

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

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)

**Направление подготовки** (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

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

**Отделение** нефтегазового дела

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

<b>Тема работы</b>
<b>Организационно-техническое обеспечение безопасной эксплуатации резервуаров вертикальных стальных типа РВС-20000</b>

УДК 622.692.23-025.71-034.14-049.7

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б7А	Саттарова Фируза Давлатовна		

Руководитель ВКР

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

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Гасанов М.А.			

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Мезенцева И.Л.			

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Брусник О. В.			

Томск – 2022 г.

## РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ

По основной образовательной программе подготовки бакалавров

по направлению 21.03.01 «Нефтегазовое дело», профиль подготовки «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

Код	Результат освоения ООП	Требования ФГОС ВО, СУОС, критериев АИОР, и/или заинтересованных сторон
P1	Применять базовые естественнонаучные, социально-экономические, правовые и специальные знания в области нефтегазового дела, самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	<i>Требования ФГОС ВО,СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, УК-6, УК-7, ОПК1,ОПК-2), (ЕАС-4.2, АВЕТ-3А, АВЕТ-3i).</i>
P2	Решать профессиональные инженерные задачи на основе информационной и библиографической культуры с применением информационно-коммуникационных технологий и с учетом основных требований информационной безопасности	<i>Требования ФГОС ВО,СУОС ТПУ (УК-2, УК-3,УК-4, УК-5,УК-8, ОПК-2, ОПК-6, ОПК-7).</i>
<i>в области производственно-технологической деятельности</i>		
P3	Применять процессный подход в практической деятельности, сочетать теорию и практику при эксплуатации и обслуживании технологического оборудования нефтегазовых объектов	<i>Требования ФГОС ВО,СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, ОПК-2, ОПК-3,ОПК5, ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-6, ПК7,ПК-8,ПК-9, ПК-10, ПК-11).</i>
P4	Оценивать риски и определять меры по обеспечению безопасности технологических процессов в практической деятельности и применять принципы рационального использования природных ресурсов и защиты окружающей среды в нефтегазовом производстве	<i>Требования ФГОС ВО,СУОС ТПУ (УК-8, ОПК-6, ПК-12, ПК-13, ПК-14, ПК-15).</i>
<i>в области организационно-управленческой деятельности</i>		
P5	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, используя принципы менеджмента и управления персоналом и обеспечивая корпоративные интересы	<i>Требования ФГОС ВО,СУОС ТПУ (УК-3, УК-8, ОПК-3, ОПК-7, ПК16,ПК-17, ПК-18), (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d).</i>
P6	Участвовать в разработке организационно-технической документации и выполнять задания в области сертификации нефтегазопромышленного оборудования	<i>Требования ФГОС ВО,СУОС ТПУ ( УК-2, ОПК-1, ОПК-2, ОПК-7, , ПК-19, ПК20, ПК-21, ПК-22).</i>
<i>в области экспериментально-исследовательской деятельности</i>		
P7	Получать, систематизировать необходимые данные и проводить эксперименты с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий для решения расчетно-аналитических задач в области нефтегазового дела	<i>Требования ФГОС ВО,СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, ОПК-4, ОПК-5, ОПК6, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26).</i>
<i>в области проектной деятельности</i>		
P8	Использовать стандартные программные средства для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов	<i>Требования ФГОС ВО,СУОС ТПУ (УК-2, ОПК-3, ОПК-5, ОПК-6, ПК27, ПК-28, ПК-29, ПК-30), (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-e).</i>
<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	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-4, ОПК-5, ПК-9,ПК14),требования профессионального стандарта 19.016 «Специалист по диагностике линейной части</i>

Код	Результат освоения ООП	Требования ФГОС ВО, СУОС, критериев АИОР, и/или заинтересованных сторон
		<i>магистральных газопроводов».</i>
Р10	Выявлять неисправности трубопроводной арматуры, камер пуска и приема внутритрубных устройств, другого оборудования, установленного на ЛЧМГ и ЛЧМН	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-5, ОПК-6, ПК-9, ПК-11), требования профессионального стандарта 19.010 «Специалист по транспортировке по трубопроводам газа».</i>
Р11	Оценивать результаты диагностических обследований, мониторингов, технических данных, показателей эксплуатации объектов ЛЧМГ и ЛЧМН	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-6, ОПК-7, ПК-4, ПК-7, ПК13), требования профессионального стандарта 19.010 «Специалист по транспортировке по трубопроводам газа».</i>

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

**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

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

\_\_\_\_\_  
(Подпись)    (Дата)    (Ф.И.О.)

**ЗАДАНИЕ**

**на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

Бакалаврской работы

(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б7А	Саттарова Фируза Давлатовна

Тема работы:

**Организационно-техническое обеспечение безопасной эксплуатации резервуаров вертикальных стальных типа РВС-20000**

Утверждена приказом директора (дата, номер)	45-45/с от 14.02.2022
---	-----------------------

Срок сдачи студентом выполненной работы:	09.06.2022
--	------------

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<b>Исходные данные к работе</b>	Объектом исследования является резервуар вертикальный стальной объемом 20000 м <sup>3</sup> . Для РВС свойственен круглогодичный режим эксплуатации. Характеристики РВС: – диаметр составляет 45,6 м; – высота достигает 11,93 м; – плотность нефти для хранения составляет 0,856 т/м <sup>3</sup> ; – производительность закачиваемых углеводородов достигает 700 м <sup>3</sup> /ч;
---------------------------------	---

<b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>	Общие сведения о РВС; -Характеристика объекта исследования; -Организационно-технологическая часть; -Технологические расчеты; -Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение; -Социальная ответственность; -Заключение.
---	--

**Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы**

Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Гасанов М.А.
«Социальная ответственность»	Мезенцева И.Л.

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

**Задание выдал руководитель:**

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

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б7А	Саттарова Фируза Давлатовна		

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

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
3-2Б7А	Саттарова Фируза Давлатовна

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

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Материальные затраты 8290 руб. Затраты на спецоборудование 26927 руб. Основная заработная плата исполнителей НИ 203035 руб. Дополнительная заработная плата исполнителей темы 24364 руб. Отчисления во внебюджетные фонды 68674 руб. Накладные расходы 13251 руб.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Районный коэффициент города Томска -1,3
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Размер отчислений во внебюджетные фонды – 30%.

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

1. Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ	Оценочная карта конкурентных технических решений
2. Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок	Составление календарного плана проекта. Определение бюджета НТИ
3. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности	Проведение оценки экономической эффективности использования разработанных организационных документов по эксплуатации углеводородов

**Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):**

1. «Портрет» потребителя результатов НТИ
2. Оценка конкурентоспособности технических решений
3. Матрица SWOT
4. График проведения и бюджет НТИ
5. Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности НТИ

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

**Задание выдал консультант:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Профессор	Гасанов М.А.	д.э. н.		

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
3-2Б7А	Саттарова Фируза Давлатовна		

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

<b>Группа</b>		<b>ФИО</b>	
3-2Б7А		Саттарова Фируза Давлатовна	
<b>Школа</b>	<b>ИШПР</b>	<b>Отделение (НОЦ)</b>	<b>Отделение нефтегазового дела</b>
<b>Уровень образования</b>	Бакалавриат	<b>Направление/специальность</b>	21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

Тема ВКР:

### Организационно-техническое обеспечение безопасной эксплуатации резервуаров вертикальных стальных типа РВС-20000

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<p><b>Введение</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика) и области его применения.</li> <li>– Описание рабочей зоны (рабочего места) при разработке проектного решения/при эксплуатации</li> </ul>	<p><b>Объект исследования:</b> резервуар вертикальный стальной 20000;</p> <p><b>Область применения:</b> резервуарные парки, нефтяная промышленность;</p> <p><b>Рабочая зона:</b> внутренняя поверхность резервуара;</p> <p><b>Размеры помещения:</b> 39,9*17,88 м;</p> <p><b>Количество и наименование оборудования рабочей зоны:</b> вентиляционный патрубок, дыхательные и предохранительные клапаны со встроенными огнепреградителями, задвижки;</p> <p><b>Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне:</b> осмотр, очистка и техническое обслуживание резервуаров</p>
--	--

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p><b>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при эксплуатации:</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>№915N. Об утверждении Правил по охране труда при хранении, транспортировании и реализации нефтепродуктов;</p> <p>№31385-2016. ГОСТ 31385-2016 Резервуары вертикальные цилиндрические стальные для нефти и нефтепродуктов. Общие технические условия;</p> <p>ГОСТ 12.3.002-2014 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Процессы производственные. Общие требования безопасности;</p> <p>№ 197-ФЗ. Трудовой кодекс Российской Федерации от 1 марта 2002 года</p>
<p><b>2. Производственная безопасность при эксплуатации:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Анализ выявленных вредных и опасных производственных факторов</li> </ul>	<p><b>Вредные факторы:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– аномальные микроклиматические параметры воздушной среды;</li> <li>– загрязнение воздушной среды в зоне дыхания;</li> <li>– отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения;</li> <li>– радиоактивное загрязнение воздуха рабочей зоны работающего;</li> </ul> <p><b>Опасные факторы:</b></p>

	<ul style="list-style-type: none"> <li>– падение работающего с высоты;</li> <li>– образование пожаровзрывоопасной среды в резервуаре;</li> <li>– химические вещества;</li> </ul> <p><b>Требуемые средства коллективной и индивидуальной защиты от выявленных факторов:</b> перчатки, очки, маски, каски, противогазы, респираторы, страховочные стропы, газоанализатор, защитные ботинки, нарукавники</p>
<b>3. Экологическая безопасность при разработке при эксплуатации:</b>	<p><b>Воздействие на селитебную зону:</b> взрыв паровоздушной смеси при возникновении аварии</p> <p><b>Воздействие на литосферу:</b> химическое загрязнение при утечке нефтяных продуктов</p> <p><b>Воздействие на гидросферу:</b> ухудшение качества подземных вод при утечке реагентов</p> <p><b>Воздействие на атмосферу:</b> газовыделение и загрязнение воздуха выбросами метана, серы</p>
<b>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при эксплуатации:</b>	<p><b>Возможные ЧС</b></p> <p>Природные: землетрясения, вулканы, бури, смерч;</p> <p>Техногенные: обрушение, выброс радиоактивных веществ, взрыв, пожар</p> <p>Биологические: инфекционные заболевания людей, эпидемии;</p> <p>Экологические: загрязнение среды, разрушение озонового слоя</p> <p><b>Наиболее типичная ЧС:</b> пожар и взрыв на резервуарном парке</p>
<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Мезенцева И.Л.			

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б7А	Саттарова Фируза Давлатовна		



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

**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
 ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

**Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)**

**Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»**

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

**Уровень образования бакалавриат**

**Отделение нефтегазового дела**

**Период выполнения осенний / весенний семестр 2021/2022 учебного года**

**Форма представления работы:**

бакалаврская работа
---------------------

**КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН  
 ВЫПОЛНЕНИЯ ВЫПУСКНОЙ КВАЛИФИКАЦИОННОЙ РАБОТЫ**

Срок сдачи студентом выполненной работы: 09.06.2022
---

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
28.01.2022	Введение	5
26.02.2021	Обзор литературы	20
08.03.2022	Характеристика объекта исследования	5
24.03.2022	Систематизация конструкций резервуара для безопасной эксплуатации	15
29.04.2022	Выявление опасных и вредных факторов, возникающих в ходе эксплуатации резервуара на НПС №1;	20
14.05.2022	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	10
31.05.2022	Социальная ответственность	10
04.06.2022	Заключение	5
10.06.2022	Презентация	10
	Итого	100

**Составил преподаватель:**

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

**Согласовано:**

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Брусник О.В.			

