

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»  
 Отделение нефтегазового дела

### БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
<b>«Оценка влияния эксплуатационных факторов на надежность резервуара вертикального стального типа РВС 20 000 кубических метров на нефтеперекачивающей станции «Паррабель»»</b>

УДК 622.692.23-025.71-034.14 (571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8СА	Ненашкин Д.В.		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент (ОНД, ИШПР)	Саруев А.Л.	к.т.н. доцент		

### КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Былкова Т.В.	к.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Гуляев М..В.	с.п. ООД ШПИП		

### 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>
<b><i>В соответствии с универсальными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями</i></b>		
<b>Общие по направлению подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»</b>		
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 нефтегазопромышленного 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-3с), (ЕАС-4.2-е).</i>

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критери- ев и/или заинтересованных сторон</i>
<b>Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»</b>		
Р9	Применять диагностическое оборудование для проведения технического диагностирования объектов ЛЧМГ и ЛЧМН	<i>Требования ФГОС ВО, СУ-ОС ТПУ (ОПК-4, ОПК-5, ПК-9, ПК-14), требования профессионального стандарта 19.016 "Специалист по диагностике линейной части магистральных газопроводов".</i>
Р10	Выявлять неисправности трубопроводной арматуры, камер пуска и приема внутритрубных устройств, другого оборудования, установленного на ЛЧМГ и ЛЧМН	<i>Требования ФГОС ВО, СУ-ОС ТПУ (ОПК-5, ОПК-6, ПК-9, ПК-11), требования профессионального стандарта 19.010 "Специалист по транспортировке по трубопроводам газа".</i>
Р11	Оценивать результаты диагностических обследований, мониторингов, технических данных, показателей эксплуатации объектов ЛЧМГ и ЛЧМН	<i>Требования ФГОС ВО, СУ-ОС ТПУ (ОПК-6, ОПК-7, ПК-4, ПК-7, ПК-13), требования профессионального стандарта 19.010 "Специалист по транспортировке по трубопроводам газа".</i>

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»  
 Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:  
 Руководитель ООП ОНД ИШПР  
 \_\_\_\_\_ Брусник О.В.  
 (Подпись)                      (Дата)                      (Ф.И.О.)

**ЗАДАНИЕ  
на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

бакалаврской работы
---------------------

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б8СА	Ненашкину Дмитрию Владимировичу

Тема работы:

<b>«Оценка влияния эксплуатационных факторов на надежность резервуара вертикального стального типа РВС-20000 кубических метров на нефтеперекачивающей станции Парабель»</b>	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	15.02.2022 г. №46-45/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:

26.05.2022

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<b>Исходные данные к работе</b>  <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду,</i>	Объектом исследования в работе является резервуар вертикальный стальной объемом 20000 м <sup>3</sup> . Материал изделия – сталь О9Г2С-12. Продукт хранения – нефть. Исследуемый объект относится к технологическому сооружению повышенной опасности.
---	--

<i>энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i>	
<p><b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b></p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Провести литературный обзор о специфике резервуара.</li> <li>2. Дать характеристику надежности резервуара вертикального стального, а также выявить основные эксплуатационные дефекты, влияющие на его надежность.</li> <li>3. Проанализировать основные мероприятия по предотвращению снижения надежности конструкции в период эксплуатации.</li> <li>4. Рассчитать параметры резервуара, а также провести проверочный расчет его на прочность и устойчивость.</li> </ol>
<p><b>Перечень графического материала</b></p> <p><i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	-
<p><b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b></p> <p><i>(с указанием разделов)</i></p>	
<b>Раздел</b>	<b>Консультант</b>
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Былкова Татьяна Васильевна Доцент, ОСГН ШБИП, к.э.н.
«Социальная ответственность»	Гуляев Милий Всеволодович Ассистент, старший преподаватель ООД, ШПИП
<p><b>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</b></p>	
<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>	

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Саруев Алексей Львович	к.т.н, доцент		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8СА	Ненашкин Дмитрий Владимирович		

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

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
3-2Б8СА	Ненашкин Дмитрий Владимирович

<b>Инженерная Школа</b>	<b>Природных ресурсов</b>	<b>Отделение школы (НОЦ)</b>	<b>Нефтегазового дела</b>
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработ- ки»

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

1. Сметная стоимость капитального ремонта, реконструкции РВС и затрат: материально-технических, финансовых, информационных и человеческих	<i>На строительные работы – 37802 руб. На монтажные работы – 10410 руб. На прочие затраты – 6656 руб.</i>
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	<i>Накладные расходы 14%; Районный коэффициент 30% Норма амортизации 33,3 %</i>
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	<i>Коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды 30 %</i>

**Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:**

1. Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ	<i>Анализ конкурентных технических решений,</i>
2. Разработка устава научно-технического проекта	<i>Планирование работ; Разработка затрат на ремонт; Формирование бюджета затрат на капитальный ремонт и реконструкцию резервуара.</i>
3. Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок	<i>Описание потенциального эффекта</i>

**Перечень графического материала**

1. Таблицы:

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	
---	--

**Задание выдал консультант:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Доцент ОСГН ШБИП	Былкова Татьяна Васильевна	Доцент, к.э.н.		

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
3-2Б8СА	Ненашкин Дмитрий Владимирович		

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
3-2Б8СА	Ненашкин Дмитрий Владимирович

<b>Инженерная Школа</b>	<b>Природных ресурсов</b>	<b>Отделение (НОЦ)</b>	<b>Нефтегазового дела</b>
<b>Уровень образования</b>	Бакалавриат	<b>Направление/специальность</b>	21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

Тема ВКР:

<p>«Оценка влияние эксплуатационных факторов на надежность резервуара вертикального стального типа РВС-20000 кубических метров на нефтеперекачивающей станции Парабель»</p>
---

**Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:**

<p>1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения</p>	<p><i>Объектом исследования в данной работе является оценка влияния эксплуатационных факторов на надежность резервуара стального типа РВС 20 000м на нефтеперекачивающей станции Парабель.</i></p> <p><i>В процессе эксплуатации резервуаров, могут, иметь место воздействия на обслуживающий персонал вредные и опасные производственные факторы.</i></p> <p><i>Оказывает негативное воздействие на окружающую среду (атмосферу, гидросферу, литосферу).</i></p> <p><i>Возможно возникновение чрезвычайных ситуаций техногенного, стихийного, экологического и социального характера.</i></p>
---	--

**Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:**

<p><b>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b></p>	<p><i>Рассмотреть специальные правовые нормы трудового законодательства; Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны на нефтеперекачивающей станции Парабель</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– <i>СНиП 23-05-95* « Естественное и искусственное освещение»;</i></li> <li>– <i>ГОСТ 12.1.019-2017 ССБТ «Электробезопасность.Общие требования и номенклатура видов защиты»;</i></li> <li>– <i>ГН 2.2.5.3532–18 «Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны»;</i></li> <li>– <i>ГОСТ 12.1.005-88 «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны»;</i></li> <li>– <i>ГОСТ 12.1.003-2014 «Шум. Общие требования безопасности»;</i></li> <li>– <i>НВН 33.5.1.02 «Инструкцией о порядке согласования и выдачи разрешений на</i></li> </ul>
---	--



	<p>специальное использование»;</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– ОНД-90 «Руководство по контролю источников загрязнения атмосферы. Части 1 и 2»;</li> <li>– ГОСТ 17.2.3.02; «Нормами естественной убыли нефти при приеме, отпуске и хранении»;</li> <li>– Федеральный закон «О промышленной безопасности опасных производственных объектов 116-ФЗ от 21.07.1997 г. с изменениями от 7.08.2000 г.».</li> </ul>
<b>2. Производственная безопасность:</b>	<p>Анализ потенциально вредных и опасных факторов проектируемой производственной среды (ОВПФ)</p> <p>Разработка мероприятий по снижению воздействия вредных и опасных факторов:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Повышенный уровень шума;</li> <li>– Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе;</li> <li>– Повышенный уровень вибрации;</li> <li>– Недостаточная освещенность рабочего места;</li> <li>– Загазованность рабочего места.</li> </ul>
<b>3. Экологическая безопасность:</b>	Анализ воздействия объекта на атмосферу, гидросферу и литосферу.
<b>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b>	В процессе эксплуатации и обслуживания резервуара возможны ЧС по причинам возгорания резервуара или его разгерметизации.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гуляев М.В.	-		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8СА	Ненашкин Дмитрий Владимирович		

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 2021/2022 учебного года)

Форма представления работы:

бакалаврская работа

### КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
	<i>Литературный обзор</i>	10
	<i>Надежность резервуара. Основные эксплуатационные дефекты</i>	20
	<i>Мероприятия по предотвращению снижения надежности конструкции</i>	25
	<i>Расчет параметры резервуара. Проверка его на прочность и устойчивость.</i>	10
	<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	10
	<i>Социальная ответственность</i>	10
	<i>Заключение</i>	5
	<i>Презентация</i>	10
	<i>Итого</i>	100

Составил преподаватель:

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

**СОГЛАСОВАНО:**

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

## Реферат

Выпускная квалификационная работа содержит 97 страниц текстового материала, 9 рисунков, 20 таблиц, 25 источников, 0 приложений

*Объект исследования является:* резервуар вертикальный стальной типа РВС объемом 20 000 м<sup>3</sup> на нефтеперекачивающей станции «Парабель».

*Цель работы:* рассмотреть оценку влияние эксплуатационных факторов на надежность резервуара вертикального стального типа РВС 20 000м<sup>3</sup> на нефтеперекачивающей станции «Парабель».

*В процессе исследования были проведены:* литературный анализ об особенностях резервуара, а так же о его свойствах, обнаружение эксплуатационных дефектов, влияющих на долговечность резервуара типа РВС. Расчет главных показателей резервуара, а так же стенки резервуара на прочность и устойчивость.

*В результате исследования:* выявлены эксплуатационные дефекты резервуара типа РВС, влияющие на его надежность. Приведен пример дефектов. В работе были проанализированы основные операции для повышения долговечности и продления срока эксплуатации РВС.

					«Оценка влияние эксплуатационных факторов на надежность резервуара вертикального стального типа РВС-20000 кубических метров на нефтеперекачивающей станции Парабель»			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
					Реферат	Лит.	Лист	Листов
							12	97
Консульт.					ТПУ гр.3-2Б8СА			

## Abstract

*The object of the study is:* a vertical steel tank of VST type with a volume of 20,000 m<sup>3</sup> at the oil pumping station "Parabel".

*Purpose of work:* to consider the impact of operational factors on the reliability of the tank vertical steel type VST 20 000 m<sup>3</sup> at the oil pumping station "Parabel".

*Topic relevance:* Changes in the state of the tank during long-term operation determines the need to assess the defectiveness of metal and makes it an integral part of the operating process. For newly constructed and reconstructed tanks the existing norms of metal defects are ensured by strict compliance with the established technology, while for the tanks that have expired their standard service life the question of replacing the identified defective areas or decommissioning the tank with which they have worked for a long period of time is still relevant.

*During the study were conducted:* a literary analysis of the features of the tank, as well as its properties, the detection of operational defects affecting the durability of the tank type VST. Calculation of the main indicators of the tank, as well as the tank wall on the strength and stability.

*As a result of the study:* the operational defects of VST -type reservoirs affecting their reliability were revealed. An example of defects is given. The paper analyzed the main operations to improve durability and extend the service life of VST.

					<i>Реферат</i>	<i>Лист</i>
						13
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ Докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

## Сокращения, обозначения

- РВС – резервуар вертикальный стальной;
- РГС - резервуар горизонтальный стальной;
- ЖБР – железобетонный резервуар;
- РВСП - резервуар вертикальный стальной с понтоном;
- КИПиА – контрольно измерительные приборы и автоматика;
- РВСПК - резервуар вертикальный стальной с плавающей крышей;
- ПРП - приемо-раздаточный патрубок;
- ОАО – открытое акционерное общество;
- НДС – напряженно деформированное состояние;
- ППР - планово предупредительный ремонт;
- СИЗ – средства индивидуальной защиты;
- ВПФ – вредный производственный фактор;
- ПДК – предельно допустимая концентрация;
- ЧС – чрезвычайная ситуация;
- ВСН - ведомственные строительные нормы;
- РД – руководящий документ;
- ПБ - промышленная безопасность;
- ГОСТ – государственный стандарт;
- НВН – нефт. нормы водного надзора;
- СНиП – строительные нормы и правила;

					«Оценка влияние эксплуатационных факторов на надежность резервуара вертикального стального типа РВС-20000 кубических метров на нефтеперекачивающей станции ПарABEL»			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
Разраб.		Ненашкин Д.В.			Сокращения, обозначения	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
Руковод.		Саруев Л.А.					14	97
Консульт.						<b>ТПУ гр.3-2Б8СА</b>		
Зав. Каф.		Брусник О.В.						

## Оглавление

Введение.....	17
1. Литературный обзор объекта НПС Парабель РВС 20000 м <sup>3</sup> .....	19
2. Надежность резервуара типа РВС 20000 м <sup>3</sup> . .....	21
3. Дефекты, влияющие на эксплуатационную надежность резервуаров .....	23
4. Эксплуатационные дефекты резервуара.....	27
4.1 Нарушение геометрической формы резервуара .....	27
4.1.1 Осадка резервуара.....	28
4.1.2 Потеря устойчивости резервуара .....	30
4.1.3 Хлопуны резервуара .....	31
4.2 Коррозионные повреждения .....	39
4.2.1 Коррозия сварных швов .....	40
4.2.2 Коррозия металлоконструкций .....	41
5. Мероприятия для повышения надежности резервуара.....	45
5.1 Диагностика резервуара .....	45
5.2 Остаточный ресурс резервуара .....	47
5.3 НДС резервуара .....	48
5.4 Срок службы резервуара .....	49
5.5 Планово – предупредительный ремонт (ППР).....	50
6. Расчетная часть.....	51
6.1 Расчет размеров резервуара .....	51
6.2 Расчет толщины стенки резервуара.....	56
6.3 Расчет резервуара на прочность .....	61
6.4 Расчет стенки резервуара на устойчивость .....	65
7. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение..	73
7.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения .....	73

7.2	Потенциальные потребители результатов исследования .....	73
7.3	Анализ конкурентных технических решений .....	73
7.4.	Определение трудоемкости выполнения работ .....	80
7.4.1	Заработная плата технического персонала.....	81
7.4.2	Расчет показателей экономической эффективности.....	81
8.	Социальная ответственность .....	83
8.1	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.	83
8.2	Экологическая безопасность.....	91
8.3	Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	92
	Заключение .....	95



## Введение

**Актуальность ВКР:** Резервуар, является важной инженерной конструкцией, предназначенной для приемки, хранения, отпуска, учета нефти и нефтепродуктов.

Продукты, хранящиеся в резервуарах относятся к легковоспламеняющимся горючим веществам, что позволяет относить резервуары к пожаро-взрывоопасным объектам. Опыт долговременной эксплуатации РВС демонстрирует, что в результате разного рода воздействий они считаются подверженными разрушениями с последующим возникновением аварийных и чрезвычайных ситуаций.

Несмотря на определенный прогресс, достигнутый в последние годы в резервуаростроении, резервуары для нефти и нефтепродуктов остаются одними из наиболее опасных объектов. Это связано с целым рядом причин, наиболее характерными из них являются:

- высокая пожаровзрывоопасность хранимых продуктов
- крупногабаритные размеры конструкций и связанная с этим протяженность сварных швов, которые трудно проконтролировать по всей длине;
- несовершенства геометрической формы, неравномерные просадки оснований
- большие перемещения стенки, особенно в зонах геометрических искажений проектной формы
- высокая скорость коррозионных повреждений
- усталость материала отдельных зон стенки конструкции

По вышеперечисленным факторам возникают аварийные ситуации,

					«Оценка влияние эксплуатационных факторов на надежность резервуара вертикального стального типа РВС-20000 кубических метров на нефтеперекачивающей станции Парабель»			
<b>Изм.</b>	<b>Лист</b>	<b>№ докум.</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>				
Разраб.		Ненашкин Д.В.			Введение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Саруев А.Л.					17	120
Консульт.								
Зав. Каф.		Брусник О.В.						
						<b>ТПУ гр.3-2Б8СА</b>		

а именно по причинам ненадежности конструкции, повлекшие за собой огром-

ный ущерб. Это может проявляться в виде загрязнения окружающей среды, крупные потери углеводородов, травмы и гибель эксплуатирующего персонала.

Проблема надежности РВС, составляющего оборудования, сооружений объектов МНПП, а также их работоспособность очень важна. Чем меньше отказов, простоев в работе транспорта нефти и продуктов ее переработки, инцидентов, аварий с разливом нефти и нефтепродуктов, других вредных для эксплуатирующих организаций и экологии последствий, тем выше надежность оборудования. Поэтому повышение длительной прочности и надежности вновь сооружаемых резервуарных конструкций, а также продление сроков службы действующего парка резервуаров, является весьма актуальной проблемой.

**Объект исследования:** резервуар вертикальный стальной типа РВС объемом 20000 м<sup>3</sup> на нефтеперекачивающей станции «Парабель».

