

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
«Организационно-техническое обеспечение эксплуатации резервуара вертикального стального типа РВС на примере объекта в Ленинградской области»

УДК 622.692.23-025.71-034.14(470.23)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б71Т	Панасов Савелий Сергеевич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД ИШПР	Шадрина А.В.	Доцент, д.т.н.		

### КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Трубченко Т.Г.	к.э.н., доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент ООД	Мезенцева И.Л.	-		

### ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Томск – 2021 г.

## Планируемые результаты обучения по ООП

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
<b>В соответствии с универсальными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями</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	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, УК-6, УК7, ОПК-1,ОПК-2), (ЕАС4.2, АВЕТ-3А, АВЕТ-3i).
P2	Решать профессиональные инженерные задачи на основе информационной и библиографической культуры с применением информационно-коммуникационных технологий и с учетом основных требований информационной безопасности	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2, УК-3,УК-4, УК5,УК-8, ОПК-2, ОПК-6, ОПК-7).
в области производственно-технологической деятельности		
P3	Применять процессный подход в практической деятельности, сочетать теорию и практику при эксплуатации и обслуживании технологического оборудования нефтегазовых объектов	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,ПК8,ПК-9, ПК-10, ПК-11).
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	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-8, ОПК-6, ПК-12, ПК-13, ПК-14, ПК15).
в области организационно-управленческой деятельности		
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	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-3, УК-8, ОПК-3, ОПК-7, ПК-16,ПК-17, ПК18), (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d).
P6	Участвовать в разработке организационно-технической документации и выполнять задания в области сертификации нефтегазового промышленного оборудования	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2, ОПК-1, ОПК-2, ОПК-7, ПК-19, ПК20, ПК21, ПК-22).
в области экспериментально-исследовательской деятельности		
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	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК26).
в области проектной деятельности		

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	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2, ОПК-3, ОПК-5, ОПК-6, ПК-27, ПК-28, ПК29, ПК-30), (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е).
<b>Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»</b>		
P9	Применять диагностическое оборудование для проведения технического диагностирования объектов ЛЧМГ и ЛЧМН	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-4, ОПК-5, ПК-9, ПК-14), требования профессионального стандарта 19.016 "Специалист по диагностике линейной части магистральных газопроводов".
P10	Выявлять неисправности трубопроводной арматуры, камер пуска и приема внутритрубных устройств, другого оборудования, установленного на ЛЧМГ и ЛЧМН	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-5, ОПК-6, ПК-9, ПК-11), требования профессионального стандарта 19.010 "Специалист по транспортировке по трубопроводам газа".
P11	Оценивать результаты диагностических обследований, мониторингов, технических данных, показателей эксплуатации объектов ЛЧМГ и ЛЧМН	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-6, ОПК-7, ПК-4, ПК-7, ПК-13), требования профессионального стандарта 19.010 "Специалист по транспортировке по трубопроводам газа".

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
3-2Б71Т	Панасову Савелию Сергеевичу

Тема работы:

Организационно-техническое обеспечение эксплуатации резервуара вертикального стального типа РВС на примере объекта в Ленинградской области.
Утверждена приказом директора (дата, номер)

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<b>Исходные данные к работе</b>	<i>Объектом исследования является – резервуарный парк. Общий объем резервуарного парка составляет 21840 м<sup>3</sup></i>
<b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- проектирование резервуара;</li> <li>- проведение гидравлических расчетов технологических трубопроводов и запорной арматуры;</li> <li>- технологическое оборудование резервуара</li> </ul>
<b>Перечень графического материала</b>	30 рисунков, 30 таблиц
<b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b>	
Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Доцент ОСГН ШБИП, к.э.н. Трубоченко Т.Г.

«Социальная ответственность»	Ассистент ООД Мезенцева И.Л.
<b>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках: реферат</b>	

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

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД ИШПР	Шадрина А.В.	Доцент, д.т.н.		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б71Т	Панасов Савелий Сергеевич		

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

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
3-2Б71Т	Панасов Савелий Сергеевич

<b>Школа</b>	<b>ИШПР</b>	<b>Отделение (НОЦ)</b>	<b>ОНД</b>
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело»

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Примерный бюджет проекта – 3060,75 тыс. руб.; В реализации проекта задействованы два человека: руководитель, исполнитель
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Накладные расходы 16% Районный коэффициент 30% Минимальный размер оплаты труда (01.01.2021) 12 792 руб.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды 22%

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

1. Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ	Описание потенциальных потребителей, анализ конкурентных технических решений, SWOT-анализ.
2. Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок	Планирование работ, разработка диаграммы Ганта, формирование бюджета затрат.
3. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности	Оценка сравнительной эффективности исследования. Интегральный показатель ресурсоэффективности – 4,6. Интегральный показатель эффективности – 5,24. Сравнительная эффективность проекта – 1,72.

### Перечень графического материала

Оценка конкурентоспособности НТИ; Матрица SWOT; График проведения и бюджет НТИ; Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности НТИ

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Доцент ОСГН ШБИП	Трубченко Т.Г.	к.э.н., доцент		

Задание принял к исполнению студент:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
3-2Б71Т	Панасов Савелий Сергеевич		

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
3-2Б71Т	Панасов Савелий Сергеевич

<b>Школа</b>	<b>Отделение (НОЦ)</b>	<b>Уровень образования</b>	<b>Направление/специальность</b>
		Бакалавриат	21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Тема ВКР:

Организационно - техническое обеспечение эксплуатации резервуара вертикального стального типа РВС на примере объекта в Ленинградской обл.

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

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Резервуарный парк, ПСП «Приморск-1» ПАО Транснефть -Балтика.
--	--

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p><b>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</li> <li>– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</li> </ul>	<p>ГОСТ 12.1.007-76 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности (с Изменениями N 1, 2) "Трудовой кодекс Российской Федерации" от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 30.04.2021) (с изм. и доп., вступ. в силу с 01.05.2021) Федеральный закон от 28 декабря 2013 г. N 426-ФЗ "О специальной оценке условий труда" (с изменениями и дополнениями)</p>
<p><b>2. Производственная безопасность:</b></p> <p>2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов</p> <p>2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия</p>	<p><b>Вредные:</b></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны;</li> <li>2. Превышение уровня шума;</li> <li>3. Превышение уровней вибрации;</li> <li>4. Отклонение показателей микроклимата;</li> <li>5. Недостаточная освещенность рабочей зоны.</li> </ol> <p><b>Опасные:</b></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Движущиеся машины и механизмы;</li> <li>2. Повышенная напряженность электрического поля;</li> <li>3. Взрывобезопасные и пожароопасные объекты.</li> </ol>
<p><b>3. Экологическая безопасность:</b></p>	<p>Атмосфера: выбросы пыли и токсичных газов из используемых машин и оборудования</p> <p>Гидросфера: загрязнение сточными водами и мусором (буровым раствором, нефтепродуктами, минеральными водами и рассолами)</p>

	Литосфера: уничтожение и повреждение почвенного слоя, сельхозугодий и других земель. Засорение почвы производственными отходами
<b>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b>	Возможные ЧС: <ul style="list-style-type: none"> <li>• стихийного характера (лесные пожары, наводнения, ураганы);</li> <li>• социального характера (террористический акт);</li> <li>• техногенного характера.</li> </ul> Наиболее типичная ЧС: ЧС техногенного характера

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

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Мезенцева Ирина Леонидовна	-		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б71Т	Панасов Савелий Сергеевич		



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 2020/2021 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>Состояние вопроса исследования</i>	10
	<i>Характеристика опасного производственного объекта</i>	10
	<i>Анализ технических решений по реконструкции резервуарного парка</i>	30
	<i>Основные расчеты толщины стенки, прочности и гидравлические расчеты</i>	15
	<i>Социальная ответственность</i>	10
	<i>Финансовый менеджмент</i>	10
	<i>Заклучение</i>	5
	<i>Презентация</i>	10
	<i>Итого:</i>	100

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД ИШПР	Шадрина А.В.	Доцент, д.т.н.		

**СОГЛАСОВАНО:**

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

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 91 листа, 20 рисунков, 20 таблиц, 31 источник литературы.

Ключевые слова: резервуар, резервуарный парк, трубопровод, нефтепровод, хранение, нефтебаза.

В работе рассмотрены вопросы организационно-технического обеспечения эксплуатации резервуара вертикального стального типа РВС на примере объекта в Ленинградской обл.

Приведен расчет конструкции резервуара РВС-2000 м<sup>3</sup> для хранения нефти и нефтепродуктов.

Выполнены гидравлический расчет трубопровода и выполнена проверка всасывающей способности насоса.

Произведен подбор резервуарного оборудования.

					Организационно-техническое обеспечение эксплуатации резервуара вертикального стального типа РВС на примере объекта в Ленинградской обл.			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Панасов С.С.			Реферат	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Шадрина А.В.					1	91
Консульт.						Отделение нефтегазового дела		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.				Группа 3-2Б71Т		

## ABSTRACT

The final qualification work contains 91 sheets, 20 figures, 20 tables, 31 sources of literature.

Keywords: tank, tank farm, pipeline, oil pipeline, storage, tank farm.

The paper considers the issues of organizational and technical support for the operation of a vertical steel tank of the RVS type on the example of an object in the Leningrad region.

The design of the RVS-2000 m<sup>3</sup> tank for the storage of oil and petroleum products is calculated.

The hydraulic calculation of the pipeline was performed and the suction capacity of the pump was checked.

The selection of tank equipment was made.

					Организационно-техническое обеспечение эксплуатации резервуара вертикального стального типа РВС на примере объекта в Ленинградской обл.			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Панасов С.С.			Abstract	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Шадрина А.В.					2	91
Консульт.						Отделение нефтегазового дела		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.				Группа 3-2Б71Т		

# Оглавление

РЕФЕРАТ.....	1
ABSTRACT.....	2
ВВЕДЕНИЕ.....	5
1 Характеристика объекта исследования.....	7
1.1 ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ И СТРУКТУРА ООО «ТРАНСНЕФТЬ-БАЛТИКА»	7
1.2 РЕЗЕРВУАРНЫЙ ПАРК ООО «ТРАНСНЕФТЬ-БАЛТИКА»	9
1.3 ОБОРУДОВАНИЕ РЕЗЕРВУАРА	11
2 Проектирование резервуара.....	22
2.1 ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ .....	22
2.2 ВЫБОР МАТЕРИАЛА КОНСТРУКЦИИ	23
2.3 ОПТИМАЛЬНЫЕ РАЗМЕРЫ РЕЗЕРВУАРА	24
2.4 РАСЧЕТ ТОЛЩИНЫ СТЕНКИ РЕЗЕРВУАРА	25
2.5 РАСЧЕТ СТЕНКИ НА ПРОЧНОСТЬ	28
2.6 ПРОВЕРКА СТЕНКИ НА ПРОЧНОСТЬ ПРИ ГИДРОИСПЫТАНИЯХ	30
2.7 НАГРУЗКИ, ДЕЙСТВУЮЩИЕ НА РЕЗЕРВУАР	32
2.8 РАСЧЕТ НА УСТОЙЧИВОСТЬ	33
2.9 КОНСТРУКЦИЯ И РАСЧЕТ ПОКРЫТИЯ РЕЗЕРВУАРА	34
2.10 РАСЧЕТ НАСТИЛА.....	35
2.11 РАСЧЕТ ПОПЕРЕЧНЫХ РЕБЕР ЩИТА	37
2.12 РАСЧЕТ РАДИАЛЬНЫХ РЕБЕР ЩИТА	38
2.13 РАСЧЕТ КОЛЕЦ ЖЕСТКОСТИ. КОНСТРУКЦИЯ И РАСЧЕТ ДНИЩА РЕЗЕРВУАРА	39
3 Гидравлические расчеты .....	42
3.1 ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ ТРУБОПРОВОДА: ПРОЕКТИРУЕМЫЙ РЕЗЕРВУАР – АВТОМОБИЛЬНАЯ ЭСТАКАДА НАЛИВА	42
3.2 ПРОВЕРКА ВСАСЫВАЮЩЕЙ СПОСОБНОСТИ НАСОСА	46

Организационно-техническое обеспечение эксплуатации резервуара вертикального стального типа РВС на примере объекта в Ленинградской обл.				
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
Разраб.		Панасов С.С.		
Руковод.		Шадрина А.В.		
Консульт.				
Рук-ль ООП		Брусник О.В.		
Оглавление				
		Лит.	Лист	Листов
		3	3	91
Отделение нефтегазового дела Группа 3-2Б71Т				

5 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ .....	48
<b>5.1. ПОТЕНЦИАЛЬНЫЕ ПОТРЕБИТЕЛИ РЕЗУЛЬТАТОВ ИССЛЕДОВАНИЯ</b>	<b>48</b>
<b>5.2 АНАЛИЗ КОНКУРЕНТНЫХ ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ</b>	<b>49</b>
<b>5.3 SWOT – АНАЛИЗ .....</b>	<b>50</b>
<b>5.4 ПЛАНИРОВАНИЕ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИХ РАБОТ</b>	<b>51</b>
<b>5.5 ОПРЕДЕЛЕНИЕ РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОЕКТА</b>	<b>62</b>
6 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	65
1. Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны; .....	66
2. Превышение уровня шума; .....	66
5. Недостаточная освещенность рабочей зоны.....	66
6. Движущиеся машины и механизмы; .....	66
7. Повышенная напряженность электрического поля; .....	66
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	77
СПИСОК ИСПОЛЪЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	78

					Оглавление	Лист
						4
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

## ВВЕДЕНИЕ

**Актуальность.** Нефтебаза входит в состав жизнеобеспечивающих предприятий заполярного круга Российской Федерации.

Доставка нефтепродуктов для дальнейшей реализации и отпуска поклажедателям, осуществляется один раз в год водным транспортом, в следствии чего необходимо накопление товарных запасов для нужд предприятий жилищно-коммунальной сферы, энергообеспечивающих компаний, предприятий авиаперевозчиков и других; в период летнего навигационного периода.

Существующий объем резервуарного парка в настоящий момент с трудом обеспечивает существующую потребность предприятий и населения в нефтепродуктах.

Не все существующие резервуары отвечают требованиям промышленной безопасности.

При существующей загрузке парка, отсутствует аварийный резервуар, способный разместить при необходимости объем одного РВС. Что значительно затрудняет мероприятия сохранения качества нефтепродуктов (зачистка резервуаров), а также лишает возможности экстренного перемещение нефтепродукта при инцидентах и авариях.

Учитывая вышеизложенные факторы, необходимо строительство дополнительных резервуаров для увеличения объемов хранения нефтепродуктов и дополнительных емкостей для создания резервных производственных мощностей, на случаи возникновения аварийных ситуаций, в условиях эксплуатации имеющихся изношенных резервуаров.

					Организационно-техническое обеспечение эксплуатации резервуара вертикального стального типа РВС на примере объекта в Ленинградской обл.			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Панасов С.С.			Введение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Шадрина А.В.					5	91
Консульт.						Отделение нефтегазового дела		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.				Группа 3-2Б71Т		

В связи с указанным выше, тема выпускной квалификационной работы бакалавра «Организационно-техническое обеспечение эксплуатации резервуара вертикального стального типа РВС на примере объекта в Ленинградской обл.».

**Цель выпускной квалификационной работы** – разработка решения по организационно-техническому обеспечению эксплуатации резервуара вертикального стального типа РВС на примере объекта в Ленинградской обл.

Исходя из указанной цели, необходимо выполнить следующие **задачи**:

- представить характеристику объекта исследования, с определением планировочных особенностей резервуарного парка нефтебазы, определяющих уровень их безопасной и надежной эксплуатации;
- провести расчеты по проектированию, предлагаемых к строительству резервуаров на примере – РВС 2000 м<sup>3</sup>;
- провести расчеты проектируемых технологических трубопроводов;
- представить предложение по оснащению резервуаров технологическим оборудованием;
- определить основные группы опасных производственных факторов при эксплуатации резервуаров для хранения нефтепродуктов;
- рассчитать экономическую эффективность предложенного технического решения.

**Объект исследования:** резервуарный парк ПСП «Приморск-1» ООО «Транснефть–Балтика».

**Предмет исследования:** организационно-техническое обеспечение эксплуатации резервуара вертикального стального.

**Практическая значимость** выпускной квалификационной работы – формирование рекомендаций и предложений по увеличению объема резервуарного парка нефтебазы с привязкой к конкретными условиям.

					Введение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		6

# 1 Характеристика объекта исследования

## 1.1 Деятельность и структура ООО «Транснефть-Балтика»

ООО «Транснефть-Балтика» осуществляет эксплуатацию магистральных нефтепроводов Балтийской трубопроводной системы.

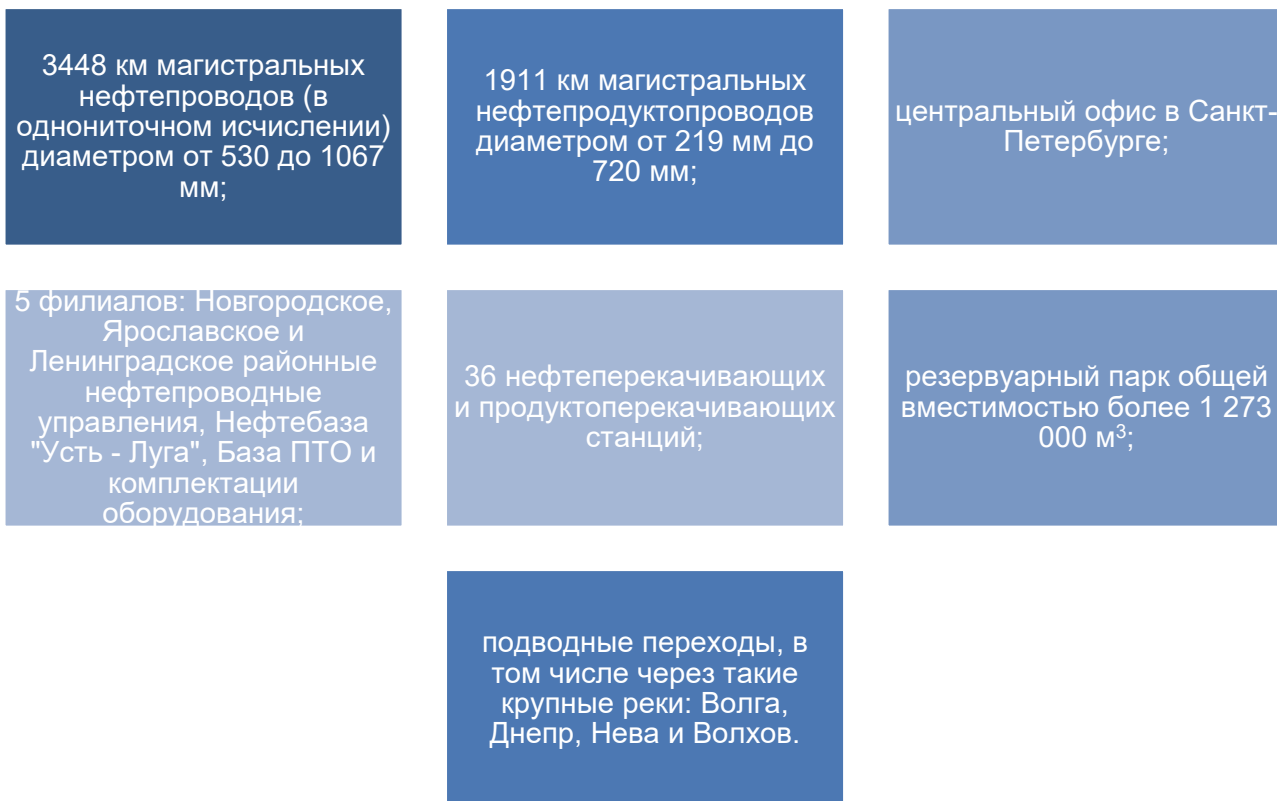


Рисунок 1 – Основные направления деятельности Компании

Представим основные направления деятельности ООО «Транснефть-Балтика» (далее – Компания) в виде рисунка 2.