## Определения, сокращения, нормативные ссылки

В данной работе применены следующие термины с соответствующими определениями:

- Резервуар: это емкость, предназначена для хранения, приема, откачки и измерения объема нефти;
- Резервуарный парк: группа резервуаров наземных и подземных, заглубленных в грунт или обсыпанных грунтом, предназначенных для хранения нефти и нефтепродуктов, размещенных на территории, ограниченной по периметру обвалованием или ограждающей стенкой;
- Нагрузка нормативная: устанавливаемая нормативными документами нагрузка, исходя из условий заданной обеспеченности ее появления или принятие по ее номинальному значению;
- Элемент конструкции резервуара: листы днища, стенки, кровли резервуара, усиливающие накладки, патрубки, люки, стойки, элементы несущей конструкции, оборудование;
- Центральная часть днища: внутренняя часть днища резервуара с толщиной листа меньшей чем окрайки и сваренных комбинированным способом: внахлест и встык;
- Окрайка: часть днища резервуара, на которую опирается стенка, которая состоит из краевых листов увеличенной толщины в сравнении с центральной частью, и сваренных встык;
- Основание резервуара: грунтовая подушка, на которую устанавливается резервуар (искусственная часть основания) и грунтовый массив (естественная часть основания), деформации которых учитываются при вычислении осадок и вертикальных коэффициентов жесткости основания;

					Организационно-техническое обеспечение безопасной эксплуатации резервуаров вертикальных стальных типа РВС-20000		
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>	Определения, сокращения, нормативные ссылки		
<i>Разраб.</i>	<i>Саттарова Ф.Д.</i>	<i>Антропова Н.А.</i>	<i>Брусник О.В.</i>	<i>Лит.</i>			
<i>Руковод.</i>	<i>Антропова Н.А.</i>	<i>Брусник О.В.</i>	<i>Брусник О.В.</i>	<i>10</i>	<i>10</i>	<i>108</i>	
<i>Рук. ООП</i>	<i>Брусник О.В.</i>	<i>Брусник О.В.</i>	<i>Брусник О.В.</i>	Отделение нефтегазового дела Группа 3-2Б7А			
<i>Рук. ООП</i>	<i>Брусник О.В.</i>	<i>Брусник О.В.</i>	<i>Брусник О.В.</i>	Отделение нефтегазового дела Группа 3-2Б7А			

– Пояс стенки резервуара: цилиндрический участок стенки, состоящий из листов одной толщин.

– Осадки основания: вертикальные перемещения поверхности основания в результате деформаций грунтовой подушки и подстилающего ее грунтового массива.

В настоящей работе были использованы следующие сокращения:

ВНТП – ведомственные нормы технологического проектирования;

ГИ – гидравлическое испытание;

ГОСТ – государственный стандарт;

ГФ – глифталеваая грунтовка;

КДС – клапаны дыхательные;

НКПР– нижний концентрационный предел распространения пламени;

НПС – нефтеперерабатывающая станция;

ООО – Общество с ограниченной ответственностью;

ПДК – предельно-допустимая концентрация;

ППБ – правила пожарной безопасности;

ППР – планово-предупредительный ремонт;

РВС – резервуар вертикальный стальной;

РД – распорядительный документ;

РФ – Российская Федерация;

СИЗ – средства индивидуальной защиты;

СКЗ – средства коллективной защиты;

ТК – трудовой кодекс;

ТУ –техническое устройство;

ТЭС – тепловая электростанция;

ЦНИИ – центральный научно-исследовательский институт;

ЧС – чрезвычайная ситуация;

ЭХЗ – электрохимическая защита.

					Определения, сокращения, нормативные ссылки	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		11

В настоящей работе были использованы следующие нормативные ссылки:

- ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов безопасности труда (ССБТ);
- Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны;
- ГОСТ Р 59061-2020 Охрана окружающей среды. Загрязнение атмосферного воздуха. СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение;
- ГОСТ Р 57216-2016 Радиационный контроль. Представление результатов измерений;
- ГОСТ Р 12.3.050-2017 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Строительство. Работы на высоте. Правила безопасности;
- ГОСТ 12.1.044-89 (ИСО 4589-84) Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Пожаровзрывоопасность веществ и материалов. Номенклатура показателей и методы их определения;
- ГОСТ 32419-2013 Классификация опасности химической продукции;
- ГОСТ 1510 нефть и нефтепродукты. Маркировка, упаковка и транспортирование и хранение;
- ГОСТ 2517-85. Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб;
- ГОСТ Р 51858-2002. Нефть. Общие технические условия. Сырая нефть. Технические условия. Методы анализа.

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

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа составлена на 112 страницах формата А4, которая включает в себя текстовую часть, 35 графических материалов, 40 табличных данных и 24 литературных источников.

Ключевые слова: резервуар нефти, обслуживание, эксплуатация, РВС, хранение нефти, снижение потерь, «большие» и «малые» дыхания, пожаротушение.

Объектом исследования является резервуар вертикальный стальной объемом 20000 м<sup>3</sup>.

Одними из наиболее опасных объектов в системе трубопроводного транспорта были и остаются резервуары для хранения нефти и нефтепродуктов. Причины этому различны, в том числе – высокая взрывоопасность хранимых продуктов. Выпускная квалификационная работа посвящена анализу системы дыхания и пожаротушения РВС объемом 20000 м<sup>3</sup> для обеспечения их безопасной эксплуатации.

Целью работы является анализ организационно-технического обеспечения эксплуатации вертикального резервуара объемом 20000 м<sup>3</sup>.

Для достижения данной цели были поставлены следующие задачи:

1. характеристика объекта исследования;
2. систематизация конструкций резервуара для безопасной эксплуатации;
3. обзор необходимого оборудования по снижению потерь нефти от «больших» и «малых» дыханий;
4. изучение основных видов автоматических установок пожаротушения;

					Организационно-техническое обеспечение безопасной эксплуатации резервуаров вертикальных стальных типа РВС-20000			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>	Реферат	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Разраб.</i>	<i>Саттарова Ф.Д.</i>						13	108
<i>Руковод.</i>	<i>Антропова Н.А.</i>							
<i>Рук. ООП</i>	<i>Брусник О.В.</i>							
						Отделение нефтегазового дела Группа 3-2Б7А		

5.

у 6. Выявление потерь углеводородов при «малых» и «больших»  
дыханиях, толщин стенки и нижнего пояса резервуара;

т 7. выявление опасных и вредных факторов, возникающих в ходе  
эксплуатации резервуара на НПС №1;

н 8. определение затрат по удалению донных отложений в резервуаре.

о Область применения: организационно-техническое обеспечение  
эксплуатации углеводородов на примере РВС-20000 м<sup>3</sup>, обеспечивающее  
безопасную работу системы нефтегазовых резервуаров.

е

н

и

е

н

а

и

б

о

л

е

е

э

ф

ф

е

к

т

и

В					Реферат	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		14

о

## СОДЕРЖАНИЕ

Определения, сокращения, нормативные ссылки .....	9
Введение.....	15
1 Сведения об объекте .....	17
1.1 Природно-климатические условия.....	17
1.2 Краткая характеристика резервуара.....	21
2 Эксплуатация резервуарных парков .....	23
2.1 Схемы перекачки углеводородов .....	24
2.2 Технологические уровни нефти в резервуаре .....	27
3 Оборудование, обеспечивающее безопасную эксплуатацию.....	30
4 Организация технического обслуживания резервуара .....	41
4.1 Текущий ремонт резервуаров .....	42
4.2 Капитальный ремонт резервуаров.....	42
4.3 Демонтаж резервуаров .....	43
5 Снижение потерь нефти от больших и малых дыханий .....	44
5.1 Дыхательные и предохранительные клапаны.....	44
5.2 Аварийные клапаны.....	46
5.3 Диски-отражатели .....	47
5.4 Газоуравнительные системы.....	48
5.5 Эксплуатация оборудования согласно нормативным документам .....	49
6 Автоматическое пожаротушение .....	51
6.1 Основные виды автоматических установок пожаротушения .....	52
6.2 Требования к средствам обнаружения пожара .....	58
7 Технологические расчеты .....	61
8 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение...	73
9 Социальная часть .....	93
Заключение .....	104
Список используемых источников.....	105

					Организационно-техническое обеспечение безопасной эксплуатации резервуаров вертикальных стальных типа РВС-20000					
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>	<b>Содержание</b>					
<i>Разраб.</i>	<i>Саттарова Ф.Д.</i>							<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>	<i>Антропова Н.А.</i>							15	108	
<i>Рук. ООП</i>	<i>Брусник О.В.</i>							Отделение нефтегазового дела Группа 3-2Б7А		

## Введение

Как известно, сырая нефть с кустовых площадок попадает в нефтеперерабатывающие заводы, откуда направляется в резервуарные парки и через систему трубопроводов поступает потребителям. В соответствии с этим возникает необходимость в разработке и строительстве нефтяных резервуаров.

К сложным инженерно-техническим сооружениям трубопроводного транспорта углеводородов, относятся резервуары для хранения нефти или нефтепродуктов, которые обеспечивают ряд технологических операций.

Продукты, хранящиеся в резервуарах, относятся к легковоспламеняющимся горючим веществам, что позволяет относить резервуары к пожаровзрывоопасным объектам. Резервуар представляет собой опасность в виде выделяющихся газов, химических продуктов, реагентов, связи с этим, организационно-техническое обеспечение безопасной эксплуатации работ остается весьма актуальным.

Эксплуатируемый резервуар на территории участка работ должен быть разработан и обеспечен в соответствии с нормативными документами, которые должны содержать в себе ряд важных аспектов: природно-климатические особенности, тип геологического строения, марка стали изготавливаемого резервуара.

В соответствии с этим, в работе представлены требования организационно-технического характера, которые необходимо выполнять при эксплуатации резервуаров. Безопасное ведение работ подразумевает под собой рациональную эксплуатацию согласно, применений действующих норм и правил.

Целью работы является анализ организационно-технического обеспечения эксплуатации вертикального резервуара объемом 20000 м<sup>3</sup>.

					Организационно-техническое обеспечение безопасной эксплуатации резервуаров вертикальных стальных типа РВС-20000			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>	<i>Саттарова Ф.Д.</i>				<b>Введение</b>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>	<i>Антропова Н.А.</i>						16	108
<i>Рук. ООП</i>	<i>Брусник О.В.</i>					Отделение нефтегазового дела Группа 3-2Б7А		



Для достижения данной цели были поставлены следующие задачи:

1. характеристика объекта исследования;
2. систематизация конструкций резервуара для безопасно эксплуатации;
3. обзор необходимого оборудования по снижению потерь нефти от «больших» и «малых» дыханий;
4. изучение основных видов автоматических установок пожаротушения;
5. установление наиболее эффективного применения оборудования по снижению потерь от дыханий резервуара;
6. выявление потерь углеводородов при «малых» и «больших» дыханиях, толщин стенки и нижнего пояса резервуара;
7. выявление опасных и вредных факторов, возникающих в ходе эксплуатации резервуара на НПС №1;
8. определение затрат по удалению донных отложений в резервуаре.

Область применения: организационно-техническое обеспечение эксплуатации углеводородов на примере РВС-20000 м<sup>3</sup>, обеспечивающее безопасную работу системы нефтегазовых резервуаров.

					Введение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		17

# 1 Сведения об объекте

## 1.1 Природно-климатические условия

НПС №1 располагается на территории Томской области, в Парабельском районе в 2 км западнее поселка Бугры. Рельеф площадки ровный (рисунок 1).

