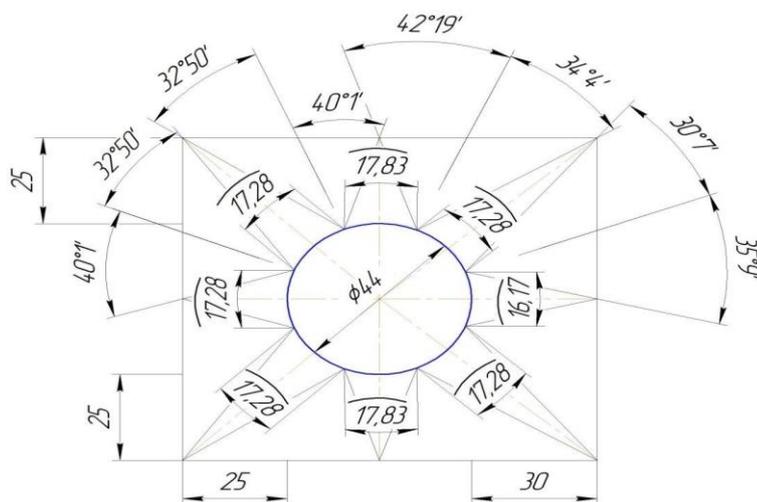


Рисунок 17 – Схема размещения сканерных станций и марок для сканирования РВС-20000

Определение отклонений образующих стенки от вертикали выполнять в два этапа. На первом этапе работ необходимо выполнить построение вертикальных образующих в программном комплексе. Вертикальные образующие строить вертикальной секущей плоскостью, проходящей через центр РВС и базовую точку образующей, расположенную на окрайке днища. Далее необходимо определить координаты точек образующих, по которым будут найдены величины отклонений.



Рисунок 18 – Угол падения лазерного луча на поверхность

На втором этапе в программном комплексе выполнить измерение отклонения характерной точки образующей от идеальной вертикальной прямой, построенной из базовой точки.

Определение высотных отметок уторного шва проводить по образующим в программном комплексе. Если определение высотной отметки уторного шва по образующей затруднено, следует применять программный комплекс, в котором по построенной трехмерной модели определяется высотная отметка уторного шва.

Если уторный шов закрыт от наблюдения и прямое определение его координаты невозможно, определение координат точек уторного шва должно проводиться по первому горизонтальному шву с учетом высоты листа первого пояса стенки РВС.

Сканирование крыши резервуара

- При проведении сканирования в ветреную погоду необходимо обеспечить устойчивое положение сканера с учетом возможных порывов ветра.
- В процессе сканирования крыши запрещается ходить по крыше РВС в целях уменьшения вибрационного воздействия.
- При наличии аппаратной возможности по дистанционному управлению сканером, сканирование крыши выполняется дистанционно.
- Определение стрелы подъема крыши необходимо проводить на объединенной трехмерной модели стенки и крыши в программном комплексе. Стрела подъема должна быть рассчитана как разница высотных отметок верха настила крыши и узла крепления крыши к стенке.
- За высотную отметку верха настила крыши принимать значение максимальной высоты настила.

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- За высотную отметку узла крепления крыши к стенке принимать высотную отметку верха образующей, с наименьшей высотой уторного шва.

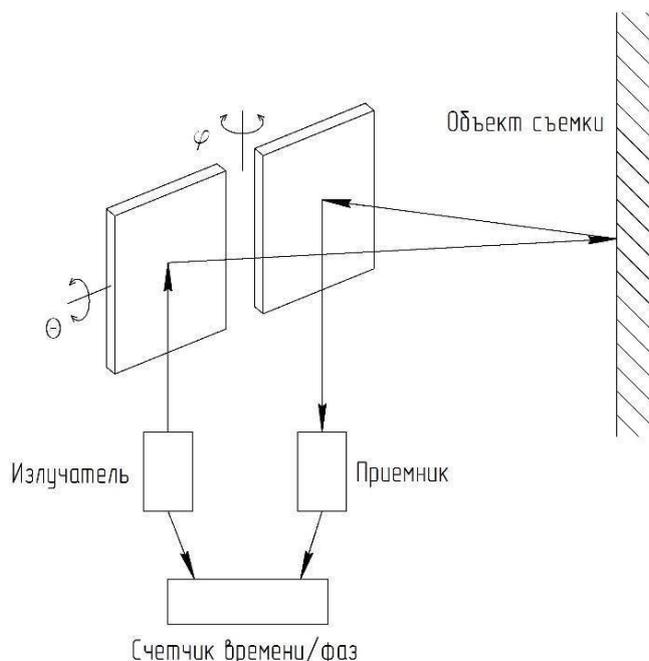


Рисунок 19 - Принципиальная схема работы НЛС

4.2 Оценка напряженно-деформированного состояния резервуара

Исходя из изложенного выше, следует, что оценка состояния целостности таких сложных технических сооружений, как резервуары, может проводиться разными техническими устройствами с применением различных методик.

Использование НЛС позволяет в полном объеме провести гидравлическое испытание резервуара, существенно сократив время на определение отклонений вертикальных отметок фундамента и окрайки днища (нивелировку) с максимальной точностью измерений. Совместно с этим, становится возможным получение значений отклонений образующих от вертикали, что исключает в дальнейшем необходимость проведения трудозатратного и дорогостоящего геодезического обследования

резервуара. Предлагаемая методика проведения гидравлического испытания значительно сокращает время выполнения и объем выполняемых работ, позволяя сократить время введения резервуара в эксплуатацию. Полученные с высокой точностью данные о геометрии стенки резервуара при различном гидростатическом давлении исключают потребность проведения дополнительного геодезического обследования менее точными приборами. В совокупности данные аспекты выявляют внушительную экономическую эффективность предлагаемого метода.

Выводы по главе

В данной главе были рассмотрены понятия деформаций стенки, днища, а также окрайки резервуара при помощи оптического теодолита, электронного тахеометра и наземного лазерного сканирования. А также большое внимание уделено методикам измерения деформаций, основным положениям и требованиям рабочих документов, четко регламентирующим процедуры проведения на промышленных производствах.

Наиболее эффективен метод НЛС, который исследует дефекты поверхностей резервуара с высокой точностью и при этом, минимизирующий потери стальных конструкций.

5 Расчетная часть

5.1 Обоснование расчета

Несмотря на строгие нормы и правила проектирования, строительства и эксплуатации объектов хранения нефти в резервуарных парках случаются аварии вследствие эксплуатационных повреждений.

Геодезический расчет позволяет показать обработку геодезических измерений при определении деформации резервуаров.

Технологические расчеты на прочность стенки, ее толщину и

устойчивость позволят доказательством того, что служат основой на стадии проектирования РВС, поскольку из-за неверности расчетов возникают недопустимые деформации.

5.1.1 Исходные данные к расчету

Необходимо произвести геодезический расчет:

- определить максимальную осадку основания наружного контура днища резервуара по выбранному варианту;
- провести измерение отклонений образующих стенки стального резервуара от вертикали.

Таблица 5- Исходные данные

Вариант	Номер рабочего репера резервуара	Высотная отметка рабочего репера, мм	Расстояние между станциями и пикетами, м	Пикетные точки (станция 1/ станция 2/ станция 3)
10	ПК 3	71772	45	3,12/12,21/21,3

Дополнительная информация о резервуаре:

- Высота резервуара – 11 940 мм.
- Диаметр резервуара – 47400 мм.
- Режим работы – прием-откачка.
- Максимальная высота разлива (согласно технологической карты) – 10440 мм.
- Вид продукта – нефть.

5.1.2 Определение максимальной осадки основания

наружного контура днища резервуара

На первом этапе работы построим исполнительную схему нивелирования наружного контура резервуара через рабочий репер в соответствии с исходными данными для варианта, в масштабе 1:1000.

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

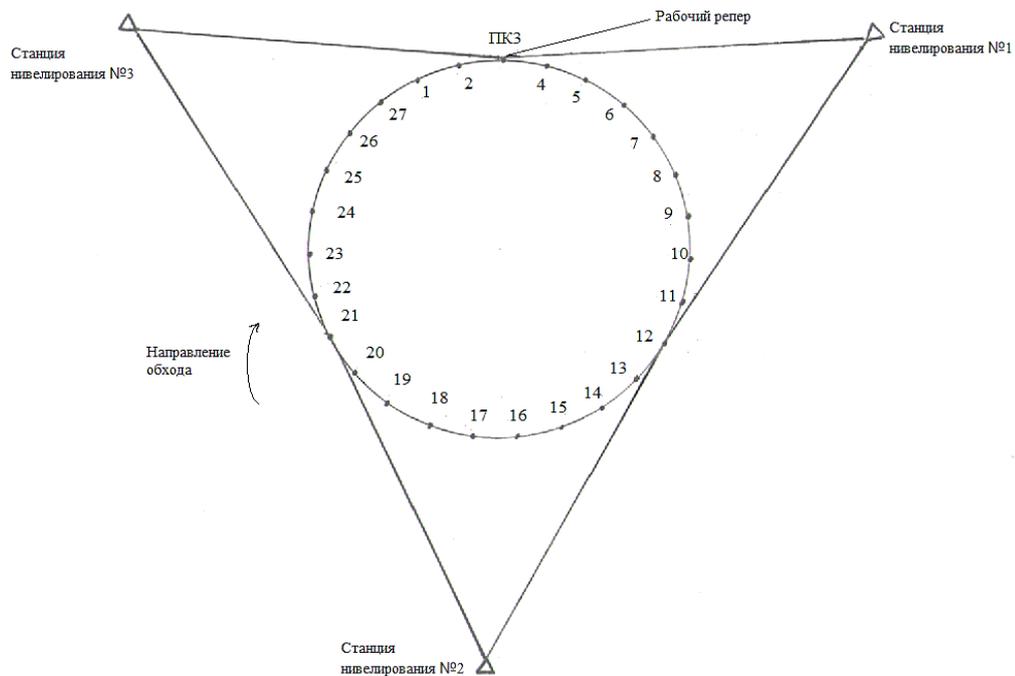


Рис. 20. Исполнительная схема нивелирования наружного контура днища через точку ПКЗ (М 1:1000)

Согласно исполнительной схеме вносим исходные данные в журнал нивелирования: в графу 2 – номера пикетов и промежуточных точек, начиная с рабочего репера; в графу 10 – отметку $H_{абс}$ рабочего репера.

Обрабатываем журнал регистрации нивелирных отметок окрайки днища по достижении максимального уровня налива резервуара:

- определяем наблюдаемые превышения по чёрной и красной сторонам реек: $h_{ч} = a_{ч} - b_{ч}$, $h_{к} = a_{к} - b_{к}$

Для первой станции нивелирования:

$$2512 - 2500 = 12 \text{ (превышение по чёрной рейке)}$$

$$7125 - 7111 = 14 \text{ (превышение по красной рейке)}$$

- находим среднее превышение на каждой станции нивелирования

Для первой станции нивелирования: $(12 + 14) / 2 = 13$

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- для проверки правильности вычислений в журнале выполняем постраничный контроль. Проверка соблюдения равенства в конце таблицы: $\frac{\sum a - \sum b}{2} = \frac{\sum h}{2} = \sum h_{\text{ср}}$
- вычисляем невязку хода по формулам, приведённым в конце таблицы. Невязка равна $-9,5$ мм (соблюдается условие $fh_{\text{доп}} \geq fh_{\text{ф}} = \pm 26$ мм). Разделяем её на три станции: -3 ; -3 ; $-3,5$. Получаем исправленные средние превышения: $h_{\text{испр}} = h_{\text{ср}} + \delta h$. Вычисляем последовательно отметки всех связующих точек хода и записываем в столбик 10. Для контроля правильности: получение для конечной точки хода отметки, равной ее исходному значению.
- определяем горизонт инструмента: к заданной высоте исходного репера прибавляем заднюю отметку по черной рейке.

Для первой станции нивелирования:

$$GI = 71772 + 2512 = 74284$$

- относительно горизонта инструмента вычисляем абсолютную отметку каждой точки, путём вычитания из него промежуточных отсчётов по рейкам:

Для первой станции:

$$H_{\text{абс}}(\text{ПК4}) = 74284 - 2508 = 71776...$$

Все полученные значения вносим в журнал.

Таблица 6-Журнал регистрации нивелирных отметок по достижении максимального уровня налива

№ станции	№ пикето в и промежуточных точек	Отсчёты по рейкам, мм			Превышения, мм			Горизонт инструмента, мм	Отметки $H_{\text{абс}}$, мм
		задняя a	передняя b	промежуточная c	наблюдаемые	средние	исправленные		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	ПК3	2512			12	13 ⁽⁻³⁾	10	74284	71772
		7125			14				

Расчетная часть

Лист

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

	4			2508	4				71776
	5			2511	1				71773
	6			2510	2				71774
	7			2512	0				71772
	8			2513	-1				71771
	9			2513	-1				71771
	10			2511	1				71773
	11			2509	3				71775
	ПК12		2500						
			7111						71782
2	ПК12	0555			5	6,5 ^(-3,5)	3	72337	71782
		5319			8				
	13			0557	-2				71781
	14			0556	-1				71806
	15			0531	24				71804
	16			0533	22				71809
	17			0528	27				71808
	18			0529	26				71798
	19			0539	16				71798
	20			0539	16				
	ПК21		0550						71785
			5311						
3	ПК21	1307			-9	-10 ⁽⁻³⁾	-13	73092	71785
		6073			-11				
	22			1297	10				71791
	23			1301	6				71790
	24			1302	5				71801
	25			1291	16				71794
	26			1298	9				71773
	27			1319	-12				71775
	1			1317	-10				71776
	2			1316	-9				
	ПК3		1316						71772
			6084						
Общий		$\Sigma a = 22891$		$\Sigma h = 19$		$\Sigma h_{cp} = 9,5$		$\Sigma h_{испр} = 0$	
конт-		$\Sigma b = 22872$		$\frac{1}{2} \Sigma h = 9,5$					
роль		$\frac{1}{2}(\Sigma a - \Sigma b) = 9,5$							
$\Sigma h_T = H_K - H_H = 0$									
$fh = \Sigma h_{cp} - \Sigma h_T = 9,5$		$\delta h = -fh/n = -9,5/3 = -3; -3,5; -3$							
$fh_{доп} = 50 \text{ мм} \cdot \sqrt{L, \text{ км}} = \pm 26 \text{ мм}; L = 45 \cdot 6 = 270 \text{ (м)} = 0,27 \text{ (км)}$									

По результатам обработки журнала регистрации нивелирных отметок заполняем таблицу. В графе 3 отклонение между горизонталями определим

					Расчетная часть				Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

как разницу между абсолютной отметкой каждой точки нивелирования и наибольшей рассчитанной отметкой контура дна, принятой за нулевую.

Построим график отклонения точек нивелирования резервуара от горизонтали – нулевой отметки (рис. 2).

Согласно РД 34.21.526-95 при вместимости резервуара 10000-20000м³ при заполненном резервуаре допустимое отклонение наружного контура дна от горизонтали: разность отметок соседних точек на расстоянии 6 м = 30 мм; разность отметок любых других точек = 80 мм. Данные, полученные в таблице, удовлетворяют требованиям, следовательно обеспечена работоспособность резервуара.

Приложение: вместимость резервуара рассчитаем через максимальную высоту взлива и диаметр резервуара, получим $V_{р-ра} = H_{взл} * \pi * \frac{D^2}{4} = 10,44 * \pi * \frac{47,4^2}{4} = 18422\text{м}^3$

Таблица 7 - Результаты обследования окроек дна резервуара при максимальном уровне налива

№ точки нивелирования	Абсолютная отметка, мм	Отклонение от горизонтали, мм	Разница между соседними точками, мм	
			номера соседних точек	величина отклонения, мм
1	2	3	4	5
1	71775	-34	1-2	-1
2	71776	-33	2-3	4
3	71772	-37	3-4	-4
4	71776	-33	4-5	3
5	71773	-36	5-6	-1
6	71774	-35	6-7	2
7	71772	-37	7-8	1
8	71771	-38	8-9	0
9	71771	-38	9-10	-2
10	71773	-36	10-11	-2
11	71775	-34	11-12	-7
12	71782	-27	12-13	2

Расчетная часть

Лист

Изм. Лист № докум. Подпись Дата

13	71780	-29	13-14	-1
14	71781	-28	14-15	-25
15	71806	-3	15-16	2
16	71804	-5	16-17	-5
17	71809	0	17-18	1
18	71808	-1	18-19	10
19	71798	-11	19-20	0
20	71798	-11	20-21	13
21	71785	-24	21-22	-10
22	71795	-14	22-23	4
23	71791	-18	23-24	1
24	71790	-19	24-25	-11
25	71801	-8	25-26	7
26	71794	-15	26-27	21
27	71773	-36	27-1	-2



Рисунок 21. График отклонения точек нивелирования от горизонтали наружного контура днища резервуара

Вывод: на основании журнала регистрации нивелирных отметок по достижении максимального уровня налива, выполнено обследование окрестности днища резервуара, полученные результаты показаны на графике отклонения точек нивелирования от горизонтали наружного контура днища резервуара. Нанесли линию допустимых отклонений согласно ПБ 03-605-03 (предельное

отклонение при диаметре свыше 25 м на днище резервуара при залитом резервуаре: разность отметок соседних точек на расстоянии 6 м по периметру соответствует 30 мм, разность отметок любых других точек равна 40 мм).