**Цель работы:** Оценка влияние эксплуатационных факторов на надежность резервуара вертикального стального типа РВС 20 000м<sup>3</sup> на нефтеперекачивающей станции «Парабель».

Для реализации указанной цели, необходимо выполнить следующие **задачи:**

1. Провести литературный обзор об особенностях резервуара.
2. Дать характеристику надежности резервуара вертикального стального, а также выявить основные эксплуатационные дефекты, влияющие на его надежность.
3. Проанализировать основные мероприятия по предотвращению снижения надежности конструкции в период эксплуатации.
4. Рассчитать параметры резервуара, а также провести проверочный расчет его на прочность и устойчивость.

					Введение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		18

## 1. Литературный обзор объекта НПС Парабель РВС 20000 м3

Производственный объект располагается в Парабельском районе, Томской области. Владельцем объекта является районное нефтепроводное управление «РНУ Парабель».

В 1972 году была введена в эксплуатацию нефтеперекачивающая станция (НПС) «Парабель» и образовано Парабельское нефтепроводное управление.

В географическом отношении резервуар находится на Западно - Сибирской низменности. В орографическом отношении резервуар принадлежит к северной части Васюганской наклонной равнине.

Рельеф местности типично равнинный – плоский, слаборасчлененный вблизи речных долин. Для данной территории характерно чередование заболоченных участков с плоскими равнинами, расчлененными оврагами, ручьями и мелкими реками. Абсолютные высоты территории не превышают 160 м. Поверхность территории ровная, увлажненная, спланированная, занятая технологическими объектами и сооружениями, местами заросшая луговым разнотравьем.



Рисунок №1 Резервуар вертикальный стальной 20000 м3

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	«Оценка влияние эксплуатационных факторов на надежность резервуара вертикального стального типа РВС-20000 кубических метров на нефтеперекачивающей станции Парабель»			
Разраб.		Ненашкин Д.В.			Литературный обзор объекта НПС Парабель РВС 20000м3	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Саруев А.Л.					19	97
Консульт.						<b>ТПУ гр.3-2Б8СА</b>		
Зав. Каф.		Брусник О.В.						

Резервуар РВС 20000 расположен на существующей территории резервуарного парка РНУ «Парабель», НПС «Парабель», ОАО «Центрсибнефтепровод».

Климатические показатели согласно отчету по инженерным изысканиям 300-8 ТГИ, выполненных ОАО «Сибнефтетранспроект», приведены в таблице 1.

Таблица 1 Климатические показатели	
Наименование	Показатели (характеристики)
Расчетная температура наружного воздуха наиболее холодной пятидневки (обеспеченностью 0,98)	минус 44 °С
Расчетная температура наружного воздуха наиболее холодной пятидневки (обеспеченностью 0,92)	минус 42 °С
Температура наружного воздуха наиболее холодных суток (обеспеченностью 0,98)	минус 47 °С
Температура наружного воздуха наиболее холодных суток (обеспеченностью 0,94)	минус 26 °С
Абсолютная минимальная температура воздуха	минус 51 °С
Абсолютная максимальная температура воздуха	35 °С
Нагрузки: - расчетная снеговая для III снегового района, кгс/м <sup>2</sup> - нормативная ветровая для IV ветрового района, Па	240 30
Район строительства по расчетной сейсмической интенсивности (в баллах шкалы MSK-64) и трех степеней сейсмической опасности – А (10%), В (5%), С (1%) согласно карт ОСР-97-А, ОСР-97-В и ОСР-97-С – 5 баллов (СНиП II – 7 -81)	
Расчетная температура металла основных конструкций подгруппы «А» (пункт 2.2.1 РД-23.020.00-КТН-079-09)	минус 44 °С
Расчетная температура металла основных конструкций подгруппы «Б» и вспомогательных конструкций (пункт 2.2.2 РД-23.020.00-КТН-079-09)	минус 42 °С

## 2. Надежность резервуара типа РВС 20000 м<sup>3</sup>.

Актуальной проблемой в текущее время в нефтегазовой промышленности является проблема повышения надежности вертикальных стальных резервуаров для хранения нефти или нефтепродуктов.

*Под понятием надежность резервуара понимается - свойство его конструкции выполнять функции приема, хранения и отбора из него нефти и нефтепродуктов при заданных параметрах (уровень наполнения, плотность и вязкость, температура, скорость закачки и отбора продукта, оборачиваемость резервуара, а также масса снегового покрова, сила ветра, расчетная температура, величина сейсмического воздействия и т. д.).*

В период функционирования металлоконструкции различают проектную и эксплуатационную надежность. Критериями, характеризующими эксплуатационную надежность резервуаров, являются:

- работоспособность резервуара — состояние, при котором резервуар способен выполнять свои функции без отклонений от параметров, установленных требованиями технической документации. Для поддержания работоспособности резервуара необходимо выполнять в установленные сроки текущие и капитальные ремонты, а также осуществлять профилактику и раннюю диагностику дефектов;
- безотказность работы резервуара — свойство резервуара и его элементов сохранять работоспособность без вынужденных перерывов в работе. Вероятность безотказной работы служит количественным показателем надежности (критерий прочности, устойчивости и выносливости);
- долговечность резервуара и его элементов — свойство конструкции сохранять работоспособность до предельного состояния с необходимыми перерывами для технического обслуживания и ремонтов. Показателем долго-

					<i>«Оценка влияние эксплуатационных факторов на надежность резервуара вертикального стального типа РВС-20000 кубических метров на нефтеперекачивающей станции ПарABELь»</i>		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Ненашкин Д.В.				Лит.	Лист
Руковод.		Саруев .А.Л.					Листов
Консульт.							21
Зав. Каф.		Брусник О.В.					97
					<i>Надежность резервуара типа РВС 20000 м<sup>3</sup></i>		<b>ТПУ гр.3-2Б8СА</b>

вечности может служить ресурс или срок службы;

- ремонтпригодность элементов резервуаров заключается в приспособленности элементов к предупреждению и обнаружению неисправности, а также и их ремонта в период обслуживания до наступления отказа. Затраты труда, времени и средств на ремонтные работы определяют ремонтпригодность.

Надежность металлоконструкции главным образом зависит от факторов: технологических и эксплуатационных. Надежность резервуара так же определяется вероятностью выполнения данных функций, т.е. по возможности в определенное время (в период межремонта) принять в резервуар на хранение определенное количество нефти, с сохранением во времени установленных значений эксплуатационных характеристик (уровень заполнения, избыточное давление, вакуум и пр.).

Своевременная и качественная оценка технического состояния и устранение выявленных дефектов повышает их надежность при эксплуатации. Такую оценку можно получить только на основании комплексной проверки, включающей в себя дефектоскопию, сварных соединений, проверку качества металла, контроль толщины стенок отдельных элементов, геометрической формы и др. [3].

					<i>Надежность резервуара типа РВС 20000 м<sup>3</sup>.</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		22

### 3. Дефекты, влияющие на эксплуатационную надежность резервуаров

Под *дефектом* понимается – отдельное несоответствие (любое) нормативным документам, а именно сварные швы, основной металл конструкции, геометрические формы металлоконструкции, а также конструктивные и соединительные детали, приварные элементы, которые не соответствуют требованиям нормативных документов.

1. При изготовлении изделий и сварных конструкций возникают технологические дефекты:
  - 1.1 Состав материала (включения, охрупчивающие примеси и т.д.);
  - 1.2 Плавки и изготовления заготовок (пористость, неметаллические включения, расслоения);
  - 1.3 Механической обработки (ожоги, продиры, заусенцы, риски, трещины, прорезы);
  - 1.4 Сварки (трещины, непровары, поры, подрезы, остаточные сварочные напряжения,
  - 1.5 Термической обработки (перегрев, закалочные трещины, обезуглероживание);
  - 1.6 Обработки поверхностей (химическая диффузия, снижение механических свойств и др.);
  - 1.7 Сборки (риски, задиры, смещения кромок свариваемых деталей, несоответствие размеров деталей и др.).
2. Основными эксплуатационными причинами отказов и повреждений являются дефекты:
  - 2.1 Нарушение условий эксплуатации;
  - 2.2 Коррозия;
  - 2.3 Износ;

					«Оценка влияние эксплуатационных факторов на надежность резервуара вертикального стального типа РВС-20000 кубических метров на нефтеперекачивающей станции Парабель»			
<b>Изм.</b>	<b>Лист</b>	<b>№ докум.</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>	<i>Дефекты, влияющие на эксплуатационную надежность резервуаров</i>	<b>Лит.</b>	<b>Лист</b>	<b>Листов</b>
Разраб.		Ненашкин Д.В.					23	97
Руковод.		Саруев А.Л.				<b>ТПУ эр.3-2Б8СА</b>		
Консульт.								
Зав. Каф.		Брусник О.В.						

- 2.4 Наличие перегрузок и непредвиденных нагрузок;
- 2.5 Неправильное техническое обслуживание и т. д.
- 3. По происхождению, дефекты изделий подразделяют на производственно-технологические:
  - 3.1 Metallургические, возникающие при отливке и прокатке;
  - 3.2 Технологические, возникающие при изготовлении (сварке, резке, пайке, клепке, склеивании, механической, термической или химической обработке);
  - 3.3 Эксплуатационные (возникающие после некоторой наработки изделия в результате усталости материала, коррозии металла, изнашивания трущихся частей, а также неправильной эксплуатации и технического обслуживания) и конструктивные дефекты, являющиеся следствием несовершенства конструкции из-за ошибок конструктора.
- 4. С точки зрения ремонтпригодности выявляемые при обследовании резервуара и других конструкций дефекты подразделяются на:
  - 4.1 Исправимые - устранение которых технически возможно и экономически целесообразно;
  - 4.2 Неисправимые - устранение которых связано со значительными затратами или невозможно.
- 5. Наиболее типичные для стальных резервуаров дефекты, повреждения и несовершенства конструкции, выявляемые при диагностировании, по характеру их появления могут быть подразделены на две основные группы:
  - 5.1 Технологические - дефекты, возникающие в результате строительно-монтажных и ремонтных работ;
  - 5.2 Эксплуатационные - дефекты, возникающие в процессе эксплуатации после некоторой наработки [4].



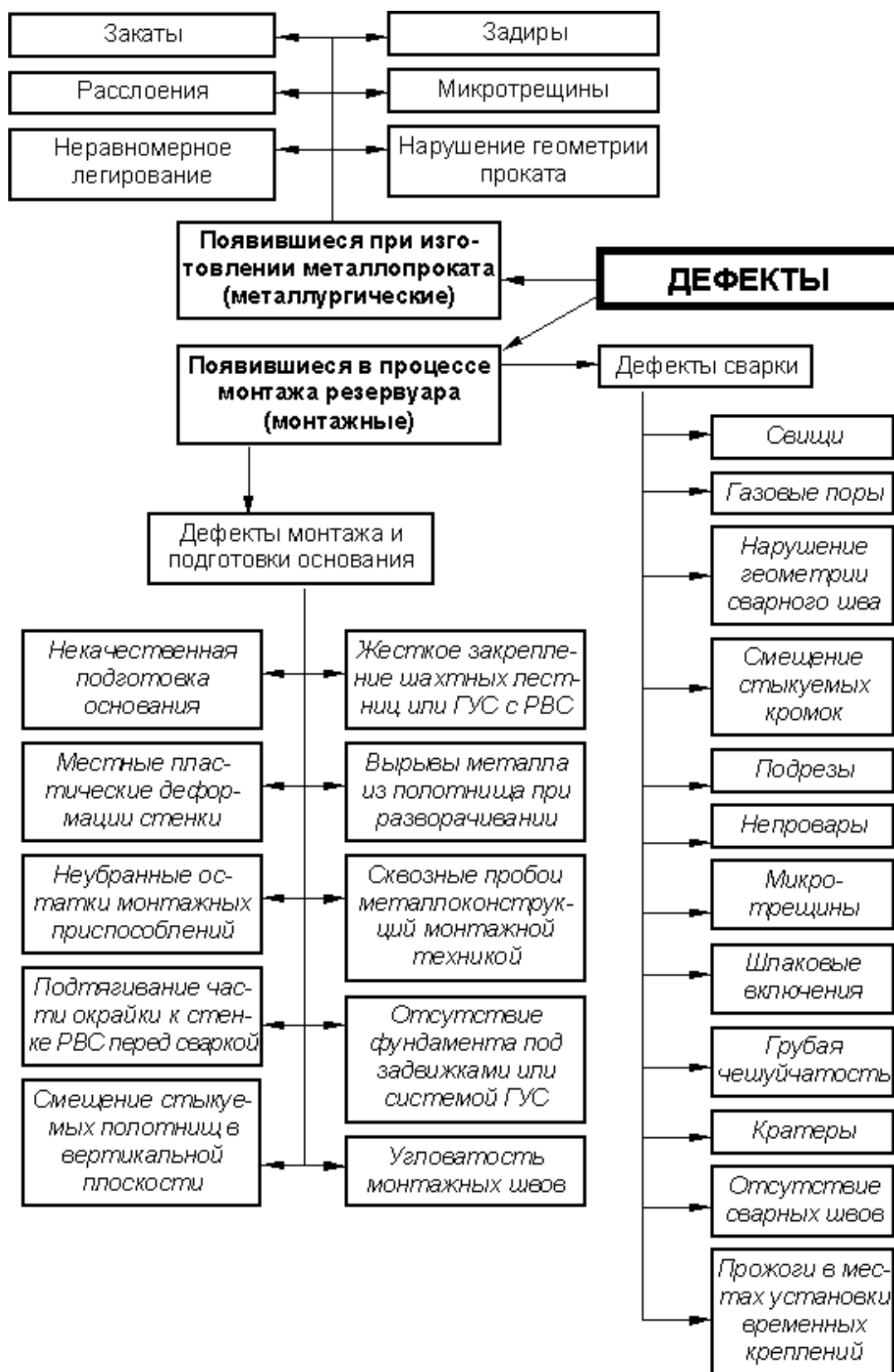
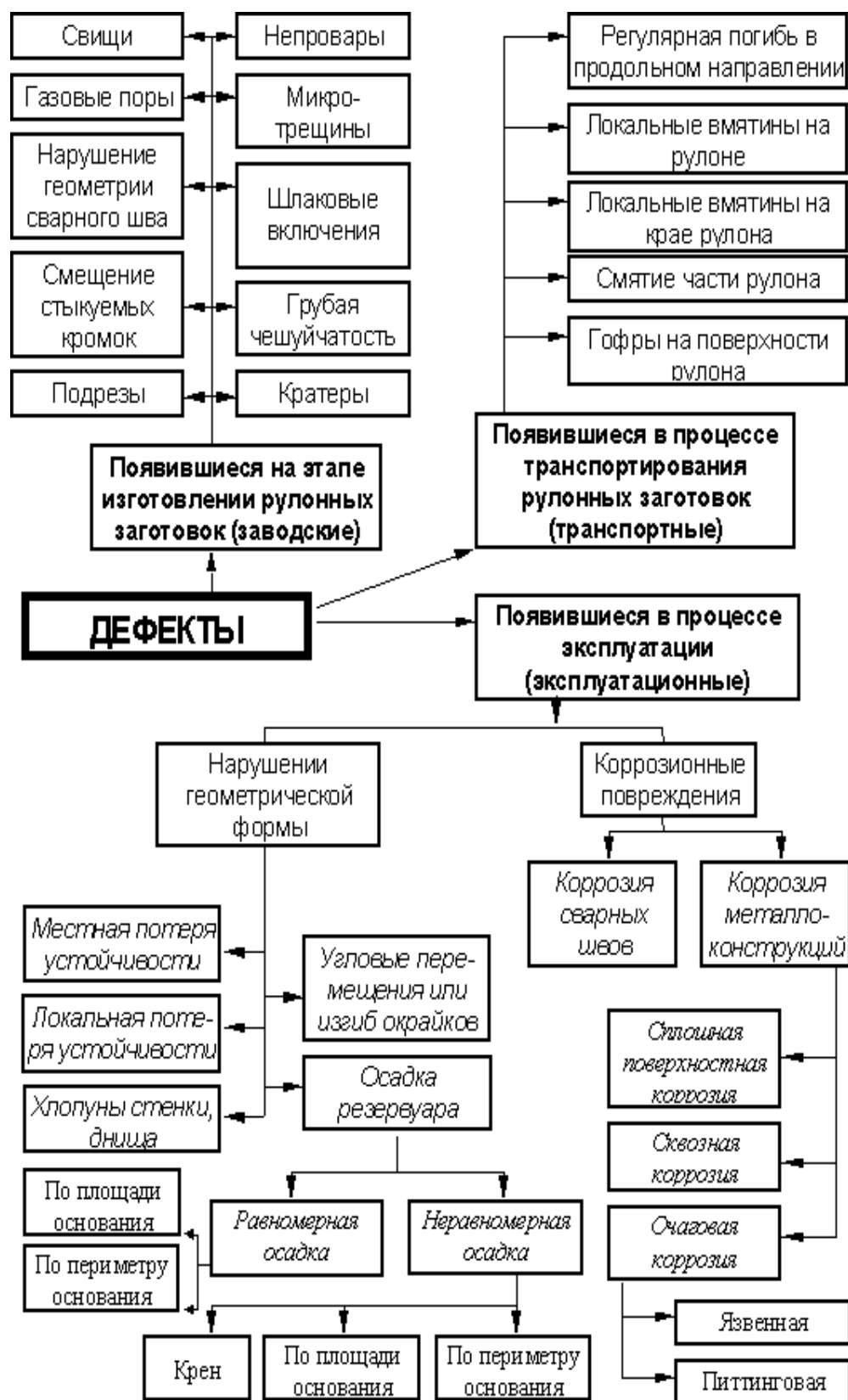


Рисунок №2 - Классифицирование дефектов, влияющих на надежную эксплуатацию резервуаров.