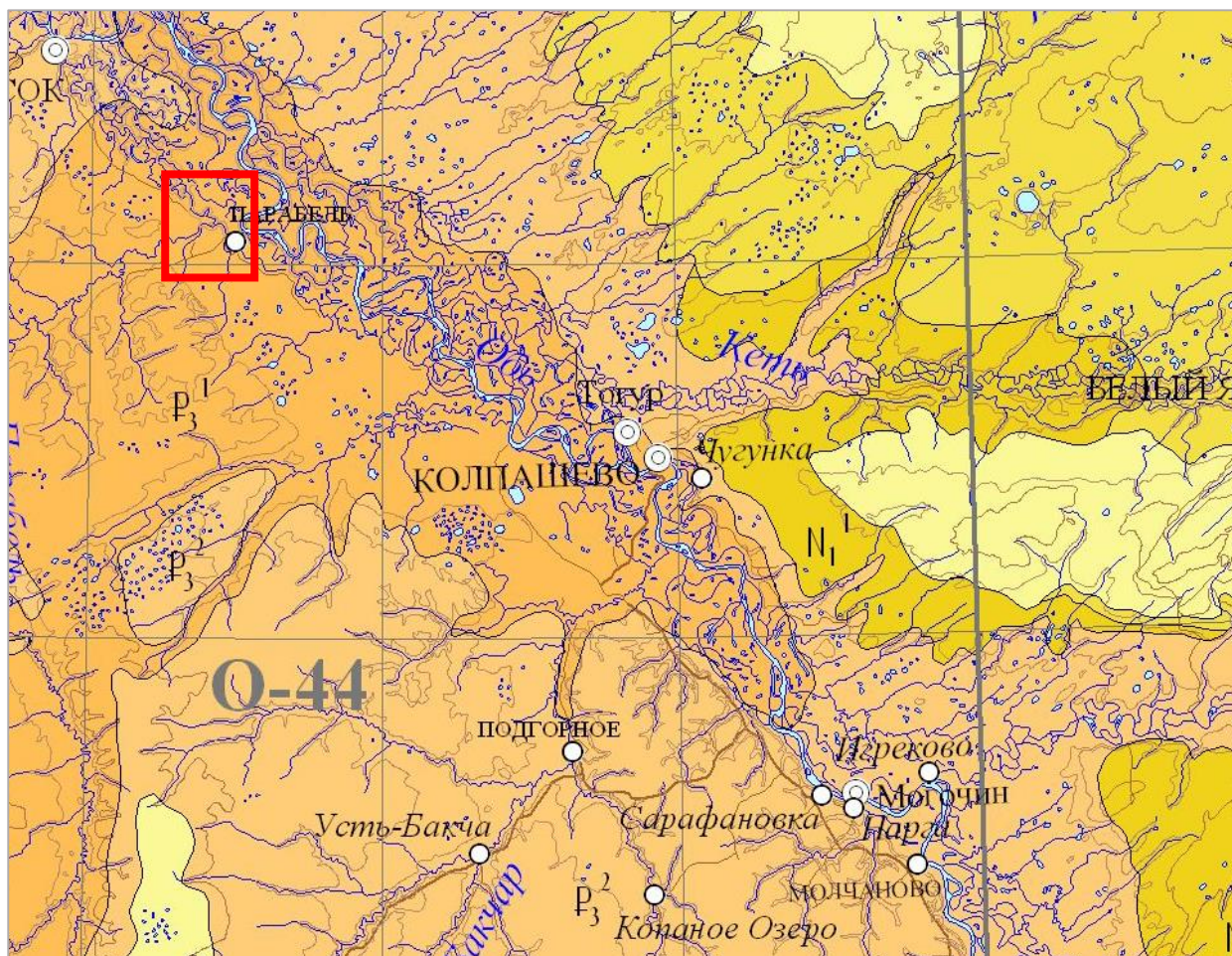


Рисунок 1 – Фрагмент геологической карты Томской области

Климат района размещения – резко-континентальный с продолжительной холодной зимой и сравнительно жарким и коротким летом. Средняя годовая температура воздуха составляет  $-2^{\circ}\text{C}$ .

					Организационно-техническое обеспечение безопасной эксплуатации резервуаров вертикальных стальных типа РВС-20000		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Саттарова Ф.Д.				Лит.	Лист
Руковод.		Антропова Н.А.					Листов
Рук. ООП		Брусник О.В.					18
							108
					Сведения об объекте		
					Отделение нефтегазового дела Группа 3-2Б7А		

Самый теплый месяц – июль со среднемесячной температурой +21,5 °С, самый холодный – январь со среднемесячной температурой -26° С. Строительный район – 1В.

Максимальная температура воздуха +37° С, минимальная температура воздуха -50°С. Нормативное значение веса снегового покрова – 150 м кгс/см.

В геоморфологическом отношении площадка расположена на восточном склоне Обь-Иртышского водораздела. Рельеф площадки плоский. Абсолютные отметки изменяются незначительно, амплитуда колебания порядка 2-3 м.

Нормативная глубина промерзания 2,2 м. Из основных инженерно-геологических особенностей развиты сезонное промерзание и морозная пучинистость грунтов, процессы заболачивания.

В геологическом строении участка принимают участие озерно-аллювиальные отложения четвертичного возраста, представленные суглинками от твердой до текучей пластичной консистенции и пылеватыми песками.

На температурный режим почвы оказывает влияние больше количество факторов, чем на температуру воздуха, а именно: микрорельеф, экспозиция склонов, физический и механический состав почвы, влажность, степень защищенности растительным покровом летом и снежным зимой.

Температура поверхности почвы по значениям близка к температуре воздуха. Минимальные значения температуры на поверхности почвы в течении всего года обычно ниже минимума в воздухе, что четко проявляется зимой.

Средняя годовая температура поверхности почвы равна 4,5 °С. Заморозки на поверхности почвы обычно возникают раньше, а прекращаются позже, чем в воздухе. Средняя из наибольших за зиму глубина промерзания почвы составила 1,6 м, абсолютный максимум 1,96 м.

Радиационный баланс в течение большей части года имеет положительные значения – поверхность земли больше получает тепла, чем отдает. В сумме за год радиационный баланс равен 30-35 ккал/см<sup>2</sup>.

					Сведения об объекте	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		19

Отрицательный радиационный баланс наблюдается в период с октября по март с наименьшими величинами в декабре – январе. Период с положительным радиационным балансом составляет 6-7 месяцев.

На рисунке 2 представлена розы ветров в холодное и теплое время года.

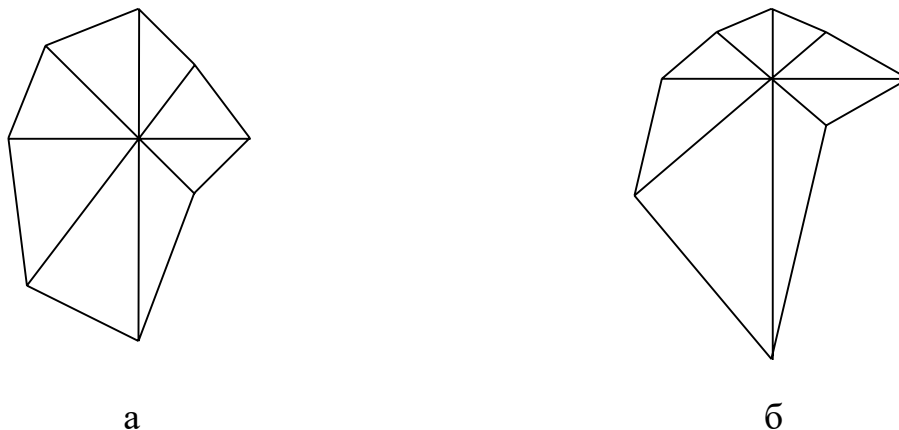


Рисунок 2 – Розы ветров в теплое (а) и холодное (б) время года

Влажность зависит от физико-географических особенностей, времени года, суток, условий погоды. Для характеристики увлажнения воздуха служат различные абсолютные и относительные величины. Важнейшие и наиболее употребляемые из них – абсолютная и относительная влажность, дефицит влажности.

Абсолютная влажность изменяется в течение года аналогично ходу температуры воздуха. Наибольшие значения наблюдаются летом 12,0-14,9 миллибар, наименьшие зимой 1,4-1,8 миллибар.

Относительная влажность является показателем насыщения воздуха водяным паром. С повышением температуры воздуха относительная влажность уменьшается. Максимум относительной влажности наблюдается в ноябре – декабре 84%, минимум в мае – июне 60%. Дефицит влажности в среднем за год составляет 3,0 миллибар. Как и абсолютная влажность в годовом ходе он повторяет годовой ход температуры воздуха. Начиная с марта происходит интенсивное увеличение дефицита, максимальное его значение 8,4 миллибар приходится на июль.

В формировании режима увлажнения решающая роль принадлежит атмосферным осадкам. Их количество, характер и распределение определяются в основном циркуляцией атмосферы и орографическими условиями территории.

Основную массу влаги на рассматриваемую территорию приносят атлантические воздушные массы, осадки же, выпадающие из арктических и тропических воздушных масс, невелики. Годовая норма осадков составляет 351 мм. Распределение осадков по месяцам типично для районов с резко-континентальным климатом и характеризуется резким переходом от значительных зимних осадков (80-100 мм) к малым летним (25-30 мм).

Снежный покров оказывает существенное влияние на климат данной территории, зима здесь длится около 7 месяцев и 40% осадков выпадает в твердом виде. В среднем за зиму в данной местности бывает 180-200 дней со снежным покровом.

Появление первого снега обычно происходит обычно в октябре. Устойчивый снежный покров образуется примерно через 20 дней после первого снега. С момента образования устойчивого снежного покрова высота его начинает постепенно увеличиваться и достигает максимума в декабре – январе 50 см. Наибольшая высота снега за период наблюдения составила 58 см за период наблюдения.

С первой декады апреля из-за оседания, уплотнения снега, его высота начинает уменьшаться на 5-12 см от декады к декаде, причем тает снег быстрее, чем накапливается. В среднем разрушение устойчивого снегового покрова происходит 15 апреля. После разрушения снежного покрова возможны весенние возвраты холодов, сопровождаемые выпадением снега. Полный сход снега приходится на конец апреля.

					Сведения об объекте	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		21

## 1.2 Краткая характеристика резервуара

Резервуар находится на территории действующей НПС №1. Резервуар наземного типа (рисунок 3).

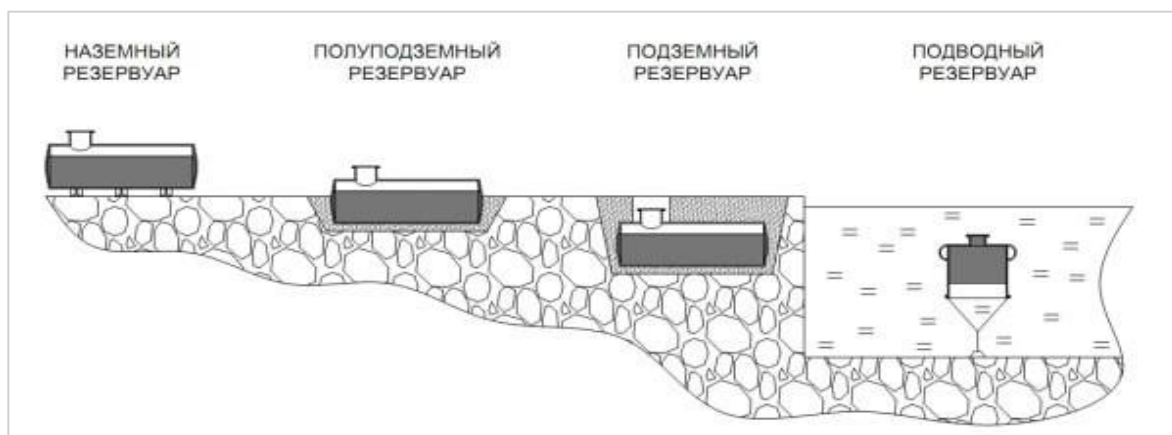


Рисунок 3 – Типы резервуаров

Резервуар стальной вертикальный сварной изготовлен по типовому проекту №704-1-29 ЦНИИ «Проектстальконструкция». Привязка проекта выполнена ПО «Гипротрубопровод».