Линия допустимых отклонений на графике не пересекает линию отклонения от горизонтали каждой точки нивелирования: разность отметок не превышает 40 мм. Из результатов обследования окраек днища резервуара: разница между соседними точками не превышает 30 мм.

Вывод об осадке основания после испытания резервуара водой: резервуар может эксплуатироваться, так как полученные данные не превышают предельных отклонений. Максимальная осадка основания = 38 мм от горизонтали.

5.1.3 Измерение отклонений образующих стенки стального резервуара от вертикали

Измерение отклонений образующих стенки проведено после монтажа резервуара.

Для измерения отклонений от вертикали стального вертикального резервуара выполнены угловые измерения теодолитом 2Т30П. Они проводились по 27-ми образующим поверхности стенки по всей высоте резервуара, в точках пересечения образующей и горизонтального шва каждого пояса. Нумерация образующих соответствует нумерации точек нивелирования. Последовательно визируют на точки пересечения образующей с горизонтальными швами (1, 2, 3 ...), начиная с уторного. В конце измерений ещё раз наводят на первую точку для контроля. Значения углов вычисляют относительно первого, принимая первое за нулевое:

$$\beta_i = \beta_n - \beta_0 \quad (1)$$

Формула 1 используется при положении теодолита слева от резервуара. При положении теодолита справа от резервуара:

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$\beta_i = \beta_0 - \beta_{\Pi} \quad (2)$$

Вычисление отклонений образующих стенки резервуара Δ_i от вертикали, с учетом знака, производят по формуле:

$$\Delta_i = \frac{\beta_i''}{\rho''} \cdot D \quad (3)$$

где ρ'' -206265-постоянная;

β_i'' -угловое смещение в секундах относительно утора;

D-дальность теодолита до образующей в миллиметрах;

D=30000 мм.

Ход работы:

- Ведомость измерения горизонтальных углов после монтажа конструкций приведена в приложении А. Для образующих вертикальной стенки вычисляем горизонтальные углы, результаты заносим в графу 5 таблицы (приложение А)[Методичка]
- Произведены отсчеты на уторный шов (точку визирования №0) для образующих 1-27 согласно 6 варианту таблицы 8 [18].
- Произведены вычисления отклонения образующих стенки резервуара от вертикали по формуле 3.
- По результатам вычислений заполнила таблицу 5. Данные для графы «Предельные отклонения» взяла в соответствии с требованиями ПБ 03-605-03.

Таблица 8- Отклонения образующей стенки резервуара перед гидравлическим испытанием

Номер пояса	Номер образующей									Предельные отклонения,
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	
	Отклонения образующей от вертикали, мм									

					Расчетная часть				Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

										мм
1	13,09	8,73	8,73							±17,5
2	34,91	21,82	30,54	0,00	4,36	0,00	-4,36	4,36	21,82	±25,0
3	56,72	4,36	30,54	0,00	8,73	8,73	4,36	30,54	21,82	±32,5
4	82,90	0,00	39,27	-8,73	17,45	0,00	4,36	26,18	17,45	±40,0
5	82,90	-21,82	39,27	-21,82	17,45	0,00	-4,36	17,45	-8,73	±47,5
6	56,72	-21,82	48,00	-30,54	17,45	-4,36	-17,45	17,45	4,36	±55,0
7	13,09	-17,45	74,18	-34,91	17,45	-8,73	-13,09	34,91	-30,54	±62,5
8	-8,73	-17,45	95,99	-39,27	30,54	0,00	-17,45	34,91	-39,27	±70,0
<i>Номер пояса</i>	<i>Номер образующей</i>									Пре-дель-ные отклонения, мм
	<i>10</i>	<i>11</i>	<i>12</i>	<i>13</i>	<i>14</i>	<i>15</i>	<i>16</i>	<i>17</i>	<i>18</i>	
	<i>Отклонения образующей от вертикали, мм</i>									
1	13,09	13,09	4,36	4,36	0,00	8,73	21,82	4,36	4,36	±17,5
2	30,54	4,36	-4,36	-8,73	-4,36	17,45	30,54	-8,73	-8,73	±25,0
3	78,54	4,36	-13,09	-8,73	-13,09	21,82	143,99	-30,54	-30,54	±32,5
4	95,99	4,36	-34,91	-8,73	0,00	21,82	571,59	-34,91	-48,00	±40,0
5	61,09	4,36	-43,63	-17,45	-8,73	30,54	87,27	-56,72	-65,45	±47,5
6	13,09	4,36	-48,00	-26,18	-13,09	26,18	100,36	-74,18	-74,18	±55,0
7	-8,73	8,73	-21,82	-8,73	0,00	17,45	130,90	-74,18	-74,18	±62,5
8	-21,82	26,18	-34,91	-17,45	8,73	21,82	143,99	-39,27	-52,36	±70,0
<i>Номер пояса</i>	<i>Номер образующей</i>									Пре-дель
	<i>19</i>	<i>20</i>	<i>21</i>	<i>22</i>	<i>23</i>	<i>24</i>	<i>25</i>	<i>26</i>	<i>27</i>	

	Отклонения образующей от вертикали, мм									- ные откл оне ния, мм
1	26,18	43,63	30,54	17,45	17,45	0,00	13,09	8,73	30,54	±17, 5
2	26,18	78,54	26,18	30,54	26,18	-30,54	4,36	0,00	69,81	±25, 0
3	26,18	13,09	26,18	61,09	52,36	-56,72	4,36	-4,36	91,63	±32, 5
4	30,54	4,36	30,54	74,18	78,54	-39,27	-8,73	0,00	69,81	±40, 0
5	-30,54	-69,81	43,63	95,99	117,81	-56,72	-13,09	4,36	52,36	±47, 5
6	-91,63	-122,17	48,00	130,90	139,63	-100,36	-30,54	8,73	48,00	±55, 0
7	-161,44	-165,81	43,63	135,26	183,26	-122,17	-52,36	0,00	34,91	±62, 5
8	-143,99	-170,17	26,18	139,63	205,08	-122,17	-74,18	30,54	95,99	±70, 0

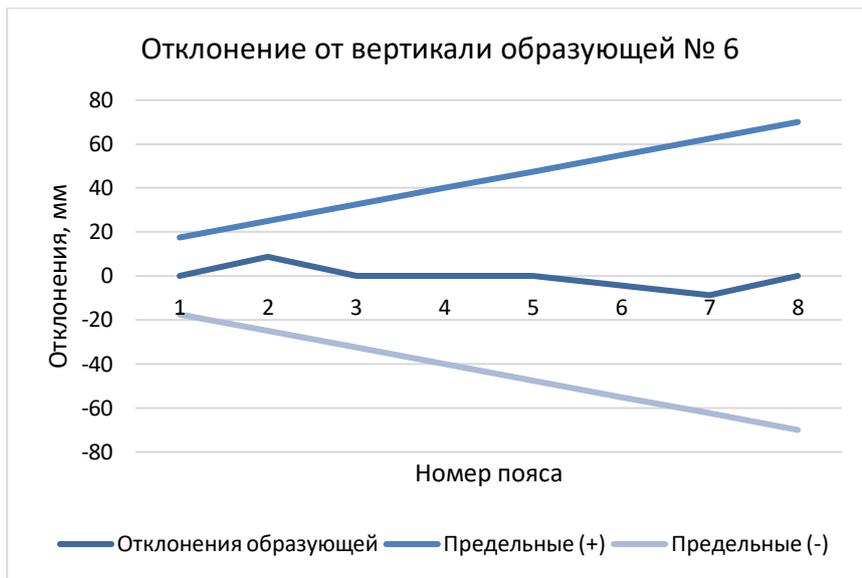
Таблица 9 - Предельные отклонения образующей от вертикали
согласно ПБ 03-605-03

Номер пояса	1	2	3	4	5	6	7	8	Контроль
Высота пояса, Н _п , мм	1492,5	2985,0	4477,5	5970,0	7462,5	8955,0	10447,5	11940,0	H _{р-ра} = 11940
Предельные отклонения, мм	±17,5	±25,0	±32,5	±40,0	±47,5	±55,0	±62,5	±70,0	$\pm \frac{1}{200} H_p + 10$

На основании таблицы 6 построила график отклонений образующей №6 вертикальной стенки резервуара, соответствующей номеру выполняемого варианта.

										Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

Расчетная часть



Вывод: на основании графика отклонения от вертикали образующей № 6 делаем заключение о том, что нет отклонений, превышающих предельно допустимые значения в каждом поясе.

Построила горизонтальную проекцию отклонения от вертикали верхнего пояса корпуса резервуара.

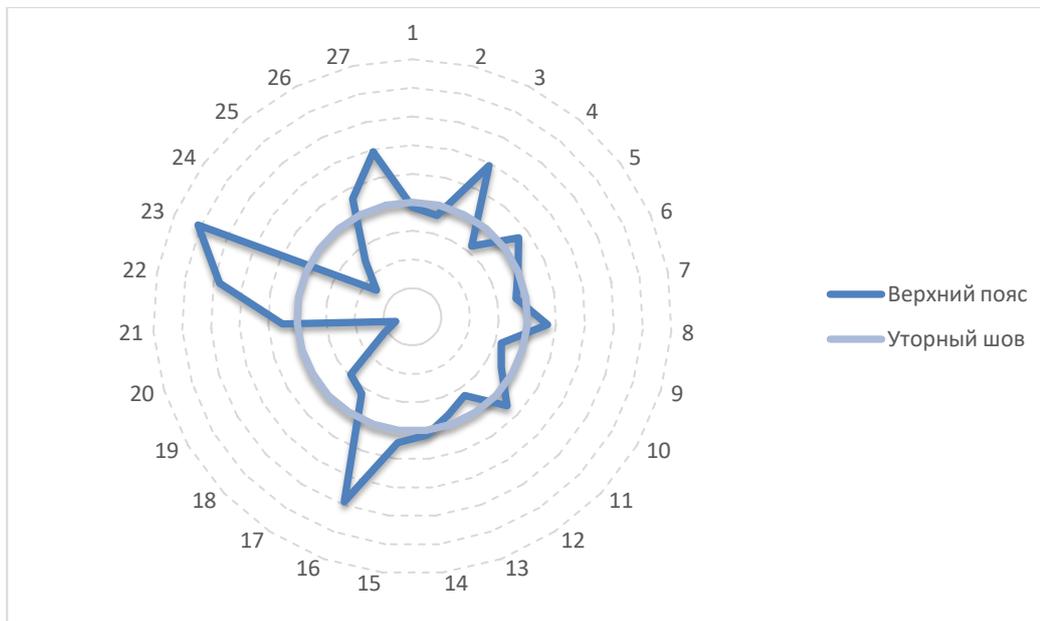


Рисунок 22. Горизонтальная проекция отклонений от вертикали верхнего пояса корпуса резервуара (1 - 27 – номера образующих)

Анализ: отклонения от вертикального верхнего пояса корпуса резервуара не должны превышать ± 70 мм, чему не соответствуют образующие под номерами 3, 19, 20, 22- 25, 27.

Образующие № 23 и №20 с наибольшими отклонениями (20 % от общего числа) выбраны для повторного контроля их вертикальности после слива воды.

Не допускается наличие предельных отклонений разных знаков на уровне одного пояса для двух смежных: как в случае с образующими № 23 и 24.

На основании расчетов можно сделать заключение, что основываясь на предельно допустимых отклонениях размеров и формы смонтированного резервуара (ПБ 03-605-03): отклонения должны удовлетворять 75% производимых замеров по образующим, для остальных 25% замеров отклонения допускаются на 30% больше. То есть, для каждой образующей возможно выбивание не более, чем в 2 поясах и менее, чем на 30%, отразим данные в таблице 7.

Таблица 10 -Анализ предельных отклонений

Номер пояса	1	2	3	4	5	6	7	8
Предельные отклонения, мм	±17,5	±25,0	±32,5	±40,0	±47,5	±55,0	±62,5	±70,0
30 % от предельных отклонений, мм	±22,75	±32,50	±42,25	±52,00	±61,75	±71,50	±81,25	±91,00

Исходя из вышесказанного: отклонения допустимы для вертикальных образующих стенки резервуара под номерами 2, 4-9, 11-15, 25, 26. Остальные образующие превышают отклонения от предельно допустимых, следовательно, резервуар не может быть введен в эксплуатацию, необходимы ремонтно-монтажные работы и повторный анализ.

Общий вывод по геодезическим расчетам

По результатам обработки журнала регистрации нивелирных отметок заполнила таблицу 3. Построила график отклонения точек нивелирования резервуара от горизонтали – нулевой отметки (рис. 2).

На основании журнала регистрации нивелирных отметок по достижении максимального уровня налива, выполнила обследование окраек

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

днища резервуара, полученные результаты показаны на графике отклонения точек нивелирования от горизонтали наружного контура днища резервуара. Нанесла линию допустимых отклонений согласно ПБ 03-605-03 (предельное отклонение при диаметре свыше 25 м на днище резервуара при залитом резервуаре: разность отметок соседних точек на расстоянии 6 м по периметру соответствует 30 мм, разность отметок любых других точек равна 40 мм).

Линия допустимых отклонений на графике (рис. 2) не пересекает линию отклонения от горизонтали каждой точки нивелирования: разность отметок не превышает 40 мм. Из результатов обследования окраек днища резервуара: разница между соседними точками не превышает 30 мм.

Вывод № 1 об осадке основания после испытания резервуара водой: резервуар может эксплуатироваться, так как полученные данные не превышают предельных отклонений. Максимальная осадка основания = 38 мм от горизонтали

На основании графика отклонения от вертикали образующей № 6 делаем заключение о том, что нет отклонений, превышающих предельно допустимые значения в каждом поясе.

Отклонения от вертикального верхнего пояса корпуса резервуара не должны превышать ± 70 мм, чему не соответствуют образующие под номерами 3, 19, 20, 22- 25, 27.

Образующие № 23 и № 20 с наибольшими отклонениями (20 % от общего числа) выбраны для повторного контроля их вертикальности после слива воды. Не допускается наличие предельных отклонений разных знаков на уровне одного пояса для двух смежных: как в случае с образующими № 23 и 24.

Основываясь на предельно допустимых отклонениях размеров и формы смонтированного резервуара (ПБ 03-605-03): отклонения должны удовлетворять 75% производимых замеров по образующим, для остальных 25% замеров отклонения допускаются на 30% больше. То есть, для каждой

образующей возможно выбивание не более, чем в 2 поясах и менее, чем на 30%, данные указаны в таблице 7.

Исходя из вышесказанного: отклонения допустимы для вертикальных образующих стенки резервуара под номерами 2, 4-9, 11-15, 25, 26. Остальные образующие превышают отклонения от предельно допустимых, следовательно, вывод № 2: резервуар не может быть введен в эксплуатацию, необходимы ремонтно-монтажные работы и повторный анализ.

5.2 Расчет размеров резервуара

Оптимальная высота резервуара определяется по формуле:

$$H_{\text{опт}} = \sqrt{\frac{\gamma_c \cdot R_{wy} \cdot \Delta}{\rho_{\text{ж}} \cdot n_{\Gamma} \cdot g}} = \sqrt{\frac{0,8 \cdot 286,1 \cdot 10^6 \cdot 0,01}{765 \cdot 1,1 \cdot 9,81}} = 16,65 \text{ м}, \quad (4)$$

где $H_{\text{опт}}$ - оптимальная высота резервуара, м;

$\rho_{\text{ж}}$ - плотность жидкости, кг/м³ ;

γ_c - коэффициент условий работы конструкции, при расчете стенки резервуара на прочность, принимаем $\gamma_c = 0,8$;

g - ускорение свободного падения, $g=9,81$ м/с²;

R_{wy} -нормативное сопротивления растяжению (сжатию) металла стенки, равное минимальному значению предела текучести, принимаемому по государственным стандартам и техническим условиям на листовую прокат. Стенка резервуара относится к основным конструкциям подгруппы «А», для которых должна применяться сталь класса С345 (09Г2С-12), равное сопротивлению стали, 286,1 МПа;

Δ -сумма приведенных толщин днища и крыши;

$$\Delta = t_w^{\text{прив.днища}} + t_w^{\text{прив.крыши}} = 5 + 5 = 10 \text{ мм} = 0,01 \text{ м},$$

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		85

n_r -коэффициент надежности по нагрузке для гидростатического давления, принимаем $n_r=1,1$;

$$6 \text{ м} \leq H_{\text{опт}} \leq 24 \text{ м}$$

Оптимальная высота находится в пределах.