Продолжение рисунка №2 - Классифицирование дефектов, влияющих на надежную эксплуатацию резервуаров

#### 4. Эксплуатационные дефекты резервуара

В процессе эксплуатации резервуаров появляются различные дефекты, снижающие надежность резервуаров и приводящие к авариям различной степени опасности. Дефекты, возникающие в процессе изготовления элементов конструкции и при производстве строительно-монтажных и сварочных работ, а так же в ходе температурных условий, воздействия вибрации, осадки оснований резервуаров, влияют на эксплуатационную долговечность резервуаров.

Данные факторы нарушают состояние резервуара, тем самым способствуют, сокращению долговечности металла и появление коррозии и эксплуатационных дефектов.

Рассмотрим эксплуатационные дефекты, которые характерны для резервуара стального вертикального 20000 м<sup>3</sup> на НПС «Парабель»

Эксплуатационные дефекты — это дефекты, которые возникают в результате износа, усталости, коррозии и неправильной эксплуатации. Эксплуатационные дефекты делятся на группы:

- *нарушение геометрической формы резервуара;*
- *коррозионные повреждения.*

##### 4.1 Нарушение геометрической формы резервуара

Изменение формы геометрии зачастую являются факторы некачественной или неправильной подготовки основания, действие вакуума, вибраций, переполнений, неравномерной просадки днища, в процессе эксплуатации, происходит изменение геометрической формы резервуара. Предельные отклонения от горизонтали наружного контура днища эксплуатируемых металлоконструкций, могут увеличиваться, если: - эксплуатационный срок 5 лет и более - в 1,3 раза; - эксплуатационный срок 20 лет и более - в 2 раза. Резервуары, эксплуатировавшиеся уже более 15 лет, для них допускаются отклонения от горизонтали в 2 раза большие, в отличии, чем для новых конструкций.

					«Оценка влияние эксплуатационных факторов на надежность резервуара вертикального стального типа РВС-20000 кубических метров на нефтеперекачивающей станции Парабель»			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Ненашкин Д.В.			Эксплуатационные дефекты резервуаров	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Саруев А.Л.					27	97
Консульт.						ТПУ гр.3-2Б8СА		
Зав. Каф.		Брусник О.В.						

### 4.1.1 Осадка резервуара

Фундамент резервуара является главной частью всего сооружения, основание резервуара принимает давление всей конструкции и давление нефтепродукта (гидростатическое).

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

Причинами этого может быть: Некачественное выполнение насыпи в основании.

- Обводнение грунтов.
- Эрозия почвы.

Неправильной организации водоотвода с поверхности резервуара дождевых и талых вод, стекающих со стен и крыши резервуара. Как правило, резервуары вертикальные стальные имеют равномерную осадку основания, но при осадке более 50мм возникает деформация узла сопряжения приемно-раздаточного трубопровода с резервуаром, что может привести к его разрушению [17].

Основные причины осадки основания: Некачественное выполнение насыпи в основании.

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

					<i>Эксплуатационные дефекты резервуаров</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		28

*При эксплуатации резервуаров более 4 лет, допускаются следующие отклонения:*

- До 150 мм - для диаметрально противоположных точек окрайки днища;
- До 80 мм - для соседних точек нивелирования, находящихся на 6 м друг от друга (местные просадки).
- До 150 мм – для высоты хлопуна;
- До 2 м<sup>2</sup> – для площади хлопуна [3].

					<i>Эксплуатационные дефекты резервуаров</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		29

### 4.1.2 Потеря устойчивости резервуара

Устойчивость - способность тонкостенной конструкции, в частности тонкостенной цилиндрической оболочки, сохранять устойчивую форму равновесия при действии сжимающих напряжений. Потеря устойчивости цилиндрической оболочки - переход от симметричной (цилиндрической) формы к несимметричной форме равновесия, выражающийся в появлении на стенке резервуара, как правило, заметных глазом волнообразных выпучен и вмятин, распространяющихся как в окружном, так и в осевом направлении. На потерю устойчивости резервуара влияют такие факторы, как вакуум, снег, ветер, вес собственной конструкции и грубое нарушение режимов эксплуатации. Резервуар 20000 м<sup>3</sup> на НПС Парабель имеет цилиндрическую форму из тонкостенной оболочки, что означает малоустойчивость конструкции при сооружении. Для таких РВС число волн в окружном направлении составляет примерно 12-40, в зависимости от диаметра, высоты и толщины стенки.

Различают общую и местную потери устойчивости.

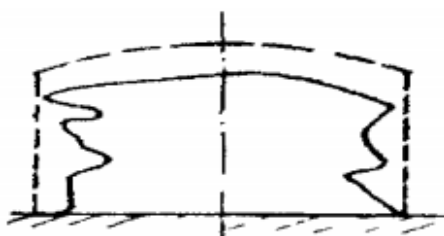


Рисунок №3 Общая потеря устойчивости резервуара

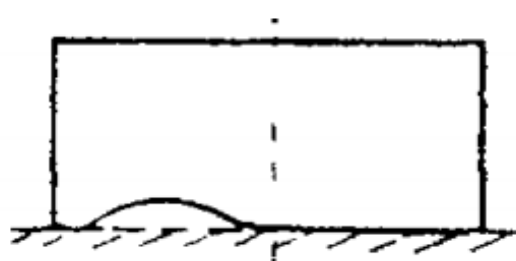


Рисунок №4 Местная потеря устойчивости резервуара

Во избежание аварийных ситуаций для опорожненного резервуара проверяют устойчивость стенки на совместное воздействие осевого сжатия параллельно образующей, а так же сжатия от внешнего равномерного давления нормального к боковой поверхности стенки резервуара.

Для резервуаров типа РВСП и РВС, для определения внешнего равномерного давления используют значение вакуума и ветровой нагрузки. По-

казатель номинальной толщины стенки для надлежащих поясов резервуара, на основании расчетов должен выполняться. Если условие устойчивости не выполняется, то показатели толщин должны быть увеличены до выполнения условия.

### 4.1.3 Хлопуны резервуара

Хлопун (вмятина) - локальная деформация поверхности конструкции резервуара.

К полному разрушению металлоконструкций резервуаров, могут привести трещиновидные дефекты, которые для резервуаров наиболее опасные.

Трещиновидные дефекты в большинстве случаев расположены в сварных швах. К ним относятся непровары, цепочки пор, трещины, шлаковые включения, подрезы и т.д. Основными неисправностями стальных вертикальных резервуаров являются:

- Дефекты стенки резервуара;
- Дефекты сварных швов резервуара;
- Дефекты днища резервуара.

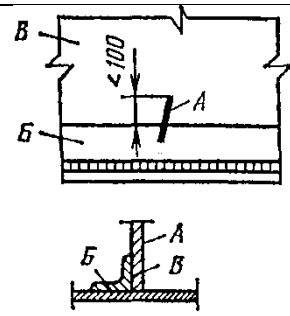
#### *Дефекты стенки резервуара*

Выделяет следующие виды трещин в стенке резервуара:

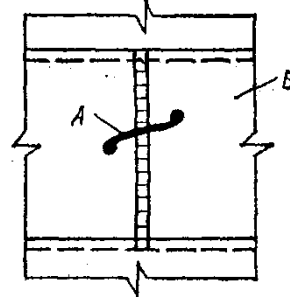
Таблица № 2 – Основные трещины в стенке резервуара.	
1	2
<p>В стенке 1 пояса , появилась трещина по стыковому соединению окрайки днища, распространившаяся внутрь с выходом к основному металлу.</p> <p>Длина не менее 100 мм.</p>	

Трещина *A* по сварному шву либо основному металлу уторного уголка *B*, распространившегося на основной металл листа 1 пояса резервуара *B*.

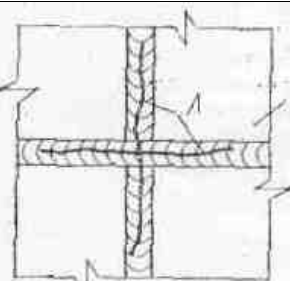
Длиной не более 100 мм.



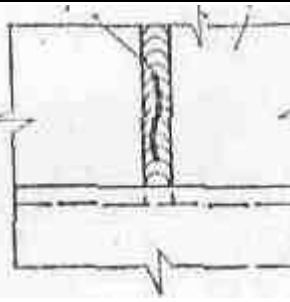
Поперечная трещина *A* по стыковому сварному шву вертикального стыка стенки резервуара (*B*), распространившаяся на основной металл.



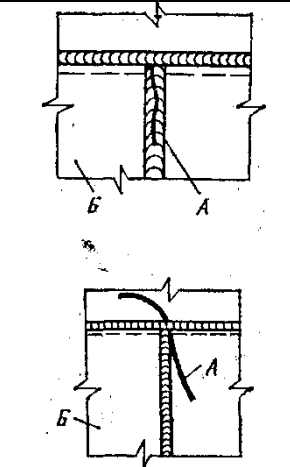
Продольные трещины *A* или одна трещина в пересечении сварных соединений стенки *B* резервуара.



Продольная трещина *A* в сварном шве вертикального стыка стенки *B* резервуара, начинающаяся вблизи горизонтального шва и распространившаяся на длину не более 150 мм.



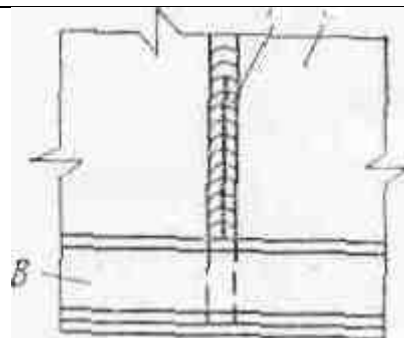
Трещина *A* по основному металлу листа стенки *B* резервуара около горизонтального и вертикального швов или же около горизонтального шва.



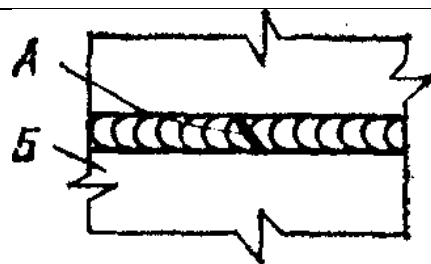
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------



Продольная трещина *A* по сварному шву вертикального стыка листов пояса стенки *B* резервуара, начинающаяся от горизонтального шва уторного уголка *B* и распространившаяся на длину не более 150мм.

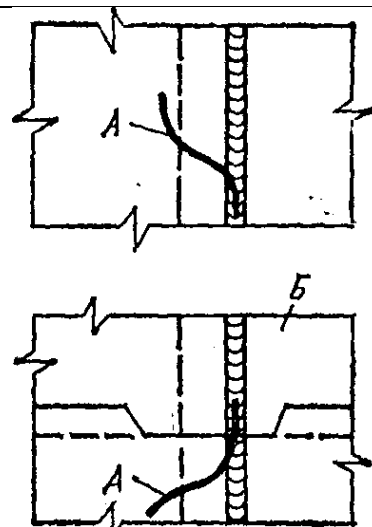


Поперечная трещин *A* в сварных швах стенки резервуара — сквозная или несквозная.

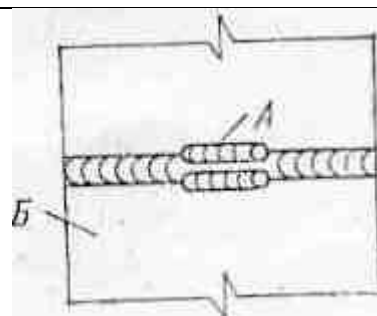


Трещина *A* по сварному шву с выходом на основной металл *B* длиной не более 250 мм в замыкающем вертикальном шве стенки резервуара, выполненном внахлест:

- 1) в середине пояса;
- 2) вблизи горизонтального шва.



Многократная наварка *A* на участок сварного соединения и лист стенки *B* резервуара в дефектном месте.



## *Дефекты сварных швов резервуара*

При сварке металлов с использованием напыления, при не соблюдении требований к сварочным материалам, сборке соединяемых элементов, механической и термической обработке сварных соединений – образуются сварочные дефекты.

**Трещины в сварном шве** — дефект образованный локальным разрушением сварочного шва, под действием нагрузок или же при его охлаждении.

При длительной эксплуатации резервуаров, появляются многочисленные дефекты, а также снижается прочность сварных соединений, в районе сварных швов [5].

*К дефектам сварных швов можно отнести:*

1. Трещины – несплошность, которая могла возникнуть в результате действия нагрузок или охлаждения, вызванная разрывом шва.
2. Микротрещина – трещина, которая обнаруживается физическими методами, при увеличении не менее чем в пятидесяти раз, (имеет микроскопические размеры);
3. Продольная трещина – трещина, ориентированная параллельно оси сварного шва. Продольная трещина, может располагаться; на границе сплавления; в основном металле; в зоне термического влияния, а так же : в металле сварного шва.
4. Поперечная трещина – трещина, ориентированная поперек оси сварного шва. Поперечная трещина может располагаться: в зоне термического влияния; в основном металле; в металле сварного шва.
5. Радиальными называют трещины, которые радиально расходятся из одной точки. Они могут располагаться: в зоне термического влияния; в основном металле; в металле сварного шва.
6. Раздельные трещины – группа трещин, расположенных в металле сварного шва; в основном металле; в зоне термического влияния.

7. Разветвленные трещины – группа трещин, возникших из одной трещины. Они в основном располагаются: в основном металле; в металле сварного шва; в зоне термического влияния.

**Причины, по которым появляются трещины в сварном шве:**

- большое содержание углерода в свариваемой стали;
- быстрая скорость охлаждения шва (особенно при сварке сталей с высоким содержанием углерода);
- по причине нарушения режима сварки, а также из-за повышенной жесткости свариваемой конструкции, образуется неправильная форма сварного шва;
- Высокие сварочные напряжения возникают, в процессе кристаллизации расплавленного сваркой металла.

**Основные способы предупреждения трещин в сварном шве:**

*Перед сваркой:*

- Для изготовления металлоконструкции необходимо сделать правильный выбор основного металла, с учетом химического содержания;
- Необходимо выбрать правильный сварочный материал, а так же правильный режим сварки металла;
- В процессе сварки, для снижения напряжения, необходимо использовать специальные устройства и приспособления.

*Во время сварки:*

- Для нормального термического цикла сварки и правильного размера сварочной ванны, необходимо применять правильную технику сварки;
- Предварительный подогрев и последующая термическая обработка;
- По возможности стараться обеспечивать формирование мелких зерен металла во время кристаллизации сварной ванны [5].

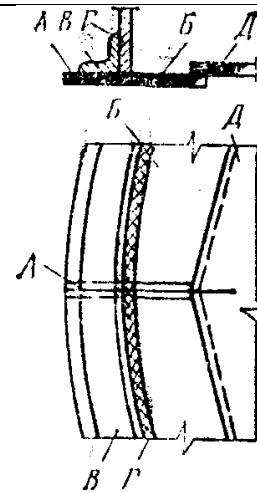
### Дефекты днища резервуара

Днища резервуаров подвержены механическому и коррозионному разрушениям. Наиболее часто трещины вызваны концентрацией напряжений в нижнем узле резервуара, они встречаются в основном металле сегментов, в сварных швах, а также окраек днища [3].

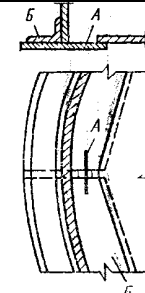
Выделяет следующие виды трещин в сварных соединениях днищ резервуара:

Таблица № 3 – Основные дефекты днища резервуара	
1	2
<p>Продольная трещина <i>A</i> в сварном стыковом соединении окрайки днища, не доходящая до уторного уголка <i>B</i>; в резервуарах без уторного уголка - до корпуса <i>B</i>.</p>	
<p>Радиальная трещина <i>A</i>, длина которой не более 100 мм, в окрайке днища <i>B</i>, не доходящая до уторного уголка <i>B</i> или стенки <i>Г</i> снаружи или внутри резервуара.</p>	
<p>Продольная трещина <i>A</i> в сварном стыковом соединении сегментной окрайки днища <i>B</i>, не имеющей остающейся технологической подкладки. Трещина дошла до упорного уголка <i>B</i> и прошла под стенку <i>Г</i> резервуара, но не вышла на основной металл днища.</p>	

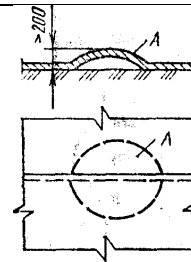
Продольная трещина *A* в сварном стыковом соединении сегментной окрайки днища *B*, не имеющем технологической подкладки. Трещина прошла под уторный уголок *B* и стенкой резервуара *Г* вовнутрь и распространилась на основной металл днища *Д*.