					Организационно-техническое обеспечение эксплуатации резервуара вертикального стального типа РВС на примере объекта в Ленинградской обл.			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Панасов С.С.			Характеристика объекта исследования	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Шадрина А.В.					7	91
Консульт.						Отделение нефтегазового дела		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.				Группа 3-2Б71Т		



организация и обеспечение транспорта нефти и нефтепродуктов по системе магистральных трубопроводов Северо-Западного региона РФ на экспорт, на нефтеперерабатывающие заводы России и для потребителей внутреннего рынка;

эксплуатация и техническое обслуживание объектов нефтепроводного и нефтепродуктопроводного транспорта, капитальный и текущий ремонт оборудования, проведение профилактических, диагностических и аварийно-восстановительных работ на магистральных трубопроводах;

обеспечение надежности, экологической и промышленной безопасности магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов;

решение задач научно-технического прогресса в трубопроводном транспорте нефти и нефтепродуктов, внедрение новых видов технологий, техники и материалов;

координация деятельности по комплексному развитию сети магистральных трубопроводов и других объектов трубопроводного транспорта;

Рисунок 2 – Основные направления деятельности Компании



Рисунок 3 – Структура Компании

## 1.2 Резервуарный парк ООО «Транснефть-Балтика»

Обязательным условием функционирования системы магистральных нефтепроводов является создание резервуарных парков (РП) – это группа резервуаров разных типов.

Резервуар вертикальный стальной (РВС) предназначен для приема, хранения, измерения объема и выдачи жидкости.

Выделим ключевые функции резервуара на рисунке 4.

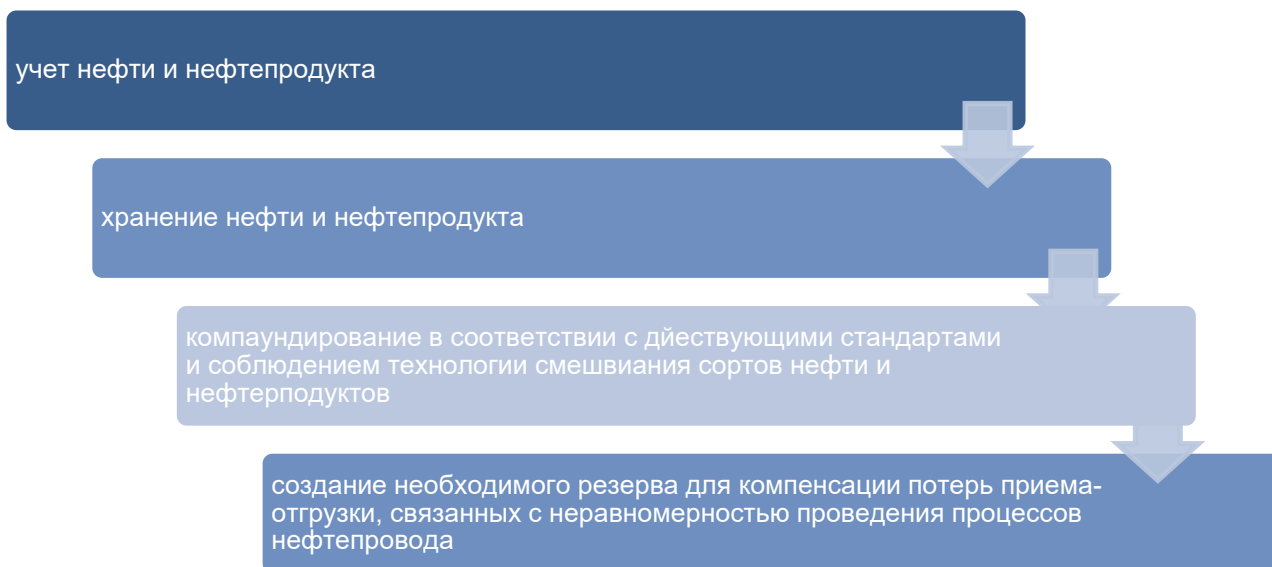


Рисунок 4 – Ключевые функции резервуара

Приведем примеры основных типов резервуаров на рисунках 5-7.

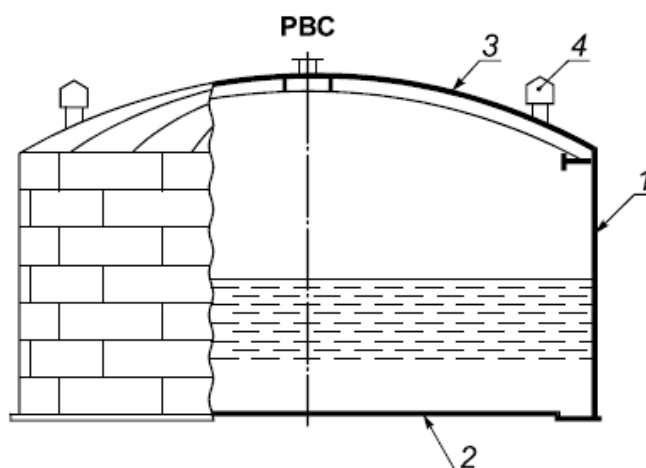


Рисунок 5 – Тип резервуара – РВС

					Характеристика объекта исследования	Лист
						9
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

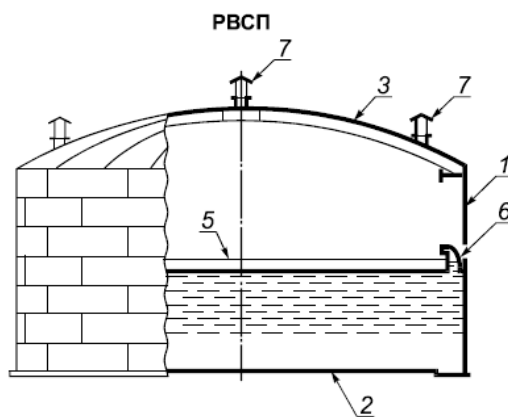


Рисунок 6 – Тип резервуара - РВСП

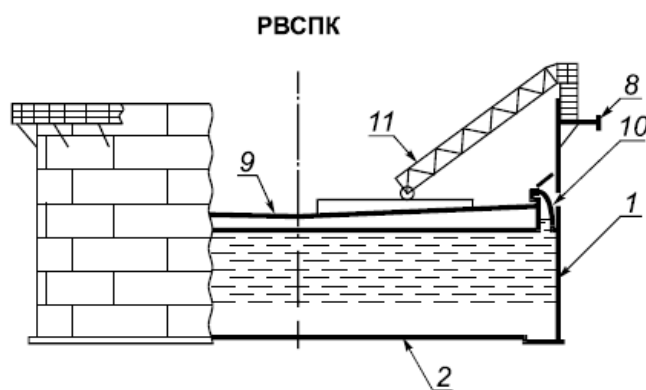


Рисунок 7 – Тип резервуара - РВСПК

Условные обозначения на рисунках 5-7: 1 - стенка; 2 - днище; 3 - стационарная крыша; 4 - дыхательный клапан; 5 - понтон; 6 - уплотняющий затвор; 7 - вентиляционный проем; 8 - ветровое кольцо; 9 - плавающая крыша; 10 - уплотняющий затвор с погодозащитным козырьком; 11 - катучая лестница.

Основная классификация РП в зависимости от способа монтажа: 1) Надземный тип; 2) Системы наземного размещения; 3) Полуподземный монтаж; 4) Подземные или подводные системы.

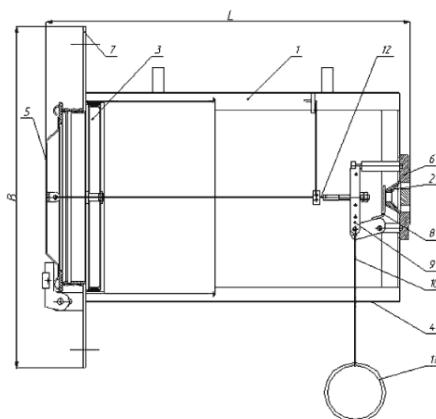
Основные виды резервуаров определяются по: 1) способу размещения; 2) конструкции резервуара; 3) форме.

					Характеристика объекта исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		10

## 1.3 Оборудование резервуара

### Генератор пены

Генератор пены средней кратности стационарный, предназначен к применению в стационарных установках пенного пожаротушения резервуаров с нефтью и нефтепродуктами.



1 – корпус; 2 – распылитель; 3 – кассета; 4 – сетка; 5 – крышки; 6,7 – фланцы; 8 – заслонка; 9 – вилка; 10 – канат; 11 – ручка; 12 – тяга

Рисунок 8 – Генератор пены ГПСС-2000

Технические характеристики клапана дыхательного ГПСС-1500 приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Технические характеристики ГПСС-2000

Наименование параметра	ГПСС-2000
Давление перед распылением, МПа	0,8
Расход раствора пенообразователя, л/с	21
Кратность пены, не менее	70
Давление перед распылением при автоматическом срабатывании затвора, МПа, не более	0,32
Усилие срабатывания ручного привода, Н	не менее 80, но более 90
Габаритные размеры, мм, не более:	
Длина	620
Ширина	620
Высота	881
Масса, кг, не более	53

					Организационно-техническое обеспечение эксплуатации резервуара вертикального стального типа РВС на примере объекта в Ленинградской обл.			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.	Панасов С.С.				Оборудование резервуара	Лит.	Лист	Листов
Руковод.	Шадрина А.В.						11	91
Консульт.						Отделение нефтегазового дела Группа 3-2Б71Т		
Рук-ль ООП	Брусник О.В.							

## Клапан дыхательный

Клапаны дыхательные совмещенные КДС 1500 предназначены для герметизации газового пространства резервуаров с нефтью нефтепродуктами, и регулирования давления в этом пространстве в заданных пределах. Клапаны работают как в режиме дыхательных, так и предохранительных.

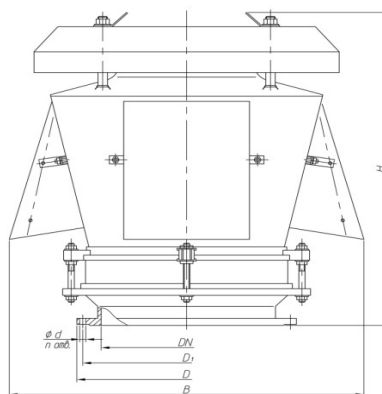


Рисунок 9 – Клапан дыхательный совмещенный

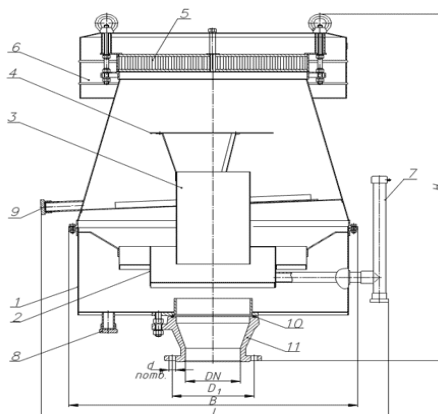
Технические характеристики клапана дыхательного КДС-1500 приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Технические характеристики КДС-1500

Наименование параметра	КДС-1500	
Условный проход, мм	250	350
Рабочее давление Па, не более	2000	
Рабочий вакуум, Па, не более	250	
Давление срабатывания, Па, не более	1500 - 1600	
Вакуум срабатывания, Па, не более	100 - 150	
Максимальная пропускная способность, м <sup>3</sup> /ч	1000	1300
Габаритные размеры, мм, не более:		
высота <i>H</i>	900	900
ширина <i>B</i>	930	930
Присоединительные размеры:		
диаметр присоединительного фланца <i>D</i> , мм	370	485
диаметр окружности <i>D</i> <sub>1</sub> , мм	335	445
диаметр крепежных отверстий <i>d</i> , мм	18	22
Количество крепежных отверстий <i>n</i> , шт	12	12
Масса клапана, кг, не более	85	85

## Клапан предохранительный

Клапаны предохранительные гидравлические КПП предназначены для установки на резервуарах с нефтью и нефтепродуктами для защиты резервуара от разрушения в случае сверхдопустимого давления или вакуума при отказе рабочего клапана.



1 – корпус с присоединительным фланцем; 2 – чашка; 3 – обойма с патрубком;  
 4 – экран; 5 – огневой предохранитель; 6 – крышка; 7 – трубка слива (налива);  
 8,9 – сливные отверстия; 10 – прокладка; 11 – переходной фланец на необходимый  
 условный проход

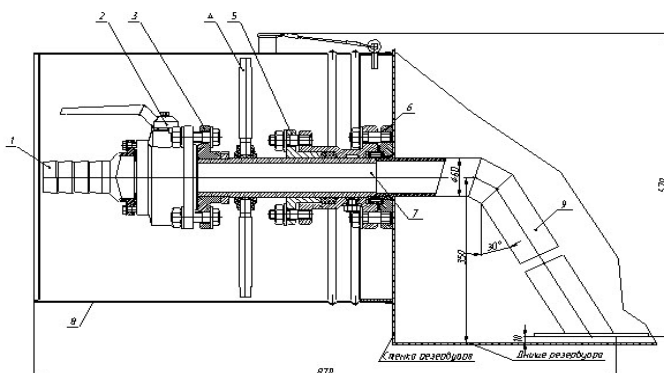
Рисунок 10 – Клапан предохранительный гидравлический

Таблица 3 – Технические характеристики КПП-250

Наименование параметра	КПП-250
Условный проход, мм	250
Давление срабатывания, Па, не более	1961
Вакуум срабатывания, Па, не более	392
Пропускная способность (по воздуху), м <sup>3</sup> /ч, не менее	1500
Габаритные размеры, мм, не более:	
высота <i>H</i>	1278
диаметр <i>B</i>	905
длина <i>L</i>	1045
Присоединительные размеры:	
диаметр присоединительного фланца <i>D</i> , мм	370
Наименование параметра	КПП-250
диаметр окружности <i>D<sub>1</sub></i> , мм	335
диаметр крепежных отверстий <i>d</i> , мм	18
Количество крепежных отверстий <i>n</i> , шт	12
Масса клапана, кг, не более	93

## Кран сифонный

Кран сифонный КС входит в состав оборудования вертикальных цилиндрических резервуаров для хранения нефтепродуктов и предназначается для забора и спуска отстоявшейся воды.



1 – переходник; 2 – кран шаровый; 3,6 – фланец; 4 – ручка; 5 – гранд-букса; 7 – труба горизонтальная; 8 – кожух; 9 – отвод

Рисунок 11 – Кран сифонный КС

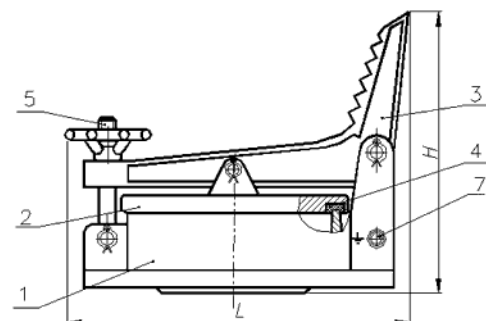
Выбираем сифонный кран КС-50. Его технические характеристики указаны в таблице 4.

Таблица 4– Технические характеристики КС-50

Наименование параметра	КС-50
Условный проход	50
Рабочее давление проходного крана, МПа, не более	0,15
Рабочее давление сифонного крана, МПа, не более	0,15
Габаритные размеры, мм, не более:	
высота $H$	870
длина $L$	390
ширина	585
Масса, кг, не более	21

## Люк замерный

Люки замерные ЛЗ предназначены для отбора проб и замера уровня нефтепродуктов в резервуарах нефтебаз и АЗС.



1 – корпус; 2 – крышка; 3 – педаль; 4 – резиновая прокладка; 5 – откидной болт с гайкой; 6 – латунная вставка; 7 – винт заземления

Рисунок 12 – Люк замерный

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

Технические характеристики замерного люка ЛЗ-150 приведены в таблице 5.

Таблица 5 – Технические характеристики ЛЗ-150

Наименование параметра	ЛЗ -150
Габаритные размеры, мм, не более:	
высота $H$	240
ширина $L$	285
диаметр $D$	260
Присоединительные размеры:	
диаметр окружности $D_1$ , мм	225
диаметр крепежных отверстий $d$ , мм	18
Количество крепежных отверстий $n$ , шт	8
Масса, кг, не более	3,3

### Люк-лаз

Люки-лазы ЛЛ-600 предназначен для внутреннего осмотра, ремонта и очистки резервуаров для хранения и раздачи нефти и нефтепродуктов.

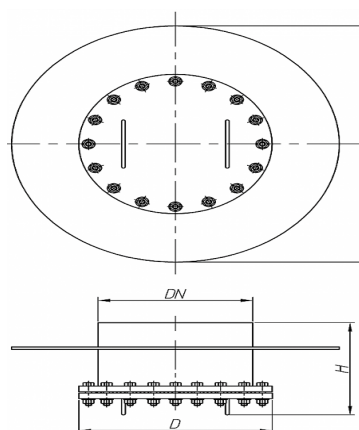


Рисунок 13 – Люк-лаз круглый без поворотного устройства

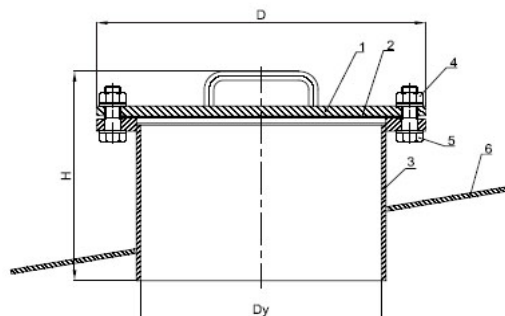
Таблица 6 – Технические характеристики ЛЛ-600

Наименование параметра	ЛЛ - 600
Диаметр условного прохода, мм	600
Условное давление, МПа	0,1
Габаритные размеры, мм, не более:	
высота	335
длина	765
ширина	765
Масса, кг, не более	189



## Люк световой

Люк световой предназначен для внутреннего осмотра, проветривания резервуара во время ремонта и зачистки, а также для подъема крышки хлопушки при обрыве рабочего троса.



1 – крышка; 2 – прокладка; 3 – корпус; 4 – гайка; 5 – болт;  
6 – усиливающая накладка

Рисунок 14 – Световой люк

Технические характеристики светового люка ЛС-400 представлены в таблице 7.

Таблица 7 – Технические характеристики ЛС-400

Наименование параметра	ЛС – 400
Условный проход, мм	400
Габаритные размеры, мм, не более:	
высота $H$	462
диаметр $D$	535
Масса, кг, не более	69

## Магнито - поплавковый указатель уровня

Преимущества:

- высокая точность измерений;
- легкость в эксплуатации;
- область применения поплавкового метода измерения уровня очень широка;
- низкая цена сервисного обслуживания;
- возможность присоединения различных дополнительных функций по требованию.

Магнитный поплавковый индикатор состоит из поплавковой камеры, изготовленной из немагнитного материала и индикатора. Индикатор является

совокупностью роторов, притягивающихся друг к другу за счет встроенного перманентного магнита.