Количество поясов резервуара:

$$n_{\text{п}} = \left[\frac{H_{\text{опт}}}{h^*} \right] = \left[\frac{16,65}{1,995} \right] = 8,34 \approx 8 \text{ или } 9 \text{ поясов,} \quad (5)$$

где: h^* - высота с учетом строжки листа или подготовки под сварку;

$$h^* = h_{\text{л}} - 0,005 \text{ (строжка листов по ширине- 10 мм);}$$

$H_{\text{опт}}$ -оптимальная высота резервуара, м;

$$h^* = h_{\text{л}} - 0,005 = 2 - 0,005 = 1,995 \text{ м.}$$

Утонченная высота резервуара Н:

$$\begin{aligned} H_1 = n_{\text{п1}} \cdot h^* &= 8 \cdot 1,995 \\ &= 15,96 \text{ м;} \end{aligned} \quad (6)$$

$$\begin{aligned} H_2 = n_{\text{п2}} \cdot h^* &= 9 \cdot 1,995 \\ &= 17,995 \text{ м,} \end{aligned}$$

где: $n_{\text{пи}}$ – расчетное количество поясов резервуара;

h^* - высота листа (по условию).

Оптимальный радиус резервуара определяется по формуле:

$$r_{\text{опт}} = \sqrt{\frac{V}{\pi \cdot H}}, \quad (7)$$

где: $r_{\text{опт}}$ – оптимальный радиус резервуара, м;

V – расчетный объем резервуара, м³;

H - утонченная высота резервуара, м.

$$r_{\text{опт1}} = \sqrt{\frac{V}{\pi \cdot H}} = \sqrt{\frac{20000}{3,14 \cdot 15,96}} = 19,977 \text{ – для 8 поясов,}$$

$$r_{\text{опт2}} = \sqrt{\frac{V}{\pi \cdot H}} = \sqrt{\frac{20000}{3,14 \cdot 17,95}} = 18,837 \text{ – для 9 поясов.}$$

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		86

Количество листов для каждого пояса при полистовой сборке:

$$n_{л} = \frac{2\pi \cdot r_{\text{опт}}}{l_{л}}$$

$$n_{л} = \frac{2 \cdot 3,14 \cdot 19,977}{7,995} = 15,7 \text{ для 8 поясов при } R=19,977 \text{ м,} \quad (8)$$

$$n_{л} = \frac{2 \cdot 3,14 \cdot 18,837}{7,995} = 14,8 \text{ для 9 поясов при } R=18,837 \text{ м.}$$

где: $r_{\text{опт}}$ - оптимальный радиус резервуара, м;

$n_{л}$ - количество поясов;

$l_{л}$ - длина листа, м;

$l_{л} = l_{л} - 0,005$ (строжка листов по длине - 5 мм.)

$$l_{л} = l_{л} - 0,005 = 8 - 0,005 = 7,995 \text{ м}$$

Число листов будет 15; 15,5; 16.

Возможные радиусы резервуара:

$$R_{\text{опт}} = \frac{l_{л} \cdot n_{л}}{2\pi} = \frac{15 \cdot 7,995}{2 \cdot 3,14} = 17,8 \text{ м;}$$

$$R_{\text{опт}} = \frac{l_{л} \cdot n_{л}}{2\pi} = \frac{16 \cdot 7,995}{2 \cdot 3,14} = 20,4 \text{ м} \quad (9)$$

$$R_{\text{опт}} = \frac{l_{л} \cdot n_{л}}{2\pi} = \frac{15,5 \cdot 7,995}{2 \cdot 3,14} = 19,7 \text{ м}$$

где: $n_{л}$ - количество поясов;

$l_{л}$ - длина листа, м;

Фактический объем резервуара:

$$V_{\phi 1} = \pi \cdot R_1^2 \cdot H_2 = 3,14 \cdot 17,8^2 \cdot 17,995 = 17902 \text{ м}^3,$$

$$V_{\phi 2} = \pi \cdot R_1^2 \cdot H_2 = 3,14 \cdot 20,4^2 \cdot 17,995 = 23514 \text{ м}^3,$$

$$V_{\phi 3} = \pi \cdot R_1^2 \cdot H_2 = 3,14 \cdot 20,4^2 \cdot 15,96 = 20885 \text{ м}^3, \quad (10)$$

$$V_{\phi 4} = \pi \cdot R_1^2 \cdot H_2 = 3,14 \cdot 19,7^2 \cdot 15,96 = 19448 \text{ м}^3.$$

где: R - возможный радиус резервуара;

H - утонченная высота резервуара, м.

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		87

Объем $V_{\varphi 4}$ соответствует заданному объему. Число листов будет 15,5, а число поясов 8.

Соответствие геометрического объема к номинальному объему резервуара:

$$\frac{V - V_r}{V} \cdot 100\% \leq 5\% \quad (11)$$

$$\frac{20000 - 19448}{20000} \cdot 100\% \leq 5\%$$

$$2,76 \leq 5\%.$$

Высота налива жидкости:

$$H_H = 15,96 - 0,25 - 0,34 - 0,3 = 15,07 \text{ м}, \quad (12)$$

Объем жидкости в резервуаре:

$$V_{\text{ж}} = \pi \cdot R^2 \cdot H_H - \left[\frac{1}{3} \cdot \pi \cdot R^2 \cdot (i \cdot R) \right] = \quad (13)$$

$$3,14 \cdot 19,7^2 \cdot 15,07 - \left[\frac{1}{3} \cdot 3,14 \cdot 19,7^2 \cdot (0,0133 \cdot 19,7) \right] =$$

$$18257,91 \text{ м}^3$$

где: $i = 1:75$ (уклон днища) ;

H_H – высота налива жидкости, м;

R - радиус резервуара, м.

Определение расстояния от днища до нижней кромки пояса:

$$Z_i = (i - 1)h_{\text{л}} \cdot Z_1 = 0,3\text{м} \quad (14)$$

Таблица № 11 – Расстояние от резервуара до нижней кромки i-го пояса	
№ пояса	Z_i , м
1	0,3
2	$Z_i = (2 - 1) \cdot 1,995 = 1,995$
3	$Z_i = (3 - 1) \cdot 1,995 = 3,99$

4	$Z_i = (4 - 1) \cdot 1,995 = 5,985$
5	$Z_i = (5 - 1) \cdot 1,995 = 7,980$
6	$Z_i = (6 - 1) \cdot 1,995 = 9,975$
7	$Z_i = (7 - 1) \cdot 1,995 = 11,97$
8	$Z_i = (8 - 1) \cdot 1,995 = 13,965$

5.3 Расчет толщины стенки резервуара

Расчет толщины стенки для режима эксплуатации, проводится на основании РД-23.020.00-КТН-018-14 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Резервуары стальные вертикальные для хранения нефти и нефтепродуктов объемом 1000-50000 куб.м.»[13]:

$$t_3 = \frac{[n_r \cdot \rho \cdot g \cdot (H_n - Z_i) + n_2 \cdot P_n] \cdot R_p}{\gamma_c \cdot R_{wy}}, \quad (15)$$

где: n_r – коэффициент надежности по нагрузке гидростатического давления; принимаем $n_r=1,1$;

Z_i - расстояние от днища до расчетного уровня, м;

R - радиус резервуара, м;

ρ - плотность жидкости, кг/м³ ;

n_2 - коэффициент надежности по нагрузке избыточного давления и вакуума, принимаем $n_2=1,2$;

g - ускорение свободного падения, $g=9,81$ м/с² ;

P_n - избыточное давление, принимаем $P_n = 2,0$ кПа;

H_n – высота налива жидкости, м;

γ_c - коэффициент условий работы, принимаем $\gamma_c= 0,7$ - для нижнего пояса;

$\gamma_c= 0,8$ – для остальных поясов;

R_{wy} - расчетное сопротивление стыковых сварных соединений по пределу текучести, равное сопротивлению стали, 286,1 МПа;

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		89

Первый пояс

$$t_3 = \frac{[1,1 \cdot 765 \cdot 9,81 \cdot (15,07 - 0,3) + 1,2 \cdot 2000] \cdot 19,7}{0,7 \cdot 286,1 \cdot 10^6} = 12,02 \text{ мм};$$

Второй пояс

$$t_3 = \frac{[1,1 \cdot 765 \cdot 9,81 \cdot (15,07 - 1,995) + 1,2 \cdot 2000] \cdot 19,7}{0,7 \cdot 286,1 \cdot 10^6} = 10,64 \text{ мм};$$

Третий пояс

$$t_3 = \frac{[1,1 \cdot 765 \cdot 9,81 \cdot (15,07 - 3,990) + 1,2 \cdot 2000] \cdot 19,7}{0,7 \cdot 286,1 \cdot 10^6} = 9,02 \text{ мм};$$

Четвертый пояс

$$t_3 = \frac{[1,1 \cdot 765 \cdot 9,81 \cdot (15,07 - 5,985) + 1,2 \cdot 2000] \cdot 19,7}{0,7 \cdot 286,1 \cdot 10^6} = 7,4 \text{ мм};$$

Пятый пояс

$$t_3 = \frac{[1,1 \cdot 765 \cdot 9,81 \cdot (15,07 - 7,980) + 1,2 \cdot 2000] \cdot 19,7}{0,7 \cdot 286,1 \cdot 10^6} = 5,78 \text{ мм};$$

Шестой пояс

$$t_3 = \frac{[1,1 \cdot 765 \cdot 9,81 \cdot (15,07 - 9,975) + 1,2 \cdot 2000] \cdot 19,7}{0,7 \cdot 286,1 \cdot 10^6} = 4,16 \text{ мм};$$

Седьмой пояс

$$t_3 = \frac{[1,1 \cdot 765 \cdot 9,81 \cdot (15,07 - 11,97) + 1,2 \cdot 2000] \cdot 19,7}{0,7 \cdot 286,1 \cdot 10^6} = 2,54 \text{ мм};$$

Восьмой пояс

$$t_3 = \frac{[1,1 \cdot 765 \cdot 9,81 \cdot (15,07 - 13,965) + 1,2 \cdot 2000] \cdot 19,7}{0,7 \cdot 286,1 \cdot 10^6} = 0,921 \text{ мм};$$

Минимально конструктивно толщина листов стенки для резервуаров с диаметром от 25 до 40 м, равна 8 мм.

Считаем расчетное сопротивление для стали С255

$$R_y = \frac{R_{y,н}}{\gamma_M} = \frac{255}{1,025} = 248,78 \text{ МН}, \quad (16)$$

$$R_{wy} = 0,85 \cdot 248,78 = 211,46 \text{ МН}, \quad (17)$$

Расчет толщины на стенки для стали С255

$$t_3 = \frac{[1,1 \cdot 765 \cdot 9,81 \cdot (15,07 - 3,99) + 1,2 \cdot 2000] \cdot 19,7}{0,7 \cdot 211,46 \cdot 10^6} = 12,21 \text{ мм};$$

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		90

$$t_4 = \frac{[1,1 \cdot 765 \cdot 9,81 \cdot (15,07 - 5,985) + 1,2 \cdot 2000] \cdot 19,7}{0,7 \cdot 211,46 \cdot 10^6} = 10,01 \text{ мм};$$

$$t_5 = \frac{[1,1 \cdot 765 \cdot 9,81 \cdot (15,07 - 7,98) + 1,2 \cdot 2000] \cdot 19,7}{0,7 \cdot 211,46 \cdot 10^6} = 7,82 \text{ мм};$$

$$t_6 = \frac{[1,1 \cdot 765 \cdot 9,81 \cdot (15,07 - 9,975) + 1,2 \cdot 2000] \cdot 19,7}{0,7 \cdot 211,46 \cdot 10^6} = 5,63 \text{ мм};$$

$$t_7 = \frac{[1,1 \cdot 765 \cdot 9,81 \cdot (15,07 - 11,97) + 1,2 \cdot 2000] \cdot 19,7}{0,7 \cdot 211,46 \cdot 10^6} = 3,44 \text{ мм};$$

$$t_8 = \frac{[1,1 \cdot 765 \cdot 9,81 \cdot (15,07 - 13,965) + 1,2 \cdot 2000] \cdot 19,7}{0,7 \cdot 211,46 \cdot 10^6} = 1,25 \text{ мм};$$

Толщина стенки с припуском на коррозию

$$t_3 + c, \text{ мм}, \quad (18)$$

где: c - припуск на коррозию, мм, принимаем $c = 2$ мм;

t_3 - толщина стенки, мм.

Таблица 12-Толщина стенки с припуском на коррозию

№ пояса	$t_3, \text{мм}$	$t_3 + c, \text{мм}$	Сталь
1	12,02	14,02	C345
2	10,64	12,64	C345
3	9,02	11,02	C345
4	7,4	9,4	C235
5	7,82	9,82	C255
6	5,63	7,63	C255
7	3,44	5,44	C255
8	1,25	3,25	C255

Расчет толщины стенки резервуара, по условию гидравлический испытаний определяется по формуле:

$$t_g = \frac{[n_r \cdot \rho_{ж} \cdot g \cdot (H_g - Z_i) + n_2 \cdot P_i] \cdot R \rho}{\gamma_c \cdot R_{wy}}, \quad (19)$$

где R - радиус резервуара, м;

n_r - коэффициент надежности по нагрузке гидростатического давления; принимаем $n_r = 1,1$;

Z_i - расстояние от дна до расчетного уровня, м;

R - радиус резервуара, м;

$\rho_{ж}$ - плотность жидкости, кг/м³, принимаем $\rho_{ж} = 1000$ кг/м³ ;

H_g - уровень налива воды, м;

$$H_g = H_n = 15,07 \text{ м};$$

γ_c - коэффициент условий работы, коэффициент условий работы при гидравлических испытаниях для всех поясов одинаков, принимаем $\gamma_c = 0,9$;

Z_g - расстояние от днища до расчетного уровня, м.

Сталь С345

$$t_{g1} = \frac{[1,1 \cdot 1000 \cdot 9,81 \cdot (15,07 - 0,3)] \cdot 19,7}{0,9 \cdot 286,1 \cdot 10^6} = 12,19 \text{ мм};$$

$$t_{g2} = \frac{[1,1 \cdot 1000 \cdot 9,81 \cdot (15,07 - 1,995)] \cdot 19,7}{0,9 \cdot 286,1 \cdot 10^6} = 10,8 \text{ мм};$$

$$t_{g3} = \frac{[1,1 \cdot 1000 \cdot 9,81 \cdot (15,07 - 3,99)] \cdot 19,7}{0,9 \cdot 286,1 \cdot 10^6} = 9,15 \text{ мм};$$

$$t_{g4} = \frac{[1,1 \cdot 1000 \cdot 9,81 \cdot (15,07 - 5,985)] \cdot 19,7}{0,9 \cdot 286,1 \cdot 10^6} = 7,5 \text{ мм};$$

Сталь С255

$$t_{g5} = \frac{[1,1 \cdot 1000 \cdot 9,81 \cdot (15,07 - 7,98)] \cdot 19,7}{0,9 \cdot 286,1 \cdot 10^6} = 7,92 \text{ мм};$$

$$t_{g6} = \frac{[1,1 \cdot 1000 \cdot 9,81 \cdot (15,07 - 9,975)] \cdot 19,7}{0,9 \cdot 286,1 \cdot 10^6} = 5,7 \text{ мм};$$

$$t_{g7} = \frac{[1,1 \cdot 1000 \cdot 9,81 \cdot (15,07 - 11,97)] \cdot 19,7}{0,9 \cdot 286,1 \cdot 10^6} = 3,46 \text{ мм};$$

$$t_{g8} = \frac{[1,1 \cdot 1000 \cdot 9,81 \cdot (15,07 - 13,965)] \cdot 19,7}{0,9 \cdot 286,1 \cdot 10^6} = 1,23 \text{ мм};$$

Проводим проверочный расчет на прочность для расчетной стенки:

$$t_{pi} = t_{ном} - [\Delta] - c, \quad (20)$$

Первый пояс:

$$t_{pi} = 15 - 0,45 - 0,2 = 12,55 \text{ мм} = 0,01255 \text{ м};$$

Второй пояс

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		92

$$t_{pi} = 14 - 0,45 - 2 = 11,55 \text{ мм} = 0,01155 \text{ м};$$

Третий пояс

$$t_{pi} = 12 - 0,45 - 2 = 9,55 \text{ мм} = 0,0955 \text{ м};$$

Четвертый пояс

$$t_{pi} = 11 - 0,45 - 2 = 8,55 \text{ мм} = 0,0855 \text{ м};$$

Пятый пояс

$$t_{pi} = 11 - 0,45 - 2 = 8,55 \text{ мм} = 0,0855 \text{ м};$$

Шестой пояс

$$t_{pi} = 11 - 0,45 - 2 = 8,55 \text{ мм} = 0,0855 \text{ м};$$

Седьмой пояс

$$t_{pi} = 11 - 0,45 - 2 = 8,55 \text{ мм} = 0,0855 \text{ м};$$

Восьмой пояс

$$t_{pi} = 11 - 0,45 - 2 = 8,55 \text{ мм} = 0,0855 \text{ м};$$

5.4 Расчет резервуара на прочность

Расчет резервуара вертикального стального на прочность осуществляется на основании СП 16.13330.2011 «Свод правил «СНиП II-23-81* . Стальные конструкции».