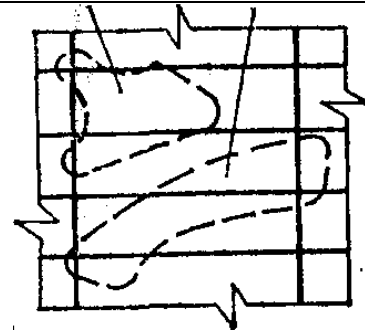
Поперечная трещина *A* в сварном стыковом соединении окрайек днища *Б*, расползлась на основной металл окрайек.



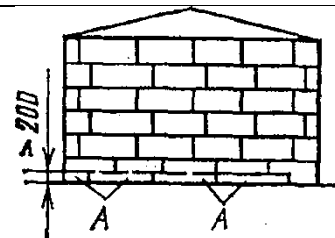
Выпучина или хлопун *A* высотой более 200 мм на площади более 3 м<sup>2</sup> с плавным переходом на днище резервуара.



Выпучина или хлопун *A* высотой более 200 мм, площадью более 3 м<sup>2</sup> сложной конфигурации или вытянутой формы в одном направлении с плавным переходом на днище резервуара.

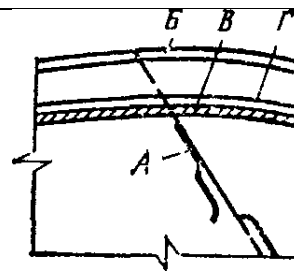


Днище прокорродировано полностью.



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

Трещина *A* в сварном шве окрайки *B*  
днища с выходом на основной металл.  
Стенка *B* клепаная с уторным уголком  
*Г*.



Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

## 4.2 Коррозионные повреждения

Коррозия составляет 30% основных дефектов РВС. При причине коррозионного повреждения выходит из строя нефтегазовое оборудование.

Длительная эксплуатация резервуаров отображает, степень коррозионных повреждений элементов конструкций - неодинакова. Наиболее интенсивно повреждаются нижние пояса и уторные уголки резервуаров, а также внутренние поверхности днищ. Прежде всего, это происходит по причине контакта элементов конструкций с подтоварными водами. Помимо этого так же коррозионной активностью и качеством хранимого в резервуаре нефтепродукта. Коррозия проявляется в виде пятен, очагов или язв. Процесс коррозии элементов носит неравномерный характер.

Коррозия в первую очередь уменьшает срок службы резервуара и его оборудования, а также сказывается на безопасности металлоконструкции при ее эксплуатации.

Коррозионное влияние является одним из главных факторов внешней среды, которое оказывает негативное влияние на прочностные свойства сварных соединений и металлов.

К наиболее распространенным средам, проявляющими коррозионное воздействие, на металлоконструкции являются:

- *разные химические среды в производстве;*
- *вода и водные растворы солей и щелочей;*
- *влажный воздух.*

Процесс, при протекании которого, происходит разрушение металлов, по причине электрохимического или химического воздействий окружающей среды, называется коррозией.

*Химическая коррозия* – это образование соединений в средах, которые не проводят электрический ток (прямое соединение металла с агрессивными составляющими среды).

*Электрохимическая коррозия* – это электрохимическое взаимодействие с электролитическими проводящими средами, проводящее к произвольному разрушению металла. Среда, при которой происходит ионизация атомов металла (анодная реакция), а так же восстановление оксидного компонента коррозионной среды (катодная реакция) проходят не в одном акте.

#### **4.2.1 Коррозия сварных швов**

Качеством сварных швов определяется прочность и долговечность резервуара, как сварной конструкции. 22% от основных дефектов резервуаров составляют – дефекты сварных швов. При помощи дефектоскопии можно определить дефекты сварных швов резервуара. К обнаруженным дефектам можно отнести: несплавления; отпотины; неправильные размеры шва; непровары; соединение листов стенки резервуара, расположенных горизонтально и вертикально; подрезы; а так же смещение кромок.

На несущую способность металлоконструкции, оказывают максимальное влияние непровары уторного соединения стенки резервуара с днищем, которые размещены с внутренней стороны резервуара.

Ряд дефектов монтажа резервуаров связан с нарушениями, допущенными при сборке резервуара под сварку. Дефект, называемый «угловатостью монтажных швов» в основном встречается в стенках резервуара, выполненного из рулонных заготовок. Вертикальные трещины малоцикловой усталости, формируются в швах, под воздействием переменных нагрузок, вызванных заполнением-опорожнением резервуара.

Повышение влияния дефектов на надежность сварного соединения увеличивается, при долгой работе металлоконструкции в нагруженном состоянии, а так же при понижении температуры эксплуатации и усилении образования коррозии. При концентрации напряжений конструкции и под действием коррозии, при длительной эксплуатации резервуара, дефекты сварных швов могут приобрести опасные размеры [4].

					<i>Эксплуатационные дефекты резервуаров</i>	<i>Лист</i>
						40
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		



**Общая коррозия** может быть равномерной в границах всего сварного соединения, включая и основной металл. Это происходит, когда процесс сварки оказывает слабое влияние на коррозионную стойкость. Равномерная коррозия основного металла отмечается, если металл шва более стойкий, нежели чем основной металл, и при этом отрицательное влияние отсутствует. Коррозия будет сосредоточена в сварном шве, если он менее устойчив, по сравнению с основным металлом. В отношении общей коррозии, слабыми участками могут быть, зоны термического влияния, в которых будет сосредоточена коррозия. Основным опасным видом разрушения для металлоконструкции является скопление общей коррозии в околошовной зоне или на шве, это свидетельствует об отрицательном влиянии процесса сварки.

Как для некоторых соединений легированных сталей, так и для цветных металлов, характерны **местные виды коррозии**. По причине нарушения целостности поверхностной пленки металлов, при нагреве во время сварки, может возникать точечная коррозия.

#### 4.2.2 Коррозия металлоконструкций

Утонение листов металла элементов металлоконструкций, а так же появление сквозных отверстий, являются результатом прогрессирования коррозионного повреждения в процессе эксплуатации. Уменьшение толщины стенки резервуара, приводит к его разупрочнению и тем самым нуждается в восстановлении. Одним из браковочных параметров металлоконструкции в целом или отдельных элементов его конструкции является максимально допустимый износ стенок, крыш, несущих конструкций, днищ резервуара. Величина которых, определена в нормативной документации.

После длительной эксплуатации резервуара, 15–20 лет и более, наступит период изнашивания основных элементов их конструкции. Из практики эксплуатации резервуаров видно, то, что степень коррозионных повреждений элементов металлоконструкций неодинакова. Таким образом, наиболее интенсивно повреждаются нижние пояса, внутренняя поверхность днища, а так же уторные уголки резервуаров. Прежде всего, это обусловлено: контактом

					Эксплуатационные дефекты резервуаров	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		41

элементов металлоконструкций с подтоварными водами, так же коррозионная активность и качество хранимого в резервуаре нефтепродукта [6].

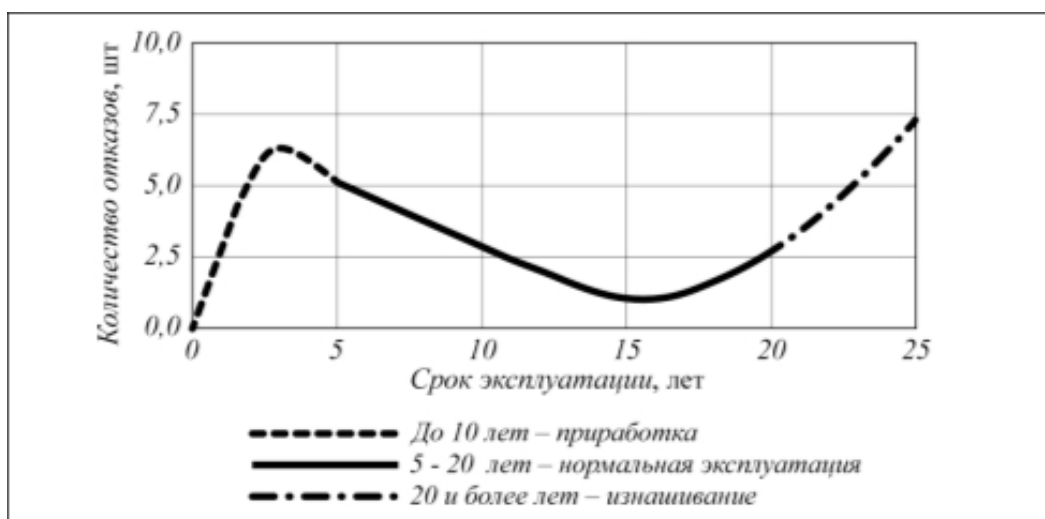


Рисунок № 5 - Распределение отказов резервуара в процессе эксплуатации

В процессе длительной эксплуатации резервуаров и резервуарного оборудования, встречаются разные виды коррозионных повреждений и коррозии:

- **Общая или сплошная** поверхностная коррозия – Это коррозия, находящаяся под влиянием коррозионной среды, которая охватывает всю поверхность металла;

Разрушение сплавов под действием щелочей, кислот, атмосферы и металлов, относится к сплошной коррозии. Сплошная коррозия может быть Для равномерной коррозии характерно, разрушение металла с одинаковой скоростью по всей поверхности, а для неравномерной – когда, скорость коррозии на отдельных участках поверхности неодинакова. (Рис. №6)

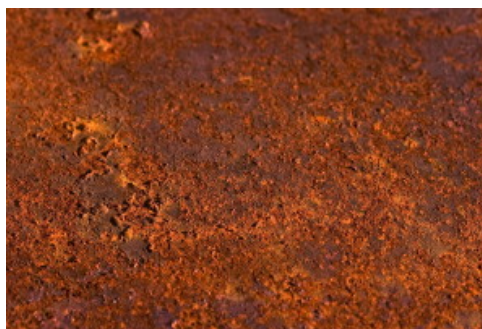


Рисунок № 6 – Сплошная коррозия металла

- **Сквозная коррозия** - это местная коррозия, при которой происходит разрушение металла насквозь (в виде свищей). (Рис. № 7)



Рисунок № 7– сквозная коррозия металла

- **Очаговая коррозия** - к этой коррозии относится питтинговая и язвенная коррозии.

*Язвенная коррозия* - это коррозия, как правило, развивается на отдельных участках, на которых происходит разрушение поверхности, таким образом, что площадь пораженной поверхности, превышает ее глубину (Рис. № 9). Язвенная коррозия, так же может привести к образованию свищей. Местами образования язвенной коррозии, как правило, являются на участки разрушенной изоляции, или же внешняя сторона трубы под слоем изоляции.

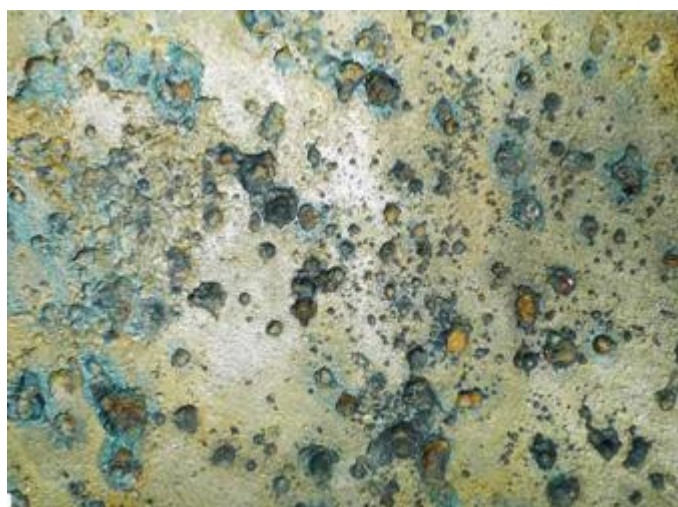


Рисунок № 9 - Язвенная коррозия металла

*Питтинговая (точечная) коррозия* - вид локального разрушения, при котором глубина пораженного участка несоизмеримо велика по сравнению с его площадью. (Рис. №8)



Рисунок № 8- Питтинговая коррозия металла

Питтинговая коррозия развивается на запассивированных участках при локальном нарушении пассивного состояния. Иногда ее можно обнаружить на днище резервуаров, которое покрыто карбонатным отложением. Конструкции, выполненные из нержавеющей стали, более подвержены образованию питтинговой коррозии [7].

## 5. Мероприятия для повышения надежности резервуара

Для повышения надежности и срока эксплуатации РВС необходимо своевременно проводить диагностирование, выявлять дефекты, проводить текущий и капитальный ремонты металлоконструкции, что позволит исключить дефекты, возникающие под влиянием технологических и эксплуатационных факторов и выход резервуаров из строя.

При эксплуатации резервуаров возникают вышеперечисленные эксплуатационные дефекты, которые в свою снижают надежность конструкции.

Проводят определенные мероприятия для сокращения или предотвращения возникновения дефектов на резервуарах. К таким мероприятиям относятся:

- Диагностику и остаточный ресурс резервуара;
- НДС резервуара;
- Определяют срок службы резервуара;
- Ремонтно-профилактические работы;
- Расчет металлоконструкции на прочность и устойчивость.

### 5.1 Диагностика резервуара

Проведение технического диагностирования является одним из показателей безопасности и надежности резервуаров, находящихся в опасных производственных объектах. Техническое диагностирование включает неразрушающий контроль, с использованием комплексных методов контроля.

Диагностика резервуара заключается в выполнении комплекса мероприятий по техническому обследованию:

- дефектоскопии и обработке полученной информации;
- составлению заключения о техническом состоянии металлоконструкции;
- выдаче назначений по дальнейшему его применению.

					«Оценка влияние эксплуатационных факторов на надежность резервуара вертикального стального типа РВС-20000 кубических метров на нефтеперекачивающей станции Парабель»			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Ненашкин Д.В.			Мероприятия для повышения надежности резервуара	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Саруев А.Л.					45	97
Консульт.						ТПУ гр.3-2Б8СА		
Зав. Каф.		Брусник О.В.						

Методы измерения параметров, характеризующих усталостные трещины и коррозионные повреждения, а так же степень старения металла, включены в диагностику.

Существует внеочередной и очередной контроль резервуаров по срокам проведения диагностического контроля.

После пожара или аварии на резервуаре или же при достижении срока амортизации, проводится внеочередная диагностика резервуара. В зависимости от условий и режимов работы резервуаров и от его технического состояния, в процессе эксплуатации, каждый резервуар должен подвергаться диагностике (полной и частичной).

Не менее одного раза в 10 лет – *проводится полная диагностика резервуара*, а *частичная диагностика* - не менее одного раза в 5 лет. От интенсивности эксплуатации резервуара и от технического состояния, и от коррозионной активности среды, назначаются конкретные сроки проведения частичной и полной диагностики [8].

Услуги для проведения технического диагностирования вертикальных стальных резервуаров предоставляет АО «Транснефть – Диаскан», включая частичное техническое диагностирование (без вывода резервуара из эксплуатации) и полное техническое диагностирование (с выводом резервуара из эксплуатации).

При проведении диагностирования, выбор прибора и методов неразрушающего контроля зависит от условий обследования, заранее определенных параметров, и так же от условий эксплуатации.

При проведении диагностирования могут использоваться инструментальные методы и методики, а так же расчетные, в том числе:

- для выявления внутренних дефектов и определение размеров в сварных соединениях, применяют *радиографирование*
- *цветная дефектоскопия* применяется для выявления поверхностных дефектов (зарождающиеся микротрещины, коррозионные трещины);

					Мероприятия для повышения надежности резервуара	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		
						46

- Для определения герметичности соединения, применяют *капиллярный метод*;
- *ультразвуковая дефектоскопия* применяется для выявления внутренних дефектов в сварных соединениях;
- Для определения степени коррозионных повреждений применяют *ультразвуковую толщинометрию*;
- Дефекты, выявленные в корпусе, склонные к развитию при нагружении определяются *акустико-эмиссионным методом*;
- *метод определения прочности конструктивных элементов резервуара* предназначен для оценки степени и выявления зон со структурной неоднородностью соединений по измерению твердости металла и сварных соединений переносным твердомером;
- Для определения сварных соединений и механических свойств металла резервуара на вырезанных из конструкции пробах, применяют *стандартные методы* [9].

## 5.2 Остаточный ресурс резервуара

Для дополнения информации в диагностику должны быть включены расчеты малоциклового усталости и трещиностойкости и остаточного ресурса резервуара по коррозионному изнашиванию.

Расчеты на остаточный ресурс, устойчивость, прочность резервуаров должны выполняться с учетом:

- эксплуатационной нагрузки (давления избыточного газа и гидравлического давления жидкости);
- концентрации напряжений, вызванных местными дефектами в сварных швах, и геометрической форме стенки;
- остаточной толщины стенки, а так же изменение структуры и механических свойств стали, в период эксплуатации резервуара.