Завод изготовитель – Саратовский завод рулонных монтажных конструкций. Резервуар смонтирован методом рулонирования: стенка из трех рулонов, центральная часть днища – из двух рулонов, кровля – из укрупненных монтажных щитов, окрайки – индивидуально.

Монтажные организации – СУ трестов «Томскгазстрой» и «Нефтепроводстрой».

Дата приемки резервуара и сдачи его в эксплуатацию – 1981 г.

Объем – 20000 м<sup>3</sup>. Высота корпуса – 11940 мм. Диаметр резервуара внутренний 47300 мм. Толщина поясов: первого – 13 мм, второго – 12 мм и последующих – 11 мм. Толщина окрайки – 9 мм, центральной части днища – 6 мм, настила покрытия – 3 мм (рисунок 4).

									Лист
									22
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Сведения об объекте				

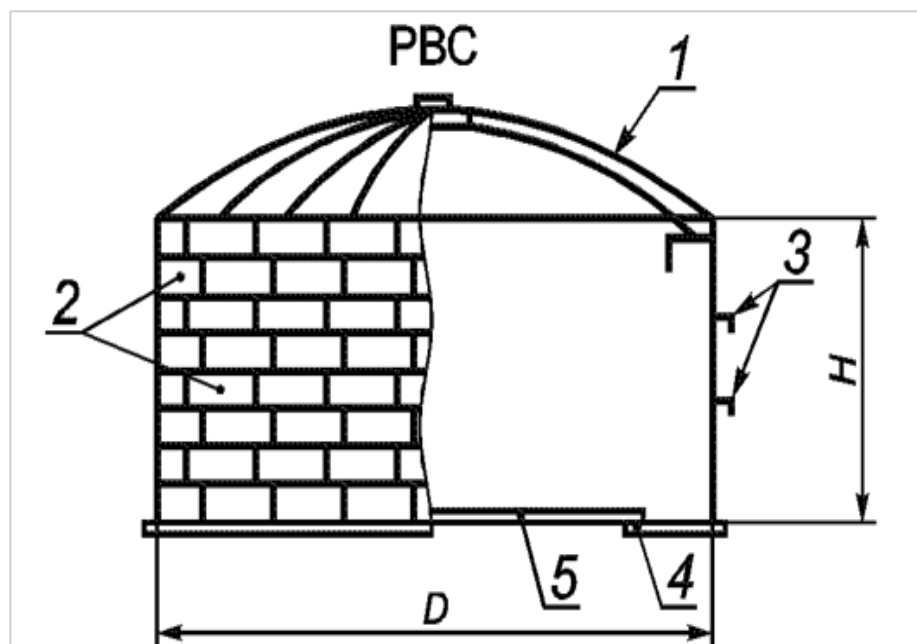


Рисунок 4 – Типовой чертеж резервуара

- 1 – каркас крыши; 2 – пояса стенки; 3 – промежуточные кольца жесткости;  
4- кольцо окрайки; 5 – центральная часть днища

Вид хранимого продукта – товарная нефть с удельным весом до  $0,9 \text{ т/м}^3$ .

Данные о металле корпуса и днища – сталь 09Г2С ГОСТ 5058-65 с дополнительной гарантией ударной вязкости при температуре  $-40 \text{ }^\circ\text{C}$  (не менее  $0,4 \text{ Мпа}$ ) и после механического старения [1]. Металл настила кровли – Ст3.

									Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Сведения об объекте				23





– Вынос газо-воздушных и водяных пробок из МН после ремонтных работ или в процессе очистки.

Ключевые функции резервуара представлены на рисунке 5.



Рисунок 5 – Ключевые функции 4

## 2.1 Схемы перекачки углеводородов

Нефтеперекачивающие станции, оснащенные резервуарами, осуществляют перекачку нефти по нефтепроводам в зависимости от схемы подключения насосов и резервуаров (рисунок 6):

- «через резервуары»;
- «с подключенными резервуарами»;
- «из насоса в насос».

При перекачке по схеме «через резервуары» нефть принимается поочередно в один или группу резервуаров нефтеперекачивающей станции, подача на следующую НПС осуществляется из другого резервуара или группы резервуаров.

Схема перекачки «через резервуары» применяется для учета перекачиваемой нефти при последовательной перекачке, для сохранения качества продукта.

При схеме перекачки «с подключенными резервуарами» резервуары служат компенсаторами неравномерности подачи нефти предыдущей НПС и откачки на последующую нефтеперекачивающую станцию [5].

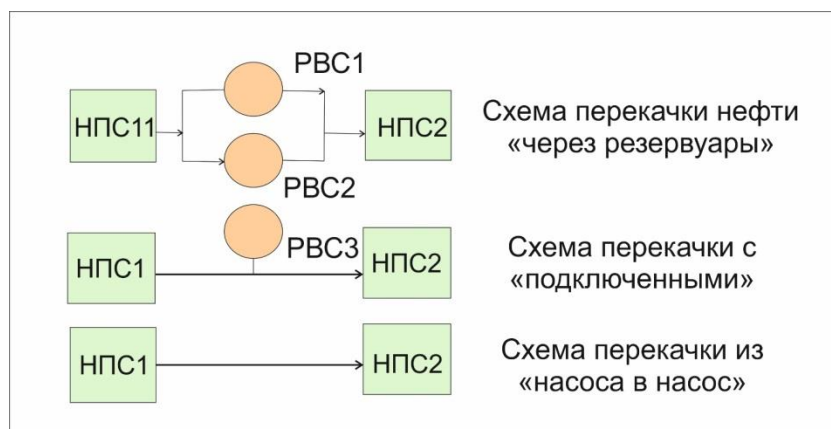


Рисунок 6 – Схемы перекачки

При перекачке по схеме «из насоса в насос» резервуары промежуточных нефтеперекачивающих станций отключаются.

Они используются только для приема нефти из трубопровода во время аварии или ремонта линейной части нефтепровода.

С точки зрения снижения потерь от испарения нефти самой экономичной является схема перекачки «из насоса в насос», однако снижается надежность работы нефтепровода.

Поэтому оптимальная схема – «с подключенными резервуарами».

#### *Режимы работы РВС*

Заполнение и опорожнение резервуара должны проводиться в пределах параметров, установленных технологической картой.

При заполнении после окончания строительства резервуара или после его капитального ремонта скорость движения нефти в приемо-раздаточном патрубке не должна превышать 1 м/с до полного затопления струи [6].

Для обеспечения электростатической безопасности скорость нефти в приемо-раздаточном патрубке при заполнении резервуаров всех типов после затопления струи не должна превышать максимально- допустимой величины, представленной в таблице 1.

Таблица 1 – Максимально-допустимая скорость истечения нефти в резервуары для обеспечения электростатической безопасности

Диаметр приемо-раздаточного патрубка, мм	Максимально-допустимая скорость, м/с
200	10,9
300	10,3
500	9,4
600	9,1
700	8,8

Максимальная производительность заполнения (опорожнения) резервуара, оборудованного дыхательными и предохранительными клапанами или вентиляционными патрубками, должна быть установлена с учетом максимально-возможного расхода через них паровоздушной смеси.

При этом расход паровоздушной смеси (воздуха) через все дыхательные клапаны или вентиляционные патрубки с огневыми предохранителями, установленные на резервуаре, не должен превышать 85% от их суммарной проектной пропускной способности.

Пропускную способность вентиляционных патрубков с огневыми предохранителями следует принимать по пропускной способности огневых предохранителей соответствующего диаметра.

При необходимости увеличения подачи или откачки нефти из резервуаров следует привести пропускную способность дыхательной арматуры в соответствие с новыми условиями [7].

При приеме нефти последовательно в несколько резервуаров необходимо проверить техническое состояние резервуаров и трубопроводов, открыть задвижку у резервуара, в который будет приниматься нефть, после этого закрыть задвижку резервуара, в который принималась нефть.

Одновременное автоматическое переключение задвижек в резервуарном парке допускается при условии защиты трубопроводов от повышения давления и возможности контроля изменения уровня в резервуаре.

В резервуарах со стационарной крышей должны поддерживаться следующие величины давления и вакуума (если не установлены другие ограничения в проекте или по результатам технической диагностики) [8]:

- во время эксплуатации рабочее избыточное давление в газовом пространстве должно быть не более 2 кПа (200 мм вод. Ст.), вакуум – не более 0,25 кПа (25 мм вод. Ст.);
- предохранительные клапаны должны быть отрегулированы на давление 2,3 кПа (230 мм вод. Ст.) и вакуум 0,4 кПа (40 мм вод. Ст.).

Для сокращения потерь от «больших дыханий» необходимо максимально сократить внутрибазовые перекачки из резервуара в резервуар.

Чем меньше промежуток времени между выкачкой и закачкой нефтепродукта в резервуар, тем меньше величина потерь от «больших дыханий».

Это объясняется тем, что при выкачке в резервуар через вакуумную камеру дыхательного клапана будет поступать чистый воздух и при малом интервале времени он не успеет насытиться парами нефтепродукта. Следовательно, при закачке нефтепродукта в атмосферу будет уходить паровоздушная смесь с меньшей концентрацией. С этой же целью желательно заполнять резервуар в ночное время, откачивать целесообразнее днем. Организация работы резервуарного парка по схеме «с подключенными» резервуарами [9].

## 2.2 Технологические уровни нефти в резервуаре

Уровни нефти в резервуаре представлены на рисунке 7 и состоят из [10]:

- Максимально-допустимый уровень – предельный уровень, выше которого заполнение резервуара запрещено;
- Максимально-аварийный уровень – уровень ниже максимально-допустимого на величину, соответствующую количеству нефти, которая может поступить в резервуар за время подключения аварийной емкости и закрытия

					Эксплуатация резервуарных парков	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		28

здвижек на ПРП резервуара; Устанавливается выше нормативного верхнего уровня;

– Нормативный уровень верхний – уровень нефти, после достижения которого должны быть выполнены технологические операции по остановке закачки в резервуар;

– Нормативный уровень аварийный – уровень, обеспечивающий запас свободной емкости для приема нефти при аварийных сбросах нефти из нефтепроводов, предохранительных клапанов от повышения давления;

– Нормативный уровень нижний – уровень нефти, после достижения которого должны быть выполнены технологические операции по остановке откачки из резервуара;

– Объем по строительному номиналу – объем, равный произведению площади днища на высоту стенки резервуара;

– Емкость для аварийного сброса – объем емкости, равный одночасовой максимальной производительности технологического участка нефтепровода (при нескольких параллельных нефтепроводах – по нефтепроводу с максимальной производительностью).

– Полезная емкость резервуара – объем, определяемый разностью объемов максимально-допустимого и минимально-допустимого уровней;

– Технологический остаток – объем нефти, который включает в себя минимально-допустимый остаток, определяемый минимально-допустимым уровнем и технологический запас;

– Технологический запас – объем нефти, необходимый для устойчивой работы технологического участка нефтепровода в течение времени, необходимого для оперативных действий персонала по выполнению переключений.