Проверочный расчет стенки на прочность проводится по формуле:

$$\sqrt{G_{кци}^2 - G_{кци}^2 \cdot G_{ми} + G_{ми}^2} \leq R, \quad (21)$$

где: $G_{кци}^2$ - кольцевое напряжение i -го пояса, МПа;

$G_{ми}^2$ - меридианное напряжение i -го пояса, МПа;

γ_c - коэффициент условий работы, принимаем $\gamma_c = 0,7$ - для нижнего пояса;

γ_n - коэффициент надежности по назначению резервуара. Для резервуаров объемом 10 000 м и выше, размещенных по берегам рек, крупных водоемов и в черте городской застройки - класс II - особо опасные

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		93

резервуары, $\gamma_n = 1,1$; - расчетное сопротивление стыковых сварных соединений по пределу текучести, равное сопротивлению стали, МПа. Для стали С345 = 286,1 МПа; для стали С255 = 211,46 МПа; - расчетное предельно допустимое напряжение, МПа.

R- расчетное предельно допустимое напряжение, МПа.

$$R = \frac{R_{wy} \cdot \gamma_c}{\gamma_n};$$

$$R(\text{для первого пояса}) = \frac{286,1 \cdot 0,7}{1,1} = 182,064;$$

$$R(\text{Сталь 345}) = \frac{286,1 \cdot 0,8}{1,1} = 208,073;$$

$$R(\text{Сталь 255}) = \frac{211,46 \cdot 0,8}{1,1} = 153,79;$$

$$G_{\text{кц}} = \frac{(P_{ri} + P_u) \cdot R_p}{t_{pi}} \quad (22)$$

$$P_{ri} = n_T \cdot \rho_{tmin} \cdot g \cdot (H_n - Z_i) \quad (23)$$

$$\rho_{tmin} = \rho_{20} - \xi_t \cdot (t_{min} - 20) \quad (24)$$

где: P_{ri} – гидростатическое давление МПа;

P_u - избыточное давление, принимаем =2000 Па;

R_p - радиус резервуара, м;

t_{pi} - толщина стенки каждого пояса, м;

ρ_{tmin} - плотность нефти при минимальной температуре, кг/м³;

ξ_t - температурная поправка на плотность нефти, равная 0,699 1/°С.

$$\rho_{tmin} = 765 - 0,699 \cdot (13,5 - 20) = 769,5 \text{ кг/м}^3;$$

Определим гидростатическое давление для каждого пояса в отдельности, по формуле (22):

$$P_{r1} = 1,1 \cdot 765 \cdot 9,81 \cdot (15,07 - 0,3) = 0,123 \text{ Мпа};$$

$$P_{r2} = 1,1 \cdot 765 \cdot 9,81 \cdot (15,07 - 1,995) = 0,109 \text{ Мпа};$$

$$P_{r3} = 1,1 \cdot 765 \cdot 9,81 \cdot (15,07 - 3,990) = 0,092 \text{ Мпа};$$

					Расчетная часть	Лист
						94
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$P_{r4} = 1,1 \cdot 765 \cdot 9,81 \cdot (15,07 - 5,985) = 0,075 \text{ МПа};$$

$$P_{r5} = 1,1 \cdot 765 \cdot 9,81 \cdot (15,07 - 7,980) = 0,059 \text{ МПа};$$

$$P_{r6} = 1,1 \cdot 765 \cdot 9,81 \cdot (15,07 - 9,975) = 0,042 \text{ МПа};$$

$$P_{r7} = 1,1 \cdot 765 \cdot 9,81 \cdot (15,07 - 11,97) = 0,026 \text{ МПа};$$

$$P_{r8} = 1,1 \cdot 765 \cdot 9,81 \cdot (15,07 - 13,965) = 0,009 \text{ МПа};$$

Подставим найденное гидростатическое давление в формулу(22):

$$G_{\text{кц1}} = \frac{(0,123+2000 \cdot 10^6) \cdot 19,7}{0,01255} = 196,22 \text{ МПа};$$

$$G_{\text{кц2}} = \frac{(0,108+2000 \cdot 10^6) \cdot 19,7}{0,01155} = 189,32 \text{ МПа};$$

$$G_{\text{кц3}} = \frac{(0,092+2500 \cdot 10^6) \cdot 19,7}{0,00955} = 193,91 \text{ МПа};$$

$$G_{\text{кц4}} = \frac{(0,075+2000 \cdot 10^6) \cdot 19,7}{0,00855} = 177,42 \text{ МПа};$$

$$G_{\text{кц5}} = \frac{(0,059+2000 \cdot 10^6) \cdot 19,7}{0,00855} = 140,55 \text{ МПа};$$

$$G_{\text{кц6}} = \frac{(0,042+2000 \cdot 10^6) \cdot 19,7}{0,00855} = 101,38 \text{ МПа};$$

$$G_{\text{кц7}} = \frac{(0,026+2000 \cdot 10^6) \cdot 19,7}{0,00855} = 64,51 \text{ МПа};$$

$$G_{\text{кц8}} = \frac{(0,009+2000 \cdot 10^6) \cdot 19,7}{0,00855} = 25,35 \text{ МПа};$$

Меридианное напряжение рассчитывается по формуле:

$$G_{mi} = 0,5 \cdot G_{\text{кци}}, \quad (25)$$

где: $G_{\text{кци}}$ - кольцевое напряжение i -го пояса, МПа.

$$G_{m1} = 0,5 \cdot 196,22 = 98,11 \text{ МПа};$$

$$G_{m2} = 0,5 \cdot 189,32 = 94,66 \text{ МПа};$$

$$G_{m3} = 0,5 \cdot 193,91 = 96,96 \text{ МПа};$$

$$G_{m4} = 0,5 \cdot 177,42 = 88,71 \text{ МПа};$$

$$G_{m5} = 0,5 \cdot 140,55 = 70,28 \text{ МПа};$$

$$G_{m6} = 0,5 \cdot 101,38 = 50,69 \text{ МПа};$$

$$G_{m7} = 0,5 \cdot 64,51 = 32,26 \text{ МПа};$$

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		95

$$G_{m8} = 0,5 \cdot 25,35 = 12,68 \text{ МПа.}$$

Подставим все найденные значения в формулу (20):

1 пояс

$$\sqrt{196,22^2 - 196,22 \cdot 98,11 + 98,11^2} \leq 182,064;$$

$$169,93 \text{ МПа} \leq 182,064 \text{ МПа};$$

2 пояс

$$\sqrt{189,32^2 - 189,32 \cdot 94,66 + 94,66^2} \leq 208,073;$$

$$163,96 \text{ МПа} \leq 208,073 \text{ МПа};$$

3 пояс

$$\sqrt{193,91^2 - 193,91 \cdot 96,96 + 96,96^2} \leq 208,073;$$

$$167,931 \text{ МПа} \leq 208,073 \text{ МПа};$$

4 пояс

$$\sqrt{177,42^2 - 177,42 \cdot 88,71 + 88,71^2} \leq 208,073;$$

$$153,65 \text{ МПа} \leq 208,073 \text{ МПа};$$

5 пояс

$$\sqrt{140,55^2 - 140,55 \cdot 70,28 + 70,28^2} \leq 153,79;$$

$$121,72 \text{ МПа} \leq 153,79 \text{ МПа};$$

6 пояс

$$\sqrt{101,38^2 - 101,38 \cdot 50,69 + 50,69^2} \leq 153,79;$$

$$87,80 \text{ МПа} \leq 153,79 \text{ МПа};$$

7 пояс

$$\sqrt{64,51^2 - 64,51 \cdot 32,26 + 32,26^2} \leq 153,79;$$

$$55,87 \text{ МПа} \leq 153,79 \text{ МПа};$$

8 пояс

$$\sqrt{25,35^2 - 25,35 \cdot 12,68 + 12,68^2} \leq 153,79;$$

$$21,95 \text{ МПа} \leq 153,79 \text{ МПа};$$

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		96

Вывод: условие прочности выполняется.

5.5 Расчет стенки резервуара на устойчивость

Расчет на устойчивость производится в соответствии с СП 16.13330.2011 «Свод правил «СНиП II-23-81* Стальные конструкции».

Устойчивость стенки резервуара проверяется по формуле:

$$\frac{G_1}{G_{01}} + \frac{G_2}{G_{02}} \leq 1, \quad (26)$$

где: G_1 - расчетное осевое напряжение в стенке, МПа;

G_2 - расчетное кольцевое напряжение в стенке, МПа;

G_{01} - критическое осевое напряжение, МПа;

G_{02} - критическое кольцевое напряжение, МПа.

Кольцевые напряжения стенки определяются по средней толщине, а осевые напряжения стенки резервуара определяются по минимальной толщине стенки.

Расчетные осевые напряжения для резервуара, определяются по формуле:

$$G_1 = \frac{n_3 \cdot (Q_n + Q_{ст.}) + \Psi \cdot (Q_{снег} + Q_{вак} \cdot n_2)}{2\pi \cdot R_p \cdot \delta_i}, \quad (27)$$

где n_3 - коэффициент надежности по нагрузке от собственного веса, принимаем = 1,05; Q_n - вес покрытия резервуара, Н;

$Q_{ст.}$ - вес вышележащих поясов стенки с учетом изоляции, Н;

$Q_{ст.}$ - полное расчетное значение снеговой нагрузки на горизонтальную проекцию покрытия, Н;

Ψ - коэффициент сочетания нагрузок. = 0,9;

$Q_{вак}$ - нормативная нагрузка от вакуума на покрытие, Н;

R_p - радиус резервуара, м;

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

δ_i -расчетная толщина стенки i -го пояса.

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		97

Нагрузка от вакуума:

$$Q_{\text{вак}} = \pi \cdot R_p^2 \cdot P_{\text{вак}} = 3,14 \cdot 19,7^2 \cdot 250 = 0,305 \text{ МН.} \quad (28)$$

где: $Q_{\text{вак}}$ - нормативная нагрузка от вакуума на покрытие, Н;

R_p - радиус резервуара, м;

$P_{\text{вак}}$ - нормативное значение вакуума в газовом пространстве, Па.

Расчет веса покрытия резервуара:

$$Q_n = 2 \cdot \pi \cdot R_p^2 \cdot (Q_{\text{об}} + Q_{\text{ок}}) + Q_{\text{крыши}} \quad (29)$$
$$= 2 \cdot 3,14 \cdot 19,7^2 \cdot (320 + 200) + 102641 = 1,37 \text{ МН,}$$

где R_p - радиус резервуара, м;

$Q_{\text{об}} = 320 \text{ Н/м}^2$ – вес оборудования;

$Q_{\text{ок}} = 200 \text{ Н/м}^2$ – вес опорного кольца;

$Q_{\text{крыши}}$ - масса крыши резервуара равна 102641 кг.

Снеговая нагрузка

$$Q_{\text{снег}} = P_{\text{сн}}^H \cdot \mu \cdot \pi \cdot R_p^2, \quad (30)$$

$$Q_{\text{снег}} = 2,4 \cdot 1 \cdot 3,14 \cdot 19,7^2 = 0,292 \text{ МН}$$

где $Q_{\text{снег}}$ – снеговая нагрузка, Н/м^2 ;

μ - коэффициент перехода от веса снегового покрова земли к снеговой нагрузке на покрытие, принимаем = 1;

R_p - радиус резервуара, м;

Ветровая нагрузка

$$Q_{\text{вет}} = W_0 \cdot K_2 \cdot C_0 \quad (31)$$

где: $Q_{\text{вет}}$ - ветровая нагрузка Н/м^2 ;

C_0 – коэффициент аэродинамической обтекаемости, принимаем $C_0 = 0,63$;

$$P_{\text{в}} = W_0 \cdot K_2 \cdot C_0 = 380 \cdot 1 \cdot 0,63 = 239,4 \text{ Па,} \quad (32)$$

Расчет кольцевых напряжений в стенке резервуара:

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		98

$$G_2 = \frac{P_B \cdot n_B \cdot P_{\text{вак}} \cdot n_2}{\delta_{\text{ср}}} \cdot R_p, \quad (33)$$

где: P_B - нормативное значение ветровой нагрузки на резервуар, Па;

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

$\delta_{\text{ср}}$ - средняя арифметическая толщина стенки резервуара;

n_B - коэффициент надежности по ветровой нагрузке, $n_B = 1,4$.

$$\delta_{\text{ср}} = \frac{1}{2} \cdot \sum_{i=1}^a \delta_{\text{ст}} = \frac{0,015+0,014+0,012+0,011+0,011+0,011+0,011}{8} = 0,012 \text{ м}, \quad (34)$$

$$G_2 = \frac{239,4 \cdot 1,4 + 250 \cdot 1,2}{0,012} \cdot 19,7 = 1,04 \text{ МПа}$$

Расчет осевых критических напряжений

$$G_{01} = C \cdot E \cdot \frac{\delta_{i-\text{ого}}}{R}, \quad (35)$$

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

C - коэффициент, определим по таблице 6.

$R_p/\delta_{\text{ср}}$	600	800	1000	1500	2500
C	0,11	0,09	0,08	0,07	0,06

$$\frac{R_p}{\delta_{\text{ср}}} = \frac{19,7}{0,012} = 1641,667 \quad (36)$$

Принимаем $C = 0,07$

Первый пояс

$$G_{01} = 0,07 \cdot 2,1 \cdot 10^5 \cdot \frac{0,015}{19,7} = 11,19 \text{ МПа};$$

Второй пояс

$$G_{01} = 0,07 \cdot 2,1 \cdot 10^5 \cdot \frac{0,014}{19,7} = 10,45 \text{ МПа};$$

Третий пояс

$$G_{01} = 0,07 \cdot 2,1 \cdot 10^5 \cdot \frac{0,012}{19,7} = 8,95 \text{ МПа};$$

Четвертый пояс

$$G_{01} = 0,07 \cdot 2,1 \cdot 10^5 \cdot \frac{0,011}{19,7} = 8,21 \text{ МПа};$$

Пятый пояс

$$G_{01} = 0,07 \cdot 2,1 \cdot 10^5 \cdot \frac{0,011}{19,7} = 8,21 \text{ МПа};$$

Шестой пояс

$$G_{01} = 0,07 \cdot 2,1 \cdot 10^5 \cdot \frac{0,011}{19,7} = 8,21 \text{ МПа};$$

Седьмой пояс

$$G_{01} = 0,07 \cdot 2,1 \cdot 10^5 \cdot \frac{0,011}{19,7} = 8,21 \text{ МПа};$$

Восьмой пояс

$$G_{01} = 0,07 \cdot 2,1 \cdot 10^5 \cdot \frac{0,011}{19,7} = 8,21 \text{ МПа}.$$

Расчет кольцевых напряжений

$$G_{02} = 0,55 \cdot E \cdot \frac{R_p}{H} \cdot \left(\frac{\delta_{cp}}{R_p}\right)^{\frac{3}{2}} = 0,055 \cdot 2,1 \cdot 10^5 \cdot \frac{19,7}{15,96} \cdot \left(\frac{0,012}{19,7}\right)^{\frac{3}{2}} = 1,61 \text{ МПа}, \quad (37)$$

где: R_p - радиус резервуара, м;

H – геометрическая высота резервуара, м;

δ_{cp} - средняя арифметическая толщина стенки резервуара.