РВС работают в условиях малоциклового и статического нагружения. При диагностировании резервуаров необходим расчет остаточного ресурса,

					Мероприятия для повышения надежности резервуара	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		47

как при малоцикловом нагружении, так и при статическом нагружении с учетом коррозии металла.

На основе механики малоциклового разрушения, можно определить остаточный ресурс стенки резервуара при малоцикловом нагружении.

Определение остаточного ресурса стенки резервуара определяется, как сумму циклов по двум стадиям циклического разрушения: по числу циклов до образования макротрещин ( $N_0$ ) и по числу циклов до образования лавинообразной трещины ( $N_p$ ).

$$N_c = N_0 + N_p$$

Перед эксплуатирующим персоналом стоит задача, чтобы число циклов работы металлоконструкции было меньше, чем расчетный показатель циклов, при котором может случиться разрушение [10].

### 5.3 НДС резервуара

Геометрическая форма резервуара и его пространственное положение, оказывают влияние на НДС конструкции.

Расчет напряженно-деформированного состояния резервуара с учетом его фактической геометрии позволяет сократить до 10% затраты на дополнительные методы контроля при оценке технического состояния резервуара и на качественно новом уровне определить:

1. Максимально допустимый уровень налива резервуара, срок его безопасной эксплуатации при заданных эксплуатационных параметрах (частичная диагностика);
2. Срок безопасной эксплуатации РВС с выявленными дефектами сварных швов и основного металла с учетом фактического НДС (полная техническая диагностика) [11].



## 5.4 Срок службы резервуара

В регламентные работы по обслуживанию и ремонту резервуаров входит срок службы резервуара. По окончании срока службы РВС, ремонт нецелесообразен по экономическим причинам или вообще невозможен.

Общий срок службы РВС должен обеспечиваться:

- нормированием соединительных сварных дефектов;
- выбором материала, с учетом коррозионного, температурного и силового воздействий;
- способами защиты от коррозионного воздействия;
- назначением регламента обслуживания;
- основаниями и фундаментами;
- разрешениями на изготовление и монтаж металлоконструкций;
- оптимальными конструктивными решениями металлоконструкций.

Расчетный срок службы статически нагружаемых резервуаров должен регламентироваться коррозионным износом конструкций.

Для ограждающих и несущих конструкций резервуара, при наличии у них антикоррозионной защиты, срок службы резервуара определяется на основании принятой системы по защите от коррозии, с гарантированным сроком службы не менее 10 лет.

Для резервуаров объемом не более 50 000 м<sup>3</sup>, при поставленном сроке службы 40 лет и осредненном годовом числе циклов заполнений-опорожнений резервуара не более 250 (за период эксплуатации – 10 лет) усталостная долговечность стенки будет обеспечена на весь общий срок службы.

Срок службы РВС должен быть подтвержден выполнением требований НД, по регламенту обслуживания и ремонта металлоконструкций. Включающий в себя диагностирование конструкций, основания, фундамента и всего

					Мероприятия для повышения надежности резервуара	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		49

оборудования резервуара, обеспечивающего его безопасную эксплуатацию [11].

### 5.5 Планово – предупредительный ремонт (ППР)

Планово – предупредительный ремонт резервуаров учитывает своевременное проведение необходимого ремонта (осмотровой, текущий, капитальный). В процессе эксплуатации резервуара периодически проводится обследование их технического состояния. По результатам обследований, уточняют смету затрат на ремонтные работы и дефектную ведомость, а так же определяется последовательность вывода РВС на капитальный ремонт.

Для поддержания резервуара и резервуарного оборудования в технически исправном состоянии проводят осмотровой, текущий и капитальный ремонты.

1. Осмотровый ремонт, выполняют не реже 1 раза в полгода. Проводится без освобождения резервуаров и емкостей от нефтепродуктов. Устранение отпотины и свищей, а также ремонт поясов корпуса осуществляются при помощи низкотемпературной сварки, с использованием полимерных веществ и эпоксидных составов.
2. Текущий ремонт, проводят не менее одного раза в 2 года. Ряд мероприятий, связанных с освобождением/очисткой резервуаров от нефтепродуктов, их фильтрацией и дегазацией. По мере необходимости, монтируются отдельные металлические накладки на днище, корпус и кровлю, проводится ремонт трещин и сварных швов.
3. Капитальный ремонт: осуществляется частичная или полная замена конструкций корпуса, днища, кровли и оборудования резервуаров [12].

Помимо всех вышеперечисленных мероприятий, так же проводят расчет резервуара на прочность и стойкость. Пример такого расчета представлен в расчетной части данной работы.

					<i>Мероприятия для повышения надежности резервуара</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		50

## 6. Расчетная часть

Произвести расчет резервуара вертикального стального для хранения нефти объемом 20000 м<sup>3</sup>.

- ✓ Определить размеры расчетного резервуара;
- ✓ Рассчитать толщины стенок поясов резервуара;
- ✓ Рассчитать и провести проверку стенки резервуара на прочность;
- ✓ Рассчитать и провести проверку стенки резервуара на устойчивость.

Дано:

Объектом расчета является резервуар типа РВС объемом 20000 м<sup>3</sup>, со сферической крышей. Радиус крыши составляет 1,45·D, уклон днища 1:75. Плотность продукта, хранящегося в резервуаре составляет 765 кг/м<sup>3</sup>. Толщина кровли, днища 5 мм. На конструкцию действует ветровая нагрузка равная 380 Н/м<sup>2</sup>, и снеговая нагрузка, равная 2400 Н/м<sup>2</sup>. Давление вакуума 250 Па, избыточное давление 2000 Па. Масса крыши резервуара составляет 102641 кг.

Стенка резервуара имеет полистовое исполнение. Днище резервуара состоит из кольцевой окрайки и центральной части полистового исполнения.

Для сооружения стенки резервуара выбираем лист с размерами 2000 мм x 8000 мм. Для расчета используем размеры листа с учетом строжки или подготовки под сварку 1995 мм x 7995 мм. Припуск на коррозию составляет 2 мм.

### 6.1 Расчет размеров резервуара

Оптимальная высота резервуара определяется по формуле:

$$H_{\text{опт}} = \sqrt{\frac{\gamma_c \cdot R_{wy} \cdot \Delta}{\rho_{\text{ж}} \cdot n_2 \cdot g}} = \sqrt{\frac{0,8 \cdot 286,1 \cdot 10^6 \cdot 0,01}{765 \cdot 1,1 \cdot 9,81}} =$$

(1)

					«Оценка влияние эксплуатационных факторов на надежность резервуара вертикального стального типа РВС-20000 кубических метров на нефтеперекачивающей станции Парабель»			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Расчётная часть	Лит.	Лист	Листов
Разраб.		Ненашкин Д.В.					51	97
Руковод.		Саруев А.Л.						
Консульт.								
Зав. Каф.		Брусник О.В.						
						<b>ТПУ гр.3-2Б8СА</b>		

$$= \sqrt{\frac{2,2888}{8255,115}} = 16,65 \text{ м}, \quad (1)$$

ГД  $H_{opt}$  - оптимальная высота резервуара, м;

е:

$\rho_{ж}$  - плотность жидкости, кг/м<sup>3</sup>;

$\gamma_C$  - коэффициент условий работы конструкции, при расчете стенки резервуара на прочность, принимаем

$\gamma_C = 0,8$ ;

$g$  - ускорение свободного падения,  $g = 9,81 \text{ м/с}^2$ .

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

$\Delta$  - сумма приведенных толщин днища и крыши;

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

$n_2$  - коэффициент надежности по нагрузке для гидростатического давления, принимаем  $n_2 = 1,1$ ;

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

Оптимальная высота находится в пределах.

*Количество поясов резервуара определяется:*

$$n_{п} = \left[ \frac{H_{opt}}{h} \right] = \left[ \frac{16,65}{1,995} \right] = 8,34 \approx 8 \text{ или } 9 \text{ поясов.} \quad (2)$$

где:  $h$  - высота с учетом строжки листа или подготовки под сварку

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

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

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

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

*Утонченная высота резервуара H:*

$$H_1 = n_{\text{п1}} \cdot h'_{\text{л}} = 8 \cdot 1,995 = 15,96 \text{ м;}$$

$$H_2 = n_{\text{п2}} \cdot h'_{\text{л}} = 9 \cdot 1,995 = 17,995 \text{ м,}$$

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

$h'$  - высота листа (по условию).

*Оптимальный радиус резервуара определяется по формуле:*

$$r_{\text{опт}} = \sqrt{\frac{V}{\pi \cdot H}}$$

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

$V$  – расчетный объем резервуара, м<sup>3</sup>;

$H$  - утонченная высота резервуара, м.

$$r_{\text{опт1}} = \sqrt{\frac{20000}{3,14 \cdot 15,96}} = 19,977 \text{ м} - \text{для 8 поясов,}$$

$$r_{\text{опт2}} = \sqrt{\frac{20000}{3,14 \cdot 17,95}} = 18,837 \text{ м} - \text{для 9 поясов.}$$

*Количество листов для каждого пояса при полистовой сборке*

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

$$n_{\text{л}} = \frac{2 \cdot 3,14 \cdot 19,997}{7,995} = 15,7 \text{ для 8 поясов при } R = 19,997 \text{ м,}$$

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

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

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

$n_{\text{л}}$  - количество поясов;

$l_{\text{л}}$  - длина листа, м;

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

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

Число листов будет 15; 15,5; 16.

*Возможные радиусы резервуара*

$$R_1 = \frac{n_{\text{л}} \cdot l_{\text{л}}'}{2 \cdot \pi} = \frac{15 \cdot 7,995}{2 \cdot 3,14} = 17,8 \text{ м}$$

$$R_2 = \frac{n_{\text{л}} \cdot l_{\text{л}}'}{2 \cdot \pi} = \frac{16 \cdot 7,995}{2 \cdot 3,14} = 20,4 \text{ м} \quad (6)$$

$$R_3 = \frac{n_{\text{л}} \cdot l_{\text{л}}'}{2 \cdot \pi} = \frac{15,5 \cdot 7,995}{2 \cdot 3,14} = 19,7 \text{ м}$$

где:  $n_{\text{л}}$  - количество поясов;

$l_{\text{л}}$  - длина листа, м;

*Фактический объем резервуара*

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

$$V_{\phi 2} = \pi \cdot R_2^2 \cdot H_2 = 3,14 \cdot 20,4^2 \cdot 17,995 = 23514 \text{ м}^3.$$

$$V_{\phi 3} = \pi \cdot R_2^2 \cdot H_1 = 3,14 \cdot 20,4^2 \cdot 15,96 = 20885 \text{ м}^3. \quad (7)$$

$$V_{\phi 4} = \pi \cdot R_3^2 \cdot H_1 = 3,14 \cdot 19,7^2 \cdot 15,96 = 19448 \text{ м}^3.$$

где:  $R$  - возможный радиус резервуара;

$H$  - утонченная высота резервуара, м.

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

Соответствие геометрического объема к номинальному объему резервуара:

$$\frac{V - V_r}{V} \cdot 100\% \leq 5\% \quad (8)$$

					<i>Расчётная часть</i>	Лист
						54
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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

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

*Высота налива жидкости*

$$H_H = 15,96 - 0,25 - 0,34 - 0,3 = 15,07 \text{ м}, \quad (9)$$

*Объем жидкости в резервуаре*

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

$$3,14 \cdot 19,7^2 \cdot 15,07 - \left[ \frac{1}{3} \cdot 3,14 \cdot 19,7^2 \cdot (0,0133 \cdot 19,7) \right] \quad (10)$$

$$= 18257,91 \text{ м}^3,$$

где:  $i = 1:75$  (уклон днища)

$H$  – высота налива жидкости, м;

$R$  - радиус резервуара, м.

*Определение расстояния от днища до нижней кромки пояса*

$$Z_i = (i - 1) \cdot h_{\text{л}} \quad z_1 = 0,3 \text{ м}. \quad (11)$$

Таблица № 4 – Расстояние от резервуара до нижней кромки $i$ -го пояса	
№ пояса	$Z_i$ , м
$l$	$2$
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	$Z_i = (8 - 1) \cdot 1,995 = 13,965$

## 6.2 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]:

$$t_э = \frac{[n_r \cdot \rho \cdot g \cdot (H_n - Z_i) + n_2 \cdot P_u] \cdot R_p}{\gamma_c \cdot R_{wy}}, \quad (12)$$

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;

$\rho_{жс}$  - плотность жидкости, кг/м<sup>3</sup>;

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

$g$  - ускорение свободного падения,  $g=9,81$  м/с<sup>2</sup>;

$P_u$  - избыточное давление, принимаем  $P_{изб} = 2,0$  кПа;

$H_n$  – высота налива жидкости, м;

$\gamma_c$  - 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;

Первый пояс

$$t_1 = \frac{[1,1 \cdot 765 \cdot 9,81 \cdot (15,07 - 0,3) + 1,2 \cdot 2000] \cdot 19,7}{0,7 \cdot 286,1 \cdot 10^6} = 12,02 \text{ мм};$$

Второй пояс

$$t_2 = \frac{[1,1 \cdot 765 \cdot 9,81 \cdot (15,07 - 1,995) + 1,2 \cdot 2000] \cdot 19,7}{0,7 \cdot 286,1 \cdot 10^6} = 10,64 \text{ мм};$$

					Расчётная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		56



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

$$t_4 = \frac{[1,1 \cdot 765 \cdot 9,81 \cdot (15,07 - 5,985) + 1,2 \cdot 2000] \cdot 19,7}{0,7 \cdot 286,1 \cdot 10^6} = 7,40 \text{ мм};$$

Пятый пояс

$$t_5 = \frac{[1,1 \cdot 765 \cdot 9,81 \cdot (15,07 - 7,980) + 1,2 \cdot 2000] \cdot 19,7}{0,7 \cdot 286,1 \cdot 10^6} = 5,78 \text{ мм};$$

Шестой пояс

$$t_6 = \frac{[1,1 \cdot 765 \cdot 9,81 \cdot (15,07 - 9,975) + 1,2 \cdot 2000] \cdot 19,7}{0,7 \cdot 286,1 \cdot 10^6} = 4,16 \text{ мм};$$

Седьмой пояс

$$t_7 = \frac{[1,1 \cdot 765 \cdot 9,81 \cdot (15,07 - 11,97) + 1,2 \cdot 2000] \cdot 19,7}{0,7 \cdot 286,1 \cdot 10^6} = 2,54 \text{ мм};$$

Восьмой пояс

$$t_8 = \frac{[1,1 \cdot 765 \cdot 9,81 \cdot (15,07 - 13,965) + 1,2 \cdot 2000] \cdot 19,7}{0,7 \cdot 286,1 \cdot 10^6} = 09,21 \text{ мм}.$$

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

Считаем расчетное сопротивление для стали С255

$$R_y = \frac{R_{y,н}}{\gamma_m} = \frac{255}{1,025} = 248,78 \text{ МН}, \quad (13)$$

$$R_{wy} = 0,85 \cdot 248,78 = 211,46 \text{ МН}. \quad (14)$$

Расчет толщины на стенки для стали С255

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

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

$$t_5 = \frac{[1,1 \cdot 765 \cdot 9,81 \cdot (15,07 - 7,980) + 1,2 \cdot 2000] \cdot 19,7}{0,7 \cdot 211,46 \cdot 10^6} = 7,82 \text{ мм};$$

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

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

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

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

*Толщина стенки с припуском на коррозию*

$$t_3 + c, \text{ мм}, \quad (15)$$

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

$t_3$  – толщина стенки, мм.