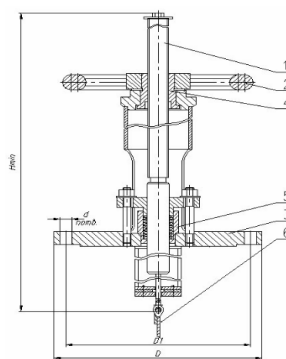
В поплавки также встроены магниты, и когда через нижние клапаны поступает жидкость, то поплавки поднимаются вверх вдоль по камере. Вслед за этим, магнитная сила в поплавке, преодолевая притяжение между роторами, их преобразует. В это время первый ротор и следующий ротор отталкивают друг друга. Поскольку ротор притягивается к поплавку, следующий ротор начинает крутиться.

Таким образом, обеспечивается непрерывная работа установки. При падении жидкости работает тот же принцип. Поскольку ротор окрашен в соответствии с направлением намагниченности, уровень жидкости/газа (в случае измерения общей площади – лёгкая жидкость/тяжёлая жидкость) будет отражаться индикатором. Шаг ротора-индикатора равен 10 мм, и цвет индикации при слое жидкости (либо тяжёлой жидкости) будет красным при достижении 10 мм, при достижении 100 мм – зелёным, воздушный слой (либо лёгкая жидкость) будет отмечена индикацией белого цвета, а положение поверхности жидкости будет отражаться чётко.

### **Механизм управления хлопушкой**

Механизмы управления хлопушкой верхние МУВ-250 предназначен для открывания крышек хлопушек резервуаров и фиксации их в открытом положении. По устойчивости к воздействию климатических факторов внешней среды механизм управления верхний изготавливается в исполнениях У (умеренный климат) и УХЛ (холодный климат с нижним пределом температуры эксплуатации до минус 60 °С), категория размещения 1 по ГОСТу 15150-69.

					Оборудование резервуара	Лист
						17
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		



1 – шток; 2 – маховик; 3 – корпус; 4 – гайка; 5 – направляющая; 6 – трос

Рисунок 15 – Механизм управления хлопушкой

Технические характеристики МУВ-250 приведены в таблице 8.

Таблица 8 – Технические характеристики МУВ-250

Наименование параметра	МУВ-250
Условный проход хлопушек	250
Габаритные размеры, мм, не более:	
высота $H$	1217
диаметр $D$	260
Количество отверстий в присоединительном фланце, $n$	8
Диаметр отверстий во фланце, $d$ , мм	18
Усилие на маховик, кгс, не более	15
Ход винта, мм	548
Масса, кг, не более	25

### Патрубки и вспомогательное оборудование

Патрубок зачистной. Патрубки зачистные ПЗ являются составной частью резервуара и предназначены для зачистки днищ резервуаров для хранения обводнённой нефти. Изготавливается два варианта соединения патрубка с отводом: сварное (ПЗ) и фланцевое (ПЗ1). По устойчивости к воздействию климатических факторов внешней среды патрубки зачистные ПЗ и ПЗ1 изготавливаются в исполнении У и УХЛ категории размещения 1 по ГОСТ 15150-69.

					Оборудование резервуара	Лист
						18
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

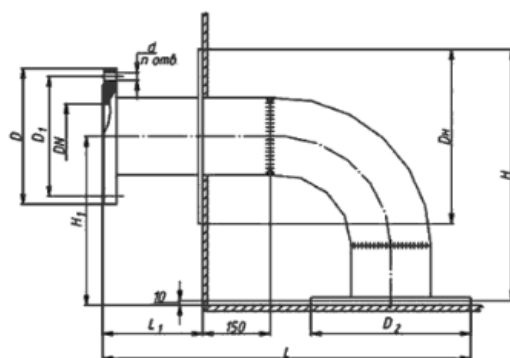


Рисунок 16 – Общий вид патрубка зачистного ПЗ

Таблица 9 – Технические характеристики ПЗ-250

Наименование параметра	ПЗ-250
Условный проход	250
Габаритные размеры, мм, не более:	
высота $H$	815
длина $L$	1050
Присоединительные размеры:	
диаметр окружности $D_1$ , мм	335
диаметр крепежных отверстий $d$ , мм	18
Количество крепежных отверстий $n$ , шт	12
Масса, кг, не более	91

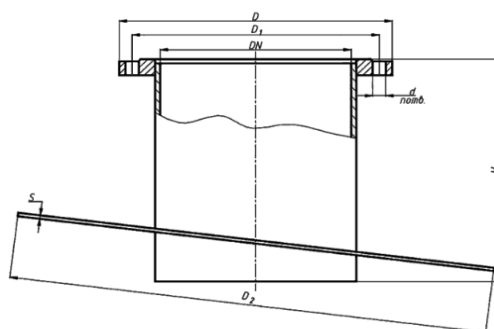


Рисунок 17 – Патрубок монтажный ПМ

Таблица 10 – Технические характеристики ПМ-250

Наименование параметра	ПМ-250
Условный проход	250
Габаритные размеры, мм, не более:	
высота $H$	320
длина $L$	550
Присоединительные размеры:	
диаметр окружности $D_1$ , мм	335
диаметр крепежных отверстий $d$ , мм	8
Количество крепежных отверстий $n$ , шт	12
Масса, кг, не более	32,77

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

Патрубок приемо-раздаточный. Патрубки приёмо-раздаточные ППР являются составной частью резервуара и предназначены для подсоединения запорной арматуры, хлопушек и другого оборудования.

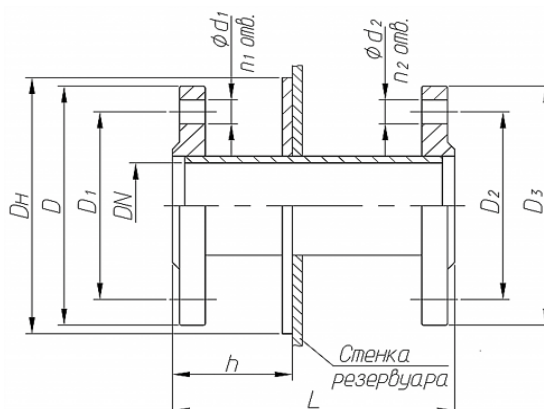


Рисунок 18 – Патрубок приемо-раздаточный ППР

Таблица 11 – Технические характеристики пробоотборника ПСР-11

Обозначение пробоотборника	ПСР-11
Высота резервуара, м	11 - 12
Высота пробоотборника, мм, не более	12100
Масса, кг, не более	180
Длина, мм, не более	700
Ширина, мм, не более	450

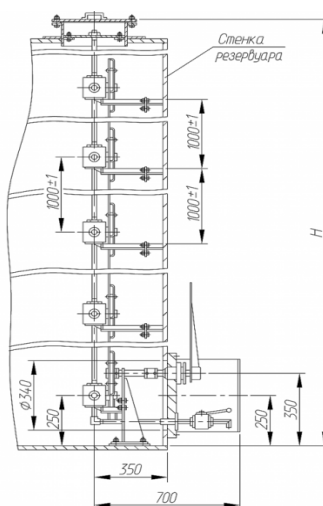


Рисунок 19 – Пробоотборник ПСР

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

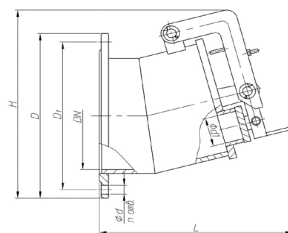


Рисунок 20 – Хлопушка ХП с перепуском

Технические характеристики хлопушки ХП-250 приведены в таблице 12.

Таблица 12 – Технические характеристики ХП-250

Наименование параметра	ХП-250
Диаметр условного прохода	250
Условный проход перепускного отверстия	25
du	
Условное давление, МПа, не более	0,17
Габаритные размеры, мм, не более:	
высота $H$	470
ширина $L$	405
диаметр $D$	370
Присоединительные размеры:	
диаметр окружности $D_1$ , мм	335
диаметр крепежных отверстий $d$ , мм	18
Количество крепежных отверстий $n$ , шт	12
Масса, кг, не более	47

Отдушина — это колпак из алюминиевого сплава. Устанавливают его на резервуарах без дыхательных клапанов.

Нефтепродукты должны поступать в резервуар ниже находящегося в нём остатка. При заполнении порожнего резервуара нефть (нефтепродукты) должна подаваться со скоростью не более 1 м/с до момента заполнения приёмного патрубка или до всплытия понтона (плавающей крыши).

## 2 ПРОЕКТИРОВАНИЕ РЕЗЕРВУАРА

### 2.1 Исходные данные

Необходимо спроектировать резервуар для хранения бензина, выбираем резервуар РВС-2000 м<sup>3</sup>. Исходные данные для проектирования представлены в таблице 13.

Таблица 13 – Исходные данные

Параметры	Данные
Номинальный $V$ резервуара	2000 м <sup>3</sup>
Тип резервуара	РВС
Наименование хранимого продукта	Нефть и светлые нефтепродукты
Район эксплуатации	Ленинградская обл.
Класс опасности	I
Избыточное давление, $P_u$	2 кПа
Вакуум, $P_{\text{вак. п}}$	0,2 кПа
Снеговая нагрузка, $S$	1,8 кПа
Ветровая нагрузка, $P_{\text{вет.}}$	0,15 кПа
Стенка: метод изготовления	Рулонный
Крыша, ее форма	Каркасная коническая
Лестница: конструкция	Шахтная
Модуль упругости, $E$	2,1 · 91 МПа
Коэффициент условий работы $Y_c$	0,8
Коэффициент надежности по нагрузке для хранимой жидкости $Y_{f_1}$	1,1
Коэффициент надежности гидростатического давления $Y_{f_2}$	1,1
Коэффициент для избыточного давления $Y_{f_3}$	1,2
Коэффициент надежности по ветровой нагрузке $Y_{f_4}$	0,5
Параметры	Данные
Коэффициент надежности по снеговой нагрузке $Y_{f_5}$	1,4

					Организационно-техническое обеспечение эксплуатации резервуара вертикального стального типа РВС на примере объекта в Ленинградской обл.			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Панасов С.С.			Проектирование резервуара	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Шадрина А.В.					22	91
Консульт.						Отделение нефтегазового дела Группа 3-2Б71Т		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

## 2.2 Выбор материала конструкции

За расчетную температуру металла принимается наиболее низкое из двух следующих значений [28]:

- минимальная температура складированного продукта;
- температура наиболее холодных суток для данной местности (минимальная среднесуточная температура), повышенная на 5 °С.

Согласно [27], температура наиболее холодных суток с обеспеченностью 0,98 для нефтебазы равна минус 54 °С, поэтому за расчетную температура металла принимаем температуру минус 49 °С.

Согласно таблице выбора материалов, для основных конструкций резервуаров [28] выбираем класс прочности С345 (при Т меньше минус 40 °С и больше или равно минус 50 °С) и марку низколегированной стали 09Г2С ГОСТ 27772-88, как для основных конструкций подгруппы А, так и для подгруппы Б.

Сталь 09Г2С при толщине листа от 4 до 10 мм. имеет предел текучести 345 Н/мм<sup>2</sup>, ударную вязкость KCV – 35 Дж/см<sup>2</sup> при температуре минус 40 °С и временное сопротивление 490 Н/мм<sup>2</sup>.

Углеродный эквивалент стали с пределом текучести 390 МПа и ниже для основных элементов конструкций не должен превышать 0,43. Расчет углеродного эквивалента производится по формуле:

$$C_{\text{экв}} = C + \frac{Mn}{6} + \frac{Si}{24} + \frac{Cr}{5} + \frac{Ni}{40} + \frac{Cu}{13} + \frac{V}{14} + \frac{P}{2}, \quad (2)$$

где  $C, Mn, Si, Cr, Ni, Cu, V, P$  – массовые доли углерода, марганца, кремния, хрома, никеля, меди, ванадия и фосфора по результатам плавочного анализа (ковшовой пробы).

Для стали 09Г2С углеродный эквивалент равен:

$$C_{\text{экв}} = 0,09 + \frac{1,2}{6} + \frac{0,5}{24} + \frac{0,3}{5} + \frac{0,3}{40} + \frac{0,3}{13} + \frac{0,035}{2} = 0,418 \%. \quad (3)$$

По формуле (2) мы видим, что углеродный эквивалент не превышает допустимого значения для сталей с пределом текучести 345 МПа.

					Проектирование резервуара	Лист
						23
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		



Расчетное сопротивление металлопроката для растяжения, сжатия, изгиба и сдвига  $R_y$  определяют с округлением в меньшую сторону до 5 МПа по формуле

$$R_y = R_{yn} \gamma_c \gamma_t / \gamma_m \gamma_n, \quad (4)$$

где  $R_{yn}$  – нормативный предел текучести;

$\gamma_c$  – коэффициент условий работы;

$\gamma_t$  – коэффициент учета температуры эксплуатации;

$\gamma_m$  – коэффициент надежности по материалу;

$\gamma_n$  – коэффициент надежности по назначению.

Для стали 09Г2С расчетное сопротивление рассчитывается по формуле (4), данные о значениях занесены в таблицу 5.

Таблица 14 – Расчетные сопротивления материала

Расчетное сопротивление $R_y$ , МПа	
Для первого пояса	215
Для остальных поясов	250
Для уторного шва	375

### 2.3 Оптимальные размеры резервуара

Согласно [29] выбираем тип резервуара РВС.

Учитываем удобность монтажа и возможность доставки автомобильным транспортом, с длиной полуприцепа 12,5 метров.

Примем высоту резервуара 12 м, как рекомендуемую для возможности рулонирования на механизированных станках.

Листы для рулонирования стенки подбираем высотой 1,5 м, длиной 6 м.

Количество поясов рассчитаем по формуле

$$h_{\text{листа}} = 1,5 \text{ м.}$$

$$N_i = \frac{h_{\text{ст}}}{h_{\text{листа}}} = \frac{12}{1,5} = 8. \quad (5)$$

Радиус резервуара равен:

$$r_2 = \sqrt{\frac{V}{\pi \cdot H_{\text{опт}}}} = \sqrt{\frac{2000}{3,14 \cdot 12}} = 7,28 \text{ м.} \quad (6)$$

Далее определяется длина рулона:

$$L_p = 2 \cdot \pi \cdot r + \tau = 2 \cdot 3,14 \cdot 7,28 + 0,2 = 45,95 \text{ м.} \quad (7)$$

где  $\tau = 0,2$  м.

Затем определяется количество листов в рулоне:

$$N_{\text{листов}} = \frac{L_p}{l} = \frac{45,95}{6} = 7,65, \quad (8)$$

округляем данную величину до 8.

Производим корректировку длины рулона:

$$L_p = N_i^{\text{сбор}} \cdot l = 8 \cdot 6 = 48 \text{ м.} \quad (9)$$

Производим корректировку радиуса рулона:

$$r_2 = \frac{L}{2\pi} = \frac{48}{2 \cdot 3,14} = 7,64 \text{ м.} \quad (10)$$

Корректируем объём резервуара:

$$V = \pi \cdot r_2^2 \cdot H_{\text{опт}} = 3,14 \cdot 7,64^2 \cdot 12 = 2201 \text{ м}^3. \quad (11)$$

Все результаты сведем в таблицу 15.

Таблица 15 – Размеры резервуара

Параметр	Значение
$V, \text{ м}^3$	2201
$H_{\text{опт}}, \text{ м}$	12
$r_2 = r, \text{ м}$	7,64
$L_p, \text{ м}$	48
$N$	8

#### 2.4 Расчет толщины стенки резервуара

Сначала определим уровень максимального разлива нефтепродукта в резервуаре, учетом температурного расширения нефтепродукта [13]:

$$H_M = H - 0,1 = 12 - 0,1 = 11,9 \text{ м.} \quad (12)$$

Вычислим расстояние от поверхности жидкости при максимальном уровне разлива до нижней кромки рассчитываемого пояса:

$$Z_i = H_M - 0,3 - 1,5 \cdot (i - 1), \quad (13)$$

где  $i$  – номер рассчитываемого пояса.

$$Z_1 = 11,9 - 0,3 - 1,5 \cdot (1 - 1) = 11,6 \text{ м.}$$

Далее рассчитаем полное давление на пояса резервуара, учитывая как гидростатическое, так и избыточное:

					Проектирование резервуара	Лист
						25
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$P_i = P_{\text{гидр}} + P_{\text{изб}} = \gamma_{f1} \cdot Z_i \cdot \rho_{\text{нп}} \cdot g + \gamma_{f2} \cdot P_{\text{изб}}, \quad (14)$$

где  $\gamma_{f1}$  и  $\gamma_{f2}$  – коэффициенты надежности по нагрузке, равные 1,1 и 1,2 соответственно;

$g$  – ускорение свободного падения;

$P_{\text{изб}}$  – избыточное давление в газовом пространстве резервуара, по [29] примем равным 2000 Па.

$$P_I = 1,111,610009,81 + 1,22000 = 127575 \text{ Па} = 0,127 \text{ МПа}.$$

Предварительный выбор толщин поясов производится с помощью расчета на эксплуатационные нагрузки и нагрузки от гидроиспытаний.

Расчетная минимальная толщина стенки при эксплуатации:

$$t_{ci} = \frac{P_i \cdot r}{\gamma_c \cdot R_y}, \quad (15)$$

где  $P_i$  – гидростатическое давление в расчетном поясе, Па;

$r$  – радиус резервуара, м;

$\gamma_c$  – коэффициент условия работы для листовых конструкций, равен 0,7 для первого пояса и 0,8 для остальных поясов.

$R_y$  – расчетное сопротивление материала конструкции, Па.

Минимальная расчетная толщина стенки резервуара в каждом поясе для условий гидравлических испытаний:

$$t_{di} = \frac{g \cdot \rho_{\text{в}} \cdot Z_i \cdot r}{\gamma_c \cdot R_y}, \quad (16)$$

где  $\rho_{\text{в}}$  – плотность воды, используемой для гидроиспытаний, примем 1000 кг/м<sup>3</sup>;

$\gamma_c$  – 0,9 для всех поясов резервуара при гидроиспытаниях.

Наименьшая толщина каждого пояса стенки резервуара выбирается из сортаментного ряда таким образом, чтобы разность толщины стенки и минусового допуска на прокат была не меньше максимума из трех величин

$$t - \Delta \geq \max\{t_c + c; t_d; t_k\}, \quad (17)$$

где  $t_k$  минимальная конструктивно необходимая толщина стенки РВС для резервуаров диаметром менее 16 м, эта величина равна 4 мм;

$c$  – припуск на коррозию;

					Проектирование резервуара	Лист
						26
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$\Delta$  – минусовой допуск на прокат листовых конструкций, равен 0,45 мм.

Припуск на коррозию [29] составляет 2,5 мм, так как срок службы проектируемого РВС 25 лет, при коррозии не более 0,1 мм/г.

Минусовой допуск на прокат выбран, исходя из того, что толщина прокатного листа находится в районе от 1500 до 2000 мм и толщина каждого листа также находится в районе от 5-10 мм. Расчеты заносятся в таблицу 16.