Вес вышележащих поясов, определяется по формуле:

$$Q_{стен.} = Q_{ст.} + Q_{из.}$$

$$Q_{ст.} = 2 \cdot \pi \cdot R_p \cdot \gamma_{ст.} \cdot \sum_{i=1}^a (h_i + \delta_i)$$

$$Q_{из.} = 2 \cdot \pi \cdot R_p \cdot \gamma_{ст.} \cdot \sum_{i=1}^a (h_i + \delta_{из.})$$

где $Q_{из.}$ - вес вышележащих поясов стенки с учетом изоляции, Н;

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		100

R_p - радиус резервуара, м;

$\gamma_{ст}$ - удельный вес стали, $\gamma_{ст}=78,5 \frac{кН}{м^3}$;

h_i - высота i -го пояса стенки резервуара, м;

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

$$h_1 \cdot \delta_1 = 1,995 \cdot 0,015 = 0,02993 \text{ м}^2;$$

$$h_2 \cdot \delta_2 = 1,995 \cdot 0,014 = 0,02793 \text{ м}^2;$$

$$h_3 \cdot \delta_3 = 1,995 \cdot 0,012 = 0,02394 \text{ м}^2;$$

$$h_4 \cdot \delta_{4-8} = 1,995 \cdot 0,011 = 0,02195 \text{ м}^2;$$

$$h_i \cdot \delta_{из}$$

$$h_{1-8} \cdot \delta_{1-8} = 1,995 \cdot 0,05 = 0,09975 \text{ м}^2;$$

$$\sum_{i=1}^a (h_i \cdot \delta_i) = 0,02993 + 0,02793 + 0,02394 + 0,02195 \cdot 5 = 0,19155 \quad (38)$$

$$\sum_{i=1}^a (h_i \cdot \delta_{из}) = 0,09975 \cdot 8 = 0,798 \quad (39)$$

Подставим найденные значения в формулы

$$Q_{ст.} = 2 \cdot \pi \cdot R_p \cdot \gamma_{ст} \cdot \sum_{i=1}^a (h_i + \delta_i) = 2 \cdot 3,14 \cdot 19,7 \cdot 78,5 \cdot 10^3 \cdot 0,19155 = 1,813 \text{ МН},$$

$$Q_{из.} = 2 \cdot \pi \cdot R_p \cdot \gamma_{ст} \cdot \sum_{i=1}^a (h_i + \delta_{из}) = 2 \cdot 3,14 \cdot 19,7 \cdot 85 \cdot 0,798 = 0,0823 \text{ МН}.$$

Полученные данные подставим в формулу

Для 1 пояса

$$G_1 = \frac{1,05 \cdot (1,37 + 2,055) + 0,9 \cdot (0,292 + 0,305 \cdot 1,2)}{2 \cdot 3,14 \cdot 19,7 \cdot 0,015} = 2,26;$$

Для 2 пояса

$$G_2 = \frac{1,05 \cdot (1,37 + 1,742) + 0,9 \cdot (0,292 + 0,305 \cdot 1,2)}{2 \cdot 3,14 \cdot 19,7 \cdot 0,014} = 2,23;$$

Для 3 пояса

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		101

$$G_3 = \frac{1,05 \cdot (1,37 + 1,447) + 0,9 \cdot (0,292 + 0,305 \cdot 1,2)}{2 \cdot 3,14 \cdot 19,7 \cdot 0,012} = 2,39;$$

Для 4 пояса

$$G_4 = \frac{1,05 \cdot (1,37 + 1,190) + 0,9 \cdot (0,292 + 0,305 \cdot 1,2)}{2 \cdot 3,14 \cdot 19,7 \cdot 0,011} = 2,41;$$

Для 5 пояса

$$G_5 = \frac{1,05 \cdot (1,37 + 0,952) + 0,9 \cdot (0,292 + 0,305 \cdot 1,2)}{2 \cdot 3,14 \cdot 19,7 \cdot 0,011} = 2,23;$$

Для 6 пояса

$$G_6 = \frac{1,05 \cdot (1,37 + 0,714) + 0,9 \cdot (0,292 + 0,305 \cdot 1,2)}{2 \cdot 3,14 \cdot 19,7 \cdot 0,011} = 2,04;$$

Для 7 пояса

$$G_7 = \frac{1,05 \cdot (1,37 + 0,476) + 0,9 \cdot (0,292 + 0,305 \cdot 1,2)}{2 \cdot 3,14 \cdot 19,7 \cdot 0,011} = 1,86;$$

Для 8 пояса

$$G_8 = \frac{1,05 \cdot (1,37 + 0,238) + 0,9 \cdot (0,292 + 0,305 \cdot 1,2)}{2 \cdot 3,14 \cdot 19,7 \cdot 0,011} = 1,68;$$

Таблица 14-Осевые напряжения для поясов резервуара

№ пояса	$Q_{ст}, \text{МН}$	$Q_{из}, \text{МН}$	$Q_{стенки}, \text{МН}$	Осевые напряжения пояса
1	1,813	0,242	2,055	2,26
2	1,530	0,212	1,742	2,23
3	1,265	0,182	1,447	2,39
4	1,039	0,151	1,190	2,41
5	0,831	0,121	0,952	2,23
6	0,623	0,91	0,714	2,04
7	0,415	0,061	0,476	1,86
8	0,208	0,030	0,238	1,68

Таблица 15-Проверка устойчивости стенки резервуара

№ пояса	$Z_i, \text{м}$	Осевые напряжения	Кольцевые напряжения	$\frac{G_1}{\sigma} + \frac{G_2}{\sigma}$
---------	-----------------	-------------------	----------------------	---

		$G_1, \text{МПа}$	$G_{01}, \text{МПа}$	$G_2, \text{МПа}$	$G_{02}, \text{МПа}$	
1	0,3	2,26	11,19	1,04	1,61	0,848
2	1,995	2,23	10,45	1,04	1,61	0,859
3	3,99	2,39	8,95	1,04	1,61	0,913
4	5,985	2,41	8,21	1,04	1,61	0,940
5	7,98	2,23	8,21	1,04	1,61	0,917
6	9,975	2,04	8,21	1,04	1,61	0,895
7	11,97	1,86	8,21	1,04	1,61	0,872
8	13,965	1,68	8,21	1,04	1,61	0,850

Вывод: проверку на устойчивость выдерживают все пояса,

$$\frac{G_1}{G_{01}} + \frac{G_2}{G_{02}} < 1$$

Глава 6 Финансовый менеджмент

РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Оценка деформации вертикальных стальных резервуаров в условиях заданной температуры и осадочными методами

6.1.1. Потенциальные потребности в ресурсах

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Кармалова О.Н.			Входят организации Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Листы	Листы
Руковод.		Антропова Н.А.				104	155
Консульт.							
Рук-ль ООП		Брусник О.В.					
						ТПУ гр. 2Б6Б	

транспортировки полезных ископаемых, а также коммунальное хозяйство, т.е. отрасли в которых наблюдается широкое применение резервуаров.

Для данных коммерческих организаций критерием сегментирования является производство и ремонт. Сегментируем технологию ремонта вертикального шва первого пояса РВС 10000 м³ по критерию строительство и ремонт. Так как никто не занимается этими разработками, данное направление не имеет конкуренцию.

Основными сегментами данного рынка являются нефтяная и газовая промышленность на территории Российской Федерации, на них и будет направлена ориентация разработки. В будущем возможна ориентация на коммунальное хозяйство.

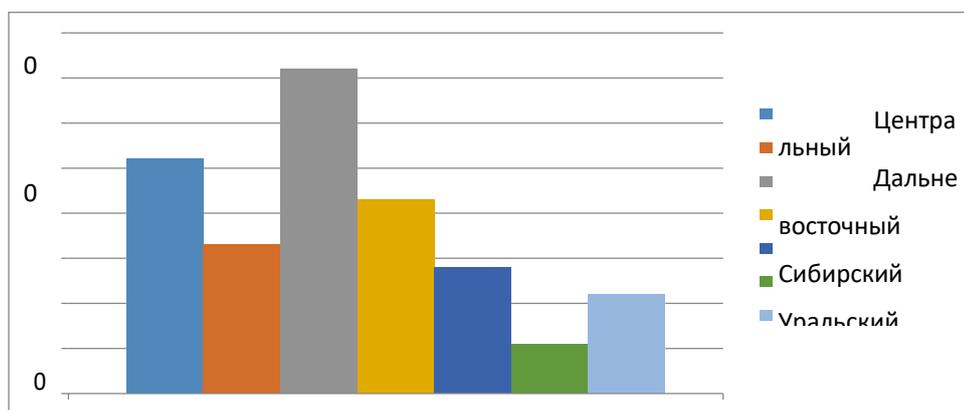


Рисунок 23 – Гистограмма анализа рынка покупателей по РФ

На данной гистограмме показано количество потенциальных покупателей нефти – газа добывающих компаний в разных регионах РФ.

Как видно из гистограммы наиболее перспективными рынками сбыта являются сибирский, центральный и уральский регионы РФ.

6.1.2 Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

Детальный анализ конкурирующих разработок, существующих на рынке, необходимо проводить систематически, поскольку рынки пребывают в постоянном движении. Такой анализ помогает вносить коррективы в научное исследование, чтобы успешнее противостоять своим соперникам. Важно реалистично оценить сильные и слабые стороны разработок конкурентов.

В ходе исследования проанализированы конкурентные технические решения, используемые на сегодняшний день в промышленности России и стран зарубежья в области уменьшения разбрызгивания ручной дуговой сварки. Широкое применение нашел способ уменьшения силы тока при разрыве перемычки. Однако на сегодняшний день применяют разные техники для осуществления данного метода сварки.

Используемые техники уменьшения разбрызгивания электродного металла:

- 1) А – ручная дуговая сварка покрытыми электродами;
- 2) В – ручная дуговая сварка неплавящимся электродом;
- 3) С – механизированная сварка в среде защитных газов.

Критерии для сравнения и оценки ресурсоэффективности и ресурсосбережения подбираются, исходя из выбранных объектов сравнения с учетом их технических и экономических особенностей разработки, создания и эксплуатации.

Позиция разработки и конкурентов оценивается по каждому показателю экспертным путем по пятибалльной шкале, где 1 – наиболее слабая позиция, а 5 – наиболее сильная. Веса показателей, определяемые экспертным путем, в сумме должны составлять 1.

Анализ конкурентных технических решений определяется по формуле:

$$K = \sum B_i B_i \quad (41)$$

где K -конкурентоспособность научной разработки или конкурента;

V_i – вес показателя (в долях единицы);

B_i – балл i -го показателя.

Таблица 16 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений (разработок)

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентосп-ть		
		БА	БВ	БС	КА	КВ	КС
1	2	3	4	5	6	7	8
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
1. Повышение Производительности труда пользователя	0,1	5	2	3	0,5	0,2	0,3
2. Удобство в эксплуатации (соответствует требованиям потребителей)	0,06	5	4	5	0,3	0,24	0,12
3. Уровень качества сварных соединений	0,1	5	2	3	0,5	0,2	0,3
4. Энергоэкономичность	0,06	5	3	4	0,3	0,18	0,24
5. Надежность	0,06	5	1	3	0,3	0,06	0,18
6. Уровень производимого Шума	0,07	5	5	5	0,35	0,35	0,35
7. Необходимость в высококвалифицированных специалистах	0,05	3	3	3	0,15	0,15	0,15
8. Функциональная мощность (предоставляемые возможности)	0,08	5	1	2	0,4	0,08	0,16

9. Простота эксплуатации	0,05	5	5	5	0,25	0,25	0,25
10. Качество интеллектуального интерфейса	0,05	5	2	3	0,25	0,2	0,15

Таблица 17-Экономические критерии оценки эффективности

1. Конкурентоспособность Продукта	0,06	5	1	2	0,3	0,06	0,12
2. Уровень проникновения на рынок	0,05	2	2	3	0,1	0,25	0,2
3. Цена	0,06	5	3	4	0,3	0,18	0,24
4. Предполагаемый срок эксплуатации	0,05	5	3	3	0,25	0,15	0,15
5. Срок окупаемости	0,05	5	2	3	0,25	0,1	0,15
6. Наличие сертификации разработки	0,05	5	5	5	0,25	0,25	0,25
Итого	1	75	44	56	4,75	2,9	3,32

Исходя из проведенного выше анализа можно сделать вывод, что технология "А" имеет ряд преимуществ над своими аналогами. При использовании данной технологии значительно снижается процент брака и повышается производительность работы что, безусловно, повышает количество и качество выпускаемых изделий. Также за счет более рационального использования электрода, уменьшается количество потерь электродного металла, что снижает себестоимость выпускаемых изделий, при этом за счет повышения качества нет необходимости снижать цену на товар. Также стоит отметить наличие широкого диапазона возможностей при использовании данной технологии, а именно возможности

использования электродов любого покрытия, что не могут обеспечить аналоги.

6.1.3 SWOT –анализ

SWOT анализ – это определение сильных и слабых сторон проекта, выявление возможностей и угроз по его осуществлению. Этот анализ проводят для выявления внешней и внутренней среды проекта. Проводится этот анализ в три этапа.

Первый этап

Данный этап заключается в описании сильных и слабых сторон проекта, в выявлении возможностей и угроз для реализации проекта, которые проявились или могут появиться в его внешней среде.

Сильные стороны проекта – это его факторы, которые характеризуют конкурентоспособную сторону научно–исследовательского проекта. Сильные стороны свидетельствуют о том, что у проекта есть отличительное преимущество или особые ресурсы, являющиеся особенными с точки зрения конкуренции.

К сильным сторонам проекта относятся:

- уменьшение разбрызгивание электродного металла –С1;
- возможность применения к любым видам дуговой сварки с короткими замыканиями –С2;
- сварка деталей разных толщин –С3;
- уменьшение трудозатрат на очистку около шовной зоны от брызг – С4;
- возможность использования технологии и оборудования для сварки других металлов –С5.

К слабым сторонам проекта относятся:

- использование дополнительного электронного оборудования –Сл.1;
- требуется незначительное повышение мощности источника

					Финансовый менеджмент, расчетная часть	Лист
						ресурсоэффективность и ресурсосбережение
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		

питания– Сл.2.

К возможностям проекта относятся:

- внедрение схемы, уменьшающей разбрызгивание на основе тиристора на рынок за счет достоинств и вытеснение устаревших разработок – В1;
- финансовая поддержка спонсора – В2;
- возможность распространения разработки для стран зарубежья – В3.

К угрозам относятся:

- недостаток финансов на реализацию проекта –У1;
- отсутствие спроса на новые технологии производства – У2.

Второй этап

Данный этап состоит в выявлении соответствия сильных и слабых сторон научно-исследовательского проекта внешним условиям окружающей среды. Это соответствие или несоответствие должны помочь выявить степень необходимости проведения стратегических изменений.

Таблица 18-Интерактивная матрица проекта

Сильные стороны						
Возможности		C1	C2	C3	C4	C5
	B1	+	0	+	+	+
	B2	+	+	-	+	+
	B3	+	+	-	+	+
Угрозы		C1	C2	C3	C4	C5
	У1	-	+	+	+	+
	У2	+	-	+	-	-
	У1	-	+			
	У2	-	-			
	У3	+	-			

Анализ интерактивной матрицы показал следующие направления проекта: В1С3, В2С4, В1Сл.1, У1С3, У2С1, У3С3,У2Сл.2.

Третий этап

В рамках третьего этапа должна быть составлена итоговая матрица

SWOT–анализа.

Таблица 19 – SWOT – анализ

	<p>Сильные стороны научно-исследовательского проекта: Уменьшение разбрызгивание электродного металла – С1. Возможность применения к любым видам дуговой сварки с короткими замыканиями – С2. Сварка деталей Разных толщин – С3. Уменьшение трудозатрат На очистку околосшовной Зоны отбрызг – С4. Возможность Использования технологии и оборудования для Сварки других металлов – С5.</p>	<p>Слабые стороны научно-исследовательского проекта: Использование дополнительного электронного оборудования – Сл.1. Требуется незначительное Повышение мощности Источника питания – Сл.2.</p>
<p>Возможности: Внедрение схемы уменьшающей Разбрызгивание на Основе тиристора на Рынок за счет достоинств и Вытеснение Устаревших</p>	<p>В1С3 – в результате, есть возможность использования технологий для сварки других материалов, невзирая на толщину, что позволит улучшить спектр Применения технологии; В2С4 – некоторые виды</p>	<p>В1Сл.1 – с повышением Цен на комплектующие Резко возрастет Первоначальный вклад в Массовое производство, Что составит трудности На начальном этапе налаживания производства.</p>

разработок – В1. Финансовая поддержка спонсора – В2. Возможность распространения разработки для стран зарубежья – В3.	сплавов вообще не рекомендуется дополнительно механически очищать, что ускорит время выполнения операции.	
Угрозы: Недостаток финансов На реализацию проекта – У1. Отсутствие спроса на Новые технологии производства – У2.	У1С3 – некоторые Компании не захотят рисковать, применяя Новые технологии, что Помешает развитию проекта; У2С1– шов Станет длинней, потребует Проработки новых тех. карт.	У2Сл.2 – уменьшения разбрызгивания Потребуется повышения Мощности источника, Потребуется новые установки.