					Эксплуатация резервуарных парков	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		29

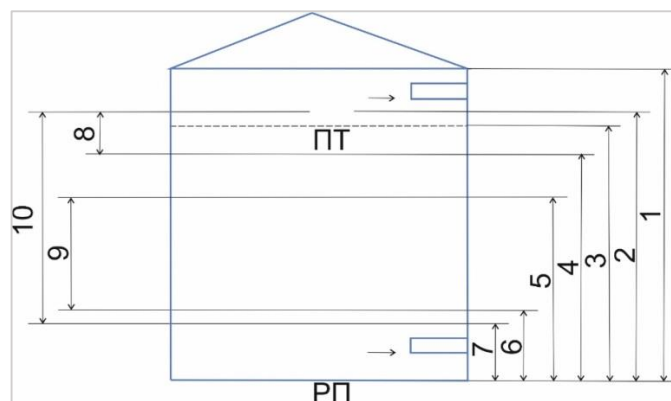


Рисунок 7 – Схема определения уровней и объемов для резервуара, предназначенного для приема аварийного сброса:

1 – высота стенки резервуара; 2 – максимальный допустимый уровень вливания; 3 – максимальный аварийный уровень вливания; 4 – нормативный уровень аварийный; 5 – нормативный уровень верхний; 6 – нормативный уровень нижний; 7 – минимальный допустимый уровень; 8 – нормативный объем аварийный; 9 – товарная ёмкость резервуара; 10 – полезная ёмкость резервуара.

Уровни, объемы и максимально-допустимые производительности заполнения – опорожнения резервуара рассчитываются согласно «Регламента расчета полезной емкости, емкости для товарных операций и разработки технологических карт на резервуары и резервуарные парки» и ОР-16.01-60.30.00-КТН-029-1-01 и указываются в Технологической карте по эксплуатации резервуаров [11].

Для уменьшения потерь от «малых дыханий» в атмосферных резервуарах необходимо легкоиспаряющиеся нефтепродукты хранить при максимальном заполнении резервуара, так как в этом случае достигается наименьший объем газового пространства. По той же причине рекомендуется по возможности сконцентрировать остатки легкоиспаряющихся нефтепродуктов в одном резервуаре.

### 3 Оборудование, обеспечивающее безопасную эксплуатацию

Рассмотрим технические характеристики резервуара РВС-20000 м<sup>3</sup> и устанавливаемого на нем оборудования, на примере резервуаров НПС №1.

Технические характеристики типовых стальных вертикальных резервуаров указаны в таблице 2.

Таблица 2 – Технические характеристики стальных вертикальных резервуаров

Тип резервуара	Высота стенки, м	Диаметр резервуара, м	Масса т., (мин.-макс.)
РВС-20000	11,92	45,60	353,87-390,77
РВСП-20000	11,92	45,60	423,97
РВС-20000	11,92	47,40	363,25-408,36
РВС-20000	17,90	39,90	368,78
РВСП-20000	17,90	39,90	446,97
РВС-20000	17,90	39,90	354,45
РВСП-20000	17,90	39,90	381,24

Перечень оборудования и конструктивных элементов, устанавливаемых на резервуарах типа РВС-20000 м<sup>3</sup> представлен в таблице 3.

Таблица 3 – Оборудование и конструктивные элементы резервуаров

Наименование оборудования
Дыхательный клапан
Предохранительный клапан
Огневой предохранитель
Газо-уравнительная система
Приемо-раздаточный патрубок с хлопушкой
Приемо-раздаточное устройство с поворотной заслонкой

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Организационно-техническое обеспечение безопасной эксплуатации резервуаров вертикальных стальных типа РВС-20000			
Разраб.		Саттарова Ф.Д.			Оборудование, обеспечивающее безопасную эксплуатацию	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Антропова Н.А.					31	108
Рук. ООП		Брусник О.В.			Отделение нефтегазового дела Группа 3-2Б7А			

Продолжение таблицы 3

Компенсирующая система приемо-раздаточных патрубков
Пробоотборник
Кран сифонный
Система размыва донных отложений
Шахтная лестница
Замерный люк
Световой люк
Люк-лаз
Уровнемер
Датчики температуры нефти
Сигнализатор аварийного уровня
Пожарные датчики
Система молниезащиты
Система защитного заземления
Система защиты от коррозии
Система пожаротушения
Система орошения

Выбор конкретного оснащения резервуаров, расположения оборудования и конструктивных элементов определяется проектной документацией.

На рисунке 8 представлены составляющие вертикального резервуара.



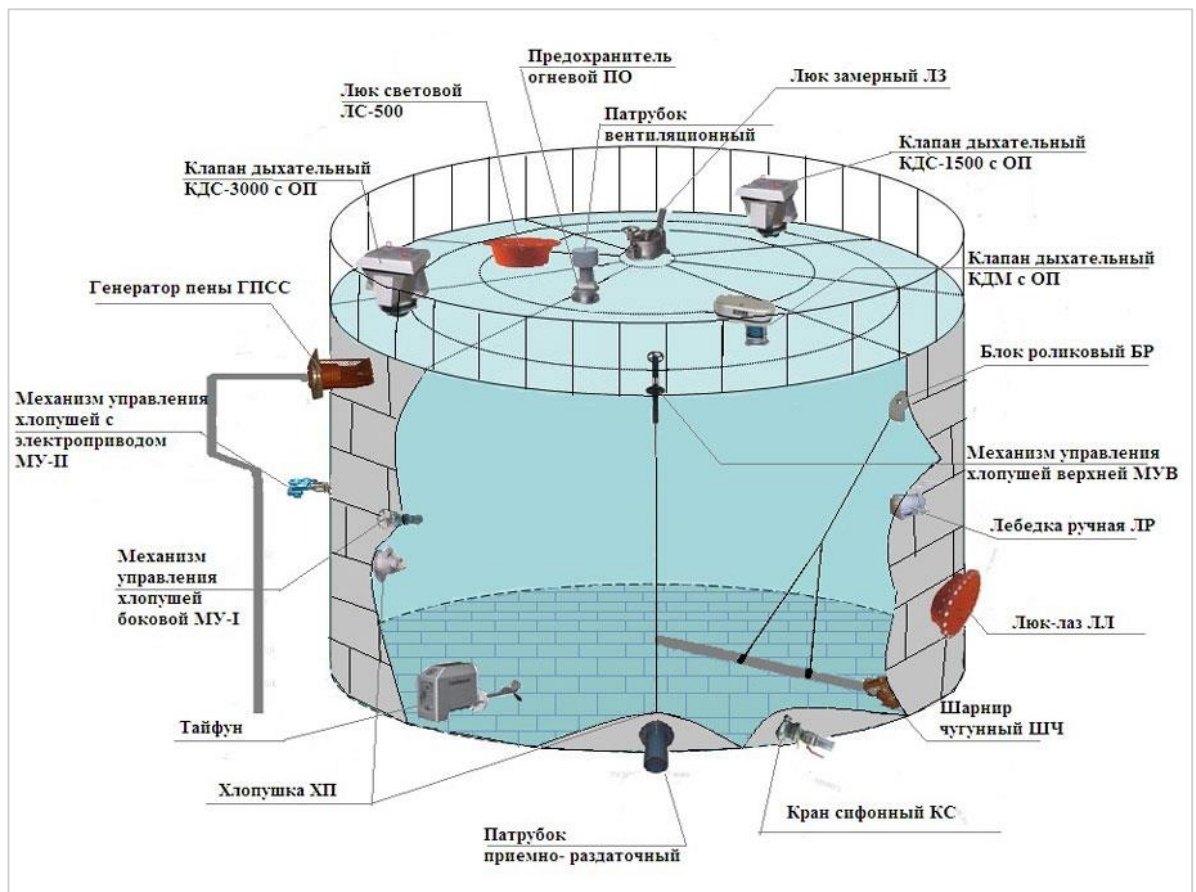


Рисунок 8 – Резервуарное оборудование

Оборудования дыхательных путей включает дыхательные и предохранительные клапаны, вентиляционные патрубки.

Дыхательный клапан на рисунке 9 предназначен для выпуска паровоздушной смеси из резервуара при заполнении и пропуска воздуха в резервуар при опорожнении.



Рисунок 9 – Дыхательные клапаны КДС с огневыми предохранителями

					Оборудование, обеспечивающее безопасную эксплуатацию	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		33

Необходимая суммарная пропускная способность дыхательных клапанов определяется в зависимости от максимальной подачи нефти при заполнении (или опорожнении) резервуара с учетом температурного расширения паровоздушной смеси. На рисунке 10 представлен клапан дыхательный совмещенного вида.

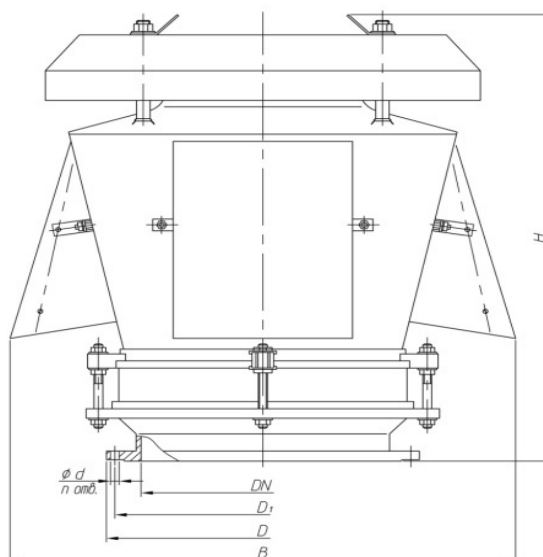


Рисунок 10 – Клапан дыхательный совмещенный

Предохранительный клапан имеет то же назначение, что и дыхательный клапан, но предотвращает повышение давления выше или понижение вакуума ниже допустимых значений при отказе в работе дыхательных клапанов.

Суммарная пропускная способность предохранительных клапанов, устанавливаемых на одном резервуаре, должна быть не меньше, чем дыхательных клапанов.

Предохранительный клапан настраивается на повышенное давление и пониженный вакуум на 5-10 % по сравнению с дыхательным. Предохранительный гидравлический клапан заливают незамерзающей слабо-испаряющейся жидкостью, которая образует гидравлический затвор (рисунок 11).

					Оборудование, обеспечивающее безопасную эксплуатацию	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		34

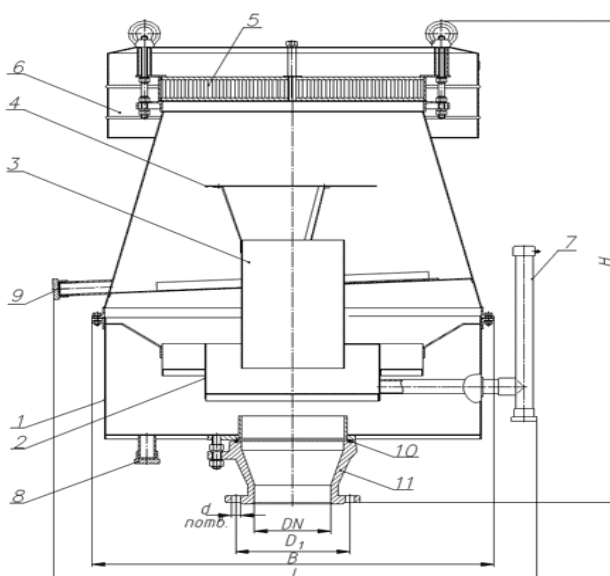


Рисунок 11 – Клапан предохранительный гидравлический

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

Универсальные клапаны КДС, КДС-2 работают как в режиме дыхательного, так и как предохранительного клапана.

Огневые предохранители (также огнепреградители) предназначены для предотвращения проникновения пламени и искр внутрь резервуара, и устанавливаются под дыхательными и предохранительными клапанами, а также на вентиляционных патрубках на резервуарах с понтонами и плавающими крышами для защиты от проникновения пламени в резервуар в течение заданного промежутка времени (рисунок 12).