Таблица № 5 – Толщина стенки с припуском на коррозию			
№ пояса	$t_3, \text{мм}$	$t_3 + c, \text{мм}$	Сталь
1	2	3	4
1	12,02	14,02	C345
2	10,64	12,64	C345
3	9,02	11,02	C345
4	7,40	9,40	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:*

$$t_g = \frac{R_p \cdot [n_r \cdot \rho_{ж} \cdot g \cdot (H_g - Z_g)]}{\gamma_c \cdot R_{wy}}, \quad (16)$$

где:  $R_p$ - радиус резервуара, м;

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

$\rho_{ж}$  - плотность жидкости, принимаем  $\rho_{ж} = 1000, \text{кг/м}^3$ ;

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

$H_g$  - уровень налива воды при гидравлических испытаниях.  $H_g = H_n = 15,07$  м;

$g$  - ускорение свободного падения,  $g=9,81$  м/с<sup>2</sup>;

$\gamma_c$  - 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

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

$$t_{g2} = \frac{1,1 \cdot 1000 \cdot 9,81 \cdot (15,07 - 1,995) \cdot 19,7}{0,9 \cdot 286,1 \cdot 10^6} = 10,80 \text{ мм};$$

$$t_{g3} = \frac{1,1 \cdot 1000 \cdot 9,81 \cdot (15,07 - 3,990) \cdot 19,7}{0,9 \cdot 286,1 \cdot 10^6} = 9,15 \text{ мм};$$

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

Сталь С255

$$t_{g5} = \frac{1,1 \cdot 1000 \cdot 9,81 \cdot (15,07 - 7,980) \cdot 19,7}{0,9 \cdot 211,46 \cdot 10^6} = 7,92 \text{ мм};$$

$$t_{g6} = \frac{1,1 \cdot 1000 \cdot 9,81 \cdot (15,07 - 9,975) \cdot 19,7}{0,9 \cdot 211,46 \cdot 10^6} = 5,70 \text{ мм};$$

$$t_{g7} = \frac{1,1 \cdot 1000 \cdot 9,81 \cdot (15,07 - 11,970) \cdot 19,7}{0,9 \cdot 211,46 \cdot 10^6} = 3,46 \text{ мм};$$

$$t_{g8} = \frac{1,1 \cdot 1000 \cdot 9,81 \cdot (15,07 - 13,965) \cdot 19,7}{0,9 \cdot 211,46 \cdot 10^6} = 1,23 \text{ мм}.$$

Таблица 6 – Расчеты толщины стенки						
№ пояса	$t_3 + c$ , мм	$t'_g$ , мм	Макс. $t$ , мм	$t_{\text{макс}} + \Delta$ , мм	$t_{\text{приним}}$ , мм	Сталь

				мм		
1	2	3	4	5	6	7
1	14,02	12,19	14,02	14,47	15	C345
2	12,64	10,80	12,64	13,09	14	C345
3	11,02	9,15	11,02	11,47	12	C345
4	9,40	7,50	10	10,45	11	C345
5	9,82	7,92	10	10,45	11	C255
6	7,63	5,70	10	10,45	11	C255
7	5,44	3,46	10	10,45	11	C255
8	3,25	1,23	10	10,45	11	C255

По формуле 17 проводим проверочный расчет на прочность для расчетной стенки.

$$t_{pi} = t_{ном} - [\Delta] - c, \quad (17)$$

Первый пояс

$$t_{p1} = 15 - 0,45 - 2 = 12,55 \text{ мм} = 0,01255 \text{ м};$$

Второй пояс

$$t_{p2} = 14 - 0,45 - 2 = 11,55 \text{ мм} = 0,01155 \text{ м};$$

Третий пояс

$$t_{p3} = 12 - 0,45 - 2 = 9,55 \text{ мм} = 0,00955 \text{ м};$$

Четвертый пояс

$$t_{p4} = 11 - 0,45 - 2 = 8,55 \text{ мм} = 0,00855 \text{ м};$$

Пятый пояс

$$t_{p5} = 11 - 0,45 - 2 = 8,55 \text{ мм} = 0,00855 \text{ м};$$

Шестой пояс

$$t_{p6} = 11 - 0,45 - 2 = 8,55 \text{ мм} = 0,00855 \text{ м};$$

Седьмой пояс

$$t_{p7} = 11 - 0,45 - 2 = 8,55 \text{ мм} = 0,00855 \text{ м};$$

Восьмой пояс

$$t_{p8} = 11 - 0,45 - 2 = 8,55 \text{ мм} = 0,00855 \text{ м}.$$

### 6.3 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»[14].

*Проверочный расчет стенки на прочность проводится по формуле:*

$$\sqrt{G_{кци}^2 - G_{кци} \cdot G_{mi} + G_{mi}^2} \leq R, \quad (18)$$

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

$G_{mi}$  - меридианное напряжение  $i$ -го пояса, МПа;

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

$\gamma_n$  - коэффициент надежности по назначению резервуара. Для резервуаров объемом 10 000 м<sup>3</sup> и выше, размещенных по берегам рек, крупных водоемов и в черте городской застройки - класс II - особо опасные резервуары,  $\gamma_n = 1,1$ ;

$R_{wy}$  - расчетное сопротивление стыковых сварных соединений по пределу текучести, равное сопротивлению стали, МПа. Для стали С345  $R_{wy} = 286,1$  МПа; для стали С255  $R_{wy} = 211,46$  МПа;

$R$  - расчетное предельно допустимое напряжение, МПа.

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

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

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

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

$$G_{кци} = \frac{(P_{gi} + P_u) \cdot R_p}{t_{pi}}, \quad (19)$$

					Расчётная часть	Лист
						61
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$P_{gi} = n_r \cdot \rho_{tmin} \cdot g \cdot (H_n - Z_i), \quad (20)$$

$$\rho_{tmin} = \rho_{20} - \xi_t \cdot (t_{min} - 20), \quad (21)$$

где:  $P_{gi}$  – гидростатическое давление МПа;

$P_u$  - избыточное давление, принимаем  $P_u = 2000$  Па;

$R_p$  - радиус резервуара, м;

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

$\rho_{tmin}$  - плотность нефти при минимальной температуре, кг/м<sup>3</sup>

$\xi_t$  - температурная поправка на плотность нефти, равная 0,699 1/°С.

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

Определим гидростатическое давление для каждого пояса в отдельности, по формуле (20)

$$P_{r1} = 1,1 \cdot 769,5 \cdot 9,81 \cdot (15,07 - 0,3) = 0,123 \text{ МПа};$$

$$P_{r2} = 1,1 \cdot 769,5 \cdot 9,81 \cdot (15,07 - 1,995) = 0,109 \text{ МПа};$$

$$P_{r3} = 1,1 \cdot 769,5 \cdot 9,81 \cdot (15,07 - 3,990) = 0,092 \text{ МПа};$$

$$P_{r4} = 1,1 \cdot 769,5 \cdot 9,81 \cdot (15,07 - 5,985) = 0,075 \text{ МПа};$$

$$P_{r5} = 1,1 \cdot 769,5 \cdot 9,81 \cdot (15,07 - 7,980) = 0,059 \text{ МПа};$$

$$P_{r6} = 1,1 \cdot 769,5 \cdot 9,81 \cdot (15,07 - 9,975) = 0,042 \text{ МПа};$$

$$P_{r7} = 1,1 \cdot 769,5 \cdot 9,81 \cdot (15,07 - 11,97) = 0,026 \text{ МПа};$$

$$P_{r8} = 1,1 \cdot 769,5 \cdot 9,81 \cdot (15,07 - 13,965) = 0,009 \text{ МПа}.$$

Подставим найденное гидростатическое давление в формулу (19)

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

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

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

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

					<i>Расчётная часть</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		62

$$G_{\text{кц}5} = \frac{(0,059 + 2000 \cdot 10^6) \cdot 19,7}{0,00855} = 140,55 \text{ МПа};$$

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

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

$$G_{\text{кц}8} = \frac{(0,009 + 2000 \cdot 10^6) \cdot 19,7}{0,00855} = 25,35 \text{ МПа}.$$

Меридианное напряжение рассчитывается по формуле:

$$G_{mi} = 0,5 \cdot G_{\text{кц}i}, \quad (22)$$

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Подставим все найденные значения в формулу (18)

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

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

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

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

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

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

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

Таблица 7 – результаты расчетов на прочность				
№ пояса	$G_{кци}$ , МПа	$G_{ми}$ , МПа	$\Sigma G$ , МПа	$G_{доп}$ , МПа
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>
1	196,22	98,11	169,93	182,064
2	189,32	94,66	163,96	208,073
3	193,91	96,96	167,93	208,073
4	177,42	88,71	153,65	208,073
5	140,55	70,28	121,72	153,79
6	101,38	50,69	87,80	153,79
7	64,51	32,26	55,87	153,79
8	25,35	12,68	21,95	153,79

Вывод: Условие прочности выполняется.



## 6.4 Расчет стенки резервуара на устойчивость

Расчет на устойчивость производится в соответствии с СП 16.13330.2011 «Свод правил «СНиП II-23-81\* Стальные конструкции» [14].

Устойчивость стенки резервуара проверяется по формуле:

$$\frac{G_1}{G_{01}} + \frac{G_2}{G_{02}} \leq 1, \quad (23)$$

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:

$$G_1 = \frac{n_3 \cdot (Q_n + Q_{ст.}) + \Psi \cdot (Q_{снег} + Q_{вак} \cdot n_2)}{2 \cdot \pi \cdot R_p \cdot \delta_i}, \quad (24)$$

где:  $n_3$  - коэффициент надежности по нагрузке от собственного веса, принимаем  $n_3 = 1,05$ ;

$Q_n$  - вес покрытия резервуара, Н;

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

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

$\Psi$  - коэффициент сочетания нагрузок.  $\Psi = 0,9$ ;

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

$R_p$  - радиус резервуара, м;

$n_2$  - коэффициент надежности по нагрузке избыточного давления и ва-

					Расчётная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		65

куума,  $n_2 = 1,2$ ;

$\delta_i$  - расчетная толщина стенки  $i$ -го пояса, м.

*Нагрузка от вакуума*

$$Q_{\text{вак}} = \pi \cdot R_p^2 \cdot P_{\text{вак}} = 3,14 \cdot 19,7^2 \cdot 250 = 304650,65 \text{ Н} = 0,305 \text{ МН.} \quad (25)$$

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*

$$Q_{\text{п}} = 2 \cdot \pi \cdot R_p^2 \cdot (Q_{\text{об}} + Q_{\text{ок}}) + Q_{\text{крыши}} = \\ 2 \cdot 3,14 \cdot 19,7^2 \cdot (320 + 200) + 102641 = 1,37 \text{ МН,} \quad (26)$$

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*

$$Q_{\text{снег}} = R_{\text{сн}}^{\text{н}} \cdot \mu \cdot \pi \cdot R_p^2, \\ Q_{\text{снег}} = 2,4 \cdot 1 \cdot 3,14 \cdot 19,7^2 = 292465 \text{ Н} = 0,292 \text{ МН} \quad (27)$$

где:  $R_{\text{сн}}^{\text{н}}$  – снеговая нагрузка,  $\text{Н/м}^2$  ;

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

$R_p$  - радиус резервуара, м;

					<i>Расчётная часть</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		66

*Ветровая нагрузка*

$$Q_{\text{вет}} = W_0 \cdot K_2 \cdot c_0 \quad (28)$$

где:  $W_0$  - ветровая нагрузка Н/м<sup>2</sup>;

$c_0$  - коэффициент аэродинамической обтекаемости, принимаем  $c_0 = 0,63$ ;

$R_p$  - радиус резервуара, м;

$$P_B = W_0 \cdot k_2 \cdot c_0 = 380 \cdot 1 \cdot 0,63 = 239,4 \text{ Па}, \quad (29)$$

*Расчет кольцевых напряжений в стенке резервуара*

$$G_2 = \frac{P_B \cdot n_B \cdot P_{\text{вак}} \cdot n_2}{\delta_{\text{ср}}} \cdot R_p, \quad (30)$$

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,  $n_B = 1,4$ ;

$$\delta_{\text{ср}} = \frac{1}{2} \cdot \sum_{i=1}^a \delta_{\text{ст}} \quad (31)$$

$$= \frac{0,015 + 0,014 + 0,012 + 0,011 + 0,011 + 0,011 + 0,011 + 0,011}{8}$$

$$= 0,012 \text{ м},$$

$$G_2 = \frac{239,4 \cdot 1,4 + 250 \cdot 1,2}{0,012} \cdot 19,7 = 894380 \text{ Па} = 1,04 \text{ МПа}.$$

*Расчет осевых критических напряжений*

					<i>Расчётная часть</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		67

$$G_{01} = C \cdot E \cdot \frac{\delta_{i-ro}}{R}, \quad (32)$$

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

C – коэффициент, определим по таблице 9.

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

$$\frac{R_p}{\delta_{cp}} = \frac{19,7}{0,012} = 1641,667 \quad (33)$$

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

$$G_{02} = 0,07 \cdot 2,1 \cdot 10^5 \cdot \frac{0,014}{19,7} = 10,45 \text{ МПа};$$

Третий пояс

$$G_{03} = 0,07 \cdot 2,1 \cdot 10^5 \cdot \frac{0,012}{19,7} = 8,95 \text{ МПа};$$

Четвертый пояс

$$G_{04} = 0,07 \cdot 2,1 \cdot 10^5 \cdot \frac{0,011}{19,7} = 8,21 \text{ МПа};$$

Пятый пояс

$$G_{05} = 0,07 \cdot 2,1 \cdot 10^5 \cdot \frac{0,011}{19,7} = 8,21 \text{ МПа};$$

Шестой пояс

$$G_{06} = 0,07 \cdot 2,1 \cdot 10^5 \cdot \frac{0,011}{19,7} = 8,21 \text{ МПа};$$

Седьмой пояс

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

Восьмой пояс

$$G_{08} = 0,07 \cdot 2,1 \cdot 10^5 \cdot \frac{0,011}{19,7} = 8,21 \text{ МПа}.$$

					Расчётная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		68

Расчет кольцевых напряжений

$$G_{02} = 0,55 \cdot E \cdot \frac{R_p}{H} \cdot \left( \frac{\delta_{cp}}{R_p} \right)^{\frac{3}{2}} =$$

$$0,55 \cdot 2,1 \cdot 10^5 \cdot \frac{19,7}{15,96} \cdot \left( \frac{0,012}{19,7} \right)^{3/2} = 1,61 \text{ МПа},$$
(34)

где:  $R_p$  - радиус резервуара, м;  
 $H$  – геометрическая высота резервуара, м;  
 $\delta_{cp}$  - средняя арифметическая толщина стенки резервуара.

Вес вышележащих поясов, определяется по формуле

$$Q_{стен.} = Q_{ст.} + Q_{из.}$$

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

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

где:  $Q_{ст.}$  - вес вышележащих поясов стенки с учетом изоляции, Н;  
 $R_p$  - радиус резервуара, м;  
 $\gamma_{ст.}$  – удельный вес стали,  $\gamma_{ст.} = 78,5 \frac{\text{кН}}{\text{м}^3}$ ;  
 $h_i$  - высота  $i$ -го пояса стенки резервуара, м;  
 $\delta_i$  - расчетная толщина стенки  $i$ -го пояса, м.

$$h_i \cdot \delta_i$$

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

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

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

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

$$h_i \cdot \delta_{из}$$

$$h_{1-8} \cdot \delta_{из1-8} = 1,995 \cdot 0,05 = 0,09975 \text{ м}^2;$$

					Расчётная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		69

$$\sum_{i=1}^a (h_i \cdot \delta_i) = 0,02993 + 0,02793 + 0,02394 + 0,02195 \cdot 5 \quad (35)$$

$$= 0,19155$$

$$\sum_{i=1}^a (h_i \cdot \delta_{из}) = 0,09975 \cdot 8 = 0,798 \quad (36)$$

Подставим найденные значения в формулы (40) и (41)

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

$$= 17788553,88 \text{ Н} = 1,813 \text{ МН},$$

$$Q_{из} = 2 \cdot \pi \cdot R_p \cdot \gamma_{из} \cdot \sum_{i=1}^a (h_i \cdot \delta_{из}) = 2 \cdot 3,14 \cdot 19,7 \cdot 85 \cdot 0,798 = 82322,14 \text{ Н}$$

$$= 0,0823 \text{ МН}.$$

Полученные данные подставим в формулу (24)

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

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

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

					Расчётная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		70

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

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 9 – Осевые напряжения для поясов резервуара

№ пояса	$Q_{ст}$ , МН	$Q_{из}$ , МН	$Q_{стенки}$ , МН	Осевые напряжения пояса
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>
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	0,091	0,714	2,04
7	0,415	0,061	0,476	1,86
8	0,208	0,030	0,238	1,68

Таблица 10 – Проверка устойчивости стенки резервуара

№ пояса	$Z_i$ , м	Осевые напряжения		Кольцевые напряжения		$\frac{G_1}{G_{01}} + \frac{G_2}{G_{02}}$
		$G_1$ , МПа	$G_{01}$ , МПа	$G_2$ , МПа	$G_{02}$ , МПа	
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>6</i>	<i>7</i>
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,  $\frac{G_1}{G_{01}} + \frac{G_2}{G_{02}} < 1$

					<i>Расчётная часть</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		72



## 7. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

### 7.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

Целью данного раздела выпускной квалификационной работы является анализ ресурсоэффективности и конкурентоспособности проводимой разработки. Для достижения поставленной цели, были выполнены следующие задачи:

- a. Произведен анализ конкурентоспособности технических решений;
- b. Составлена смета работ по реконструкции РВС НПС «Парабель»
- c. Разработан план работ и рассчитан бюджет затрат.

### 7.2 Потенциальные потребители результатов исследования

Для обеспечения безопасности и надежности резервуаров реализуется ряд специальных технических программ по диагностике, ремонту и реконструкции объектов товарного парка.

Потенциальными потребителя услуг ремонта, диагностирования резервуаров, являются нефтегазодобывающие и нефтегазоперерабатывающие объекты.

### 7.3 Анализ конкурентных технических решений

Своевременное диагностирование и выявление дефектов, проведение текущего и капитального ремонтов, реконструкции позволяют повысить надежность резервуаров вертикальных стальных и повысить срок их эксплуатации, что позволяет исключить выход резервуаров из строя из-за эксплуатационных дефектов, возникающих под влиянием технологических и эксплуатационных факторов. Компания РН-Сервис занимается предоставлением услуг по капитальному, текущему ремонту резервуаров, а также зачисткой и диагностикой. Для примера рассмотрим расчет

					<i>«Оценка влияние эксплуатационных факторов на надежность резервуара вертикального стального типа РВС-20000 кубических метров на нефтеперекачивающей станции Парабель»</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>	<b>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</b>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Разраб.</i>		Ненашкин Д.В.					73	97
<i>Руковод.</i>		Саруев А.Л.						
<i>Консульт.</i>								
<i>Зав. Каф.</i>		Брусник О.В.						
						<b>ТПУ гр.3-2Б8СА</b>		

затрат на капитальный ремонт РВС-20000 кубических метров НПС «Парабель»

Данные компании были выбраны для сравнения по причине высокого качества выполняемой диагностики и ремонта.