В результате проведения SWOT анализа определили сильные и слабые стороны проекта, выявили возможные и угрозы по его осуществлению. Выявили, что проект имеет отличительное преимущество и особые ресурсы, являющиеся особенными с точки зрения конкуренции.

6.1.4 Оценка готовности проекта коммерциализации

Коммерциализация инновационного продукта – процесс совпадения форматов поведения покупателя и продавца инновационного продукта относительно возможности использования, стоимости, перехода прав собственности на инновационный продукт (или рыночное освоение инновационного продукта).

На данном этапе производится оценка степени готовности проекта к коммерциализации и определение уровня собственных знаний для ее проведения или завершения.

При проведении анализа по таблице 4, приведенной ниже, по каждому показателю ставится оценка по пятибалльной шкале. При этом система измерения по каждому направлению (степень проработанности научного

проекта, уровень имеющихся знаний у разработчика) отличается. Так, при оценке степени проработанности научного проекта 1 балл означает не проработанность проекта, 2 балла – слабую проработанность, 3 балла – выполнено, но в качестве не уверен, 4 балла – выполнено качественно, 5 баллов

– имеется положительное заключение независимого эксперта. Для оценки уровня имеющихся знаний у разработчика система баллов принимает следующий вид: 1 означает не знаком или мало знаю, 2 – в объеме теоретических знаний, 3 – знаю теорию и практические примеры применения, 4

– знаю теорию и самостоятельно выполняю, 5 – знаю теорию, выполняю и могу консультировать.

Таблица 20 – Бланк оценки степени готовности научного проекта к коммерциализации

№ п/п	Наименование	Степень проработанности научного проекта	Уровень имеющихся знаний разработчика
1	Определен имеющийся научно-технический задел	5	5
2	Определены перспективные направления коммерциализации научно-технического задела	5	5
3	Определены отрасли и технологии (товары, услуги) для предложения на рынке	5	5
4	Определена товарная форма научно-технического задела для представления на рынок	4	4
5	Определены авторы и осуществлена охрана их прав	0	5
6	Проведена оценка стоимости интеллектуальной собственности	4	3

7	Проведены маркетинговые исследования рынков сбыта	2	3
8	Разработан бизнес-план коммерциализации научной разработки	0	3
9	Определены пути продвижения научной разработки на рынок	4	5
10	Разработана стратегия (форма) реализации научной разработки	2	5
11	Проработаны вопросы международного сотрудничества и выхода на зарубежный рынок	0	1
12	Проработаны вопросы использования услуг инфраструктуры поддержки, получения льгот	2	3
13	Проработаны вопросы финансирования коммерциализации научной разработки	5	5
14	Имеется команда для коммерциализации научной разработки	1	1
15	Проработан механизм реализации научного проекта	1	1
ИТОГО БАЛЛОВ		43	5
			5

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

$$B_{\text{сум}} = \sum B_i \quad (42)$$

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

Анализируя выше приведенную таблицу, значение $B_{\text{сум}}$ получилось от 40 до 55, то такая разработка считается средней, а знания разработчика достаточными для ее коммерциализации.

При коммерциализации научно–технических разработок владелец интеллектуальной собственности преследует вполне определенную цель, которая во многом зависит от того, куда в последующем он намерен

направить полученный коммерческий эффект. Это может быть получение средств для продолжения своих научных исследований и разработок (получение финансирования, оборудования, уникальных материалов, других научно-технических разработок и т.д.), одноразовое получение финансовых ресурсов для каких-либо целей или для накопления, обеспечение постоянного притока финансовых средств, а также их различные сочетания.

При этом время продвижения товара на рынок во многом зависит от правильности выбора метода коммерциализации. Задача данного раздела – это выбор метода коммерциализации объекта исследования и обоснование его целесообразности. Для того чтобы это сделать необходимо ориентироваться в возможных вариантах.

В данной ВКР выбран метод инжиниринга и передачи интеллектуальной собственности в уставной капитал предприятия. При выборе данных методов коммерциализации возможно предоставление на основе договора инжиниринга одной стороной, именуемой консультантом, другой стороне, именуемой заказчиком, комплекса или отдельных видов инженерно-технических услуг, связанных с проектированием. Также строительством и вводом объекта в эксплуатацию с разработкой новых технологических процессов на предприятии заказчика, усовершенствованием имеющихся производственных процессов вплоть до внедрения изделия в производство и даже сбыта продукции. Так же планируется писать коммерческое предложение потенциальным покупателям, это предприятия строительство и ремонт трубопроводов в России и странах зарубежья.

6.2. Планирование научно-исследовательских работ

Группа процессов планирования состоит из процессов, осуществляемых для определения общего содержания работ, уточнения целей и разработки последовательности действий, требуемых для достижения данных целей.

6.2.1. Структура работ в рамках научного исследования

Таблица 21 - Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ Раб	Содержание работ	Должность исполнителя
Создание темы проекта	1	Составление и утверждение темы проекта	Научный руководитель
	2	Анализ актуальности темы	Научный руководитель, студент
Выбор направления исследования	3	Поиск и изучение материала по теме	Студент, научный руководитель
	4	Выбор направления исследований	Научный руководитель
	5	Календарное Планирование работ	
Теоретические исследования	6	Изучение литературы По теме	Студент
	7	Подбор нормативных документов	Студент, научный руководитель
	8	Проведение расчетов по теме	Студент
Оценка полученных результатов	9	Анализ результатов	Студент, научный руководитель
	10	Выводпоцели	Студент

6.2.2 Разработка графика проведения научного исследования

Трудовые затраты в большинстве случаях образуют основную часть стоимости разработки, поэтому важным моментом является определение трудоемкости работ каждого из участников научного исследования.

Для определения ожидаемого (среднего) значения трудоемкости $t_{ожi}$ используется следующая формула:

$$t_{ожi} = \frac{3t_{mini} + 2t_{maxi}}{5} \quad (43)$$

Исходя из ожидаемой трудоемкости работ, определяется продолжительность каждой работы в рабочих днях T_p , учитывающая параллельность выполнения работ несколькими исполнителями.

$$T_{pi} = \frac{t_{ожi}}{q_i} \quad (44)$$

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

Для удобства построения графика, длительность каждого из этапов работ из рабочих дней следует перевести в календарные дни. Для этого необходимо воспользоваться следующей формулой:

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot k_{\text{кал}}, \quad (45)$$

где T_{ki} – продолжительность выполнения i -й работы в календарных днях;

T_{pi} – продолжительность выполнения i -й работы в рабочих днях;

$k_{\text{кал}}$ – коэффициент календарности.

Коэффициент календарности определяется по следующей формуле:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}} \quad (46)$$

где, $T_{\text{кал}} = 365$ – количество календарных дней в году;

$T_{\text{вых}} = 104$ – количество выходных дней в году;

$T_{\text{пр}} = 14$ – количество праздничных дней в году.

$$k_{\text{кал}} = \frac{365}{365 - 104 - 14} \quad (47)$$

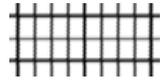
Все рассчитанные значения вносим в таблицу, после заполнения таблицы 15 строим календарный план-график.

График строится для максимального по длительности исполнения работ в рамках научно-исследовательского проекта с разбивкой по месяцам и декадам (10 дней) за период времени дипломирования. При этом работы на графике выделим различной штриховкой в зависимости от исполнителей.

Таблица 22 - Временные показатели проведения научного исследования

Название работы	Трудоемкость работ									Исполнитель и	Длительность работ в рабочих днях T_{pi}			Длительность работ в календарных днях T_{ki}		
	t_{min} , чел-дни			t_{max} , чел-дни			$t_{ожi}$, чел-дни				Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3
	Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3							
Составление и утверждение темы проекта	1	1	1	3	3	3	1,8	1,8	1,8	Руководитель	2	2	2	5	5	5
Анализ актуальности темы	1	1	1	3	3	3	1,8	1,8	1,8	Рук.-студ.	1	1	1	4	4	4
Поиск и изучение материала по теме	1	1	1	5	5	5	2,6	2,6	2,6	Студ.-рук.	1	1	1	4	4	4
Выбор направления исследований	1	2	2	3	4	4	1,4	2,8	2,8	Руководитель	1	2	2	4	5	5
Календарное планирование работ	1	1	1	3	3	3	1,8	1,8	1,8	Руководитель	2	2	2	5	5	5
Изучение Литературы по теме	7	7	7	14	14	14	9,8	9,8	9,8	Студент	10	10	10	17	17	17
Подбор нормативных документов	5	6	6	8	9	9	6,2	7,2	7,2	Студ.-рук.	3	4	4	7	8	8

5	Календарное планирование работ	Руководитель	5												
6	Изучение литературы по теме	Студент	17												
7	Подбор нормативных документов	Студ.-рук.	7												
8	Проведение расчетов по Теме	Студент	12												
9	Анализ результатов	Студ.-рук.	5												
10	Вывод по цели	Студент	6												

 -студент;
  -руководитель.

После составления календарного плана-графика проведения ВКР определили последовательность и сроки выполнения отдельных работ.

6.3 Бюджет научно-технического исследования (НТИ)

6.3.1 Затраты на специальное оборудование для научных работ

Таблица 24 - Расчет бюджета затрат на приобретение материалов и спецоборудования для научных работ

Наименование	Количество			Цена за ед.,руб.	Затраты на материалы, (Зм), руб.		
	Исп.1	Исп.2	Исп.3		Исп.1	Исп.2	Исп.3
Компьютер, шт.	1	1	1	10000	10000	10000	10000
Принтер, шт.	1	1	1	7000	7000	7000	7000
Абразив, т	0,8	0,1	0,1	13000	10400	1300	1300
Грунт, т	0,75	0,1	0,3	48000	36000	4800	14400
Краска, т	0,75	0,1	0,3	55000	41250	5500	16500
Растворитель, т	0,1	0,01	0,05	39000	3900	390	1950
Металлопрокат, т		10	100	80000	0	800000	8000000
Электроды, т		0,01	1	100000	0	1000	100000
Итого:					108550	829990	8151150

Расчет затрат на специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ

Посчитаем общие затраты, связанные с приобретением специального оборудования, для выполнения работ.

Стоимость оборудования, используемого при выполнении конкретного НТИ и имеющегося в данной организации, учитывается в калькуляции в виде амортизационных отчислений.

Таблица 25–Расчет бюджета затрат на приобретение спецоборудования для научных работ

Наименование	Количество			Цена за ед.,руб.	Затраты на материалы, (Зм), руб.		
	Исп.1	Исп.2	Исп.3		Исп.1	Исп.2	Исп.3
Оборудование для выполнение работ на высоте	1	1	2	115000	115000	115000	230000
Компрессорное Оборудование	1	1	1	1000000	1000000	1000000	1000000

Оборудование для подготовительных Работ	1	1	1	350000	350000	350000	350000
Оборудование для напыления лакокрасочных материалов	1	1	1	350000	350000	350000	350000
Сварочное оборудование		1	2	245000		245000	490000
Шлифовальное оборудование		1	2	100000		100000	200000
Кран		1	1	1000000		1000000	1000000
Итого:					1815000	3160000	3620000

6.3.2 Основная заработная плата исполнителей системы

Зарботная плата зависит от трудоемкости работы, величины оклада, тарифных ставок. Учитывается и премия (20 – 30% от тарифа, оклада).

Таблица 26 – Расчет основной заработной платы

№ п/п	Наименование этапов	Исполнители по категориям	Трудоемкость, чел.–дн.			Зарботная плата, приходящаяся на один чел.–дн., тыс.руб.	Всего заработная плата по тарифу (окладам), тыс.руб		
			Исп.1	Исп.2	Исп.3		Исп.1	Исп.2	Исп.3
1	Календарное планирование работ по Теме	Рук. Исп.	2	3	2	1,16	2,32	3,48	2,32
2	Составление и утверждение тех. задания		7	9	8	0,93	6,51	8,37	7,44
3	Подбор и изучение материалов по теме	Рук.	2	2	2	0,93	1,86	1,86	1,86
4	Согласование материалов по теме	Исп.	12	12	12	0,23	2,76	2,76	2,76

5	Проведение теоретических расчетов и обоснование	Рук.	8	9	9	0,23	1,84	2,07	2,07
6	Выполнение монтажных работ	Исп.	6	9	8	0,23	1,38	2,07	1,84
7	Оценка результатов исследования	Рук. Исп.	4	5	6	1,16	4,64	5,8	6,96
Итого:							21,31	26,41	25,25

Таблица 27 – Баланс годового рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководитель	Исполнитель
Календарное число дней	365	365
Количество нерабочих дней	81	81
– выходные дни	66	66
– праздничные дни	15	15
Потери рабочего времени	61	61
– отпуск	51	51
– невыходы по болезни	10	10
Действительный годовой фонд рабочего времени	223	223

Месячный должностной оклад работника:

$$Z_M = Z_{TC} \cdot (1 + k_{пр} + k_d) \cdot k_p, \quad (48)$$

Z_{TC} – з/п по тарифной ставке, руб.;

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

k_d – коэффициент доплат и надбавок составляет примерно 0,2 – 0,3

k_p – районный коэффициент, равный 1,5;

Z_M – месячный оклад работника,
руб.;

$Z_{дн}$ – среднедневная з/п работника, руб.;

T_p – продолжительность работ, выполняемых работником,
раб.дн.(табл.30);

$Z_{осн}$ – основная з/п одного работника.

Таблица 28 – Расчет основной заработной платы Исп.1

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		123

	З _{тс} ,руб.	k _{пр}	k _д	k _р	З _м ,руб.	З _{дн} ,руб.	T _р ,раб. дн.	З _{осн} ,руб.
Руководитель	69165	30	20	50	155621	4710,68	18	84792,24
Исполнитель	48398	30	20	50	108896	3296,31	39	128556,14
Итого:								213348,38

Таблица 29 – Расчет основной заработной платы Исп.2

	З _{тс} ,руб.	k _{пр}	k _д	k _р	З _м ,руб.	З _{дн} ,руб.	T _р ,раб. дн.	З _{осн} ,руб.
Руководитель	69165	30	20	50	155621	4710,68	25	117767
Исполнитель	48398	30	20	50	108896	3296,31	45	148334,01
Итого:								266101,01

Таблица 30 – Расчет основной заработной платы Исп.3

	З _{тс} , руб.	k _{пр}	k _д	k _р	З _м ,руб.	З _{дн} ,руб.	T _р ,раб. дн.	З _{осн} ,руб.
Руководитель	69165	30	20	50	155621	4710,68	30	141320,4
Исполнитель	48398	30	20	50	108896	3296,31	51	168111,88
Итого:								309432,28

6.3.3 Дополнительная заработная плата исполнителей системы

ТК РФ предусматривает гарантированные выплаты для работников за работу условия которой отклоняются от нормальных условий труда.

Рассчитаем их по формуле:

$$Z_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} \cdot Z_{\text{осн}} \quad (49)$$

где $k_{\text{доп}}$ – коэффициент дополнительной з/п (принимается = 0,12 – 0,15).

Таблица 31 – Расчет дополнительной заработной платы Исп. 1

	k _{доп}	З _{осн} ,руб.	З _{доп} ,руб.
Руководитель	0,15	84792,24	12718,836
Исполнитель	0,15	128556,14	19283,421
Итого:		213348,38	32002,257

Таблица 32 – Расчет дополнительной заработной платы Исп.2

Исполнитель	k _{доп}	З _{осн} ,руб.	З _{доп} ,руб.
Руководитель	0,15	117767	17665,05
Исполнитель	0,15	148334,01	22250,1
Итого:		266101	39915,15

Таблица 33 – Расчет дополнительной заработной платы Исп.3

Исполнитель	$k_{\text{доп}}$	$Z_{\text{осн.руб.}}$	$Z_{\text{доп.руб.}}$
Руководитель	0,15	141320,4	21198,06
Исполнитель	0,15	168111,88	25216,78
Итого:		309432,3	46414,84

6.3.4 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

Законодательство РФ предписывает отчисления в пенсионный фонд, по обязательному медицинскому страхованию, государственному социальному страхованию.

Рассчитаем размер отчислений по формуле:

$$Z_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} \cdot (Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}), \quad (50)$$

где $k_{\text{внеб}}$ – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды ($k_{\text{внеб}} = 0,271$ (27,1%)).