Таблица 16 – Расчетные минимальные толщины стенки

№ пояса	$t_c+c$ , мм	$t_o$ , мм	$t_k$ , мм	$t_p$ , мм	$t_p$ , мм (сортамент)
8	3,0	0,4	4	4,5	4,5
7	3,5	0,9	4	4,5	4,5
6	4,0	1,4	4	4,5	4,5
5	4,5	1,9	4	4,9	5
4	5,0	2,4	4	5,5	5,5
3	5,5	2,9	4	6,0	6
2	6,0	3,4	4	6,5	7
1	7,9	4,5	4	8,3	8,5

Кольцевые усилия в каждом поясе:

$$N_i = P_i \cdot r . \quad (18)$$

$$N_1 = P_1 \cdot r = 127,57,64 = 974 \text{ кПа}\cdot\text{м}.$$

Расчётная предельная несущая способность:

$$N_{\text{пред}} = \gamma_c \cdot R_y \cdot t_{pi} , \quad (19)$$

где  $t_{pi}$  – расчетная толщина  $i$ -того пояса.

$$N_{\text{пред}} = \gamma_c \cdot R_y \cdot t_{p1} = 0,9 \cdot 215 \cdot 8,5 = 1600 \text{ кПа}\cdot\text{м}.$$

Полученные данные занесем в таблицу 17.

Таблица 17 – Предельная несущая способность поясов

№ пояса	$N$ , кПа·м	$N_{\text{пред}}$ , кПа·м
8	93	900
7	195	900
6	297	900
5	399	1000
4	500	1100
3	602	1200
2	704	1400
1	974	1600

Для всех поясов резервуара выполняется условие:

$$N < N_{\text{пред}}$$

## 2.5 Расчет стенки на прочность

Проверочный расчет на прочность для каждого пояса стенки резервуара:

$$\sqrt{\sigma_1^2 - \sigma_1 \cdot \sigma_2 + \sigma_2^2} \leq \frac{R_y \gamma_c}{\gamma_n}, \quad (20)$$

где  $\sigma_1$  – меридиональное напряжение (напряжение вдоль образующей);

$\sigma_2$  – кольцевое напряжение.

$\sigma_1$  – меридиональное напряжение с учетом коэффициентов надежности по нагрузки и коэффициентов для основного сочетания нагрузок вычисляется для нижней точки пояса по формуле

$$\sigma_1 = \frac{(1,05 \cdot G_M + 0,95(1,05 \cdot G_0 + 1,2 \cdot G_Y))}{2\pi r t_{pi}} + \frac{(0,9 \cdot 1,4 \cdot S - 0,95 \cdot 1,2 \cdot P_{\text{изб}})r}{2t_{pi}},$$

где  $G_M$  – вес металлоконструкции выше расчетной точки;

$G_0$  – собственный вес покрытия, площадок, ограждения и стационарного оборудования;

$G_Y$  – вес утеплителя выше расчетной точки;

$S$  – показатель снеговой нагрузки для данной местности, равен 1800 Па [22];

$P_{\text{изб}}^H$  – избыточное давление в резервуаре, примем равным 2000 Па [25];

$t_{pi}$  – толщина  $i$ -ого слоя (с вычетом надбавки на коррозии и допуск).

Вес металлоконструкции вычислим по формуле

$$G_M = \gamma_f \cdot 2 \cdot \pi \cdot \rho_M \cdot g \cdot H_{\text{ст},i} \cdot t_i, \quad (21)$$

где  $\rho_M$  – плотность стали, для 09Г2С она равна 7850 т/м<sup>3</sup> [25];

$H_{\text{ст},i}$  – высота стенки выше рассматриваемого уровня;

$\gamma_f$  – коэффициент надёжности по нагрузке для собственного веса металлоконструкций, принимаемый равным 1,05 [25];

$t_i$  – номинальная толщина  $i$ -го пояса стенки.

					Проектирование резервуара	Лист
						28
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$G_M = \gamma_f \cdot 2 \cdot \pi \cdot \rho_M \cdot g \cdot H_{ст,i} \cdot t_i = 1,0523,1478509,81(12-1,5)5,55 = 29591,6 \text{ кг.}$$

Вес стенки определяется для каждого пояса, результаты в таблице 9.

Таблица 9 – Вес стенки для каждого пояса

Пояс	$G_M, \text{т}$
8	1179,4
7	2358,8
6	3538,2
5	6239,5
4	9701,6
3	9124,7
2	21571,9
1	29591,6

Собственный вес покрытия, площадок ограждения и стационарного оборудования

$$G_o = \gamma_f \cdot \pi \cdot r^2 \cdot G_{он} = 1,05 \cdot 3,14 \cdot 7,64^2 \cdot 0,31 = 59709,5 \text{ т,} \quad (22)$$

где  $G_{он}$  – нормативное значение распределенной нагрузки от веса покрытия, площадок ограждения и стационарного оборудования, приближенно может быть определено по обобщенным показателям [14] в зависимости от объема резервуара, принимаем равным 0,31.

$\sigma_2$  – кольцевое напряжение вычисляется для нижней точки каждого пояса по формуле

$$\sigma_2 = \frac{(g \cdot \rho_{нп} \cdot Z_i + 1,2 \cdot P_{изб}) \cdot r}{t_{pi}}, \quad (23)$$

где  $\rho_{нп}$  – плотность нефтепродукта, кг/м<sup>3</sup>;

$Z_i$  – высота столба жидкости, м;

$r$  – радиус резервуара, м;

$t_{pi}$  – толщина рассчитываемой стенки, м;

$P_{изб}$  – избыточное давление паров нефтепродукта, Па.

$$\sigma_2 = \frac{(9,81 \cdot 800 \cdot 1,5 + 1,2 \cdot 2000) \cdot 7,64}{8,5 \cdot 10^{-3}} = 132,3 \text{ Мпа.}$$

Для цилиндрической оболочки должно выполняться следующее условие

$$\sigma_2 \leq \frac{R_y \cdot \gamma_c}{\gamma_n}, \quad (24)$$

где  $\gamma_n$  – коэффициент надежности по назначению, равен 1,05.

Все полученные величины сведем в таблицу 18.

Таблица 18 – Проверка стенки на прочность

№ пояса	$\sigma_1$ , МПа	$\sigma_2$ , МПа	$\frac{R_y \gamma_c}{\gamma_n}$ , МПа	$\sqrt{\sigma_1^2 - \sigma_1 \cdot \sigma_2 + \sigma_2^2}$ , МПа
8	0,79	55,6	190,5	55,2
7	0,80	115,4	190,5	115,0
6	0,82	175,1	190,5	174,7
5	0,65	177,6	190,5	177,2
4	0,55	179,0	190,5	178,8
3	0,49	180,0	190,5	179,8
2	0,41	158,5	190,5	158,2
1	0,35	132,3	143,3	132,1

Как видно из таблицы выше, для всех поясов выполняются неравенства (25) (значения четвертой колонки больше или равны пятой) и (30) (значения четвертой колонки больше или равны третьей), поэтому проверка стенки на прочность прошла успешно в каждом поясе, и корректировки толщины не требуется.

## 2.6 Проверка стенки на прочность при гидроиспытаниях

Проверочный расчет на прочность при гидроиспытаниях для каждого пояса стенки резервуара

$$\sqrt{\sigma_1^2 - \sigma_1 \cdot \sigma_2 + \sigma_2^2} \leq \frac{R_y \gamma_c}{\gamma_n}, \quad (25)$$

где  $\sigma_1$  – меридиональное напряжение (напряжение вдоль образующей);

$\sigma_2$  – кольцевое напряжение.

Меридиональное напряжение с учетом коэффициентов надежности по нагрузки и коэффициентов, а также вес металлоконструкции, собственный вес покрытия, площадок, ограждения и стационарного оборудования вычисляется так же, как и в проверке на прочность при эксплуатации (25-28).

$\sigma_2$  – кольцевое напряжение вычисляется для нижней точки каждого пояса по формуле

					Проектирование резервуара	Лист
						30
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$\sigma_2 = \frac{(g \cdot \rho_{\text{нп}} \cdot Z_i + 1,2 \cdot P_{\text{изб}}) \cdot r}{t_{pi}}, \quad (26)$$

где  $\rho_{\text{нп}}$  – плотность воды, 1000 кг/м<sup>3</sup>;

$Z_i$  – высота столба жидкости, м;

$r$  – радиус резервуара, м;

$t_{pi}$  – толщина рассчитываемой стенки, с вычетом припуска на коррозию и минимального допуска, м;

$P_{\text{изб}}$  – избыточное давление в резервуаре, Па.

Для цилиндрической оболочки должно выполняться следующее условие

$$\sigma_2 \leq \frac{R_y \cdot \gamma_c}{\gamma_n}, \quad (27)$$

где  $\gamma_n$  – коэффициент надежности по назначению, равен 1,05;

$\gamma_c$  – коэффициент условий работы поясов стенки,  $\gamma_c$  в условиях гидроиспытаний 0,9 [29].

Все полученные величины сведем в таблицу 19.

Таблица 11 – Проверка стенки на прочность при гидроиспытаниях

№ пояса	$\sigma_1$ , МПа	$\sigma_2$ , МПа	$\frac{R_y \cdot \gamma_c}{\gamma_n}$ , МПа	$\sqrt{\sigma_1^2 - \sigma_1 \cdot \sigma_2 + \sigma_2^2}$ , МПа
8	0,79	64,99	214,29	64,60
7	0,80	137,48	214,29	137,08
6	0,82	209,97	214,29	209,56
5	0,65	213,57	214,29	213,24
4	0,55	215,75	214,29	215,48
3	0,49	217,22	214,29	216,98
2	0,41	191,33	214,29	191,12
1	0,35	159,86	214,29	159,69

Как видно из таблицы выше, для всех поясов, кроме третьего и четвертого выполняются неравенства (31) (значения четвертой колонки больше или равны пятой) и (33) (значения четвертой колонки больше или равны третьей), поэтому корректируем толщины пояса три и четыре.

$$t_{p4} = 6 \text{ мм}; t_{p3} = 6,5 \text{ мм}.$$



## 2.7 Нагрузки, действующие на резервуар

Определение снеговой нагрузки производят в соответствии с [22].

Полное нормативное значение снеговой нагрузки на горизонтальную проекцию покрытия  $S$  определяется по формуле

$$S = S_g \cdot \mu, \quad (28)$$

где  $S_g = 1,8$  кПа – расчетное значение веса снегового покрова на  $1 \text{ м}^2$  горизонтальной поверхности земли, принимаемое в соответствии [22];

$\mu$  – коэффициент перехода от веса снегового покрова земли к снеговой нагрузке на покрытие, принимаемый в соответствии с [22].

Значение коэффициента  $\mu$  определяется по формуле

$$\mu = \cos 1,8\alpha, \quad (29)$$

$$\mu = 0,99 \cdot 1 = 1.$$

Для пологого сферического покрытия будет слабо меняться вдоль диаметра. Поэтому с целью облегчения расчета купола можно принять  $\cos 1,8\alpha\mu=1,0$  по всему покрытию.

Полное нормативное значение снеговой нагрузки на горизонтальную проекцию покрытия по формуле (28)

$$S = 1,8 \cdot 1 = 1,8 \text{ Па.}$$

Определим значение ветровой нагрузки согласно [22]:

$$P_{\text{вет}} = \gamma_{f \text{ вет}} \cdot w_0 \cdot k \cdot c, \quad (30)$$

где  $\gamma_{f \text{ вет}}$  – коэффициент надежности по нагрузке для ветровой нагрузки, принимаемый при расчете на устойчивость равным 0,5;

$w_0$  – нормативное значение ветрового давления, согласно [22], ;  $w_0 = 0,3$  кПа

$k$  – коэффициент, учитывающий изменение ветрового давления по высоте, согласно пункту [22],  $k = 1$ ;

$c$  – аэродинамический коэффициент,  $c = 1$ ;

Вычислим по формуле (30)

					Проектирование резервуара	Лист
						32
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$P_{\text{вет}} = 0,5 \cdot 300 \cdot 1 \cdot 1 = 150 \text{ Па.}$$

## 2.8 Расчет на устойчивость

Для проверки устойчивости резервуара при статическом нагружении необходимо произвести проверку соотношения:

$$\frac{\sigma_1}{\sigma_{a1}} + \frac{\sigma_2}{\sigma_{a2}} \geq 1, \quad (31)$$

где  $\sigma_{a1}$  – первое (меридиональное) критическое напряжение;

$\sigma_{a2}$  – второе (кольцевое) критическое напряжение.

Первое критическое напряжение определяется по формуле

$$\sigma_{a1} = C_i E \frac{t_{pmin}}{r}, \quad (32)$$

где  $t_{pmin}$  – расчетная толщина самого тонкого пояса стенки резервуара (верхнего).

Коэффициент  $C$  определяется по формуле

$$C_i = 0,085 - \frac{r}{t_{pmin} \cdot 10^5} = 0,085 - \frac{7,643}{4,5 \cdot 10^5} = 0,084. \quad (33)$$

Подставляя значение из формулы (33) в (32):

$$\sigma_{a1} = 0,084 \cdot 200 \cdot 10^9 \frac{0,0045}{7,643} = 9,89 \cdot 10^6 \text{ Па.}$$

Второе критическое напряжение определяется по формуле

$$\begin{aligned} \sigma_{a2} &= 0,55 E \left( \frac{r}{H_r} \right) \left( \frac{t_{pmin}}{r} \right)^{1,5} = \\ &= 0,55 \cdot 200 \cdot 10^9 \left( \frac{7,643}{12} \right) \left( \frac{0,0045}{7,643} \right)^{1,5} = 1 \cdot 10^6 \text{ Па,} \end{aligned} \quad (34)$$

где  $H_r$  – редуцированная высота резервуара, а для резервуара со стационарной крышей  $H_r$  равна полной высоте стенки резервуара  $H_o$ .

Меридиональное напряжение  $\sigma_1$  вычисляется для нижней кромки участка стенки постоянной толщины по формуле

$$\begin{aligned} \sigma_1 &= \frac{(1,05 \cdot G_M + 0,95(1,05 \cdot G_0 + 1,3 \cdot G_Y))}{2\pi r t_p} + \frac{(0,9 \cdot 1,4 \cdot S - 0,95 \cdot 1,2 \cdot P_{\text{изб}}) r}{2t_{pi}} = \\ &= \frac{(1,05 \cdot 33784,6 + 0,95(1,05 \cdot 59709,5 + 1,3 \cdot 0))}{2 \cdot 3,14 \cdot 7,643 \cdot 0,0085} + \\ &+ \frac{(0,9 \cdot 1,4 \cdot 1800 - 0,95 \cdot 1,2 \cdot 2000) \cdot 7,643}{2 \cdot 0,0085} = 227531,5 \text{ Па.} \end{aligned} \quad (35)$$

					Проектирование резервуара	Лист
						33
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Меридиональные напряжения в нижнем поясе стенки резервуара

$$\sigma_2 = \frac{(0,95 \cdot 1,2 P_{\text{бак}} + 0,95 \cdot 0,5 k_i \cdot w) \cdot r}{t_i} = \quad (36)$$

$$= \frac{(0,95 \cdot 1,2 \cdot 250 + 0,95 \cdot 0,5 \cdot 0,75 \cdot 0,534) \cdot 7,643}{0,0085} = 256617,8 \text{ Па,}$$

где  $k_i$  – коэффициент, учитывающий изменение ветрового давления по высоте стенки резервуара для каждого пояса, определяется по [22] для типа местности А;

Подставляя полученные значения в формулу (32), получим:

$$\frac{\sigma_1}{\sigma_{a1}} + \frac{\sigma_2}{\sigma_{a2}} = \frac{227531,5}{9,89 \cdot 10^6} + \frac{256617,8}{1 \cdot 10^6} = 0,28 \leq 1.$$

Сведем все данные, касающиеся толщины стенок в таблицу 20.

Таблица 20 – Толщины стенок резервуара

Пояс	Высота столба продукта,	$\gamma \rho_g \times (H-z)$ ,	$P_{\text{наб.}} \times \gamma_{\text{ж}}$ ,	Полное давление	$t$ , расчетная	$t$ , принятая после расчета на прочность	$t$ , принятая после расчета на устойчивость	Марка стали
	М							
8	1,1	9,7	2,4	12,1	4,5	4,5	4,5	09Г2С
7	2,6	23	2,4	25,4	4,5	4,5	4,5	09Г2С
6	4,1	36,4	2,4	38,8	4,5	4,5	4,5	09Г2С
5	5,6	49,7	2,4	52,1	5	5	5	09Г2С
4	7,1	63	2,4	65,4	5,5	6	6	09Г2С
3	8,6	76,3	2,4	78,7	6	6,5	6,5	09Г2С
2	10,1	89,7	2,4	92,1	7	7	7	09Г2С
1	11,6	103	2,4	91,4	8,5	8,5	8,5	09Г2С

## 2.9 Конструкция и расчет покрытия резервуара

К нагрузкам на покрытие относят:

- собственный вес настила и ребер;
- вакуум;
- снег.

Расчету подлежат элементы цита:

					Проектирование резервуара			Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				34

- настил;
- поперечные ребра;
- радиальные ребра.

Нормативные нагрузки на щит покрытия [29]:

$$g_{\text{щ}} = g_{\text{н}} + g_{\text{б}} + (g_{\text{вак}} + S) \cdot \psi =$$

$$= 0,33 + 0,16 + (0,2 + 1,8) \cdot 0,9 = 2,29 \text{ кН/м}^2, \quad (37)$$

где  $g_{\text{н}}$  – собственный вес радиальных балок и опорных ребер жесткости, 0,33 кН/м<sup>2</sup>;

$g_{\text{б}}$  – собственный вес радиальных балок и поперечных ребер, 0,16 кН/м<sup>2</sup>;

$g_{\text{вак}}$  – собственный вес от вакуума, 0,2 кН/м<sup>2</sup>;

$S$  – снеговая нагрузка, 1,8 кН/м<sup>2</sup>;

$\psi$  – коэффициент сочетания нагрузок, 0,9.

Отметим, что суммарная нормативная нагрузка на щит равна  $g_{\text{щ}}^{\text{н}} = 1,823 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}$ .

## 2.10 Расчет настила

$$\left[ \frac{f}{l_{\text{н}}} \right] = \frac{1}{150},$$

(38)

где  $l_{\text{н}}$  – наибольший пролет настила;

$f$  – поперечное сечение ребра.

Принимая толщину настила  $t_{\text{н}} = 4$  мм  $l_{\text{н}}$  по условиям эксплуатации, по формуле А. Л. Телояна определяют наибольший пролет настила

$$l_{\text{н}} = \frac{4t_{\text{н}}}{15 \left[ \frac{f}{l_{\text{н}}} \right]} \cdot \left( 1 + \frac{72 \cdot E_1}{\left[ \frac{l_{\text{н}}}{f} \right]^4 q_{\text{н}}^{\text{н}}} \right),$$

(39)

где  $q_{\text{н}}^{\text{н}}$  – нормативная погонная нагрузка на полосу настила единичной ширины;

$t_{\text{н}}$  – толщина настила;

$E_1$  – коэффициент, учитывающий сопротивление материала упругой деформации, а также поперечной и продольной относительной деформации.

					Проектирование резервуара	Лист
						35
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Принимаем настил приваренным к радиальным ребрам щитов электродами типа Э42. Предельный относительный прогиб настила [22]:

Коэффициент  $E_1$  рассчитывается по формуле

$$E_1 = \frac{E}{1-\nu^2} = \frac{2,1 \cdot 10^4}{1-0,28^2} = 2,27 \cdot 10^4 \text{ кН/см}^2, \quad (40)$$

где  $E$  – модуль упругости стали;

$\nu$  коэффициент Пуассона.