Сравнительная таблица конкурирующих технических решений представлена в таблице № 12, где оценивание технологий приведено по пятибалльной шкале: 1 –слабая позиция, 5 –сильная.

Анализ конкурентных технических решений определяется по формуле:

$$K = \sum B_i B_i,$$

где K – конкурентоспособность научной разработки или конкурента;

$B_i$  – вес показателя (в долях единицы);

$B_i$  – балл i-го показателя.

Таблица 11 – Сравнение конкурирующих технических решений							
Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		$B_{\phi}$	$B_{K1}$	$B_{K2}$	$K_{\phi}$	$K_{K1}$	$K_{K2}$
1	2	3	4	5	6	7	8
<b>Технические критерии оценки ресурсоэффективности</b>							
Современная элементная база	0,10	5	4	5	0,50	0,40	0,50
Долговечность	0,11	5	4	5	0,55	0,44	0,55
Надежность	0,10	5	4	5	0,50	0,40	0,50
Безопасность	0,08	4	4	5	0,32	0,32	0,40
Простота эксплуатации	0,08	5	4	4	0,40	0,32	0,32
Точность измерений	0,09	4	5	5	0,36	0,45	0,45
Быстродействие	0,09	5	4	4	0,45	0,36	0,36
<b>Экономические критерии оценки эффективности</b>							
Цена	0,10	5	5	4	0,50	0,50	0,40
Предполагаемый срок эксплуатации	0,10	5	5	4	0,50	0,50	0,40
Доступность	0,07	5	5	5	0,35	0,35	0,35
Конкурентоспособность	0,08	4	4	4	0,32	0,32	0,32
<b>Итого</b>	<b>1</b>	<b>52</b>	<b>48</b>	<b>50</b>	<b>4,75</b>	<b>4,36</b>	<b>4,55</b>

Коэффициент конкурентоспособности:

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист 74
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$K_K = \frac{K_\phi}{K_{\text{кр}}} = \frac{4,75}{(4,36 + 4,55)/2} = 1,07$$

$K_K > 1$ , следовательно, предприятие конкурентоспособно.

По результатам таблицы можно сделать вывод, что рассматриваемая организация конкурентоспособна по сравнению с другими. Наибольшими преимуществами являются долговечность, надежность и доступность, это благодаря применению современного оборудования.

#### 7.4 Смета работ по капитальному ремонту и реконструкции резервуара вертикального стального 20000 кубических метров НПС «Парабель»

№ п/п	Наименование работ и затрат	Сметная стоимость, тыс.руб.				В том числе средства на оплату труда, тыс.руб.
		Строительных работ	Монтажных работ	Оборудование инвентарь	Всего	
1	2	3	4	1	2	3
1	Строительные работы	1 278,17	0,00	0,00	1 278,17	173,25
2	Оборудование резервуара	2 103,21	1 159,94	672,34	3 935,49	399,61
3	Внутренняя окраска резервуара	2 530,71	0,00	0,00	2 530,71	407,32
4	Наружная окраска резервуара	2 692,33	0,00	0,00	2 692,33	433,35
5	Площадки обслуживания оборудования	1 125,25	0,00	0,00	1 125,25	100,35
6	Земляные работы	29,55	0,00	0,00	29,55	4,54
7	Узел подключения резервуара	1 047,18	4 512,51	7758,50	13 318,19	305,50
8	Пенопровод В10	1 847,06	182,36	372,26	2 401,68	112,93
9	Демонтаж оборудования резервуара	226,98	101,39	0,00	328,37	59,17
10	Площадки обслуживания задви-	319,51	0,00	0,00	319,51	29,11

	жек					
11	Канализационные колодцы, ж/б площадки, фундамент под задвижки	2 487,13	21,88	0,00	2 509,01	390,45
12	Оборудование напорных узлов	449,37	15,43	2,18	466,98	39,90
13	Система подсейного пожаротушения	50,05	332,01	0,00	382,06	35,06
14	Канализация производственная КЗ	503,27	8,85	6,89	519,01	47,72
15	Водопровод В2, Растворопровод В10	544,52	30,85	0,00	575,37	34,15
16	Демонтажные работы	207,96	0,00	0,00	207,96	57,84
17	Устройство теплозащитных экранов	192,29	0,00	0,00	192,29	19,81
18	Устройство опор	12,75	0,00	0,00	12,75	1,23
19	Кабельная эстакада	235,65	1,56	0,00	237,21	14,64
20	Автоматизация	524,94	1 000,50	92,68	1 618,12	214,52
21	Наружное электро-снабжение	90,99	1 578,56	99,75	1 769,30	235,20
22	Электрохимзащита	47,18	293,68	0,00	340,86	69,90
23	Вертикальная планировка	274,09	0,00	0,00	274,09	15,72
	<b>Итого:</b>	<b>18820,14</b>	<b>9 239,52</b>	<b>9004,60</b>	<b>37 064,26</b>	<b>3201,27</b>

В таблице 14 представлена сметная стоимость реконструкции корпуса РВС-20000

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист 76
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 13 Реконструкция корпуса РВС

Таблица 13 Реконструкция корпуса РВС					
№ п/п	Наименование работ и затрат	Сметная стоимость, тыс.руб.			Средства на оплату труда тыс.руб.
		Строительных работ	Монтажных работ	Всего	
1	2	3	4	5	6
1	Устранение дефектов корпуса резервуара по заключению полной технической диагностики	14 503,71	423,84	14 927,55	1 802,80
2	Подъем резервуара №16	1 719,34	0,00	1 719,34	381,27
3	Устройство фундаментов ФМ1	12,53	0,00	12,53	1,92
4	Ремонт шахтной лестницы	19,52	0,00	19,52	2,04
5	Демонтажные работы	14,53	0,00	14,53	3,92
	<b>Итого:</b>	<b>16 269,63</b>	<b>423,84</b>	<b>16 693,47</b>	<b>2 191,95</b>

Таблица 14 Прочие работы и затраты

Прочие работы и затраты		сметная стоимость, тыс.руб.			общая сметная стоимость, тыс.руб.
№ п/п	Наименование частей, глав, объектов, работ и затрат	Строительных работ	Монтажных работ	Прочих затрат	

1	Зимние удорожания 6,30%	2 550,75	702,45	0,00	3 253,20
2	Затраты по снегоборьбе 0,40%	161,95	44,60	0,00	206,55
3	Перевозка работником авто-транспортом	-	-	35,42	35,42
4	Командировки работников строймонтажных организаций	-	-	3 543,75	3 543,75
5	Перебазировка техники 1,00%	-	-	516,38	516,38
6	Средства на покрытие затрат на добровольное страхование 2,0%	-	-	1 229,24	1 229,24
7	Средства на организацию и проведение подрядных торгов (тендеров) 0,5%	-	-	258,19	258,19
8	Затраты на проведение независимого технического надзора 1,50%	-	-	921,93	921,93
9	Пуско-наладочные работы "Вхолостую" (235,11*0,8*1,091), Письмо Госстроя №Нк-6848/10 от 27.10.03г.)	-	-	205,20	205,20
10	Интегральный размер ущерба наносимый окружающей среде с учетом коэффициента интеграции К=1,1(ФЗ от 23.12.03г. №186-ФЗ Ст.15)	0,00	0,00	0,44	0,44
11	Платежи за водопользование открытым источником	0,00	0,00	2,58	2,58

12	Вывоз отходов (0,474*1,091)	0,00	0,00	0,52	0,52
<b>Итого</b>		<b>2 712,70</b>	<b>747,05</b>	<b>6 526,92</b>	<b>10 173,40</b>

В таблице 16 представлена общая стоимость капитального ремонта

Таблица 15 Общая стоимость капитального ремонта РВС

Наименование работ и затрат	Общая сметная стоимость, тыс.руб.				
	Строительных работ	Монтажных работ	Оборудование инвентаря	Прочие	Всего
Основные работы по капитальному ремонту РВС	18 820,14	9 239,52	9 004,60	0,00	37 064,26
Реконструкция корпуса РВС	16 269,63	423,84	0,00	0,00	16 693,47
Прочие работы и затраты	2 712,70	747,05	0,00	6 526,92	10 173,40
<b>Итого:</b>	<b>37 802,47</b>	<b>10 410,41</b>	<b>9 004,60</b>	<b>6 526,92</b>	<b>64122,92</b>

Стоимость капитального ремонта резервуара по смете составила:

Таблица 16 Сметная стоимость капитального ремонта	
Затраты	Стоимость
На строительные работы	37 802,47 тыс.руб.
На монтажные работы	10 410,41 тыс.руб.
На монтаж оборудования	9 004,60 тыс.руб.
На прочие затраты	6 526,92 тыс.руб.
Заработная плата	809827,87

Отчисления на социальные нужды 30% от фонда отдачи труда:

$$Цс.в=63931,13*30/100=2521,85$$

Всего - 64 122,92 тыс. руб.

#### 7.4. Определение трудоемкости выполнения работ

Трудоемкость выполнения научного исследования оценивается в человеко-днях и носит вероятностный характер, т.к. зависит от множества трудно учитываемых факторов.

**Трудоемкость** равна произведению численности рабочих на количество отработанных часов:

$$T_p = 22 \cdot 720 = 15840 \text{ чел/час} = 4070 \text{ чел/дней};$$

$$5 \cdot 22 \cdot 8 = 880 \text{ часов}$$

880 часов – должен отработать каждый работник во время ремонта резервуара.

**Производительность труда** равна сметной стоимости ремонта, деленной на численность работников:

$$P_{тр} = 64\,122,92 : 22 = 2914,67 \text{ тыс. руб./чел.}$$

В таблице 5.1.5 представлены общие данные по реконструкции РВС20000.

№ п/п	Наименование	Ед. измер.	Количество
1.	Продолжительность капитального ремонта	дней	110
2.	Объем строительно-монтажных и демонтажных работ, в ценах 2014 г.	тыс. руб.	64122,92
3.	Общая трудоемкость капитального ремонта	чел/дней	4070
4.	Количество работающих на строительно – монтажном производстве	чел.	22
5.	Производительность труда	тыс. руб/чел	1 727,87



### 7.4.1 Заработная плата технического персонала

Таблица 18 Затраты на заработную плату персонала

Должность	Количество	Премия	Часовая тарифная ставка, руб.	Надбавки, руб.	Заработная плата с учетом надбавок, тыс.руб.
Руководитель	1 чел.	65	21,75	38499,6	112838,43
Электросварщик	5 чел.	65	26,13	5453,37	141383,12
Газорезчик	3 чел.	65	22,65	11099,85	30165,23
Монтажник	1 чел.	65	21,64	10374,65	303415,40
Монтажник	1 чел.	65	23,98	12195,99	24487,76
<b>Водитель</b>	<b>5 чел.</b>	65	25,65	65624,79	158400,5
<b>Итого по основному производственному персоналу – 771049,56</b>					
<b>Вспомогательный персонал</b>					
Должность	Количество	Премия	Часовая тарифная ставка, руб.	Надбавки, руб.	Заработная плата с учетом надбавок, тыс.руб.
Стропальщик	5 чел.	5	23,65	38999,34	119019,65
Маляр	1 чел.	5	25,90	9801,75	26875,6
<b>Итого по вспомогательному производственному персоналу – 38778,5</b>					
<b>Итого по основному и производственному персоналу – 809827,87</b>					

### 7.4.2 Расчет показателей экономической эффективности.

Срок службы резервуара после реконструкции 15 лет.

Цена транспортной услуги нефти:

$$C_{\text{тр}} = 0,7 \text{ тыс. руб./т.}$$

Объем реализации с одного резервуара за год:

$$V_p = 35 \text{ 040 т}$$

**Определяем выручку от реализации нефти:**

$$B_p = V_p * C_{\text{тр}}$$

$$B_p = 35\,040 \cdot 0,7 = 24\,528 \text{ тыс. руб}$$

### Затраты на эксплуатацию резервуара

$Z_3 = 6\,071\,320$  руб. в год. (см. таблицу 19)

№	Наименование статьи расходов	Ед. изм	Стоимость, руб
1	Материальные затраты	руб.	50290
2	Вспомогательные материалы	руб.	4280
3	Энергия	руб.	10700
4	Амортизация	руб.	4 262 000
5	Оплата труда	руб.	809827,87
6	Отчисления на соц. нужды	руб.	2521,85
7	Прочие затраты	руб.	10 173,40
Итого:		руб.	6 071 320

Таким образом, можно сделать вывод о том, что затраты на капитальный ремонт РВС 20000 НПС «Парабель» составят 64122,92 тыс. руб., материальные 50290 тыс. руб., амортизация 42 620 000 тыс. руб., продолжительность ремонта - 3 месяцев, срок окупаемости 4.67 года,

Разрабатываемая система по показателям эффективности превосходит аналогии, в силу своей меньшей стоимости. Однако уступает аналогу №2 по показателю ресурсоэффективности, в виду простоты эксплуатации.

## 8. Социальная ответственность

### 8.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Практически каждый из резервуаров, заполненный нефтью или нефтепродуктом, это объект повышенной опасности для персонала предприятия и окружающей среды.

Рассмотрим возможное влияние используемого сырья, оборудования, а так же условия работы на персонал и окружающую среду. Действия персонала при чрезвычайных ситуациях и правила безопасной эксплуатации оборудования.

Местоположение резервуара - Томская область, село Парабель, нефтеперекачивающая станция «Парабель». Для данной области характерен резко-континентальный климат, с продолжительно холодной зимой и коротким летом, поздними весеннее - осенними заморозками.

#### Профессиональная социальная безопасность

Резервуарный парк является объектом повышенной взрыво- и пожароопасности. Мероприятия по обслуживанию резервуаров относятся к работам повышенной опасности, при эксплуатации которых возможны опасные и вредные производственные факторы.

В таблице № 20 представлены возможные вредные и опасные производственные факторы, воздействующие на организм человека на рабочем месте.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	«Оценка влияние эксплуатационных факторов на надежность резервуара вертикального стального типа РВС-20000 кубических метров на нефтеперекачивающей станции Парабель»			
Разраб.		Ненашкин Д.В.			Социальная ответственность	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Саруев А.Л.					83	97
Консульт.						ТПУ гр.3-2Б8СА		
Зав. Каф.		Брусник О.В.						

Таблица № 20 - Возможные вредные и опасные производственные факторы				
Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Разработ- ка	Изготов- ление	Эксплуа- тация	
1	2	3	4	5
Повышенный уровень шума		+	+	– СНиП 23-05-95* «Естественное и искусственное освещение» – ГОСТ 12.1.019-2017 ССБТ «Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты» – ГН 2.2.5.3532–18 «Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны» – ГОСТ 12.1.005-88 «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны» – ГОСТ 12.1.003-2014 «Шум. Общие требования безопасности»
Отклонение показателей микроклимата		+	+	
Повышенный уровень вибрации		+	+	
Недостаточная освещенность рабочей зоны	+	+	+	
Загазованность рабочего места		+	+	
Работа на высоте			+	
Пожароопасность		+	+	
Механические опасности		+	+	
Поражение электрическим током	+	+	+	

**Анализ выявленных вредных и опасных факторов при эксплуатации резервуара**

- ***Повышенный уровень шума***

В качестве источником шума при эксплуатации резервуаров могут быть насосы, техника при проведении ремонтных работ, а так же вентиляционное оборудование.

Шум достаточной эффективности и длительности может привести к снижению слуховой чувствительности, могут развиваться тугоухость и глухота. Уровень шума не должен превышать 80дБА.

*Средствами индивидуальной защиты* от шума являются ушные вкладыши, наушники и шлемофоны, применение звукоизолирующих и звукопоглощающие средства [16].

- **Отклонение показателей микроклимата**

При отклонении показателей микроклимата у работника происходит быстрая утомляемость, также снижается производственная активность и повышается заболеваемость.

В летний период времени при проведение работ по ремонту или обслуживанию резервуара у работника появляется большая вероятность получить солнечный удар, с возможной потерей сознания. При повышенных температурах необходимо организовать рациональный режим труда и отдыха. Необходимо ввести дополнительные перерывы в местах с благоприятным микроклиматом по 15-20 минут. Для защиты от солнечных лучей работникам необходимо использовать головные уборы, солнцезащитные очки и спецодежду.

Для данного района с зимний период времени характерны понижения температуры воздуха до – 45 °С. При проведении работ при таких температурах работник может получить обморожение конечностей или открытых участков тела. Для профилактики охлаждения и переохлаждения необходимо обеспечить работника теплой спецодеждой, прекратить работы из-за погодных условий, сократить продолжительность смены [17].