					Оборудование, обеспечивающее безопасную эксплуатацию	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		35

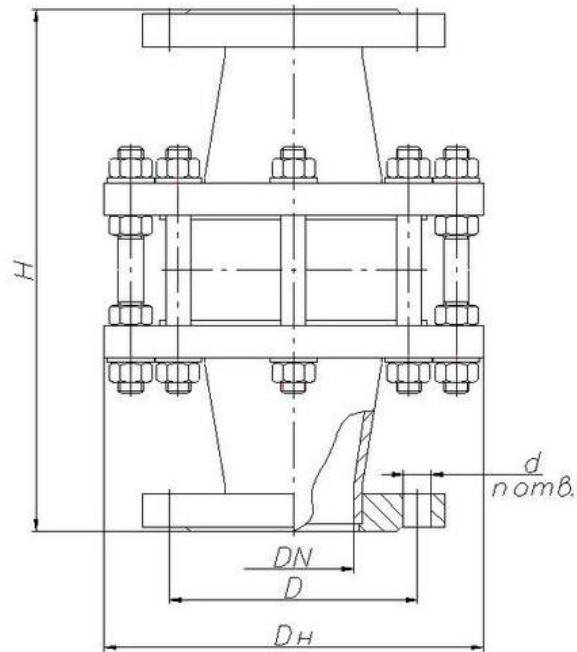


Рисунок 12 – Огневые предохранители

Вентиляционные патрубки (рисунок 13) предназначены для постоянного сообщения газового пространства резервуара с атмосферой для резервуаров с понтонами, резервуаров с плавающей крышей в период заполнения и опорожнения.



Рисунок 13 – Вентиляционный патрубок ОП-500

					Оборудование, обеспечивающее безопасную эксплуатацию	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		36

Тип устанавливаемой дыхательной арматуры определяется в зависимости от конструкции крыши резервуара и давления насыщенных паров хранимой нефти:

- на резервуарах со стационарной крышей (без понтона) при давлении насыщенных паров хранимой нефти ниже 26,6 кПа (200 мм рт. ст.) должны быть установлены вентиляционные патрубки с огневыми предохранителями;

- на резервуарах со стационарной крышей (без понтона) при давлении насыщенных паров хранимой нефти свыше 26,6 кПа (200 мм рт. ст.) должны быть установлены дыхательные и предохранительные клапаны с огневыми предохранителями;

- на резервуарах с плавающей крышей (понтоном) должны быть установлены вентиляционные патрубки с огневыми предохранителями.

Выбор исполнения дыхательной арматуры осуществляется согласно ГОСТ 15150 [12] в зависимости от климатической зоны (по ГОСТ 16350) [13].

Патрубки предназначены для присоединения технологических трубопроводов монтируются – в РВС – на нижнем поясе на рисунке 14.



Рисунок 14 – Приемо-раздаточные устройства с коренными задвижками

					Оборудование, обеспечивающее безопасную эксплуатацию	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		37

Хлопушки и заслонки, устанавливаемые на РВС, предназначены для предотвращения потерь нефти из резервуаров при авариях и повреждениях технологических трубопроводов или запорной арматуры (рисунок 15).

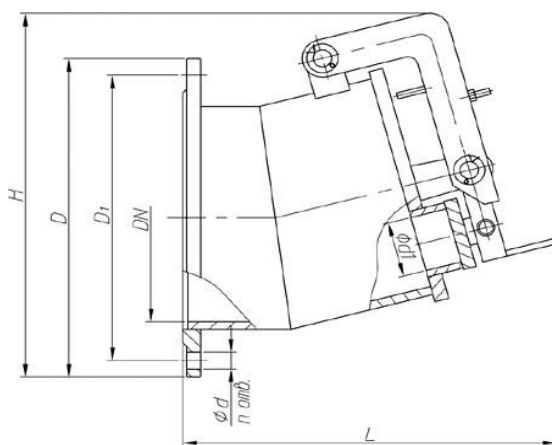


Рисунок 15 – Хлопушка

На приемо-раздаточном патрубке РВС, должны предусматриваться компенсирующие системы для снижения усилий, передаваемых технологическими трубопроводами на резервуар.

Резервуар оборудуется отсекающими коренными задвижками.

Резервуары должны быть оборудованы средствами отбора проб. Для отвода ливневых вод с плавающей крыши применяется водоспуск.

Сифонные краны предназначены для сброса подтоварной воды из стальных резервуаров. Для защиты от прямого воздействия атмосферных осадков сифонный кран оборудуется кожухом. Буквы с метками на корпусе сальника соответствуют трем положениям патрубка: Р – рабочее; Н – не рабочее; П – положение промывки. Риска на патрубке должна совпадать с буквой на фланце сальника. После окончания «сброса воды» кран закрывается, патрубок устанавливается в не рабочее положение, отворачивается пробка в корпусе сальника, удаляется вода до появления нефти, пробка закрывается, устанавливается в кожух (рисунок 16).



Рисунок 16 – Кран сифонный с кожухом

Оборудования для удаления отложений необходимы для предотвращения образования и размыва донных отложений, предотвращения скопления и удаления подтоварной воды и обеспечения качества перекачиваемой нефти в соответствии с ГОСТ Р 51858-2002 [14], используется система размыва или другое специальное оборудование, имеющее все необходимые разрешительные документы их применения приведена на рисунке 17.

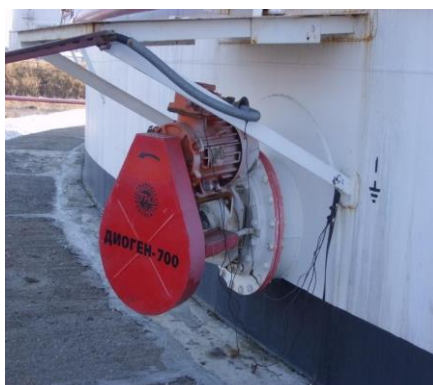


Рисунок 17 – Устройство для размыва донных отложений «Диоген-700»

Технологический процесс размыва и удаления донных отложений из эксплуатируемых резервуаров заключается в периодическом перемешивании нефти в резервуаре, для обеспечения величины остатка донных отложений не более 20 мм.

					Оборудование, обеспечивающее безопасную эксплуатацию	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		39

По условиям предупреждения образования статического электричества при работе устройства уровень нефти в РВС должен быть не менее 3 метров для резервуаров типа РВС.

Управление системой размыва донных отложений должно осуществляться из операторной, с обеспечением возможности управления устройством «по месту» с кнопочного поста управления, взрывозащищенного исполнения.

В зависимости от свойств транспортируемой нефти и величины донных отложений в резервуарах, устанавливаются два вида работы устройств типа «Диоген» для предотвращения образования, размыва и удаления донных отложений в резервуарах РВС, РВСП, РВСПК: плановый и внеочередной.

Плановый (периодический) размыв и удаление донных отложений из резервуаров – выполняется для обеспечения поддержания величины донных отложений в резервуаре не более 20 мм.

Внеочередной размыв и удаление донных отложений – выполняется в связи с увеличением высоты донных отложений более чем на 20 мм.

Внеочередной размыв донных отложений выполняется при подготовительных работах для обеспечения необходимой степени очистки внутренней поверхности резервуара перед проведением зачистки со вскрытием резервуара для проведения градуировки, технической диагностики, капитального ремонта, газоопасных или огневых работ в резервуаре.

Работы по внеочередному размыву донных отложений производятся с временным выводом резервуара из товарных операций для предотвращения ухудшения качества сдаваемой нефти.

Донные отложения препятствуют достоверному учету нефти, поэтому регулярный контроль их количества, размыв и удаление имеют важное значение в плане минимизации потерь нефти от погрешности баланса.

В состав оборудования резервуара входят люки: замерный, световой и люк-лаз (количество люков и их типы устанавливаются проектом) и др. люки для установки оборудования (рисунок 18).

					Оборудование, обеспечивающее безопасную эксплуатацию	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		40





Рисунок 18 – Люк замерный

Резервуары оснащаются сигнализаторами аварийного максимального и минимального уровней нефти (рисунок 19), устройствами измерения температуры, уровня нефти, автоматическими пожарными извещателями.



Рисунок 19 – Радарный уровнемер системы KOR-VOL NT

Техническое состояние резервуара и дыхательной арматуры имеет важное значение. Регулярная проверка герметичности крыши резервуара и дыхательных клапанов может предотвратить потери нефти от вентиляции газового пространства.

Выводы по разделу:

Резервуары объёмом 20000 м<sup>3</sup> наиболее распространены на НПС западной и Восточной Сибири. Перечислены конструкции, обеспечивающие безопасную эксплуатацию резервуаров.

					Оборудование, обеспечивающее безопасную эксплуатацию	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		41



## 4.1 Текущий ремонт резервуаров

Текущие ремонтные работы необходимо осуществлять как минимум 1 раз в 2 года.

В процессе осуществления ремонтных работ текущего характера необходимо реализовывать такие виды работ, как:

- осуществление очистки внутренней поверхности от отложений;
- реализация проверки технического состояния корпуса, днища, а также крыши резервуара;
- осуществление проверки, а также ремонтных работы сварных швов;
- осуществление подтяжки болтовых соединений;
- заправка, а также чеканка швов клепаного типа, заварка раковин, при необходимости формирование заплат;
- проведение окраски поверхностей.

## 4.2 Капитальный ремонт резервуаров

Опираясь на итоги осмотров, в процессе осмотровых ремонтных работ, либо проведенных в процессе осуществления текущих ремонтных работ может быть установлен срок осуществления капитальных ремонтных работ РВСП.

В ходе реализации капитальных ремонтных работ, необходимо осуществлять работы последовательно (рисунок 20) [18].

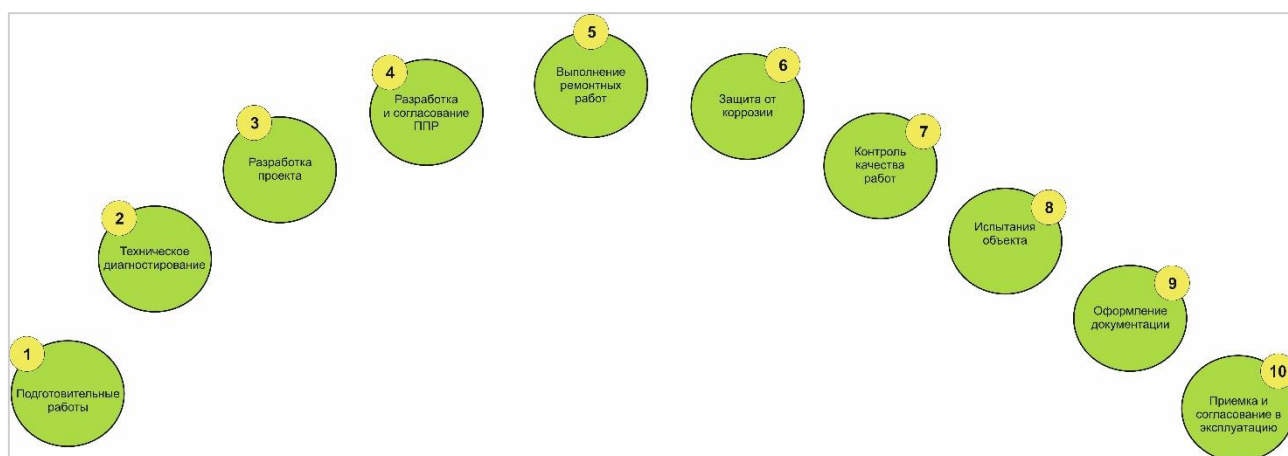


Рисунок 20 – Этапы капитального ремонта

					Организация технического обслуживания резервуара	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		43

### 4.3 Демонтаж резервуаров

По истечении нормативного срока эксплуатации осуществляются демонтажные работы. Кроме того, демонтаж может быть осуществлен до этого срока в ситуации полного восстановления резервуарного парка с переносом места нахождения емкости, либо в ситуации, когда имеют место дефекты, в полной мере препятствующие будущему использованию резервуаров [19].