Расчетная величина собственного веса настила определяется

$$\begin{aligned} g_n^H &= t_n \cdot \rho_{ст} \cdot g = 0,4 \cdot 7,8 \cdot 10^{-3} \cdot 9,8 = \\ &= 0,03 \text{ Н/см}^2 = 0,3 \cdot 10^{-4} \text{ кН/см}^2. \end{aligned} \quad (41)$$

Расчетный вес снегового покрова рассчитывают по формуле

$$g_{сн}^H = 0,7 \cdot S_g \cdot \mu = 0,7 \cdot 1,8 \cdot 10^3 \cdot 1 = 1,26 \cdot 10^{-4} \text{ кН/см}^2. \quad (42)$$

Нормативная погонная нагрузка на полосу настила единичной ширины

по формуле

$$\begin{aligned} q_n^H &= g_n^H + (g_{сн}^H + g_{вак}^H) \cdot \psi \\ &= 0,3 \cdot 10^{-4} + (1,26 \cdot 10^{-4} + 0,2 \cdot 10^{-4}) \cdot 0,9 = \\ &= 1,614 \cdot 10^{-4} \text{ кН/см}^2. \end{aligned}$$

Тогда по формуле (37):

$$l_n = \frac{4 \cdot 0,4 \cdot 150}{15} \cdot \left( 1 + \frac{72 \cdot 2,27 \cdot 10^4}{150^4 \cdot 1,614 \cdot 10^{-4}} \right) = 336,1 \text{ см.}$$

По конструктивным соображениям принимаем расстояние между поперечными ребрами щита, что является пролетом настила  $a$ , равным 1,5 м.

Проверим настил покрытия на прочность по формуле

$$\sigma = \frac{N}{t_n} + \frac{6 \cdot M_{оп}}{t_n^2} \leq \gamma_c \cdot R_{\gamma}, \quad (43)$$

где  $N$  – распор;

$M_{оп}$  – опорный момент.

Нагрузка на расчетную полосу настила за вычетом собственного веса радиальных и поперечных ребер жесткости щитов

$$q_n = g_n + (g_{вак}^H + g_{сн}^H) \cdot \psi = 0,33 + (0,2 + 1,26) \cdot 0,9 = 1,644 \text{ кН/м}^2 \quad (44)$$

Примем стрелку прогиба настила

$$f_0 = \frac{1}{150} \cdot a = \frac{1}{150} \cdot 1,5 = 0,01 \text{ м} = 1 \text{ см}, \quad (45)$$

где  $a$  шаг поперечных ребер жесткости щита.

					Проектирование резервуара	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		36

Распор

$$H = \frac{q_n \cdot a^2}{8 \cdot f_0} - \frac{48 \cdot E_1 \cdot t_n^3}{12 \cdot a^2} = \frac{1,644 \cdot 10^{-4} \cdot 150^2}{8 \cdot 1} - \frac{48 \cdot 2,27 \cdot 10^4 \cdot 0,4^3}{12 \cdot 150^2} = 0,204 \text{ кН/см.}$$

(46)

Коэффициент  $K$

$$K = \sqrt{\frac{12H}{E_1 \cdot t_n^3}} = \sqrt{\frac{12 \cdot 0,204}{2,27 \cdot 10^4 \cdot 0,4^3}} = 0,04 \frac{1}{\text{см.}}$$

(47)

Опорный момент определяется по формуле

$$M_{\text{оп}} = \frac{q_n \cdot a}{2K} = \frac{1,644 \cdot 10^{-4} \cdot 150}{2 \cdot 0,04} = 0,308 \text{ кН.}$$

(48)

Проверка настила на прочность по формуле (41)

$$\sigma = \frac{H}{t_n} + \frac{6 \cdot M_{\text{оп}}}{t_n^2} = \frac{0,204}{0,4} + \frac{6 \cdot 0,308}{0,4^2} = 12,06 \leq 19,7.$$

$$\gamma_c \cdot R_y = 219,05 \cdot 10^6 \cdot 0,9 = 19,7 \text{ кН/см}^2.$$

(49)

Прочность настила обеспечена [22].

## 2.11 Расчет поперечных ребер щита

Предварительно назначим количество щитов в покрытии. Принимая ширину щита у стенки резервуара  $b_0 = 3 \text{ м}$ , требуемое количество щитов определим по формуле

$$n_{\text{щ}} = \frac{\pi \cdot D_p}{b_0} = \frac{3,14 \cdot 15,28}{3} = 16, \quad (50)$$

где  $D_p$  – диаметр резервуара;

$b_0$  – ширина щита у стенки резервуара.

Количество щитов покрытия должно быть кратным четырем. Тогда, соответственно, принимаем число щитов равным  $n_{\text{щ}} = 16$ .

Расчетный пролет поперечного ребра будет равен величине  $b_0$ , т.е.

$$b_0 = l_p = 3 \text{ м.}$$

Равномерно распределенная расчетная нагрузка на поперечное ребро при шаге ребер  $a = 1,5 \text{ м}$  составит

					Проектирование резервуара	Лист
						37
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$q_{p.п} = g_{щ} \cdot a = 2,29 \cdot 1,5 = 3,43 \text{ кН/м.} \quad (51)$$

Нормативная нагрузка

$$q_{p.п}^H = g_{щ}^H \cdot a = 1,823 \cdot 1,5 = 2,73 \text{ кН/м.} \quad (52)$$

Расчетный изгибающий момент:

$$M_{p.п} = \frac{q_{p.п} \cdot l_p^2}{8} = \frac{3,43 \cdot 3^2}{8} = 3,86 \text{ кН} \cdot \text{м.} \quad (53)$$

Требуемый момент сопротивления рассчитывается по формуле

$$W_{тр} = \frac{M_{p.п}}{\gamma_c \cdot R_y} = \frac{3,86 \cdot 10^2}{1 \cdot 21,9} = 17,6 \text{ см}^3. \quad (54)$$

Требуемый момент инерции при предельном относительном прогибе ребра

$$\left[ \frac{f_p}{l_p} = \frac{1}{200} \right]. \quad (55)$$

Требуемый момент инерции определяется по формуле

$$I_{тр} = \frac{5}{384} \cdot \frac{q_{p.п}^H \cdot l_p^3}{E \cdot \left[ \frac{f_p}{l_p} \right]} = \frac{5}{384} \cdot \frac{2,73 \cdot 3^3 \cdot 10^6}{2,19 \cdot 10^4 \cdot [1/200]} = 87,79 \text{ см}^4. \quad (56)$$

Принимаем рекомендуемый швеллер №8  $W_x = 22,4 \text{ см}^3$ ,  $I_x = 89,4 \text{ см}^4$  [30]

## 2.12 Расчет радиальных ребер щита

Пролет радиального ребра, как балки при свободном опирании щита на стенку резервуара и на верхнее центральное кольцо трубчатой стойки равен:

$$r = l_p = \frac{D_p}{2} = 7,64 \text{ м.} \quad (57)$$

Радиальная балка (ребро) щита воспринимает нагрузку по треугольнику (рисунок 2) в соответствии с грузовой площадью и является основным несущим элементом покрытия. Расчетной схемой радиальной балки является обычная двухопорная шарнирно опертая балка.

Максимальная интенсивность нагрузки на радиальное ребро у стенки резервуара по формуле

$$q = g_{щ} \cdot b_0 = 2,29 \cdot 3 = 6,87 \text{ кН/м.} \quad (58)$$

Максимальный расчетный момент:

					Проектирование резервуара	Лист
						38
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$M = \frac{q \cdot r^2}{9 \cdot \sqrt{3}} = \frac{6,97 \cdot 7,64^2}{9 \cdot \sqrt{3}} = 25,74 \text{ кН} \cdot \text{м}.$$

(59)

Требуемый момент сопротивления с учетом развития пластических деформаций:

$$W_{\text{тр}} = \frac{M}{1,12 \cdot \gamma_c \cdot R_y} = \frac{25,74 \cdot 10^2}{1,12 \cdot 1 \cdot 21,9} = 104,96 \text{ см}^3.$$

(60)

Что соответствует двутавру №16.  $W_x = 109 \text{ см}^3$  [30]

Требуемый момент инерции сечения ребра из условия обеспечения жесткости при  $\left[\frac{f}{r}\right] = \frac{1}{200}$  составит:

$$I_{\text{тр}} = \frac{5}{768} \cdot \frac{q_{\text{р.п.}}^{\text{н}} \cdot b_0 \cdot r^3}{E \cdot \left[\frac{f}{r}\right]} = \frac{5}{768} \cdot \frac{1,823 \cdot 10^{-4} \cdot 7,64^3 \cdot 10^6 \cdot 3 \cdot 10^2}{2,19 \cdot 10^4} = 1451 \text{ см}^4. \quad (61)$$

Выберем из сортамента прокатный двутавр №18  $I_{\text{тр}} = 1290 \text{ см}^4$  по [30].

По прочности требуется меньший номер двутавра.

Диаметр центральной стойки принимается по конструктивным соображениям с учетом условий опирания щитов покрытия и использования стойки для рулонирования элементов резервуара [18].

### 2.13 Расчет колец жесткости. Конструкция и расчет днища резервуара

Так как условия на прочность и устойчивость выполняются, то на проектируемый резервуар целесообразно поставить только верхнее ветровое кольцо.

Верхнее ветровое кольцо устанавливается на верхнем поясе стенки резервуара. Рекомендуемая высота установки верхнего ветрового кольца составляет 1,1 - 1,25 м от верха стенки. Сечение верхнего кольца жесткости подбирается из условия действия в нем максимального изгибающего момента  $M$ , который вычисляется по формуле

					Проектирование резервуара	Лист
						39
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		



$$M = 0,0186 \cdot 1,4 \cdot w_0 \cdot k \cdot c \cdot r^2 \cdot H =$$

(62)

$$0,0186 \cdot 1,4 \cdot 0,534 \cdot 0,65 \cdot 0,8 \cdot 7,64^2 \cdot 12 = 5,06 \text{ кН} \cdot \text{м},$$

где  $w_0$  – нормативное значение ветрового давления;

$k$  – коэффициент, учитывающий изменение ветрового давления [22] по высоте равный 0,65;

$c$  – аэродинамический коэффициент равный 0,8.

Днища резервуаров должны иметь коническую форму для удаления подтоварной воды и удобства зачистки резервуаров с уклоном от центра или к центру. Величина уклона 1:100. Допускается применение плоских днищ для РВС объемом до 1000 м<sup>3</sup>.

Днища резервуаров объемом равным или свыше 2000 м<sup>3</sup> должны иметь центральную часть и утолщенное кольцо окрайки.

Для листов окраек применяется та же марка стали, что и для нижнего пояса резервуара или соответствующего ей класса прочности при условии обеспечения их свариваемости. С внешней стороны кольцо из листов окраек должно быть круговой формы. Внутренняя граница окраек может иметь форму правильного многоугольника с числом сторон, равным числу листов окрайки. Радиальная ширина окрайки должна обеспечивать расстояние между внутренней поверхностью стенки и швом приварки центральной части днища не менее 300 мм для резервуаров объемом до 5000 м<sup>3</sup> и 600 мм для резервуаров объемом более 5000 м<sup>3</sup>, но не менее величины, определяемой соотношением:

$$L_0 = 26,22 \cdot \sqrt{r \cdot t_1} = 26,22 \cdot \sqrt{7640 \cdot 8,5} = 6683 \text{ мм}, \quad (63)$$

где  $t_1$  – номинальная толщина первого пояса резервуара.

Принимаем радиальную ширину окрайки равной 300 мм.

Для определения толщины кольцевых окраек необходимо пользоваться [29]. Так как толщина стенки верхнего пояса составляет 4,5 мм, то минимальная толщина кольцевой окрайки должна быть равна шесть мм. При проектировании конструкции днища должны быть учтены следующие требования, [29]. Выступ днища (окраек днища) за внешнюю поверхность стенки – 50-100 мм. Величина

					Проектирование резервуара	Лист
						40
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

нахлеста центральной части днища на кольцо окраек – 60-100 мм. Величина нахлеста листов (полотнищ) центральной части днища между собой – 30-50 мм. Номинальная толщина листов центральной части днища (при наличии кольца окраек или без него), не менее 4 мм. Минимальная толщина остающейся подкладной пластины – 4 мм.

Размеры окраечного кольца днища назначаются из условия прочности узла соединения стенки с днищем с учетом деформированности листа окрайки днища.

Номинальная толщина кольцевых окраек должна быть не менее величины, определяемой по формуле

$$t_b = 0,77 \cdot t_1 = 0,77 \cdot 4,5 = 6,5 \text{ мм}, \quad (64)$$

так как  $t_b$  должно быть не менее 6 мм, то принимаем  $t_b = 7$  мм.

Центральная часть днища выполняется в виде отдельных листов или полотнищ. Ее форма по периметру принимается исходя из условия обеспечения величины нахлеста центральной части днища на кольцо окраек в соответствии с [29]. Номинальная толщина листов центральной части днища должны быть не менее 4 мм, исключая припуск на коррозию.

Центральная часть днища состоит из четного числа рулонизируемых полотнищ шириной до 12 м. Полотнища собирают из листов 2000x8000 мм. Соединяются полотнища между собой внахлестку (размер нахлестки 50...60 мм). Отмечается, что язвенная коррозия в листах днища вызывает наступление предельного состояния вследствие потери герметичности резервуара при образовании сквозного свища. Припуск на коррозию 1-2 мм существенно повышает долговечность резервуара. Вместо применяемых в типовых проектах для днищ листов толщиной 4 и 5 мм рекомендуется использовать листы толщиной 6 мм.

					Проектирование резервуара	Лист
						41
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

### 3 ГИДРАВЛИЧЕСКИЕ РАСЧЕТЫ

#### 3.1 Гидравлический расчет трубопровода: проектируемый резервуар – автомобильная эстакада налива

Проверочный гидравлический расчет всасывающей линии.

Для проверки всасывающей способности насосного агрегата АСЦЛ берем участок от самого удаленного резервуара в проектируемом резервуарном парке до эстакады налива. Характеристики насоса указаны в таблице 13.

Таблица 13 – Насос самовсасывающий 1СЦЛ 20-24Г-М-Л-У2

Параметр	Электродвигатель 18,5 кВт взрывозащищенный
Частота вращения, об/ мин	1450
Подача, м <sup>3</sup> /ч	32
Напор, м	54
Мощность, кВт	18,5
КПД насоса, %	33
Допустимый кавитационный запас, м	1,5
Высота самовсасывания, м	5,5

Выбор насоса определен унификацией запасных частей с применяемыми в данное время на нефтебазе насосными агрегатами АСЦЛ 20-24.

Диаметр трубопровода принимаем по аналогии с существующим 159 мм, толщина стенки 4,5 мм. Нефтепродукт определяем, как топливо дизельное ЕВРО, класс 2, вид III (ДТ-3-К5), как самое вязкое из планируемых к хранению в проектируемом резервуарном парке. Для примера берем характеристики продукта производства АО «ННК-Хабаровский НПЗ» хранимого не нефтебазе в данное время.

Дизельное топливо зимнее выдается с эстакады налива с марта по октябрь месяц. Самый холодный месяц – март. Среднемесячная температура воздуха марта месяца в по СП131.13330.2012 составляет минус 27 °С.

					Организационно-техническое обеспечение эксплуатации резервуара вертикального стального типа РВС на примере объекта в Ленинградской обл.			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Панасов С.С.			Гидравлические расчеты	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Шадрина А.В.					42	91
Консульт.						Отделение нефтегазового дела		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.				Группа 3-2Б71Т		

Характеристики дизельного топлива по паспорту № 4912 АО «ННК-Приморнефтепродукт»:

Плотность фактическая при 20 °С, составляет 803,7 кг/м<sup>3</sup>.

Кинематическая вязкость фактическая при 20°С, составляет 3 мм<sup>2</sup>/с, что равняется 310<sup>-6</sup> м<sup>2</sup>/с.

Вычисляем значение температурной поправки и расчетную плотность дизельного топлива при температуре  $T$  по формулам

$$\xi = 1,825 - 0,001315 \cdot \rho_{293}, \quad (65)$$

$$\xi = 1,825 - 0,001315 \cdot 803,7 = 0,768 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3 \cdot \text{К}},$$

$$\rho_T = \rho_{293} + \xi \cdot (293 - T), \quad (66)$$

$$\rho_T = 803,7 + 0,768 \cdot (293 - 246) = 847,476 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}.$$

Расчетную кинематическую вязкость определяем по формуле Вальтера. По известным значениям вязкости определяем значения эмпирических коэффициентов  $A_v, B_v$  по формулам

$$B_v = \frac{\lg \left[ \frac{\lg(v_2 + 0,8)}{\lg(v_1 + 0,8)} \right]}{\lg T_2 - \lg T_1}, \quad (67)$$

$$A_v = \lg \lg(v_1 + 0,8) - B_v \cdot \lg T_1, \quad (68)$$

$$B_v = \frac{\lg \left[ \frac{\lg(3 + 0,8)}{\lg(4 + 0,8)} \right]}{\lg 293 - \lg 236} = -2,28,$$

$$A_v = \lg \lg(4 + 0,8) - (-2,28) \cdot \lg 236 = 5,39.$$

Расчетная кинематическая вязкость по формуле

$$\nu_T = 10^{10(A_v + B_v \lg T)} - 0,8, \quad (69)$$

$$\nu_T = 10^{10(5,39 - 2,28 \lg 236)} - 0,8 = 9 \text{ сСт.}$$

									Лист
									43
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Гидравлические расчеты				

Внутренний диаметр трубопровода:

$$d = D - 2 \cdot \delta = 0,159 - 2 \cdot 4,5 = 0,150 \text{ мм.} \quad (70)$$

Уточняем скорость на всасывании:

$$V_{\text{вс}} = \frac{4Q}{\pi d_{\text{вс}}^2} = \frac{4 \cdot 32}{3,14 \cdot 0,15^2 \cdot 3600} = 0,5 \text{ м/с.} \quad (71)$$

Рассчитываем гидравлические потери по формуле Дарси-Вейсбаха:

$$h = \lambda \frac{L V^2}{d 2g}, \quad (72)$$

где  $L$  – длина трубопровода, 220 м.

Определяем число Рейнольдса:

$$Re = \frac{Vd}{\nu} = \frac{0,5 \cdot 0,15}{9 \cdot 10^{-6}} = 8388. \quad (73)$$

Находим граничные значения числа  $Re$ :

$$Re_1 = 10 \cdot \frac{d_{\text{н}}}{k_{\text{э}}} = 10 \cdot \frac{0,15}{0,15 \cdot 10^{-3}} = 10000, \quad (74)$$

$$Re_2 = 500 \cdot \frac{d_{\text{н}}}{k_{\text{э}}} = 500 \cdot \frac{0,15}{0,15 \cdot 10^{-3}} = 500000, \quad (75)$$

где  $k = k_{\text{э}}/D$  – относительная шероховатость трубы,

$k_{\text{э}}$  – эквивалентная шероховатость стенки трубы.

Принимаем  $k_{\text{э}}=0,15$  мм трубы стальные с незначительным налетом ржавчины.

Так как  $Re < Re_1$ , режим течения является турбулентным в зоне гидравлически гладких труб.