Таблица 34– Отчисления во внебюджетные фонды Исп.1

Исполнитель	Коэффициент отчислений во внебюджетные фонды, %	$Z_{\text{осн.руб.}}$	$Z_{\text{доп.руб.}}$	$Z_{\text{внеб. руб.}}$
Руководитель	30	84792,24	12718,836	29253,32
Исполнитель	30	128556,14	19283,421	44351,87
Итого:				73605,19

Таблица 35 – Отчисления во внебюджетные фонды Исп.2

Исполнитель	Коэффициент отчислений во внебюджетные фонды, %	$Z_{\text{осн.руб.}}$	$Z_{\text{доп.руб.}}$	$Z_{\text{внеб. руб.}}$
Руководитель	30	117767	17665,05	40629,62
Исполнитель	30	148334,01	22250,1	51175,23
Итого:				91804,85

Таблица 36 – Отчисления во внебюджетные фонды Исп.3

Исполнитель	Коэффициент отчислений во внебюджетные фонды, %	Зосн.,руб.	Здоп.,руб.	Звнеб, руб.
Руководитель	30	141320,4	21198,06	48755,54
Исполнитель	30	168111,88	25216,78	57998,6
Итого:				106754,1

Накладные расходы

Прочие расходы относим к накладным расходам (коммунальные услуги, техническо-организационные затраты, услуги связи).

Рассчитаем их по формуле:

$$Z_{\text{накл}} = (\text{сумма статей } 1 \div 7) \cdot k_{\text{нр}}, \quad (51)$$

где $k_{\text{нр}}$ – коэффициент, учитывающий накладные расходы.

Величину коэффициента накладных расходов можно взять в размере 16%.

$$Z_{\text{накл}1} = (108550 + 1815000 + 213348,38 + 32002,257 + 73605,19) \cdot 0,16 = \mathbf{358801 \text{руб.}}$$

$$Z_{\text{накл}2} = (829990 + 3160000 + 266101,01 + 39915,15 + 91804,85) \cdot 0,16 = \mathbf{702050 \text{руб.}}$$

$$Z_{\text{накл}3} = (8151150 + 3620000 + 309432,28 + 46414,84 + 106754,1) \cdot 0,16 = \mathbf{1957400 \text{руб.}}$$

Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта

Таблица 37 – Расчет бюджета затрат НИИ

Наименование статьи	Сумма, руб.			Примечание
	Исп.1	Исп.2	Исп.3	
1. Материальные затраты НИИ	108550	829990	8151150	Пункт 3.5.1
2. Затраты на специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ	1815000	3160000	3620000	Пункт 3.5.1

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

3. Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	213348,38	266101,01	309432,28	Пункт 3.5.2
4. Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы	32002,257	39915,15	46414,84	Пункт 3.5.3
5. Отчисления во внебюджетные Фонды	73605,19	91804,85	106754,1	Пункт 3.5.4
6. Накладные расходы	358801	702050	1957400	16 % от суммы ст. 1–5
7. Бюджет затрат НИИ	2601306,8	5089861	14191151	Сумма ст. 1–6

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

6.4.1 Оценка сравнительной эффективности проекта

Определение эффективности происходит на основе расчета интегрального показателя эффективности научного исследования. Его нахождение связано с определением двух средневзвешенных величин: финансовой эффективности и ресурсоэффективности.

Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:

$$I_{\Phi}^p = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{max}} \quad (52)$$

где Φ_{pi} – стоимость i-ого варианта исполнения;

Φ_{max} – максимальная стоимость исполнения научно исследовательского проекта.

$$I_{\Phi}^p = \frac{2601306,8}{14191151} = 0,1833 \quad (53)$$

$$I_{\Phi}^{p2} = \frac{5089861}{14191151} = 0,3587 \quad (54)$$

$$I_{\Phi}^{p3} = \frac{14191151}{14191151} = 1 \quad (55)$$

Больше 1 – затраты увеличиваются в разгах От 0 до 1 – затраты удешевляются.

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

$$I_m = \sum_{i=1}^n a_i \cdot b_i \quad (56)$$

где I_m – интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов;

a_i – весовой коэффициент i -го параметра;

b_i – бальная оценка i -го параметра для аналога

изработки, устанавливается экспертным путем по выбранной шкалеоценивания;

n – число параметров сравнения.

Расчет интегрального показателя ресурсоэффективности рекомендуется проводить в форме таблицы, которая приведена ниже.

Таблица 38 – Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта

Критерии / Объектисследования	Весовой коэффициент параметра	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3
1. Способствует росту производительности труда Пользователя	0,1	5	3	4
2. Удобство в эксплуатации (соответствует требованиям потребителей)	0,15	4	2	3
3. Помехоустойчивость	0,15	5	3	3
4. Энергосбережение	0,20	4	3	3
5. Надежность	0,25	4	4	4
6. Материалоемкость	0,15	4	4	4
ИТОГО	1	3,94	3,15	3,5

$$I_{p-исп1} = 5 \cdot 0,1 + 4 \cdot 0,15 + 5 \cdot 0,15 + 4 \cdot 0,2 + 4 \cdot 0,25 + 5 \cdot 0,05 + 4 \cdot 0,01 = 3,94;$$

$$I_{p-исп2} = 3 \cdot 0,1 + 2 \cdot 0,15 + 3 \cdot 0,15 + 3 \cdot 0,2 + 4 \cdot 0,25 + 2 \cdot 0,05 + 4 \cdot 0,1 = 3,15;$$

$$I_{p-исп3} = 4 \cdot 0,1 + 3 \cdot 0,15 + 3 \cdot 0,15 + 3 \cdot 0,2 + 4 \cdot 0,25 + 4 \cdot 0,05 + 4 \cdot 0,1 = 3,5.$$

Интегральный показатель эффективности вариантов исполнения

разработки ($I_{исп.}$) определяется на основании интегрального показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по формуле:

$$I_{исп1} = \frac{I_{p-исп1}}{I_{финр}^{исп1}} = \frac{3,94}{0,1833} = 21,495$$

$$I_{исп2} = \frac{I_{p-исп2}}{I_{финр}^{исп2}} = \frac{3,15}{0,3587} = 8,7817$$

$$I_{исп3} = \frac{I_{p-исп3}}{I_{финр}^{исп3}} = \frac{3,5}{1} = 3,5$$

Выбираем наиболее целесообразный вариант из предложенных.

$$\mathcal{E}_{ср} = \frac{I_{исп1}}{I_{исп2}} \quad (57)$$

Таблица 39 – Сравнительная эффективность разработки

№ п/п	Показатели	Исп.1	Исп.2	Исп.3
1	Интегральный финансовый показатель разработки	0,1833	0,3587	1
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности Разработки	3,94	3,15	3,5
3	Интегральный показатель эффективности	21,495	8,7817	3,5
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	2,51	2,48	1

Показатель ресурсоэффективности проекта имеет высокое значение, что говорит об эффективности использования технического проекта.

В ходе выполнения представленной части ВКР была доказана конкурентоспособность данного технического решения, был произведен SWOT – анализ. Также был посчитан бюджет НИИ, основная часть которого приходится на материальные затраты, связанные с приобретением спецоборудования. Все, вышеперечисленные технико-экономические

показатели проекта, позволяют сделать вывод о том, что данная конструкция резервуара экономически выгодна.

7 Социальная ответственность

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

Западная Сибирь находится почти на одинаковом расстоянии, как от Атлантического океана, так и от центра континентальности Евразии, поэтому ее климат носит умеренно континентальный характер. Средняя температура января уменьшается от минус 15°С на юго-западе до минус 30 °С на северо-

востоке Западной Сибири. Средняя температура июля увеличивается от плюс
Оценка деформации вертикальных стальных резервуаров в
условиях Западной Сибири геодезическими методами

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Карманова О.Н.			Социальная ответственность	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Антропова Н.А.					130	155
Консульт.						ТПУ гр. 2Б6Б		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

5 °С на севере до плюс 20 °С на юге. Ремонтно-восстановительные работы проводятся круглогодично.

7 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

7.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства

Эксплуатационно-монтажные работы проводятся лицами, работающими вахтовым методом. Данный вид работ регулируется Трудовым Кодексом РФ. К работам, выполняемым вахтовым методом, не могут привлекаться работники в возрасте до восемнадцати лет, беременные женщины и женщины, имеющие детей в возрасте до трех лет, а также лица, имеющие 31 противопоказания к выполнению работ вахтовым методом в соответствии с медицинским заключением, выданным в порядке, установленном федеральными законами и иными нормативными правовыми актами Российской Федерации.

Вахтой считается общий период, включающий время выполнения работ на объекте и время междуменного отдыха. Продолжительность вахты не должна превышать одного месяца. Рабочее время и время отдыха в пределах учетного периода регламентируются графиком работы на вахте, который утверждается работодателем.

Работникам, выполняющим работы вахтовым методом, предоставляются надбавки и коэффициенты к заработной плате, а также социальные пакеты (пенсионный фонд, медицинская страховка, оплата санаторного лечения, оплата путевок в детские лагеря и др.). Рациональная организация рабочей зоны обеспечивает удобную рабочую позу, возможность применения передовых приемов и методов труда, минимальные траектории движений рабочего и движений предметов труда, соблюдение строгой последовательности, при которой один элемент работы плавно переходит в другой. При этом размещение средств оснащения и предметов труда должно подчиняться основным требованиям, нарушение которых ведет

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		131

к непроизводительным затратам рабочего времени и энергии работника, преждевременному утомлению и снижению производительности труда, нерациональному использованию производственных площадей.

7.2 Производственная безопасность

Рассмотрим опасные и вредные производственные факторы, которые действуют или могут воздействовать на организм человека при проведении реконструкции резервуара вертикального стального, а также рассмотрим нормативные значения этих факторов и мероприятия, направленные на снижение или устранение этих факторов.(см.табл.40)

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Проектирование	Ремонт	Эксплуатация	
1.Оборудование и трубопроводы, работающие под давлением	+	+	+	ГОСТ 12.2.003–91 ССБТ[21] ГОСТ 12.2.061-81 ССБТ[22]
2. Отклонение показателей Микроклимата		+	+	СанПиН 2.2.4.548-96[23] ГОСТ 12.0.003-2015[24] СНиП 2.04.14-88* [25]
3.Превышение уровней шума	+	+	+	ГОСТ 12.1.003-2014 [26]
4. Превышение уровней вибрации		+	+	ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ[27] ГОСТ ISO 2954-2014 [28]
5. Недостаточная освещенность рабочей зоны	+	+	+	СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278–03[29]
6.Повышенная запыленность и загазованность	+	+	+	СанПиН 2.2.4.1294-03[30] ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ[31]
7.Контакт с животными, пресмыкающимися	+	+	+	Р 3.5.2.2487-09[32]
8. Движущиеся машины и механизмы	+	+	+	ГОСТ 12.1.003 -14*[33]

9. Поражение электрическим током	+	+	+	ГОСТ ИЕС 61140-2012 [34] ГОСТ Р 2.4.234-2012 Система стандартов безопасности труда (ССБТ) [35]а (ССБТ) [15]
----------------------------------	---	---	---	---

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

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

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

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

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

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

Зоны класса В-1г - пространства у наружных установок: технологических установок, содержащих горючие газы или ЛВЖ, надземных и подземных резервуаров с ЛВЖ или горючими газами, эстакад для слива и налива ЛВЖ, открытых нефтеловушек, прудов-отстойников с плавающей нефтяной пленкой и т. п.

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

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

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

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

Для защиты от электрической дуги и металлических искр при сварке необходимо использовать: защитные костюмы, защитные каски или очки и т.п.[13]

-Оборудование и трубопроводы, работающие под давлением.

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

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

Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением, распространяются:

- на сосуды, работающие под давлением воды с температурой выше 115 °С или другой жидкости с температурой, превышающей

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		134

температуру кипения при давлении 0,07 МПа, без учета гидростатического давления;

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

Сосуды, работающие под давлением, проектируют и изготавливают только специализированные проектные организации и заводы изготовители. Общим требованием к конструкции сосуда является надежность обеспечения безопасности при эксплуатации и возможности осмотра и ремонта. Специальные требования предъявляются к сварным швам. Они должны быть доступны для контроля при изготовлении, монтаже и эксплуатации, располагаться вне опор сосудов. Сварные швы делаются только стыковыми.

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

Каждый сосуд, работающий под давлением, снабжается манометром.

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

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

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		135

Ответственность за исправное состояние и безопасную эксплуатацию сосудов должна быть возложена на специалиста, которому подчинен персонал, обслуживающий сосуды (начальник компрессорной, начальник участка, старший мастер участка и т. д.)[21,22].

-Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе, рабочей зоны.

В настоящее время для оценки допустимости проведения работ и их нормирования на открытом воздухе в условиях крайнего севера (а также районах приравненных к районам крайнего Севера) используется понятие предельной жесткости погоды (эквивалентная температура, численно равная сумме отрицательной температуре воздуха в градусах Цельсия и удвоенной скорости ветра в м/с), устанавливаемая для каждого района решением местных региональных органов управления.

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

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

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

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

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

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		136

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

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

Профилактика перегрева работников осуществляется организацией рационального режима труда и отдыха путем сокращения рабочего времени для введения перерывов для отдыха, использования средств индивидуальной защиты.[23,24,25].

- Превышение уровней шума.

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

К коллективным средствам и методам защиты от шума относятся:

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

Также необходимо использовать рациональные режимы труда и отдыха работников.

В качестве СИЗ Государственным стандартом предусмотрены заглушки-вкладыши (многократного или однократного пользования, вкладыши "Беруши" и др.), заглушающая способность которых составляет 6- В случаях более высокого превышения уровней шума следует использовать наушники, надеваемые на ушную раковину. Наушники могут быть независимыми либо встроенными в головной убор или в другое защитное устройство.[26].

-Превышение уровней вибрации.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		137

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

Вибробезопасные условия труда должны быть обеспечены:

- применением вибробезопасного оборудования и инструмента; применением средств виброзащиты, снижающих воздействие на работающих вибрации на путях ее распространения от источника возбуждения;
- организационно-техническими мероприятиями (поддержание в условиях эксплуатации технического состояния машин и механизмов на уровне, предусмотренном НТД на них; введение режимов труда, регулирующих продолжительность воздействия вибрации на работающих; вывод работников из мест с превышением ДУ по вибрации). [27,28]

- Недостаточная освещенность рабочей зоны.

Для резервуарных парков необходимо предусматривать общее равномерное освещение. При этом освещенность должна быть не менее 20 лк независимо от применяемых источников света. При подъеме или перемещении грузов должна быть освещенность места работ не менее 5 лк при работе вручную и не менее 10 лк при работе с помощью машин и механизмов. [29]

- Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны.

Контроль воздушной среды должен проводиться:

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

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		138

Контроль воздушной среды должен проводиться в зоне дыхания при характерных производственных условиях посредством газоанализаторов АНТ-3, АНТ-3м, Колион-1. Содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно допустимых концентраций (ПДК). Предельно допустимая концентрация пыли, как вещества умеренно опасного, в воздухе рабочей зоны составляет 1,1-10 мг/м², для нефти ПДК равно 300 мг/м².

Нефть по санитарным нормам относится к 4-му классу опасности (малоопасные вредные вещества со значением ПДК в пересчете на углерод) – 300 мг/м².

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

При работе с вредными веществами 4-го классов опасности (нефть, бензин, дизельное топливо, этиловый спирт, керосин и т.д.) должно быть обеспечено регулярное обезвреживание и дезодорирование СИЗ.

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

Работающие в условиях пылеобразования должны быть в противопыльных респираторах («Лепесток», Ф-62Ш, У-2К, «Астра-2», РПКМ и др.), защитных очках и комбинезонах. При загазованности траншеи или котлована в результате утечки паров углеводородов выше ПДК необходимо прекратить работу и вывести людей, запретив курить, зажигать спички или пользоваться открытым огнем. [30,31]

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

В летнее время года работающие на открытых площадках работники должны быть обеспечены за счет предприятия СИЗ (репелленты, защитные костюмы пропитанные специальными составами от гнуса и энцефалитного

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		139

клеща), а также должна быть организована профилактическая работа по вакцинации против энцефалитного клеща.[32]

- 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 паровоздушной 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 газовой смеси;
- Несоблюдение правил пожарной безопасности и неосторожное обращение со сгнем;
- 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,

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		140

исключить возможность взрыва газо-воздушной смеси, попадания нефти на сварочные агрегаты.

Меры защиты: установка пожарных сигнализаций, автоматизированная система пожаротушения в резервуарном парке, средства индивидуальной защиты. [33,34,35]

7.3 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 газозадушенная смесь, которая через дыхательные клапаны выходит в атмосферу, это называется «большие дыхания» резервуара.