- **Повышенный уровень вибрации**

Источниками вибрации могут быть оборудование необходимое для ремонта или обслуживания резервуара, движущиеся машины, а так же насосы, используемые для перекачки.

Нарушения здоровья работающего, складываются из поражении нейрососудистой, нервно-мышечной систем, опорно-двигательного аппарата, изменений обмена веществ и др. При всех видах вибрационной болезни нередко наблюдаются изменения со стороны центральной нервной системы, которые связаны с комбинированным действием вибрации и интенсивного шума, постоянно сопутствующего вибрационным процессам.

Для снижения уровня вибрации, необходимо сократить время контакта с оборудованием а так же изменить или уменьшить параметры вибрации.

Средствами индивидуальной защиты от вибраций являются рукавицы, перчатки, виброзащитная обувь и прокладки из пластмасс, резины.

- **Недостаточная освещенность рабочей зоны**

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

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

Для защиты от воздействия опасных и вредных факторов необходимо применять противогазы а для дегазации зоны применять взрывозащищенные вентиляционные установки [18].

- **Загазованность рабочей зоны**

Содержание вредных веществ в рабочей зоне воздуха не должно превышать ПДК. При загазованности воздуха парами нефти или газа ПДК не должно превышать 300 мг/м<sup>3</sup>.

На территории резервуарных парков при обслуживании необходимо осуществлять контроль воздушной среды на наличие вредных веществ с помощью переносных газоанализаторов.

Замер концентраций паров должен проводиться не реже 1 раза в смену - в кадре резервуарных парков с резервуарами типа РВСП и РВСПК; 1 раза через 4 часа - в кадре с резервуарами типа РВС [19].

- **Работа на высоте**

К работам на высоте относятся работы, при которых:

- существуют риски, связанные с возможным падением работника с высоты 1,8 м и более, в том числе:
- при осуществлении работником подъема на высоту более 5 м, или спуска с высоты более 5 м по лестнице, угол наклона которой к горизонтальной поверхности составляет более 75°;
- при проведении работ на площадках на расстоянии ближе 2 м от неогражденных перепадов по высоте более 1,8 м, а также, если высота защитного ограждения этих площадок менее 1,1 м;
- существуют риски, связанные с возможным падением работника с высоты менее 1,8 м, если работа проводится над машинами или механизмами, поверхностью жидкости или сыпучих мелкодисперсных материалов, выступающими предметами.

Работники, выполняющие работы на высоте, должны иметь квалификацию, соответствующую характеру выполняемых работ.

Работу на высоте при ветре более 12 м/сек, тумане, снегопаде и в грозу выполнять запрещено.

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

При работе на высоте необходимо использовать средства защиты, так как спасательные жилеты и пояса, каски, защитные очки, перчатки или рукавицы.

- **Пожароопасность**

Под понятием пожарной опасности подразумевается возможность возникновения и (или) развития пожара.

Резервуары для хранения нефти и нефтепродуктов относятся к пожаро-взрывоопасным объектам.

Для возникновения и протекания процесса горения (взрыва) необходимы три условия:

- Наличие горючего вещества (может быть твердым, жидким, газообразным);
- Наличие окислителя
- Наличие источника воспламенения.

В качестве окислителя может быть кислород, хлор, бром, пары серы и другие вещества.

Источником воспламенения может быть – открытый огонь, искра, высокая температура.

Из-за возникновения высоких потенциалов трубопроводов и резервуаров относительно земли, возможно возникновение искр. Высокие диэлектрические свойства нефтепродуктов способствуют накоплению на их поверхности зарядов статического электричества. При взрывопожароопасном состоянии паровоздушной смеси происходит ее взрыв. Все металлические части оборудования, которые используются для хранения или транспортировки нефти или нефтепродуктов должны быть заземлены.

Для снижения интенсивности накапливания электрических зарядов нефть и нефтепродукты должны закачиваться в емкости без разбрызгивания, распыления или бурного перемещения [20].



- **Механические опасности**

Механические опасности создаются, движущимися, вращающимися объектами.

К механическим опасностям относят:

- движущиеся машины, механизмы и их части, передвигающиеся изделия, заготовки, материалы;
- острые кромки, заусенцы, шероховатость поверхности;
- разрушающиеся конструкции, обрушающиеся горные породы;
- расположение рабочего места на значительной высоте;
- повышенная запыленность воздуха;
- горячие и скользкие поверхности.

К средствам, защищающим человека от механических опасностей, относят; ограждения, предохранительные устройства; блокировки, удерживающие и тормозные устройства, сигнализаций, предупреждающие надписи. СИЗ человека являются: защитные очки и маски, каски, термостойкие перчатки, противогазы и респираторы, защитная одежда.

- **Поражение электрическим током**

Основным источником поражения электрическим током работника может быть плохо изолированные токоведущие части, оголенные провода, а так же оборудование с нарушенным изоляционным покрытием. Поражение током возможно при замыкании электрической цепи через тело человека, Проходя через тело человека, электрический ток оказывает на него тепловое, химическое, механическое и биологическое воздействие.

Электрический ток оказывает на человека внутреннее воздействие, приводит к внешним травмам, электроударам и электрическому шоку.

Пройдя через организм человека электрический ток приводит, к ожогам участков тела, нагреву кровеносных сосудов, нервов, разложению крови, сокращению мышц (легких, сердце) и профессиональным заболеваниями.

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		89

К индивидуальным средствам защиты относятся диэлектрические перчатки, инструмент с изолированными ручками, диэлектрические галоши, коврики, диэлектрические подставки.

***Мероприятия по снижению уровня воздействия опасных и вредных факторов на персонал***

Для защиты работников от вредных и опасных производственных факторов, разработаны определенные мероприятия по снижению уровня опасности. К этим мероприятиям относятся:

1. Совершенствование технологического процесса (уменьшение уровня шума, вредных веществ в рабочей зоне, вибрации);
2. Замена или модернизация технологического оборудования, не соответствующего требованиям безопасной эксплуатации;
3. Оснащение рабочих мест средствами коллективной защиты (ограждения, приборы освещения, вытяжная вентиляция);
4. В работу использовать только те средства коллективной защиты, которые в полной мере выполняют свои защитные функции;
5. Применение дистанционного управления технологическим процессом, с целью сокращения пребывания работников в опасной зоне;
6. Сокращение пребывания работника в зоне воздействия на него вредного или опасного факторов (сокращение рабочей смены или рабочей недели).

## 8.2 Экологическая безопасность

### *Анализ влияния эксплуатации резервуара на окружающую среду*

В процессе эксплуатации резервуаров, вследствие различных воздействий на него, могут возникнуть аварийные и чрезвычайные ситуации, повлекшие за собой ущерб, как материальный, так и экологический.

Аварии крупных стальных резервуаров, сопровождающиеся разливом огромных масс жидкости, могут привести и приводили к катастрофическим последствиям с человеческими жертвами, нарушениям штатных режимов эксплуатации объектов транспорта и хранения нефти и нефтепродуктов, а также к значительному загрязнению окружающей среды [21].

К числу основных загрязняющих веществ, выбрасываемых из резервуаров, относятся углеводороды, образующиеся вследствие испарения нефти из резервуаров.

В период эксплуатации резервуаров, происходят следующие виды воздействия на окружающую среду:

- Загрязнение атмосферного воздуха выхлопами от техники, в период проведения ремонтных работ;
- Выбросы при заполнении и опорожнении резервуара;
- Загрязнение атмосферы вредными химическими веществами, шумом и электромагнитными излучениями;
- Образование отходов после технологических операций;
- Розливы нефти и нефтепродуктов при аварийных ситуациях [22].

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

Разрабатывают мероприятия по сокращению потерь нефти и нефтепродуктов в резервуарах, с целью уменьшения уровня загрязнения атмосферы углеводородами [23].

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		91

### ***Мероприятия по защите окружающей среды:***

- Проводить периодический контроль за содержанием загрязняющих веществ и выхлопных газов;
- Использовать экологически безопасных источники энергии;
- Проводить контроль за утилизацией и своевременным удалением с территории твердых отходов;
- Использовать безотходное производство;
- Внедрить очистные фильтры на предприятии;
- Своевременно ликвидировать последствия загрязнения окружающей среды.

Производственно-дождевые сточные воды нефтеперекачивающих станций и нефтебаз перед сбросом их в водоемы и водотоки должны быть очищены. Необходимая степень очистки должна быть обоснована с учетом места сброса сточных вод и установленного норматива предельно допустимого сброса загрязняющего вещества.

Лесные и сельскохозяйственные угодья после завершения работ возвращаются в состояние, пригодное для использования по назначению, а также сданы землепользователю [24].

## **8.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

### **Анализ вероятных ЧС при эксплуатации резервуаров**

Чрезвычайная ситуация (ЧС) – обстановка на определенной территории, сложившаяся в результате аварии, опасного природного явления, катастрофы, стихийного или иного бедствия, которые могут повлечь или повлекли за собой человеческие жертвы, ущерб здоровью людей или окружающей природной среде, значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности людей [25].

Для данного района характерны ЧС природного характера: лесные и торфяные пожары; удары молнии; паводки, ураганы; неблагоприятные

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		92

погодные условия в зимний период времени (температура воздуха может достигать  $-45\text{ }^{\circ}\text{C}$ ) так же метель и пурга.

К ЧС техногенного характера можно отнести производственные пожары, отключение электроэнергии и др.

ЧС так же могут возникнуть из-за аварии в резервуарном парке. Основными причинами может послужить: коррозия металла, оборудование под давлением, отказ КИПиА, перепады температур, а также человеческий фактор.

ЧС может произойти от прямого удара молнии в резервуар с нефтью. Для защиты от ударов молнии на резервуарах с нефтью устанавливают молниеотводы, при этом корпус резервуара обязательно должен заземлен. Заземлители устанавливают по всему периметру через 50 м. Резервуарные парки или стоящие рядом резервуары должны быть защищены от прямых ударов молнии, электромагнитной и электростатической индукции, заноса высоких потенциалов устройствами молниезащиты.

*Основными причинами пожаров на промышленных объектах чаще всего могут быть:*

- нарушения, допущенные при проектировании и строительстве зданий; несоблюдение мер пожарной безопасности производственным персоналом и неосторожное обращение с огнем;
- нарушение правил пожарной безопасности технологического характера в процессе работы предприятия; нарушение правил безопасности при проведении сварочных и других огневых работ;
- нарушение правил безопасности при эксплуатации электрооборудования и электроустановок; эксплуатация неисправного оборудования.

***Мероприятия по предотвращению ЧС и порядок действия в случае возникновения ЧС***

Наиболее возможной ЧС является пожар на производстве. В случае возгорания и взрывов на территории резервуарного парка старшему по смене необходимо остановить все виды перекачки, вызвать пожарную охрану, при

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

необходимости, скорую медицинскую помощь, известить своего или вышестоящего руководителя, действовать согласно плану ликвидации аварий. [Инструкция по охране труда для работников, занятых эксплуатацией резервуарного парка].

*Для предотвращения возникновения пожара на производственном объекте необходимо:*

- Соблюдать требования о противопожарном режиме, особенно по курению и пользованию открытого огня;
- В работу использовать только исправные электрооборудование и электроприборы;
- Для оборудования необходимо своевременно проводить ТО и ППР, во избежание возникновения ЧС;
- Снабдить каждое помещение средствами противопожарной защиты;
- Применять устройства защиты производственного оборудования с горючими веществами от повреждений и аварий, установкой отключающих, отсекающих и других устройств.
- Применять машины, механизмы, оборудование, устройства, при эксплуатации которых не образуются источники зажигания;
- Установить устройства молниезащиты зданий, сооружений и оборудования;
- Применять неискрящиеся инструменты при работе с легковоспламеняющимися жидкостями и горючими газами;
- Периодически очищать территорию, на которой располагается объект, помещения, коммуникации, аппаратура от горючих отходов, отложений пыли, пуха и т.п [25].

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

### Заключение

В выпускной квалификационной работе были выявлены основные эксплуатационные дефекты резервуара типа РВС, влияющие на его надежность. Приведена классификация дефектов. Наибольшее влияние на снижение надежности конструкции, оказывает коррозия, которая составляет 30% основных дефектов. Так же на снижение надежности конструкции оказывают геометрические изменения формы резервуара, осадка, потеря его устойчивости, а так же трещины, которые могут образоваться, как в стенке, днище, так и в сварных швах. Так же в работе были рассмотрены основные мероприятия для повышения надежности и продления срока эксплуатации резервуара.

В расчетной части был произведен расчет параметров резервуара объемом 20000 м<sup>3</sup>, в результате расчета его высота составила 16,65 м, радиус равен 19,977 м, количество листов 15,5 а количество поясов 8. Из расчетов резервуара на прочность и устойчивость, можно сделать вывод, что все пояса стенки резервуара выдерживают проверку.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	«Оценка влияние эксплуатационных факторов на надежность резервуара вертикального стального типа РВС-20000 кубических метров на нефтеперекачивающей станции Парабель»			
Разраб.		Ненашкин Д.В.			Заключение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Саруев А.Л.					95	97
Консульт.								
Зав. Каф.		Брусник О.В.						
					<b>ТПУ гр.3-2Б8СА</b>			

### Список использованной литературы

1. Захаров В.И., Лощинин А.Е., Рябухин В.И. и др «Оператор нефтеперекачивающей станции магистрального нефтепровода Часть I»: Учебное пособие. Тюмень: Тюменский учебный центра ОАО «Сибнефтепровод», 2005. – 161 с.;
2. Г. К. Лебедев, В. Г. Колесников, Г. Е. Зиканов, О.Н. Лайков «Правила технической эксплуатации резервуаров и инструкции по их ремонту (ЦНИЛ, часть I)»: Учебное пособие. Москва «Недра» 1988 г.;
3. Основные положения по обеспечению надежности резервуаров в эксплуатации - [Электронный ресурс]: URL: <https://gazovik-proekt.ru> (дата обращения: май 2022 г.);
4. Сафина И.С., Каузова П.А., Гуцин Д.А. журнал «Технадзор» «Оценка технического состояния резервуаров вертикальных стальных» №3(112) 2016г.;
5. Дефекты соединений при сварке металлов плавлением - [Электронный ресурс]: URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200019807> (дата обращения: апрель 2022 г.);
6. М.С. Юхим (ФГБУ НИИПХ Росрезерва) журнал «Химическая техника» «Неисправности и способы ремонта резервуарных емкостей для светлых нефтепродуктов» №10/2015 г.;
7. Абиев Р.Ш., Бирик Е.Е., Власов Е. А., «Новый справочник химика и технолога. Электродные процессы. Химическая кинетика и диффузия. Коллоидная химия» НПО "Профессионал", 2006;
8. РД 153-112-017-97 «Инструкция по диагностике и оценке остаточного ресурса вертикальных стальных резервуаров»;
9. СО 02-04-АКТНП-007-206 «Стандарт организации правил технической эксплуатации, диагностирования и ремонта стальных вертикальных резервуаров ОАО «АК «Транснефтепродукт»»;

					«Оценка влияние эксплуатационных факторов на надежность резервуара вертикального стального типа РВС-20000 кубических метров на нефтеперекачивающей станции ПарABELь»					
<b>Изм.</b>	<b>Лист</b>	<b>№ докум.</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>	Список литературы					
Разраб.		Ненашкин Д.В.						<b>Лит.</b>	<b>Лист</b>	<b>Листов</b>
Руковод.		Саруев А.Л.							96	97
Консульт.								<b>ТПУ гр.3-2Б8СА</b>		
Зав. Каф.		Брусник О.В.								



10. РД 153-39.4-078-01 «Правила технической эксплуатации резервуаров, магистральных нефтепроводов и нефтебаз»;
11. ГОСТ 31385-2016 «Резервуары вертикальные цилиндрические стальные для нефти и нефтепродуктов. Общие технические условия (с Поправкой);
12. Статья «Планово-предупредительный ремонт резервуаров»
13. 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.»
14. «Руководство по безопасности вертикальных цилиндрических стальных резервуаров для нефти и нефтепродуктов»;
15. СП 16.13330.2011 «Свод правил «СНиП II-23-81\* Стальные конструкции»;
16. ГОСТ 12.1.003-2014 «Шум. Общие требования безопасности»;
17. ГОСТ 12.1.005-88 «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны»;
18. СНиП 23-05-95\* «Естественное и искусственное освещение»;
19. ГН 2.2.5.3532–18 «Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны»;
20. ГОСТ 12.1.019-2017 ССБТ «Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты»;
21. Федеральный закон «О промышленной безопасности опасных производственных объектов 116-ФЗ от 21.07.1997 г. с изменениями от 7.08.2000 г.».
22. ОНД-90 «Руководство по контролю источников загрязнения атмосферы. Части 1 и 2»;
23. ГОСТ 17.2.3.02; «Нормами естественной убыли нефти при приеме, отпуске и хранении»;
24. НВН 33.5.1.02 «Инструкцией о порядке согласования и выдачи разрешений на спецводопользование»;
25. Федеральный закон N 68-ФЗ "О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера" от 21.12.1994;

						<i>Социальная ответственность</i>	Лист
							97
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			