					Гидравлические расчеты	Лист
						44
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Коэффициент гидравлического сопротивления определим по формуле Блазиуса

$$\lambda = 0,3164/Re^{0,25} = 0,3164/8388^{0,25} = 0,0330. \quad (76)$$

Потери напора во всасывающем трубопроводе

$$h_{вс} = h_{мс} + h_{тр} = \left( \sum \xi + \lambda_{вс} \frac{\vartheta_{вс}}{L_{вс}} \right) \frac{V_B^2}{2g}. \quad (77)$$

Определяем коэффициенты местных сопротивлений [3]:

$$\xi_{кол} = 0,35 + 3,58 \cdot 10^{-3} \cdot e^{(3,56 \cdot 10^{-4} \cdot (150000 \cdot Re))} = \quad (78)$$

$$= 0,35 \cdot 3,58 \cdot 10^{-3} \cdot e^{(3,56 \cdot 10^{-4} \cdot (150000 - 8388))} = 0,86 \text{ – для коллектора,}$$

$$\xi_{комп} = 0,153 + \frac{5964}{Re} = \quad (79)$$

$$= 0,153 + \frac{5964}{8388} = 0,000356 \text{ – для компенсатора,}$$

$$\xi_{диф} = \frac{0,148 \cdot Re}{(Re - 4660)} = \frac{0,148 \cdot 8388}{8388 - 4460} = 0,33 \text{ – для диффузора,} \quad (80)$$

$$\xi_{вх} = 0,5 \text{ – для выхода в ТТП,}$$

$$\xi_{хл} = 0,92 \text{ – для выхода из резервуара с хлопушкой,}$$

$$\xi_{задв} = 0,15 \text{ – для полностью открытой задвижки,}$$

$$\xi_{90} = 0,5 \text{ – для отвода } 90^\circ,$$

$$\xi_{фт} = 2,2 \text{ – для фильтра,}$$

$$\xi_{тр} = 3 \text{ – для тройника,}$$

$$\xi_{ок} = 1,5 \text{ – для обратного клапана,}$$

$$\xi_{нас} = 1 \text{ – для входа в насос,}$$

$$\xi_{вых} = 1 \text{ – для выхода из трубопровода,}$$

$$\sum \xi = 3 \cdot \xi_{вх} + \xi_{хл} + 4 \cdot \xi_{задв} + 3 \cdot \xi_{кол} + \xi_{фт} + \xi_{комп} + \xi_{диф} + 2 \cdot \xi_{тр} + \xi_{ок} +$$

$$\xi_{нас} + \xi_{вых} + 10 \cdot \xi_{90} \quad (81)$$

					Гидравлические расчеты	Лист
						45
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$= 3 \cdot 0,5 + 0,92 + 4 \cdot 0,15 + 3 \cdot 0,000356 + 2,2 + 0,86 + 0,33 + 2 \cdot 3 + 1,5 + 1 + 1 + 10 \cdot 0,5 = 20,911.$$

По (70) находим

$$h_{\text{вс}} = (20,91 + 0,033 \cdot 220/0,15) \cdot \frac{0,5^2}{2 \cdot 9,8} = 0,827 \text{ м.}$$

Найденные потери на всасывающей линии трубопровода в дальнейшем мы используем для проверки безкавитационной работы насоса.

### 3.2 Проверка всасывающей способности насоса

Высота всасывания насосов ограничивается возможностью возникновения кавитации. Кавитация начинается, когда давление на входе в рабочее колесо насоса становится меньше давления насыщенных паров жидкости при данной температуре.

Условием нормальной работы насосов является соблюдение условий:

$$\frac{P_{\text{min}}}{\rho g} \geq \frac{P_t}{\rho g}. \quad (82)$$

Для устойчивой работы насоса требуется иметь так называемый кавитационный запас  $\Delta h_{\text{доп}}$ , который представляет собой превышение полного напора жидкости во входном патрубке над удельной энергией насыщенных паров при температуре перекачки. Из паспорта насоса принимаем  $\Delta h_{\text{доп}} = 5$  м.

$$\Delta h = \frac{P_a - P_t}{\rho g} - h_{\text{вс}} - (\pm \Delta Z), \quad (83)$$

где  $P_a$  – абсолютное давление над свободной поверхностью жидкости в резервуаре, Па;

					Гидравлические расчеты	Лист
						46
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$P_t$  – давление насыщенных паров жидкости, Па;

$h_{вс}$  – потери напора во всасывающей линии, м;

$\pm\Delta Z$  – разность геометрических высот насоса и уровня жидкости в приемном резервуаре, м.

$$\Delta h = \frac{0,1 \cdot 10^6 - 20 \cdot 10^3}{801 \cdot 9,8} - 0,827 + 2 = 11,36 \text{ м,}$$

$$\Delta h_{доп} = 5 \text{ м.}$$

Так как  $\Delta h > \Delta h_{доп}$  значит всасывание насосом и безкавитационная работа обеспечены.

Условия нормальной работы технологического трубопровода и насоса для перекачки дизельного топлива ДТ-З-К5 выполняются.

					Гидравлические расчеты	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		47



## 5 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

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

Экономически выгодная эксплуатация резервуара не может быть обеспечена без должного наблюдения за техническим состоянием и своевременным устранением неполадок. Резервуары, как и любой технический объект, имеют свой ресурс и каждое предприятие стремится повысить экономическую эффективность производства товаров или услуги с наименьшими издержками, что означает отсутствие потерь в использовании ресурсов.

### 5.1. Потенциальные потребители результатов исследования

Продукт: Резервуар вертикальный стальной.

Целевой рынок: нефтегазовый сектор страны экономики страны – нефтедобывающие, нефтетранспортные и нефтесервисные компании.

					Организационно-техническое обеспечение эксплуатации резервуара вертикального стального типа РВС на примере				
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	объекта в Ленинградской обл.				
Разраб.		Панасов С.С.			Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лит.	Лист	Листов	
Руковод.		Шадрина А.В.					48	91	
Консульт.					Отделение нефтегазового дела Группа 3-2Б71Т				
Рук-ль ООП		Брусник О.В.							

Таблица 1 – Потенциальные потребители

		Вид исследования		
		Расчет РВС	3D модель и анализ работы РВС	Конструирование РВС
Размер компании	Крупные			
	Средние			
	Малые			

- ПАО «Транснефть»

- Институт "ТатНИПИнефть" ПАО "Татнефть" им. В.Д. Шашина

- АО "ТомскНИПИнефть"

В различных исследованиях резервуар вертикальный стальной необходим в основном крупным компаниям, так как данный резервуар прост в сборке и обслуживании. Крупным компаниям важна простота и долговечность. Для каждого резервуарного парка используют оборудование с разными техническими характеристиками. 3D модель имеет не мало важную роль для конструирования РВС, так как при создании трехмерной модели, в специальных программах, типа Ansys, можно смоделировать отклонение от вертикали и посмотреть, как он будет вести себя в рабочем режиме, где будут максимальные нагрузки. На основе расчетов и трехмерной модели ведется конструирование, учитываются все просчеты.

## 5.2 Анализ конкурентных технических решений

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

Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения позволяет провести оценку сравнительной эффективности научной разработки и определить направления для ее будущего повышения. Целесообразно проводить данный анализ с помощью оценочной карты.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		49

Таблица 2 – Сравнение конкурирующих технических решений

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Б <sub>ф</sub>	Б <sub>к1</sub>	Б <sub>б</sub>	К <sub>ф</sub>	К <sub>к1</sub>	К <sub>б</sub>
<b>Технические критерии оценки ресурсоэффективности</b>							
1. Срок службы	0,13	3	2	2	0,39	0,26	0,26
2. Ремонтпригодность	0,1	4	2	3	0,4	0,2	0,3
3. Надежность	0,12	3	3	3	0,36	0,36	0,36
4. Простота ремонта	0,1	3	2	1	0,3	0,2	0,1
5. Удобство в эксплуатации	0,08	4	3	3	0,32	0,24	0,24
6. Уровень шума	0,11	4	3	3	0,44	0,33	0,33
<b>Экономические критерии оценки эффективности</b>							
1. Конкурентоспособность продукта	0,03	4	3	2	0,12	0,09	0,06
2. Уровень проникновения на рынок	0,08	4	2	3	0,32	0,16	0,24
3. Цена	0,1	3	3	3	0,3	0,3	0,3
4. Предполагаемый срок эксплуатации	0,07	4	4	4	0,28	0,28	0,28
5. Послепродажное обслуживание	0,06	4	3	3	0,24	0,18	0,18
6. Наличие финансирования поставщиками оборудования	0,02	2	3	2	0,04	0,06	0,04
<b>Итого</b>	<b>1</b>	<b>43</b>	<b>33</b>	<b>32</b>	<b>3,51</b>	<b>2,66</b>	<b>2,69</b>

*Примечание:*

*Б<sub>ф</sub> – Резервуар вертикальный стальной;*

*Б<sub>к1</sub> – Резервуар вертикальный стальной с понтоном;*

*Б<sub>б</sub> – Резервуар вертикальный стальной с плавающей крышей.*

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

### 5.3 SWOT – анализ

В первом этапе обычно описываются сильные и слабые стороны проекта, а также возможности и угрозы для реализации проекта, которые проявились или могут появиться в его внешней среде.

Результаты первого этапа SWOT-анализа:

Составляем итоговую матрицу SWOT-анализа (таблица 3).

Таблица 3 – Матрица SWOT

	<b>Сильные стороны научно-исследовательского проекта:</b> С1. Высокая экономичность технологии; С2. Экономичность технологии; С3. Повышение безопасности производства; С4. Уменьшение затрат на ремонт оборудования.	<b>Слабые стороны научно-исследовательского проекта:</b> Сл1. Трудность внедрения функции; Сл2. Отсутствие на предприятии собственного специалиста, способного произвести внедрение функции.
<b>Возможности:</b> В1. Повышение эффективности работы предприятия за счет модернизации; В2. Сокращение расходов; В3. Качественное обслуживание потребителей; В4. Сокращение времени простоев.	- Достижение повышения производительности агрегатов; - Исключение поломок оборудования в результате сбоев в электроснабжении; - Своевременная поставка нефти и природного газа потребителям.	1. Поиск заинтересованных лиц; 2. Разработка научного исследования; 3. Принятие на работу квалифицированного специалиста; 4. Переподготовка имеющихся специалистов.
<b>Угрозы:</b> У1: Отсутствие спроса на новые производства; У2: Снижение бюджета на разработку; У3: Высокая конкуренция в данной отрасли.	1. Отсутствие спроса на новые технологии производства; 2. Доработка проекта; 3. Сложность реализации проекта.	1. Приобретение необходимого оборудования опытного испытания; 2. Остановка проекта; 3. Проведения других проектов.

#### 5.4 Планирование научно-исследовательских работ

Структура работ в рамках научного исследования Планирование комплекса предполагаемых работ осуществляется в следующем порядке:

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

В данном разделе необходимо составить перечень этапов и работ в рамках проведения научного исследования, провести распределение исполнителей по видам работ. Примерный порядок составления этапов и работ, распределение исполнителей по данным видам работ приведен в таблице 4.

Определение трудоемкости выполнения работ Трудовые затраты в большинстве случаев образуют основную часть стоимости разработки, поэтому

важным моментом является определение трудоемкости работ каждого из участников научного исследования.

Таблица 4 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей.

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

Трудоемкость выполнения научного исследования оценивается экспертным путем в человеко-днях и носит вероятностный характер, т.к. зависит от множества трудно учитываемых факторов. Для определения, ожидаемого (среднего) значения трудоемкости  $t_{ожі}$  используется следующая формула:

$$t_{ожі} = \frac{2t_{mini} + 2t_{maxi}}{5}, \quad (1)$$

где  $t_{ожі}$  – ожидаемая трудоемкость выполнения  $i$ -ой работы чел.-дн.;  
 $t_{mini}$  – минимально возможная трудоемкость выполнения заданной  $i$ -ой работы (оптимистическая оценка: в предположении наиболее благоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн.;  
 $t_{maxi}$  – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной  $i$ -ой работы (пессимистическая оценка: в предположении наиболее неблагоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн.

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

$$T_{pi} = \frac{t_{ожi}}{Ч_i}, \quad (2)$$

где  $T_{pi}$  – продолжительность одной работы, раб. дн.;  
 $t_{ожi}$  – ожидаемая трудоемкость выполнения одной работы, чел.-дн.;  
 $Ч_i$  – численность исполнителей, выполняющих одновременно одну и ту же работу на данном этапе, чел.

### Разработка графика проведения научного исследования

Наиболее удобным и наглядным является построение ленточного графика проведения научных работ в форме диаграммы Ганта. Диаграмма Ганта – горизонтальный ленточный график, на котором работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ. Для удобства построения графика, длительность каждого из этапов работ из рабочих дней следует перевести в календарные дни. Для этого необходимо воспользоваться следующей формулой:

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot K_{кал}, \quad (3)$$

где  $T_{ki}$  – продолжительность выполнения  $i$ -й работы в календарных днях;  
 $T_{pi}$  – продолжительность выполнения  $i$ -й работы в рабочих днях;  
 $K_{кал}$  – коэффициент календарности.

Коэффициент календарности определяется по следующей формуле:

$$K_{кал} = \frac{T_{кал}}{T_{кал} - T_{вых} - T_{пр}}, \quad (4)$$

где  $365 T_{кал} = 365$  – количество календарных дней в году;  
 $T_{вых} = 66$  – количество выходных дней в году;  
 $T_{пр} = 15$  – количество праздничных дней в году.

$$K_{кал} = \frac{365}{365 - 66 - 15} = 1,28.$$

Рассчитанные значения в календарных днях по каждой работе  $T_{ki}$  округляем до целого числа.

Все рассчитанные значения сведены в таблице 5.

Таблица 5 – Временные показатели проведения научного исследования

Название работы	Трудоемкость работ			Исполнители	Длительность работ в рабочих днях, $T_{pi}$	Длительность работ в календарных днях, $T_{ki}$
	$t_{min}$ , чел-дни	$t_{max}$ , чел-дни	$t_{ож}$ , чел-дни			

Календарное планирование работ по теме	3	6	4,2	Руководитель, Исполнитель	2	3
Составление и утверждение тех. задания	1	3	1,8	Руководитель	2	3
Подбор и изучение материалов по теме	10	15	12	Исполнитель	12	18
Согласование материалов по теме	5	8	6,2	Руководитель	6	9
Проведение теоретических расчетов и обоснование	6	18	10	Исполнитель	10	15
Проектирование 3D модели резервуара и оценка результатов исследования	6	17	10,4	Руководитель Исполнитель	9	11
Составление пояснительной записки	7	16	11,4	Руководитель, Исполнитель	6	9

На основе таблицы 5 строим план график, представленный в таблице 6.

Таблица 6 - Календарный план график проведения НИР по теме

№	Вид работ	Исполнители	Т <sub>кi</sub> кал. дни	Продолжительность выполнения работ													
				Фев.		Март			Апрель			Май					
				2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3			
1	Составление и утверждение тех. задания	Р	3	■													
2	Подбор и изучение материалов по теме	И	18	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
3	Согласование материалов по теме	Р	9				■	■									
4	Календарное планирование работ по теме	Р, И	3						■	■							
5	Проведение теоретических	И	15								■	■	■	■	■	■	■

	расчетов и обоснование																		
6	Проектирование 3D модели резервуара	И	10																
7	Оценка результатов исследования и оценка результатов исследования	Р, И	11																
8	Составление пояснительной записки	Р, И	9																

Руководитель  
 Исполнитель

Планирование бюджета позволяет оценить затраты на проведение исследования до его фактического начала и позволяет судить об экономической эффективности работы. В данном разделе подсчитываются следующие статьи расходов: материальные затраты; амортизационные отчисления; заработная плата исполнителей; отчисления во внебюджетные фонды; накладные расходы.

Материальные затраты включают затраты на изготовление опытного образца. Все необходимое спецоборудование и затраты на его приобретение представлены в таблице 7.

Таблица 7 – Смета затрат на реализацию проекта

Оборудование	Кол-во, шт.	Цена за шт., руб.	Стоимость комплекта, руб.
Резервуар вертикальный стальной (при исполнении 1)	1	850000,00	850000,00
Резервуар вертикальный стальной с понтоном (при исполнении 2)	1	1250000,00	1250000,00
Резервуар вертикальный стальной с плавающей крышей (при исполнении 3)	1	1200000,00	1200000,00
Люк лаз ЛЛ-600 (или люк лаз овальный ЛЛ 600x900) в первом поясе стенки	1	16301,30	16301,30
Люк световой ЛС-500	1	83751,36	83751,36
Клапан дыхательный с огнепреградителем КДС1500/250	2	15778,16	31556,32



Огнепреградитель ОП-500 ААН	1	80012,46	80012,46
Патрубки вентиляционные ПВ-500	1	80984,57	80984,57
Патрубок приемнораздаточный ППР-400	1	18470,17	18470,17
Патрубок монтажный ПМ500	1	46287,58	46287,58
Генератор пены ГПСС-2000	2	10917,59	21835,18
Кран сифонный КС-80	1	58625,95	58625,95
Пробоотборник секционный ПСР	1	40081,01	40081,01
Механизм управления хлопушкой МУ-2	1	160270,99	160270,99
Патрубок монтажный ПМ150	3	882,56	2647,68
Хлопушка ХП-400	1	81283,69	81283,69
<b>Итого:</b>			
При исполнении 1: 2872108,56			
При исполнении 2: 3272108,56			
При исполнении 3: 3222108,56			

Для проведения научного исследования нам необходим компьютер, с установленными на него специальными программами и с нужным нам программным обеспечением.

Затраты на покупку компьютера:

$$З = d_k + d_{no} = 55000,00 + 5000,00 = 60000,0 \quad (5)$$

где  $d_k$  – стоимость компьютера;  
 $d_{no}$  – стоимость программного обеспечения.

Установка специальных программ для исследования и моделирования объекта производится бесплатно.

Срок полезного использования материальных затрат (оборудования) примем равным 5 лет.

Норма амортизации  $H_A$  рассчитывается как:

$$H_A = \frac{1}{T} \cdot 100\%, \quad (6)$$

где  $T$  – срок полезного использования, лет.

Если принять срок полезного использования равным 3 годам, тогда норма амортизации  $H_A$ :

$$H_A = \frac{1}{5} \cdot 100\% = 0,02. \quad (7)$$

Годовые амортизационные отчисления:

При исполнении 1:  $2872108,56 \cdot 0,02 = 57442,17$  руб.

При исполнении 2 и 3:  $3272108,56 \cdot 0,02 = 65442,17$  руб.

Ежемесячные амортизационные отчисления:

При исполнении 1:  $57442,17/12=4786,85$  руб.

При исполнении 2 и 3:  $65442,17/12=5453,51$  руб.

Итоговая сумма амортизации основных средств:

При исполнении 1:  $4786,85 \cdot 5 = 23934,24$  руб.

При исполнении 2 и 3:  $5453,51 \cdot 5 = 27267,55$  руб.

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

Таблица 8 – Расчет основной заработной платы

№	Наименование этапов	Исполнители по категориям	Трудоемкость, чел.-дн.			Заработная плата, приходящаяся на один чел.-дн., тыс. руб.	Всего заработная плата по тарифу, тыс. руб.		
			Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3		Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3
1	Календарное планирование работ по теме	Руководитель Исполнитель	2	3	2	1,16	2,32	3,48	2,32
2	Выбор темы исследований	Руководитель	7	9	8	0,93	6,51	8,37	7,44
3	Составление и утверждение тех. задания	Руководитель	2	2	2	0,93	1,86	1,86	1,86

4	Подбор и изучение материалов по теме	Исполнитель	12	12	12	0,23	2,76	2,76	2,76
5	Проведение теоретических расчетов и обоснование	Исполнитель	8	9	9	0,23	1,84	2,07	2,07
6	Проектирование 3D модели 4резервуара	Исполнитель	6	9	8	0,23	1,38	2,07	1,84
7	Оценка результатов исследования	Руководитель Исполнитель	4	5	6	1,16	4,64	5,8	6,96
8	Составление пояснительной записки	Руководитель Исполнитель	5	5	5	1,16	5,8	5,8	5,8
<b>Итого:</b>							<b>27,1</b>	<b>32,21</b>	<b>31,05</b>

Настоящая статья включает основную заработную плату работников, непосредственно занятых выполнением научно-технического исследования, (включая премии, доплаты) и дополнительную заработную плату:

$$Z_{\Pi} = Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}, \quad (11)$$

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

$Z_{\text{доп}}$  – дополнительная заработная плата (12-20 % от  $Z_{\text{осн}}$ ).