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

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

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

-Защита гидросферы

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

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

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		141

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 ее, 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

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

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

Строительные работы в связи с требованиями лесного хозяйства обязаны:

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

7.4 Защита в чрезвычайных ситуациях

На объектах для хранения нефти могут произойти различного рода аварии, которые могут привести к чрезвычайным ситуациям. Это и пожары и

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		142

взрывы при проведении ремонтных работ с несоблюдением требований безопасности по ремонту и эксплуатации.

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;

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		143

- 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».

					Социальная ответственность	Лист
						144
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Выводы по разделу

Резервуары входят в состав опасных производственных объектов, которые могут стать причиной аварий. Всевозможные аварийные последствия, которые связаны с безопасностью труда работников ,а также условиями охраны окружающей среды необходимо снизить. В разделе были рассмотрены опасные и вредные факторы, оказываемые на людей при строительстве, монтаже, эксплуатации резервуаров, а также способы защиты и предупреждения.

					Выводы по разделу	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Заключение

В выпускной квалификационной работе согласно поставленным цели и задачам:

– выполнен обзор литературных источников по теме выпускной квалификационной работы. В написании ВКР, основными литературными источниками являются тематические нормативные документы такие как: ГОСТы, отраслевые регламенты, СанПины и др.

-проведен обзор конструктивных особенностей резервуаров вертикальных стальных, и изучено их основное оборудование. Основные положения относительно: конструкции, требований к изготовлению и монтажу, проектированию резервуаров вертикальных стальных типа РВС согласно ГОСТ 31385-2016 . Подробно описана классификация резервуаров, его технических параметров и определены сроки безопасной службы и эксплуатации при различных условиях применения.

-выявлены особенности различных деформаций,а также причины их возникновения. Наиболее распространенной деформацией в условиях Западной Сибири является неравномерная осадка, имеющая свои характерные особенности, напрямую связанные с климатическими условиями Западной Сибири.

-выполнены технологические расчеты на прочность стенки,ее толщину и устойчивость, которые имеют значительную роль на стадии проектирования: от неверности расчета могут возникнуть недопустимые деформации.

-выполнен геодезический расчет, демонстрирующий полную диагностику при определении деформаций днища и отклонений от вертикали.

					<i>Оценка деформации РВС в условиях Западной Сибири геодезическими методами</i>		
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>			
<i>Разраб.</i>		Карманова О.Н.			Заключение		
<i>Руковод.</i>		Антропова Н.А.					
<i>Консульт.</i>							
<i>Рук-ль ООП</i>		Брусник О.В.					
					<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
						146	155
ТПУ гр. 2Б6Б							

Список использованных источников

1. ГОСТ Р 52910-2008 Резервуары вертикальные цилиндрические стальные для нефти и нефтепродуктов;
2. ГОСТ 31385-2008 Резервуары вертикальные цилиндрические стальные для нефти нефтепродуктов;
3. НПЗ-ИЭ-10.020 Инструкция по эксплуатации резервуаров вертикальных стальных;
4. СТО-СА-03-002-2009 Правила проектирования, изготовления и монтажа вертикальных цилиндрических стальных резервуаров для нефти и нефтепродуктов;
5. ГОСТ 1510-84 Нефть и нефтепродукты. Маркировка, упаковка, транспортирование и хранение;
6. ГОСТ 12.1.004-91 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Пожарная безопасность. Общие требования (с Изменением N 1)
7. Эксплуатация стальных вертикальных резервуаров в сложных условиях / В. Б. Галеев. - М. : Недра, 1981. - 149 с.
8. Галеев В.Б. Эксплуатация стальных вертикальных резервуаров в сложных условиях
9. Хоперский Г.Г, Прокофьев В.В. Методы ремонта элементов конструкций стальных вертикальных цилиндрических резервуаров после длительной эксплуатации;
- 10.РД 08-95-95 Положение о системе технического диагностирования сварных вертикальных цилиндрических резервуаров для нефти и нефтепродуктов;
- 11.Афонская Г.П. Влияние дефектов на несущую способность резервуаров;

					Оценка деформации вертикальных стальных резервуаров в условиях Западной Сибири геодезическими методами			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Карманова О.Н.			Список использованных источников	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Антропова Н.А.					147	155
<i>Консульт.</i>						ТПУ гр. 2Б6Б		
<i>Рук-ль ООП</i>		Брусник О.В.						

12. Розенштейн И.М. Аварии и надежность стальных резервуаров;
13. Глазков В.И. Защита трубопроводов и резервуаров от коррозии;
14. Геодезический мониторинг МДС 13-22.2009;
15. РД 08-95-95 Положение о системе технического диагностирования сварных вертикальных цилиндрических резервуаров для нефти и нефтепродуктов
16. ПБ 03-605-03 Правила устройства вертикальных цилиндрических стальных резервуаров для нефти и нефтепродуктов
17. Г.А. Нехаев «Проектирование и расчет стальных цилиндрических резервуаров и газгольдеров низкого давления»/Издательство АСВ-2005г.-213с., Ванаков Д.В. Магнитооптическая диагностика и техническое обслуживание резервуаров//Международный научный журнал.-2008г.-№2-с.46.
18. Методические указания. Н.А Антропова, А.В. Шадрина, А.Л.Саруев.[Электронный ресурс]:
http://portal.tpu.ru:7777/SHARED/a/ANTROPOVA/Metodichki/Tab6/MU_Deformatsiya_rezervuarov.pdf
19. РД 16.01-60.30.00-КТН-063-1-05 Правила технической диагностики резервуаров. – М.: ОАО ЦТД «Диаскан», 2005. – 275 с.
20. Методические рекомендации по определению физико-механических свойств вечномерзлых глинистых и песчаных грунтов в полевых условиях;
21. ГОСТ 12.2.003–91 ССБТ Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Общие требования безопасности;
22. ГОСТ 12.2.061-81 ССБТ Оборудование производственное. Общие требования безопасности к рабочим местам;
23. СанПиН 2.2.4.548-96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений;

					Список использованных источников	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		148

24. ГОСТ 12.0.003-2015 Система стандартов по безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация (ИУС 12-2016);
- 25.СНиП 2.04.14-88* Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов;
- 26.ГОСТ 12.1.003-2014 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Шум. Общие требования безопасности (Переиздание);
- 27.ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. Вибрационная болезнь. Общие требования;
- 28.ГОСТ ISO 2954-2014 Вибрация;
- 29.СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278–03. Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещённому освещению жилых и общественных зданий;
- 30.СанПиН 2.2.4.1294-03 Гигиенические требования к аэроионному составу воздуха производственных и общественных помещений;
- 31.ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности (с Изменениями N 1, 2);
- 32.Р 3.5.2.2487-09 Руководство по медицинской дезинсекции;
- 33.ГОСТ 12.1.003 -14* Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Шум. Общие требования безопасности;
- 34.ГОСТ ИЕС 61140-2012 Защита от поражения электрическим током. Общие положения безопасности установок и оборудования;
- 35.ГОСТ Р 12.4.234-2012 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Одежда специальная для защиты от термических рисков электрической дуги. Общие технические требования и методы испытаний.

					Список использованных источников	Лист
Изм.	Лист	№ докум.		II		149

Приложение А

№ образующей резервуара	№№ станции	№ точек визирования (номер пояса резервуара)	Отчёты по горизонтальному у угломерному кругу* , ° , '	Угловое смещение относительно утора, "	Отклонения образующей от вертикали, мм	Положение теодолита относительно резервуара
1	2	3	4	5	6	7
1	1	0	320° 26 '	—	—	слева
		1	320° 27,5'	90	13	
		2	320°30'	240	35	
		3	320°32,5'	390	57	
		4	320° 35,5'	570	83	
		5	320°35,5'	570	83	
		6	320°32,5'	390	57	
		7	320°27,5'	90	13	
		8	320°25'	-60	-9	
2	2	0	117° 15 '	—	—	справа
		1	117°14'	60	9	
		2	117°12,5'	150	22	
		3	117°14,5'	30	4	
		4	117°15'	0	0	
		5	117°17,5'	-150	-22	
		6	117°17,5'	-150	-22	
		7	117°17'	-120	-17	
		8	117°17'	-120	-17	
3	3	0	125° 8,5 '	—	—	справа
		1	125°07,5'	60	9	
		2	125°05'	210	30	
		3	125°05'	210	30	
		4	125°04'	270	39	
		5	125°04'	270	39	
		6	125°03'	330	48	
		7	125°00'	510	74	
		8	124°57,5'	660	96	
4	4	0	275° 01 '	—	—	справа
		1	275°01'	0	0	
		2	275°01'	0	0	
		3	275°01'	0	0	
		4	275°02'	-60	-9	
		5	275°03,5'	-150	-22	
		6	275°04,5'	-210	-30	

<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>6</i>	<i>7</i>
		7	275°05'	-240	-35	
		8	275°05,5'	-270	-39	
5	5	0	183° 31 '	–	–	справа
		1	183°30,5'	30	4	
		2	183°30'	60	9	
		3	183°30'	60	9	
		4	183°29'	120	17	
		5	183°29'	120	17	
		6	183°29'	120	17	
		7	183°29'	120	17	
		8	183°27,5'	210	30	
6	6	0	324° 15 '	–	–	справа
		1	324°15'	0	0	
		2	324°14'	60	9	
		3	324°15'	0	0	
		4	324 °15'	0	0	
		5	324°15'	0	0	
		6	324°15,5'	-30	-4	
		7	324°16'	-60	-9	
		8	324°15'	0	0	
7	7	0	294° 33,5 '	–	–	справа
		1	294° 34'	-30	-4	
		2	294°33'	30	4	
		3	294°32,5'	60	9	
		4	294°33'	30	4	
		5	294°34'	-30	-4	
		6	294°35,5'	-120	-17	
		7	294°35'	-90	-13	
		8	294°35,5'	-120	-17	
8	8	0	125° 7,5 '	–	–	справа
		1	125°07'	30	4	
		2	125°04'	210	30	
		3	125°04,5'	180	26	
		4	125°04,5'	180	26	
		5	125°05,5'	120	17	
		6	125°05,5'	120	17	
		7	125°03,5'	240	35	
		8	125°03,5'	240	35	
9	9	0	0° 27,5 '	–	–	слева
		1	0° 30'	150	22	
		2	0°30'	150	22	
		3	0°30,5'	180	26	
		4	0°29,5'	120	17	
		5	0°26,5'	-60	-9	

<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>6</i>	<i>7</i>
		6	0°28'	30	4	
		7	0°24'	-210	-30	
		8	0°23'	-270	-39	
10	10	0	22° 18,5'	–	–	слева
		1	22°20'	90	13	
		2	22°22'	210	30	
		3	22°27,5'	540	79	
		4	22°29,5'	660	96	
		5	22°25,5'	420	61	
		6	22°20'	90	13	
		7	22°17,5'	-60	-9	
		8	22°16'	-150	-22	
11	11	0	178° 13'	–	–	слева
		1	178° 14,5'	90	13	
		2	178°13,5'	30	4	
		3	178°13,5'	30	4	
		4	178°13,5'	30	4	
		5	178°13,5'	30	4	
		6	178°13,5'	30	4	
		7	178°14'	60	9	
		8	178°16'	180	26	
12	12	0	311°16'	–	–	справа
		1	311° 15,5'	30	4	
		2	311°16,5'	-30	-4	
		3	311°17,5'	-90	-13	
		4	311°20'	-240	-35	
		5	311°21'	-300	-44	
		6	311°21,5'	-330	-48	
		7	311°18,5'	-150	-22	
		8	311°20'	-240	-35	
13	13	0	246° 11'	–	–	справа
		1	246° 10,5'	30	4	
		2	246°12'	-60	-9	
		3	246°12'	-60	-9	
		4	246°12'	-60	-9	
		5	246°13'	-120	-17	
		6	246°14'	-180	-26	
		7	246°12'	-60	-9	
		8	246°13'	-120	-17	
14	14	0	7° 11'	–	–	справа
		1	7° 11'	0	0	
		2	7°11,5'	-30	-4	
		3	7°12,5'	-90	-13	
		4	7°11'	0	0	

<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>6</i>	<i>7</i>
		5	7°12'	-60	-9	
		6	7°12,5'	-90	-13	
		7	7°11'	0	0	
		8	7°10'	60	9	
15	15	0	75°13'	–	–	слева
		1	75° 14'	60	9	
		2	75°15'	120	17	
		3	75°15,5'	150	22	
		4	75°15,5'	150	22	
		5	75°16,5'	210	30	
		6	75°16'	180	26	
		7	75°15'	120	17	
		8	75°15,5'	150	22	
16	16	0	157° 06 ' '	–	–	справа
		1	157° 03,5'	150	22	
		2	157°02,5'	210	30	
		3	156°49,5'	990	144	
		4	156°00,5'	3930	572	
		5	156°56'	600	87	
		6	156°54,5'	690	100	
		7	156°51'	900	131	
		8	156°49,5'	990	144	
17	17	0	125° 21 ' '	–	–	справа
		1	125°20,5'	30	4	
		2	125°22'	-60	-9	
		3	125°24,5'	-210	-30	
		4	125°25'	-240	-35	
		5	125°27,5'	-390	-57	
		6	125 ° 29,5'	-510	-74	
		7	125°29,5'	-510	-74	
		8	125°25,5'	-270	-39	
18	18	0	214° 09 ' '	–	–	справа
		1	214° 08,5'	30	4	
		2	214°10'	-60	-9	
		3	214°12,5'	-210	-30	
		4	214°14,5'	-330	-4	
		5	214°16,5'	-450	-65	
		6	214°17,5'	-510	-74	
		7	214°17,5'	-510	-74	
		8	214°15'	-360	-52	
19	19	0	104° 04 ' '	-	-	справа
		1	104° 01'	180	26	
		2	104°01'	180	26	

<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>6</i>	<i>7</i>	
		3	104°01'	180	26		
		4	104°0,5'	210	30		
		5	104°7,5'	-210	-30		
		6	104°14,5'	-630	-92		
		7	104°22,5'	-1110	-161		
		8	104°20,5'	-990	-144		
20		1	35° 11'	–	–		справа
		2	35°06'	300	44		
		3	35°02'	540	78		
		4	35°09,5'	90	13		
		5	35°10,5'	30	4		
		6	35°19'	-480	-70		
		7	35°25'	-840	-122		
		8	35°30'	-1140	-166		
		9	35°30,5'	-1170	-170		
21	21	0	53°16'	–	–	справа	
		1	53°12,5'	210	30		
		2	53°13'	180	26		
		3	53°13'	180	26		
		4	53°12,5'	210	30		
		5	53°11'	300	44		
		6	53°10,5'	330	48		
		7	53°11'	300	44		
		8	53°13'	180	26		
22	22	0	72°21'	–	–	справа	
		1	72°19'	120	17		
		2	72°17,5'	210	30		
		3	72°14'	420	61		
		4	72°12,5'	510	74		
		5	72°10'	660	96		
		6	72°06'	900	131		
		7	72°05,5'	930	135		
		8	72°05'	960	140		
23	23	0	104° 01'	–	–	справа	
		1	103° 59'	120	17		
		2	103°58'	180	26		
		3	103°55'	360	52		
		4	103°52'	540	78		
		5	103°47,5'	810	118		
		6	103°45'	960	140		
		7	103°40'	1260	183		
		8	103°37,5'	1410	205		
24	24	0	204° 21'	–	–		

<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>6</i>	<i>7</i>
		1	204° 21'	0	0	справа
		2	204°24,5'	-210	-30	
		3	204°27,5'	-390	-57	
		4	204°25,5'	-270	-39	
		5	204°27,5'	-390	-57	
		6	204°32,5'	-690	-100	
		7	204°35'	-840	-122	
		8	204°35'	-840	-122	
25	25	0	340° 04'	–	–	справа
		1	340° 02,5'	90	13	
		2	340°03,5'	30	4	
		3	340°03,5'	30	4	
		4	340°05'	-60	-9	
		5	340°05,5'	-90	-13	
		6	340°07,5'	-210	-30	
		7	340°10'	-360	-52	
		8	340°12,5'	-510	-74	
26	26	0	356° 06'	–	–	справа
		1	356° 05'	60	9	
		2	356°06'	0	0	
		3	356°06,5'	-30	-4	
		4	356°06'	0	0	
		5	356°05,5'	30	4	
		6	356°05'	60	9	
		7	356°06'	0	0	
		8	356°02,5'	210	30	
27	27	0	158°11'	–	–	справа
		1	158° 07,5'	210	30	
		2	158°03'	480	70	
		3	158°0,5'	630	92	
		4	158°03'	480	70	
		5	158°05'	360	52	
		6	158°05,5'	330	48	
		7	158°07'	240	35	
		8	158°00'	660	96	