Выводы по разделу:

Приведены основные виды работ при эксплуатации вертикально-стального резервуара.

					Организация технического обслуживания резервуара	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		44

## 5 Снижение потерь нефти от больших и малых дыханий

Известно, что основной причиной потери углеводородов в резервуарах является его «большое» и «малое» дыхание.

«Большие» дыхания, которые образуются в результате перепадов давлений в системе газовой смеси при операции слива налива, являются наиболее убыточными и приносят наиболее ощутимые затраты. Убытки тем больше, чем выше температура продукта, чем дольше происходит заполнение ёмкости, чем больше объем пространства и чем дольше происходит закачивание большего объема в резервуар.

«Малые» дыхания образуются в результате перепадов температур дня и ночи, которые способны охлаждать или нагревать продукты в ёмкости. Затраты тем значительные, чем выше температура ёмкости и содержащегося в нём продукта, чем значительнее происходит перепад температуры в окружающей среде и чем больше объем ёмкости [20].

Основными устройствами, которые способны уменьшить потери углеводородов являются предохранительные, дыхательные, аварийные клапаны, газоуравнительные системы (газгольдеры), плавающие покрытия, а также диски отражатели.

### 5.1 Дыхательные и предохранительные клапаны

Дыхательные устройства являются обязательным элементом в конструкции резервуаров, которые необходимы для взрывобезопасного ведения работ. Все процессы, которые проходят при попадании окружающего воздуха из внешней системы способствуют к росту давления в газовой ёмкости, что способно негативным образом сказаться на конструкции резервуара

					Организационно-техническое обеспечение безопасной эксплуатации резервуаров вертикальных стальных типа РВС-20000			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>	<i>Саттарова Ф.Д.</i>				Снижение потерь нефти от больших и малых дыханий	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>	<i>Антропова Н.А.</i>						45	108
<i>Рук. ООП</i>	<i>Брусник О.В.</i>					Отделение нефтегазового дела Группа 3-2Б7А		

(разрушение стенок, трещины в вертикальных поверхностях, выдавливание крышки, взрыв).

Для избежание негативных последствий необходимо установление дыхательных и предохранительных элементов.

Главной функцией дыхательных клапанов является регулирование давления в системе газового пространства резервуара. Т. е. дыхательный клапан «сбрасывает» накопившееся давление, а предохранительный открывает отводы при процессе нагнетания, тем самым «страхует» систему дыхательного оборудования.

Ключевыми функциями клапанов является сокращение потерь нефтепродуктов, предотвращение попадания инородных частиц, уменьшение снижения загрязнений на территории предприятия, поддержание герметичности системы, избежание смешения верхних и нижних слоев продукта [21].

Согласно нормативных документов, к клапанам установлены следующие требования:

- при процессах слива/налива резервуара, пропускная способность должна быть более производительности в момент проведения этих процессов;
- рабочие значения не должны быть более 20 % давления.

На рисунке 21 представлена схема клапана.

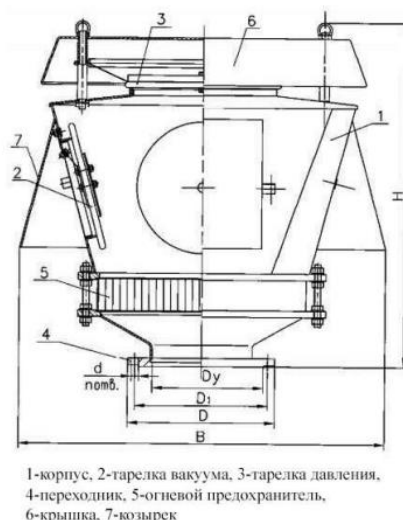


Рисунок 21 – Схема клапана

					Лист
					46
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	

## 5.2 Аварийные клапаны

Аварийные клапаны являются неотъемлемой частью конструкции резервуара. Они необходимы для аварийного сброса давления, которые могут быть вызваны температурными факторами, а также неисправностью дыхательных клапанов, подушек, систем вентиляции.

Аварийные клапаны, которые установлены на резервуары типа вертикальных стальных должны иметь вертикальные патрубки для взаимодействия с внутренней системой и атмосферы без огневых преградителей. Внедрение защитных кожухов применимо только при проведении расчёта на установление производительности аварийного клапана.

Давление срабатываний аварийных клапанов находится от 1,2р до 1,5р.

Значение срабатывания аварийных клапанов определяется путём проведения расчётов на предмет прочности стали резервуара. При проведении расчётов необходимо чтобы не произошло разрушения как вертикальной составляющей, так и узлов соединений, днища [20].

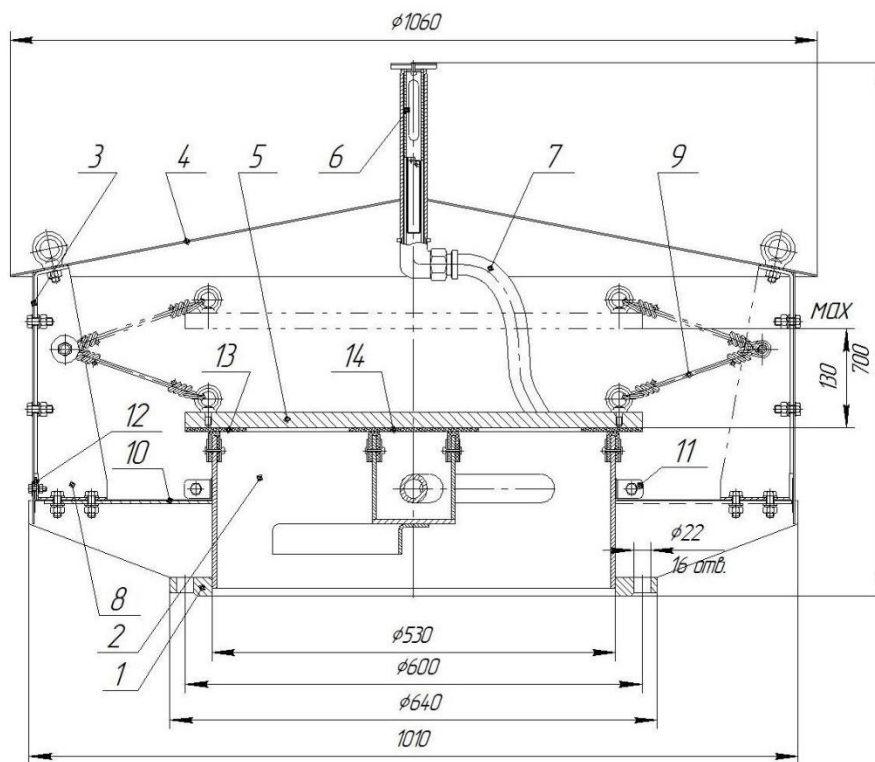
При отсутствии аварийного клапана, накопившиеся избыточное давление способно вызвать разрушение стенок, выдавливания элементов конструкции, взрыв.

Для резервуаров объемом 20000 метров<sup>3</sup> необходимо установление двух аварийных клапанов типа Ду 500-600 или одного клапана типа Ду-1000 (таблица 4).

Таблица 4 – Количество аварийных клапанов для резервуаров

Объем резервуара, м <sup>3</sup>	Количество АК, шт.	
	ДУ-500, ДУ-600	ДУ-1000
До 5000 включительно	1	-
Свыше 5 000 до 50 000	2	1
Свыше 50 000	-	2

На рисунке 22 представлена схема аварийного клапана типа АК-500.



1 – Крепежный фланец; 2 – Корпус; 3 – Обечайка; 4 – Зонт; 5 – Тарелка клапана; 6 – Сигнализатор;  
7 – Гибкий шланг; 8 – Стойка; 9 – Трос; 10 – Защитная сетка; 11 – Хомут; 12 – Кольцо прижимное;  
13 – прокладка; 14 – Прокладка внутренняя

Рисунок 22 – Аварийный клапан–500

### 5.3 Диски-отражатели

Диски отражатели необходимы для снижения потерь углеводородов при выбросе давления дыхательными клапанами. Способности диска отражателя устроены таким образом, что он препятствует потоку воздуха из газового пространства в резервуар. Отражатели выполнены в форме диска, имеют круглую форму. Он способен изменять поток воздуха с вертикального на горизонтальное положение, таким образом препятствуя смешиванию слоев газового пространства [21]. Данный диск способен уменьшать потери примерно на 25 %. Установка дисков происходит ниже дыхательных и предохранительных клапанов. Характеристики основных видов дисков отражателей представлены в таблице 5.

						Лист
						48
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Снижение потерь нефти от больших и малых дыханий	



Таблица 5 – Основные параметры ОТР

Обозначение изделия	ОТР-150	ОТР-200	ОТР-250	ОТР-350	ОТР-500
Диаметр условного прохода, DN	150	200	250	350	500
Высота, Н	560	661	774	973	1220
Ширина,	468	611	814	1138	1450
Длина	480	622	834	1164	1505
Масса, кг, не более	5,7	7,95	11,1	16,5	24

На рисунке 23 представлена схема ОТР.

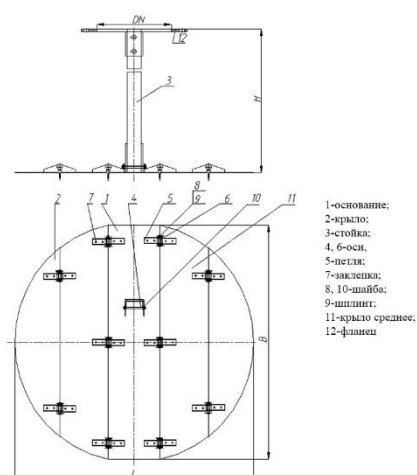


Рисунок 23 – Схема дисков отражателей

#### 5.4 Газоуравнительные системы

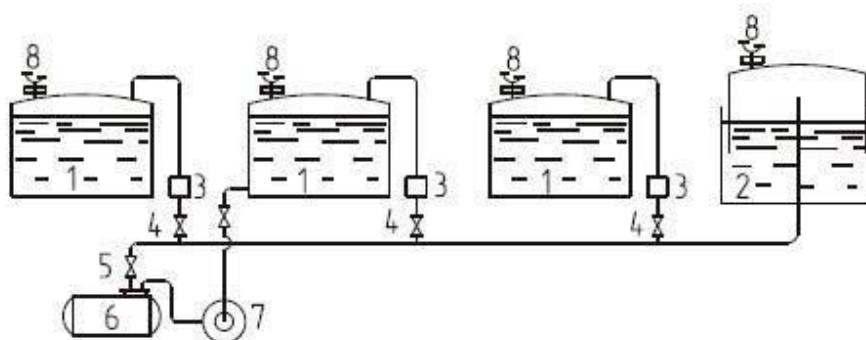
На нефтеперерабатывающей станции имеется множество резервуаров, которые имеют замкнутую систему газовой обвязки. Данное решение применимо для ёмкости, которая предназначена для хранения углеводородов. Ключевым моментом в создании данной технологии является разработка замкнутого контура для обеспечения движения паровоздушной взвеси. Данное решение позволяет решить ряд важных вопросов, направленных на экологическую защиту, безопасную работу парка, а также предупреждение потерь в результате выбросов паров [22].

Сокращение потерь углеводородов достигается путём компенсации объема вытеснения и всасывания при операции слив-налив, из одного резервуара в другой.

Наибольший эффект достигается при осуществлении сливо-наливной операции, имеющим одинаковый объем и время операции. Большим преимуществом применения данной системы является его небольшая стоимость.