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

$$Z_{\text{осн}} = T_p + Z_{\text{дн}}, \quad (12)$$

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

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

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

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{\text{дн}} = Z_{\text{м}} * M / F_{\text{д}} = 51413 * 10,1 / 185 = 2661 \text{ руб.} \quad (13)$$

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

$M$  – количество месяцев работы без отпуска в течение года: при отпуске в 24 раб. дня  $M = 11,2$  месяца, 5-дневная неделя; при отпуске в 48 раб. дней  $M = 10,4$  месяца, 6-дневная неделя;

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

Таблица 9 – Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени					Руководитель	Исполнитель
-----------------------------	--	--	--	--	--------------	-------------

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		58

Календарное число дней	365	365
Количество нерабочих дней: - выходные - праздничные	118	118
Потери рабочего времени: - отпуск - невыходы по болезни	62	72
Действительный годовой фонд рабочего времени	185	175

Месячный должностной оклад работника:

$$Z_m = Z_{tc} * (1 + k_{np} + k_p) = 23264 * (1 + 0,3 + 0,4) * 1,3 = 51413 \quad (14)$$

где  $Z_{tc}$  – заработная плата по тарифной ставке, руб.;

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

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

$k_p$  – районный коэффициент, равный 1,3.

Тарифная заработная плата  $Z_{tc}$  находится из произведения тарифной ставки работника 1-го разряда  $T_{ci} = 600$  руб. на тарифный коэффициент  $k_T$  и учитывается по единой для бюджетной организации тарифной сетке. Для предприятий, не относящихся к бюджетной сфере, тарифная заработная плата (оклад) рассчитывается по тарифной сетке, принятой на данном предприятии. За основу оклада берется ставка работника ТПУ, согласно занимаемой должности. Из таблицы окладов для доцента (степень – кандидат наук) – 23264 руб., для ассистента (степень отсутствует) – 14584 руб.

Таблица 10 – Расчет основной заработной платы для исполнения 1

Исполнители	$Z_{tc}$ , тыс. руб.	$k_{np}$	$k_d$	$k_p$	$Z_m$ , тыс. руб.	$Z_{дн}$ , тыс. руб.	$T_p$ , тыс. руб.	$Z_{осн}$ , тыс. руб.
Руководитель	23264	0,3	0,4	1,3	51413	2,674	20	53,48
Исполнитель	14584	0	0	1,3	18959	1,126	37	41,66
<b>Итого:</b>								<b>95,14</b>

Таблица 11 – Расчет основной заработной платы для исполнения 2

Исполнители	$Z_{tc}$ , тыс. руб.	$k_{np}$	$k_d$	$k_p$	$Z_m$ , тыс. руб.	$Z_{дн}$ , тыс. руб.	$T_p$ , тыс. руб.	$Z_{осн}$ , тыс. руб.
Руководитель	23264	0,3	0,4	1,3	51413	2,674	24	64,18
Исполнитель	14584	0	0	1,3	18959	1,126	43	48,41
<b>Итого:</b>								<b>91,59</b>

Таблица 12 – Расчет основной заработной платы для исполнения 3

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		59

Исполнители	З <sub>те</sub> , тыс. руб.	k <sub>пр</sub>	k <sub>д</sub>	k <sub>р</sub>	З <sub>м</sub> , тыс. руб.	З <sub>дн</sub> , тыс. руб.	Т <sub>р</sub> , тыс. руб.	З <sub>осн</sub> , тыс. руб.
Руководитель	23264	0,3	0,4	1,3	51413	2,674	28	74,87
Исполнитель	14584	0	0	1,3	18959	1,126	49	55,17
<b>Итого:</b>								<b>130,04</b>

### *Дополнительная заработная плата исполнителей*

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

$$Z_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} * Z_{\text{осн}} = 0,13 * 53480 = 6952 \text{ руб.}, \quad (14)$$

$$Z_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} * Z_{\text{осн}} = 0,13 * 41660 = 5416 \text{ руб.},$$

где  $k_{\text{доп}}$  – коэффициент дополнительной заработной платы (на стадии проектирования принимается равным 0,12 – 0,15).

Для исполнения 2 расчет дополнительной заработной платы составит:

$$Z_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} * Z_{\text{осн}} = 0,13 * 64180 = 8343 \text{ руб.},$$

$$Z_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} * Z_{\text{осн}} = 0,13 * 48410 = 6293 \text{ руб.},$$

Для исполнения 3 расчет дополнительной заработной платы составит:

$$Z_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} * Z_{\text{осн}} = 0,13 * 74870 = 9733 \text{ руб.},$$

$$Z_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} * Z_{\text{осн}} = 0,13 * 55170 = 7172 \text{ руб.},$$

### *Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)*

Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется исходя из следующей формулы:

$$Z_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} * (Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}) = 0,22 * (53480 + 6952) = 16377 \text{ руб.}, \quad (15)$$

где  $k_{\text{внеб}}$  – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд обязательного медицинского страхования и пр.). На 2021 г. в гл. 34 НК РФ установлен размер страховых взносов равный 22%.

Таблица 13 – Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель					Основная заработная плата, тыс. руб	Дополнительная заработная плата, тыс. руб
					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3
Руководитель	53,480	64,180	74,870	6,952	8,343	9,733
Исполнитель проекта	41,660	48,410	55,170	5,416	6,293	7,171
Коэффициент отчислений во внебюджетные фонды	0,271					
<b>Итого:</b>						
<b>Исполнение 1</b>	<b>Исполнение 2</b>		<b>Исполнение 3</b>			
<b>29,134</b>	<b>34,478</b>		<b>39,822</b>			

### *Прочие расходы*

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

### *Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта*

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

Таблица 14 – Расчет бюджета затрат НТИ

Наименование статьи	Сумма, руб. (исполнение 1)	Сумма, руб. (исполнение 2)	Сумма, руб. (исполнение 3)	Примечание
1. Материальные затраты	2872108	3272108	3222108	
2. Затраты на амортизацию	23934	27268	27268	
3. Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	95140	91590	130040	
4. Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы	12368	14636	16905	
5. Отчисления во внебюджетные фонды	29134	34478	39822	

6. Затраты на покупку компьютера	28000	28000	28000	
7. Прочие расходы	24000	24000	24000	
8. Бюджет затрат НТИ	3084684	3506080	3488143	Сумма ст. 16

### 5.5 Определение ресурсоэффективности проекта

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

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

Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп}i} = \Phi_{ri} / \Phi_{\text{max}} \quad (16)$$

где  $I_{\text{финр}}^{\text{исп}i}$  – интегральный финансовый показатель разработки;

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

$\Phi_{\text{max}}$  – максимальная стоимость исполнения научно-исследовательского проекта (в т.ч. аналоги).

Для 1-ого варианта имеем:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп}1} = 3060750 / 3485812 = 0,878.$$

Для 2-ого варианта имеем:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп}2} = 3485812 / 3485812 = 1.$$

Для 3-ого варианта исполнения имеем:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп}3} = 3460875 / 3485812 = 0,993.$$

Полученная величина интегрального финансового показателя разработки отражает соответствующее численное увеличение бюджета затрат разработки в размах (значение больше единицы), либо соответствующее численное удешевление стоимости разработки в размах (значение меньше единицы, но больше нуля).

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		62

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

$$I_{pi} = \sum a_i * b_i, \quad (17)$$

где  $I_{pi}$  – интегральный показатель ресурсоэффективности;

$a_i$  – весовой коэффициент разработки;

$b_i$  – балльная оценка разработки, устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания.

Рассчитываем показатель ресурсоэффективности:

$$I_p - \text{исп 1} = 0,1 * 5 + 0,15 * 4 + 0,15 * 5 + 0,2 * 5 + 0,25 * 4 + 0,15 * 5 = 4,6$$

$$I_p - \text{исп 2} = 0,1 * 4 + 0,15 * 3 + 0,15 * 3 + 0,2 * 3 + 0,25 * 4 + 0,15 * 4 = 3,5$$

$$I_p - \text{исп 3} = 0,1 * 4 + 0,15 * 4 + 0,15 * 3 + 0,2 * 5 + 0,25 * 4 + 0,15 * 3 = 3,9$$

Таблица 15 – Сравнительная оценка характеристик проекта

Критерии	Весовой коэф.	Резервуар вертикальный стальной (исп. 1)	Резервуар вертикальный стальной с понтоном (исп. 2)	Резервуар вертикальный стальной с плавающей крышей (исп. 3)
1. Безопасность	0,1	5	4	4
2. Удобство в эксплуатации	0,15	4	3	4
3. Срок службы	0,15	5	3	3
4. Ремонтопригодность	0,20	5	3	5
5. Надёжность	0,25	4	4	4
6. Материалоёмкость	0,15	5	4	3
<b>Итого:</b>	<b>1</b>	<b>4,6</b>	<b>3,05</b>	<b>3,9</b>

Интегральный показатель эффективности вариантов исполнения разработки ( $I_{испi}$ ) определяется на основании интегрального показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по формуле:

$$I_{исп.1} = \frac{I_{p-исп1}}{I_{финр}}; I_{исп.2} = \frac{I_{p-исп2}}{I_{финр}}; I_{исп.3} = \frac{I_{p-исп3}}{I_{финр}}; \quad (18)$$

$$I_{исп1} = 5,24; I_{исп2} = 3,05; I_{исп3} = 3,93;$$

Сравнение интегрального показателя эффективности вариантов исполнения разработки позволит определить сравнительную эффективность



проекта и выбрать наиболее целесообразный вариант из предложенных. Сравнительная эффективность проекта ( $\mathcal{E}_{срi}$ ):

$$\mathcal{E}_{срi} = \frac{I_{исп i}}{I_{исп min}} \quad (19)$$

$$\mathcal{E}_{ср1} = 1,72; \mathcal{E}_{ср2} = 1; \mathcal{E}_{ср3} = 1,29;$$

Таблица 16 – Сравнительная эффективность разработки

№ п/п	Показатели	Исп.1	Исп.2	Исп.3
1	Интегральный финансовый показатель разработки	0,878	1	0,993
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4,6	3,05	3,9
3	Интегральный показатель эффективности	5,24	3,05	3,93
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	1,72	1	1,29

### Выводу по разделу

#### «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Сравнительная оценка характеристик проекта в трех исполнениях: резервуар вертикальный стальной (исполнение 1) резервуар вертикальный стальной с понтоном (исполнение 2), резервуар вертикальный стальной с плавающей крышей (исполнение 3) показала, что по суммарному критерию безопасности, удобства в эксплуатации, срока службы, ремонтпригодности, надёжности, материалоемкости рекомендуется выбрать первое исполнение.

Таким образом, резервуар вертикальный стальной остается эффективным и сохраняет конкурентоспособность. В ходе выполнения данной части выпускной работы была доказана конкурентоспособность данного технического решения, был произведен SWOT-анализ. Также был посчитан бюджет НТИ (3084684 рублей), основная часть которого приходится на материальные затраты, связанные с приобретением спецоборудования. Все, вышеперечисленные технико-экономические показатели проекта, позволяют сделать вывод о том, что данная конструкция резервуара экономически выгодна.

## 6 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

**Целью** выполнения данного раздела является выявление и анализ перечисленных опасностей в рабочей зоне. Место проведения работ – насосный зал. Условия – закрытое помещение.

**Область применения** – выполнение работ в насосном цехе резервуарного парка приемо-сдаточного пункта в системе магистрального нефтепроводного транспорта. Географическое положение места выполнения работ – Ленинградская область.

**Социальная ответственность** или корпоративная социальная ответственность (как морально-этический принцип) – ответственность перед людьми и данными им обещаниями, когда организация учитывает интересы коллектива и общества, возлагая на себя ответственность за влияние их деятельности на заказчиков, поставщиков, работников, акционеров (ГОСТ Р ИСО 26000-2012) [1].

### 6.1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Согласно трудовому кодексу Российской Федерации, № 197–ФЗ каждый работник имеет право на [2]: рабочее место, соответствующее требованиям охраны труда; обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний в соответствии с федеральным законом; обеспечение средствами индивидуальной и коллективной защиты в соответствии с требованиями охраны труда за счет средств работодателя; внеочередной медицинский осмотр в соответствии с медицинскими рекомендациями с сохранением за ним места работы (должности) и среднего заработка во время прохождения указанного медицинского осмотра.

					Организационно-техническое обеспечение эксплуатации резервуара вертикального стального типа РВС на примере объекта в Ленинградской обл.			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Панасов С.С.			Социальная ответственность	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Шадрина А.В.					65	91
Консульт.		Мезенцева И.Л.				Отделение нефтегазового дела Группа 3-2Б71Т		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

Рабочее место должно удовлетворять условиям, представленным в ГОСТ 12.2.032-78 ССБТ [26] и ГОСТ 12.2.033-78 ССБТ [27]. В указанных документах также представлены общие эргономические требования к рабочему месту. По результатам специальной оценки условий труда (СОУТ) по N 426-ФЗ [15] определяются ряд компенсаций и льгот для работников, выполняющих свои трудовые обязанности во вредных условиях, а именно: повышенный размер оплаты труда; сокращенная рабочая неделя; льготная пенсия; ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск; лечебно-профилактическое питание.

## 6.2 Производственная безопасность

В процессе транспортировки нефти по МН и ее хранения ключевую роль играют резервуарные парки, расположенные на НПС. Для непрерывной работы всей системы МН необходимо обеспечивать рабочее давление с помощью МНА, расположенных в насосном зале на территории НПС, где существует вероятность проявления вредных и опасных факторов (таблица 6.1), негативного воздействия на окружающую природную среду, а также возникновения ЧС. Насосный зал, располагается на нефтеперекачивающей станции и является основным оборудованием.

Целью выполнения данного раздела является выявление и анализ перечисленных опасностей в рабочей зоне. Место проведения работ – насосный зал. Условия – закрытое помещение.

Таблица 6.1 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при управлении перекачкой товарной нефти по магистральному нефтепроводу

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	1	2	3	4	Нормативные документы
1. Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны;	+	+		+	ГОСТ 12.1.005-88 [3] ГОСТ 12.1.003-2014 [4]
2. Превышение уровня шума;		+		+	ГОСТ 12.1.012-04 [5]
3. Превышение уровней вибрации;	+	+		+	ГОСТ 12.1.010-76 [8]
4. Отклонение показателей микроклимата		+	+		СП 52.13330.2016 [14]
5. Недостаточная освещенность рабочей зоны		+	+		ГОСТ 12.1.038-82 [19]
6. Движущиеся машины и механизмы;	+	+		+	ГОСТ 12.1.045-84 [20]
7. Повышенная напряженность электрического поля;	+	+	+	+	ГОСТ 12.2.003-91 [21] ГОСТ 12.2.061-81 [22]

8. Взрывопожароопасные и пожароопасные объекты	+	+		+	ГОСТ 12.1.019-2017 [24]
--	---	---	--	---	-------------------------

1 - Открытие / закрытие стационарных задвижек; 2 - Обслуживание, ремонт насосных агрегатов; 3 - Контроль технологических параметров процесса перекачки нефтепродукта; 4 - Контроль УСВД.

### 6.2.1. Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровней воздействия

#### 1. Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны

Насосный зал общего укрытия МНА является наиболее опасным объектом на НПС, поскольку здесь сконцентрировано наибольшее количество токсичных газов, к которым относятся пары нефти, сероводорода, метана, легких углеводородов.

Основными источниками их выделения являются: предохранительные устройства и нарушения герметичности оборудования.

Согласно [3] воздушные смеси и газы, скапливающиеся в насосном зале, по степени воздействия на организм человека относятся к третьему и четвертому классу (таблица 6.2).

Таблица 6.2 – Предельно допустимые концентрации вредных веществ, скапливающихся в насосном зале [3]

Вещество	ПДК в воздухе рабочей зоны, мг/м <sup>3</sup>	Класс опасности
Сероводород в смеси с углеводородами C <sub>1</sub> – C <sub>5</sub>	3	III
Бензол	5	
Окислы азота	5	
Масла минеральные нефтяные	5	
Сероводород	10	
Оксид углерода	20	IV
Нитросоединения метана	30	
Ксилол	50	
Толуол	50	
Бензин	100	

Все из перечисленных газов и смесей газов относятся к ядам и оказывают отравляющее воздействие на организм человека.

Мероприятия по снижению загазованности и защиты организма человека [10]:  
Исключение источников газообразования. Уменьшение концентрации токсичных газов путем проветривания насосного зала. Применение средств индивидуальной защиты (противогазы, респираторы, спецодежда, изолирующие костюмы, перчатки, очки). Исключение или снижение необходимости присутствия человека путем автоматизации процессов и дистанционным их управлением.

## ***2. Превышение уровня шума***

Источниками шума в насосном зале являются: насосы, электродвигатели, трубопроводы, элементы вентиляционных систем. Однако самые значительные воздействия оказывают МНА. Уровень шума выше нормированных значений оказывает неблагоприятное воздействие на организм человека и результат его работы. Длительное воздействие шума снижает остроту слуха, изменяет кровяное давление, ухудшает зрение, нарушает координацию движений. Особенно негативное воздействие шум оказывает на сердечно-сосудистую и нервную системы человека [4].

Согласно [4] нормированный уровень шума – 80 дБА.

Для снижения уровня шума в насосном зале применяются меры: Применение средств коллективной защиты. Применение дистанционного управления. Контроль при проектировании оснований и фундаментов оборудования на должном уровне. Своевременное и качественное проведение ремонтных и монтажных работ. Применение средств индивидуальной защиты. Согласно [11] применяются вкладыши, представляющие собой мягкие тампоны, пропитанные.

## ***3. Превышение уровней вибрации***

Источниками вибрации в насосном зале также являются: насосы, электродвигатели, трубопроводы, элементы вентиляционных систем.

Вибрация возникает из-за кавитации при работе насосов, пульсаций

					Социальная ответственность	Лист
						68
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

давлений, динамического не уравнивания вращающихся частей. Следствием вибрации может служить нарушение герметичности и механической прочности оборудования, что в свою очередь может быть причиной аварий. Вредное воздействие на организм человека заключается в функциональных расстройствах органов. В результате появляются головные боли, повышенная раздражительность и утомляемость, боли в суставах, нарушения координации движений. В отдельных случаях возникают необратимые изменения в сердечно-сосудистой и нервной системах, а также в опорно-двигательном аппарате [5].

Согласно [5] нормированной величиной вибрации в насосном зале является среднеквадратичное значение виброскорости: для корпуса насоса и двигателя – 13 мм/с (108 дБ), для фундамента МНА – 7,5 мм/с (104 дБ).

Вибробезопасные условия труда должны быть обеспечены:

- применением вибробезопасного оборудования и инструмента; применением средств виброзащиты, снижающих воздействие на работающих вибрации на путях ее распространения от источника возбуждения;
- организационно-техническими мероприятиями (поддержание в условиях эксплуатации технического состояния машин и механизмов на уровне, предусмотренном НТД) [12].
- активная и пассивная виброизоляция, использование виброкомпенсирующих устройств.

#### **4. Отклонение показателей микроклимата**

К метеорологическим условиям производственной среды относятся: относительная влажность, барометрическое давление, скорость движения и температура воздуха, интенсивность теплового излучения от нагретых поверхностей. Все эти условия оказывают влияние на здоровье и самочувствие человека, на его функциональную деятельность.

Воздействие нагревающего микроклимата вызывает нарушение состояния здоровья, снижение работоспособности и производительности

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		69

труда. Нагревающий микроклимат может привести к заболеванию общего характера, которое проявляется чаще всего в виде теплового коллапса. Он возникает вследствие расширения сосудов и уменьшения давления в них крови. Обморочному состоянию предшествует головная боль, чувство слабости, головокружение, тошнота.

В результате солнечного удара в первую очередь нарушаются функции головного мозга из-за местного перегревания незащищенной от солнца головы.

Микроклимат в помещении насосного зала поддерживается при помощи системы вентиляции и отопления. Работа относится к III категории работ. Согласно [13] в жаркое время года в насосном зале поддерживают нормативную температуру  $+22...+24^{\circ}\text{C}$  с помощью приточно-вытяжной вентиляции, а в холодный период  $+18...+20^{\circ}\text{C}$  с помощью электрического отопления. Относительная влажность должна составлять 40-60%, скорость движения воздуха – 0,1 м/с в холодный период года, 0,2 м/с – в теплый.

#### **5. Недостаточная освещенность рабочей зоны**

Неправильно выбранное освещение значительно усложняет работу обслуживающего персонала, что способствует снижению производительности труда, а также может привести к травмированию. При недостаточном освещении будет невозможно должным образом контролировать опасные зоны, при чрезмерном освещении произойдет слепящее действие.

Освещенность рабочих мест осуществляется с помощью естественного и искусственного освещения. Естественное освещение насосного зала в дневное время должно обеспечиваться окнами, число которых должно быть достаточным для работы обслуживающего персонала без снижения производительности. В темное время суток освещенность рабочих мест осуществляется искусственным освещением, светильники которого должны быть выполнены во взрывозащищенном исполнении. В случае ремонтных работ необходимо местное освещение. Для этого применяются переносные светильники на аккумуляторе во взрывозащищенном исполнении.

					Социальная ответственность	Лист
						70
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Согласно [14] для естественного освещения помещений промышленных предприятий коэффициент естественной освещенности (КЕО) должен составлять при верхнем или комбинированном освещении – 4,0 %.

В таблице 6.3 приведены показатели нормируемой освещенности для насосного зала согласно с [15].

Таблица 6.3 – Показатели нормируемой искусственной освещенности для насосного зала [15]

Помещение	Рабочая поверхность, на которой нормируется освещение	Нормируемая освещенность, лк					
		При разрядных лампах			При лампах накаливания		
		Одно общее	комбинированное		Одно общее	комбинированное	
всего	от общего		всего	от общего			
Насосный зал а) с постоянным дежурством	На уровне 0,8 м от пола	200			150		
	На уровне мере масла	75			30		
	На шкалах приборов, щите управления	150			100		
	Стол машиниста	200	400	200	150	300	150
б) без постоянного дежурства	На уровне 0,8 м от пола	150			100		
	На уровне мере масла	75			30		
	На шкалах приборов, щите управления	150			200		

## 6.2.2. Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровней воздействия

### 1. Движущиеся машины и механизмы

МНА, расположенные в насосном зале, имеют вращающиеся части, которые могут привести к механическому воздействию на организм человека. Все движущиеся и вращающиеся части МНА, в который входят двигатель и насос, а также передача от двигателя к насосу должны быть ограждены специальными съемными кожухами, чтобы исключить попадание в движущиеся и вращающиеся части. Ремонт и осмотр огражденных частей механизмов и снятие ограждений допускается только после полной остановки механизма.



## 2. Повышенная напряженность электрического поля

Поскольку МНА является весьма энергоемким объектом, то возникает опасность поражения электрическим током, напряжение которого достигает 10000 кВ, а также опасность возникновения пожара и/или взрыва. Произойти это может по следующим причинам [10]: случайное прикосновение к токоведущим элементам; ошибочные действия персонала; нарушение изоляции проводов; авария. Поражающими факторами электрического тока являются: электроожог, электроудар и электросудорога.

Меры защиты: применяются защитное зануление, защитное заземление, защитное отключение; обеспечивают изоляцию, ограждение и недоступность электрических цепей; использование предупредительных плакатов и знаков безопасности; применяют средства индивидуальной защиты: диэлектрические перчатки и боты, диэлектрические резиновые коврики, инструменты с изолированными ручками.

## 3. Взрывопожароопасные и пожароопасные объекты

Наиболее пожаровзрывоопасным объектом на НПС является насосный зал общего укрытия МНА. Здесь возможно скопление паров нефти, сероводорода, метана, легких углеводородов.

Основными источниками их выделения являются [8]: предохранительные устройства. В случае остановки МНА срабатывает УСВД, и часть нефти сбрасывается в емкость сброса ударной волны, в результате чего имеется интенсивное газовыделение.

Таблица 6.4 – Характеристика взрывоопасных газов

Наименование	Температура, °С		Предел взрываемости, мг/м <sup>3</sup>	
	вспышки	самовоспламенения	нижний	верхний
Углеводороды	3...+45	260-375	1,1	6,4
Сероводород	–	246	4,3	10
Газ нефтяной	–	405-580	6	13,5

Методы снижения пожаровзрывоопасности [9]: Исключение источников газообразования (соблюдение правил эксплуатации, противокоррозионная защита, своевременная замена уплотнений насосов и запорной арматуры). Исключение причин возникновения пожаров и взрывов. Уменьшение

					Социальная ответственность	Лист
						72
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

концентрации взрывоопасных газов путем проветривания насосного зала. Контроль загазованности газоанализаторами. Применение электрооборудования во взрывобезопасном исполнении.

В соответствии с [9] первичными средствами пожаротушения являются порошковые огнетушители, песок, кошма.

### 6.3. Экологическая безопасность

Загрязняющие вещества, такие как нефть, масла, растворители, шлам очистки насосов от нефти поступают в гидросферу в составе сточных вод от многих объектов НПС, в том числе и магистральной насосной, где причиной этого могут быть ремонтные работы, несоблюдение правил эксплуатации оборудования, износ уплотнений насосов, аварии.

Таблица 6.5 – Вредные воздействия на окружающую среду и природоохранные мероприятия при управлении перекачкой товарной нефти по магистральному нефтепроводу

Природные ресурсы	Вредные воздействия	Природоохранные мероприятия
1	2	3
Атмосфера	Выбросы загрязняющих веществ в атмосферу из магистральной насосной по причине не плотности технологического оборудования	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Проверка оборудования на прочность и герметичность;</li> <li>2. Соблюдение правил эксплуатации;</li> <li>3. Своевременная замена уплотнений насосов и запорной арматуры;</li> <li>4. Оснащение системой контроля загазованности</li> </ol>
Вода и водные ресурсы	Попадание в гидросферу загрязняющих веществ, таких как нефть, масла, растворители, шлам очистки насосов от нефти в составе сточных вод от магистральной насосной по причине ремонтных работ, несоблюдения правил эксплуатации оборудования, износа уплотнений насосов, аварий	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Своевременный осмотр оборудования и устранение несоответствий паспортным требованиям;</li> <li>2. Своевременная уборка отходов в специально отведенные места с дальнейшей транспортировкой до мест переработки;</li> <li>3. Очистка, а затем отвод сточных воды с объектов НПС только соответствующих нормативным требованиям</li> </ol>
Земля и земельные ресурсы	Утечки нефти, масла и других загрязняющих веществ в результате ремонтных работ, несоблюдения правил эксплуатации оборудования, износа уплотнений насосов, аварий	Проведение своевременного осмотра оборудования и устранение несоответствий паспортным требованиям

	Загрязнение почвы в результате неправильной утилизации отработанных ламп, тары из-под лакокрасочных материалов, промасленной ветоши, отработанных масел	Складирование отходов в специальные металлические контейнеры с последующим вывозом на полигоны промышленных отходов
--	---	---

Одним из природоохранных мероприятий для минимизации вредного воздействия является очистка сточных вод (таблица 6.5).

Применяются следующие методы очистки: механическая (центрифугирование), химическая (адсорбция, ионообменный метод), физико-химическая (электрофлотация, электродиализ, электрофорез, электрокоагуляция), термическая, биологическая.

Поскольку в состав сточных вод входят следующие примеси: железо, нефтепродукты, метанол, фенолы, сульфаты, хлориды, СПАВ, то методы очистки сточных вод следует применять комплексно.

#### 6.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Перечень возможных чрезвычайных ситуаций (ЧС): стихийного характера (лесные пожары, наводнения, ураганы); социального характера (террористический акт); техногенного характера (производственная авария).

Наиболее типичной и опасной является ЧС техногенного характера. Поскольку при аварии в насосном зале по причине износа уплотнений насосных агрегатов, а также ошибочных действиях персонала появляется возможность разлива нефти с последующим возгоранием и взрывом ее паров.

Для снижения риска возникновения ЧС согласно [10] проводятся следующие мероприятия: организуется техническая диагностика оборудования, а также его техническое обслуживание и ремонт; осуществляется приобретение современных приборов контроля и сигнализации на замену физически и морально устаревших; проводятся периодические и внеочередные инструктажи с обслуживающим персоналом.

Действия в результате ЧС при разгерметизации магистральных насосных агрегатов с выходом нефти наружу [16]: Остановить агрегаты. Обесточить оборудование насосного зала (электродвигатели, освещение). Принять меры по

					Социальная ответственность	Лист
						74
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

предупреждению возгорания нефти. Выставить посты ограждения разлитой нефти. Открыть окна и двери, включить вентиляцию. Собрать разлившуюся нефть. Устранить повреждения насосных агрегатов.

					Социальная ответственность	Лист
						75
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

### Выводы по разделу

В разделе «Социальная ответственность» рассматривалась рабочая зона насосного зала. По результатам анализа вредных и опасных факторов был определен комплекс применяемых средств коллективной защиты и индивидуальной защиты, меры по контролю загазованности рабочей зоны.

При анализе влияния резервуарного парка НПС на окружающую среду затрагивались вопросы защиты атмосферы, гидросферы, литосферы.

При анализе вероятных ЧС было определена наиболее типичная ЧС – ЧС техногенного характера. Определены мероприятия по предотвращению типичной ЧС.

					Социальная ответственность	Лист
						76
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной бакалаврской работе было рассмотрено планирование реконструкции резервуарного парка распределительной нефтебазы. А именно выполнен расчет РВС -2000 м<sup>3</sup> для хранения нефтепродуктов.

В первых двух разделах рассмотрено: характеристика района размещения нефтебазы, обоснование расширения, характеристика нефтебазы, выполнено расчетное проектирование конструкции резервуара РВС-2000 м<sup>3</sup> для хранения нефтепродуктов. Выполнены расчеты: оптимальных размеров резервуара, расчет толщины стенки резервуара, расчет стенки на прочность, проверка стенки на прочность при гидроиспытаниях, нагрузки, действующие на резервуар, расчет на устойчивость, конструкция и расчет покрытия резервуара, расчет настила, расчет поперечных ребер щита, расчет радиальных ребер щита, расчет колец жесткости, расчет днища РВС.

Выполнены гидравлический расчет трубопровода резервуар – насосная автомобильной эстакады и выполнена проверка всасывающей способности насоса.

Рассмотрено оборудование резервуара.

В разделе социальная ответственность рассмотрены ключевые аспекты безопасной эксплуатации резервуарного парка и охраны окружающей среды на объекте. Рассмотрен фактор воздействия на окружающую среду и мероприятия по их устранению.

					Организационно-техническое обеспечение эксплуатации резервуара вертикального стального типа РВС на примере объекта в Ленинградской обл.			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Панасов С.С.			Заключение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Шадрина А.В.					77	91
Консульт.						Отделение нефтегазового дела Группа 3-2Б71Т		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

## СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 Быков, Л.И. Типовые расчеты при проектировании, строительстве и ремонте газонефтепроводов / Л.И. Быков, Ф.М. Мустафин, С.К. Рафиков – Санкт Петербург: Недра, 2011 – 748 с.
- 2 Вайншток С.М., Васильев Г.Г., Коробков Г.Е., Коршак А.А. Трубопроводный транспорт нефти: Учебник для ВУЗов: в 2-х томах.- М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2002. – Т.1 – 407 с., 2004. – Т.2 – 651 с.
- 3 Идельчик И.Е. Справочник по гидравлическим сопротивлениям// Под ред. М.О. Штейнберга. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Машиностроение, 1992. – 672 с.
- 4 Коновалов Н.И., Мустафин Ф.М., Коробков Г.Е. и др. Оборудование резервуаров: Учебное пособие для ВУЗов.: ООО «ДизайнПолиграфСервис», 2005. – 214 с.
- 5 Коробков Г. Е. Типовые расчеты канализационных сетей т очистных сооружений нефтебаз и газоперекачивающих станций: Учебное пособие. Уфим. нефт. ин-т, 1990. – 94 с.
- 6 Коршак А. А., Коробков Г. Е., Е. М. Муфтахов. – Нефтебазы и АЗС: Учебное пособие.: «ДизайнПолиграфСервис», 2006. – 416 с.
- 7 Коршак, А.А. Ресурсосберегающие методы и технологии при транспортировке и хранении нефти и нефтепродуктов/ А.А. Коршак.: ДизайнПолиграфСервис, 2006. – 192с.
- 8 Машины и оборудование газонефтепроводов: Учебник для ВУЗов. Изд. 3-е перераб. и доп./ Ф.М. Мустафин, Л.И. Быков, А.А. Коршак и др.: ГОФР, 2009 – 576 с.: ил.

					Организационно-техническое обеспечение эксплуатации резервуара вертикального стального типа РВС на примере объекта в Ленинградской обл.			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Панасов С.С.			Список используемых источников	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Шадрина А.В.					78	91
Консульт.						Отделение нефтегазового дела Группа 3-2Б71Т		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

- 9 Новоселов В. Ф., Коробков Г. Е. Расчет объектов систем водоснабжения газоперекачивающих станций и нефтебаз: Методические указания. Уфим. нефт. ин-т, 1987. – 42 с.
- 10 Проектирование и эксплуатация насосных и компрессорных станции: Учебник для ВУЗов/ А.М. Шаммазов, В.Н. Александров, А. И. Гольянов и др. – М.: Недра-Бизнесцентр, 2003. – 404 с.
- 11 НПБ 91-03 «Определение категорий помещений и зданий по взрывопожароопасности». – Москва, 2003. – 10 с.
- 12 ОР-23.020.00-КТН-360-07 «Вывода из эксплуатации, проведения диагностики, капитального ремонта (реконструкции) резервуаров и ввода в эксплуатацию», - Москва, 2007. – 38 с.
- 13 ОР-23.020.00-КТН-256-07 «Регламент расчета емкости (полезной) для товарных операций и разработки технологических карт на резервуары и резервуарные парки»
- 14 ПБ 03-605-03 «Правила устройства вертикальных цилиндрических резервуаров для нефти и нефтепродуктов». - М.: Госгортехнадзор России, 2003. – 83 с.
- 15 РД 153-39.4-078-01 «Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов и нефтебаз». Утв. Минэнерго РФ от 06.03.2001. – 178 с.
- 16 РД-16.01-60.30.00-КТН-063-1-05 «Правила технической диагностики резервуаров», - Москва, 2005. – 96 с.
- 17 РД-16.01-60.30.00-КТН-062-1-05 «Руководство по ремонту железобетонных и стальных вертикальных резервуаров для хранения нефти объемом 1000-50000 куб. м», - Москва, 2005. – 120 с.
- 18 РД 16.01-60.30.00-КТН-026-1-04 «Нормы проектирования стальных вертикальных резервуаров для хранения нефти объемом 1000-50000 куб. м». – Москва, 2004. – 71 с.
- 19 РД 25.160.10-КТН-050-06 «Инструкция по технологии сварки при строительстве и ремонте стальных вертикальных резервуаров». – Москва,

					Список используемых источников	Лист
						79
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		



2005. – 372 с.

- 20 РД-05.00-45.2130-КТН-005-1-05 «Правила антикоррозионной защиты резервуаров». – Москва, 2005 г.
- 21 МДС 81-35.2004 «Методика определения стоимости строительства продукции на территории РФ». – Москва, 2004. – 63 с.
- 22 СП 20.13330.2016 «Нагрузки и воздействия»
- 23 СП 43.13330.2012 «Сооружения промышленных предприятий»
- 24 СП 48.13330.2011 «Организация строительства»
- 25 СП 365.1325800.2017 «Резервуары вертикальные цилиндрические стальные для хранения нефтепродуктов»
- 26 СП 155.13130.2014 «Свод правил склады нефти и нефтепродуктов требования пожарной безопасности»
- 27 СП 131.13330.2012 «Строительная климатология»
- 28 СТО-СА-03-002–2009 «Правила проектирования, изготовления и монтажа вертикальных цилиндрических стальных резервуаров для нефти и нефтепродуктов»
- 29 ГОСТ 3 915-2016 «Резервуары вертикальные цилиндрические стальные для нефти и нефтепродуктов»
- 30 СП 16.13330.2017 «Стальные конструкции. Актуализированная редакция СНиП II-23-81\*»
31. ГОСТ 31385-2016 Резервуары вертикальные цилиндрические стальные для нефти и нефтепродуктов. Общие технические условия (с Поправками)

#### Раздел «Социальная ответственность»

1. ГОСТ 12.1.007-76 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности (с Изменениями N 1, 2)
2. "Трудовой кодекс Российской Федерации" от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 30.04.2021) (с изм. и доп., вступ. в силу с 01.05.2021)
3. ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны (с Изменением N 1)

					Список используемых источников	Лист
						80
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

4. ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности
5. ГОСТ 12.1.012-04. ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования. – Введ. 01.07.2008. – М.: Стандартинформ, 2004. – 16 с.
6. ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация
7. ГОСТ 12.1.010-76 ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования
8. ГОСТ 12.1.010-76. ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования. – Введ. 01.01.1978. – М.: Изд-во стандартов, 2002. – 6 с.
9. РД 13.220.00-КТН-575-06. Правила пожарной безопасности на объектах магистральных нефтепроводов. – Введ. 28.12.2006. – Уфа: ИПТЭР, 2006. – 62 с.
10. ГОСТ 12.3.002-2014 ССБТ. Процессы производственные. Общие требования безопасности
11. ГОСТ 12.4.051-87. ССБТ. Средства индивидуальной защиты органа слуха. Общие технические требования и методы испытаний. – Введ. 01.07.1988. – М.: Изд-во стандартов, 2002. – 15 с.
12. ГОСТ Р 51858-2002. Нефть. Общие технические условия. – Введ. 01.07.2002. – М.: Изд-во стандартов, 2002. – 7 с.
13. ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны
14. СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95\*
15. Федеральный закон от 28 декабря 2013 г. N 426-ФЗ "О специальной оценке условий труда" (с изменениями и дополнениями)
16. ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности
17. ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ. Средства и методы защиты от шума. Классификация
18. ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление
19. ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов

					Список используемых источников	Лист
						81
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- 20.ГОСТ 12.1.045-84 ССБТ. Электростатические поля. Допустимые уровни на рабочих местах и требования к проведению контроля
- 21.ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности
- 22.ГОСТ 12.2.061-81 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности к рабочим местам
- 23.ГОСТ 12.3.009-76 ССБТ. Работы погрузочно-разгрузочные. Общие требования безопасности
24. ГОСТ 12.1.019-2017 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты
- 25.СП 51.13330.2011. Защита от шума. Актуализированная редакция СНиП 23-03-2003
26. ГОСТ 12.2.032-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования.
27. ГОСТ 12.2.033-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования.

					Список используемых источников	Лист
						82
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