Обвязка для уравнивающей системы в резервуарном парке охватывает все ёмкости. В результате такого применения производится минимизация испарения паров. Газоуравнивающая система включает датчики; устройство для предупреждения аварий; трубы, которые необходимы для соединений ёмкости.

Схема обвязки газоуравнивающей системы представлена на рисунке 24.



- 1 – Резервуар, 2 – Газосборник; 3 – Огневые преградители; 4 – Запорные задвижки;  
 5 – Задвижка спуска конденсата; 6 – Заглубленная емкость конденсата; 7 – Насос;  
 8 – Аварийная дыхательная арматура; 9 – Мягкая вставка

Рисунок 24 – Схема обвязки РВС

### 5.5 Эксплуатация оборудования согласно нормативным документам

К осуществлению операции по монтажу, демонтажу, эксплуатации клапанов и оборудования по снижению потерь нефтепродуктов допускаются лица не моложе 18 лет, прошедшие медицинское, психиатрическое освидетельствование и имеющие соответствующую аттестацию по безопасному ведению работ. Данные лица не должны иметь медицинских противопоказаний.

Персонал должен пройти водный, первичный, целевой инструктаж; успешно пройти проверку знаний; знать и применять методы по оказанию первой помощи. Работник должен пройти обучение по устройству клапанов и

инструкций в процессе проведения работ по монтажным и демонтажным операциям [23].

Каждое оборудование должно обеспечивать стандарты согласно изготовления, комплектности, маркировки и упаковки. Согласно ГОСТ Р 53464, работа оборудования с трещинами, разрывами и другими дефектами не допускается. Не допускаются вмятины, забои, следы дроблений и других повреждений. Литые клапаны должны быть изготовлены в соответствии с данным документом. Все оборудование должно быть изготовлено согласно данного документа, отклонения от формы не допускаются. Антикоррозионное покрытие необходимо осуществлять по согласованию с заказчиком.

Каждый комплект клапана включает в себя технические документы, запасные части, клапан в собранном виде. Дополнительно могут быть укомплектованы диски отражатели, фланцы, уплотнительные прокладки, детали, перемишки. Технические документы представлены руководством по эксплуатации, паспортом оборудования, инструкциями по монтажным и демонтажным работам, копиями декларации о соответствии устройства, ведомостью, сертификатами и упаковочным листом.

Маркировку необходимо осуществлять в местах, доступных для визуального осмотра и лёгкого чтения. Маркировку необходимо осуществлять в течение срока всего службы. На каждом оборудовании необходимо установить табличку в соответствии с ГОСТ 12969. На табличку должны быть нанесены обозначение клапана, рабочий вакуум, марка, заводской номер, наименование, дата изготовления.

Упаковка клапана должна быть разработана в соответствии с ГОСТ 23170. Поверхности фланцев необходимо защитить от повреждений, отверстия необходимо закрыть заглушками. Все поверхности должны быть обработаны защитными покрытиями в соответствии с ГОСТ 9.014.

Выводы по разделу:

Выявлены основные оборудования по снижению потерь при «малых» и «больших» дыханиях и обеспечения надежной и безопасной работы резервуара.

					Снижение потерь нефти от больших и малых дыханий	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		51

## 6 Автоматическое пожаротушение

Возникновение пожара в резервуаре происходит по нескольким причинам: особенностей конструкции резервуара; свойствам жидкостей к воспламенению; наличия взрывоопасных концентраций, как внешне, так и внутри резервуара; наличия источника подачи зажигания.

Обычно пожар в резервуарах начинается в результате взрыва газозвдушной смеси.

Первоначально горение углеводородов сопровождается большим тепловым излучения, а толщина светоотражающей способности может быть в два раза больше, чем диаметр резервуара [24].

Если в резервуаре наблюдается факельное горение, идет чёрный дым и красное пламя, это говорит о том, что происходит горение высокой концентрации вещества и опасность взрыва не большая. При образовании факельного горения синим и зеленым цветом, существует реальный риск опасности взрыва.

Развитие пожара во многом зависит от его места расположения, размеров объекта, устойчивости конструкции, действий персонала, работы пожарной системы и прибытия пожарных подразделений. На рисунке 25 представлен вариант развития пожара.

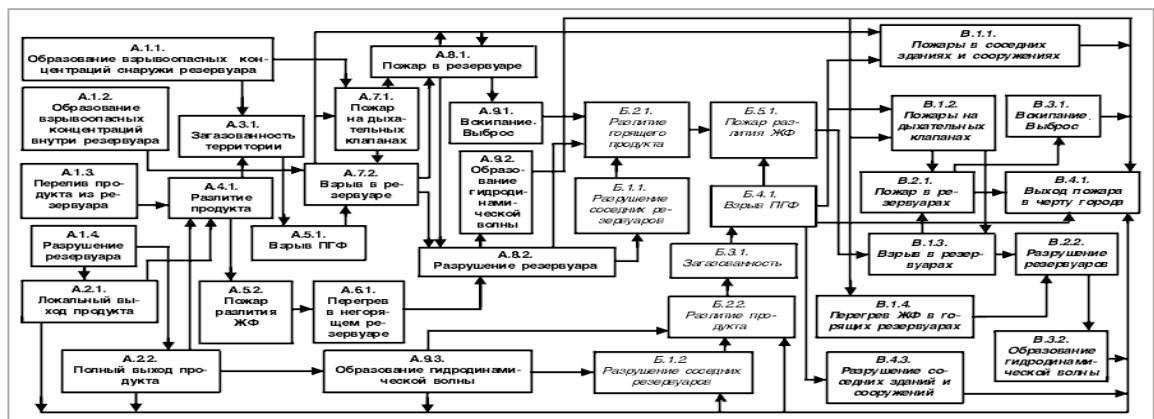


Рисунок 25 – Схема вероятных сценариев развития пожара

Организационно-техническое обеспечение безопасной эксплуатации резервуаров вертикальных стальных типа РВС-20000				
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
Разраб.		Саттарова Ф.Д.		
Руковод.		Антропова Н.А.		
Рук. ООП		Брусник О.В.		
Автоматическое пожаротушение				
			Лит.	Лист
				52
			Листов	108
Отделение нефтегазового дела Группа 3-2Б7А				

Автоматическое пожаротушение резервуаров представляет собой систему специальных оборудований, которые направлены на предотвращение или позволяют обеспечить быстрое тушение пожара. Данная система включает в себя бак дозатора, систему управления, насосную, водопроводы, емкости запаса воды, извещатели, контрольные приборы, пенные генераторы (рисунок 26).

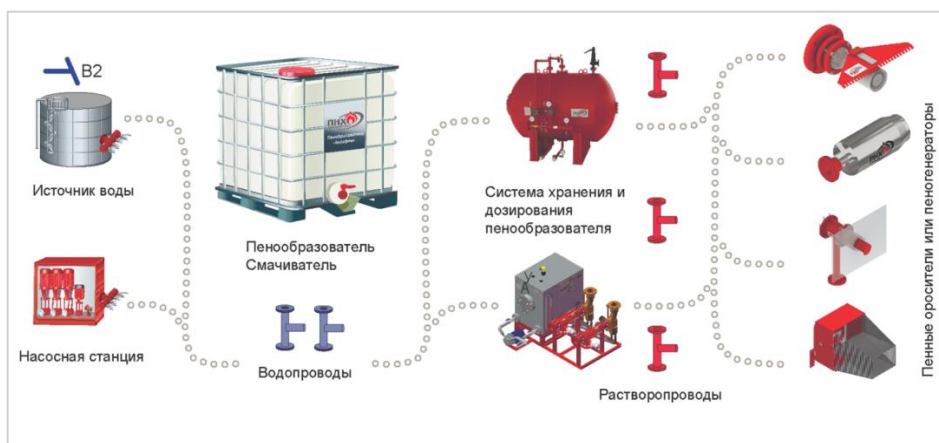


Рисунок 26 – Состав установки автоматического пожаротушения

### 6.1 Основные виды автоматических установок пожаротушения

В каждом резервуарном парке, существует два вида установок пожаротушения: спринклерная и дренчерная.

Спринклерная установка подразумевает под собой систему тушения пожара, срабатывание которой происходит в результате достижения критической температуры (рисунок 27). Как только наблюдается повышение температуры до критичного значения, тепловой замок открывается и сбрызгивается вещество для тушения очага пожара. В качестве огнетушащего средства является вода или смачиватель (вода с пенообразователем).

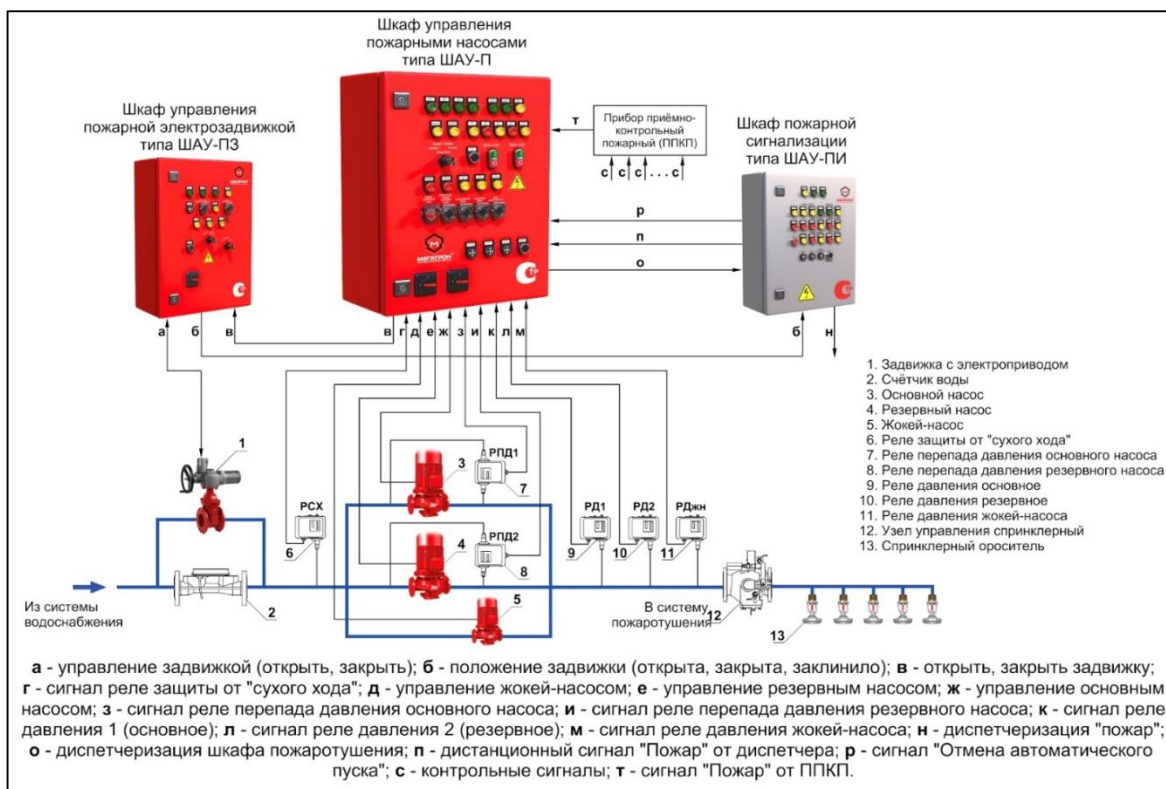


Рисунок 27 – Спринклерная система установки

Дренчерная установка подразумевает под собой систему тушения пожара, срабатывание которой происходит в результате поступления сигнала от оборудования приборов обнаружения пожара (рисунок 28). Данная система может запускаться как в ручном ходе, а также при подаче сигнала. В качестве огнетушащего вещества представлена вода, смачиватель, а также воздушно-механическая пена.

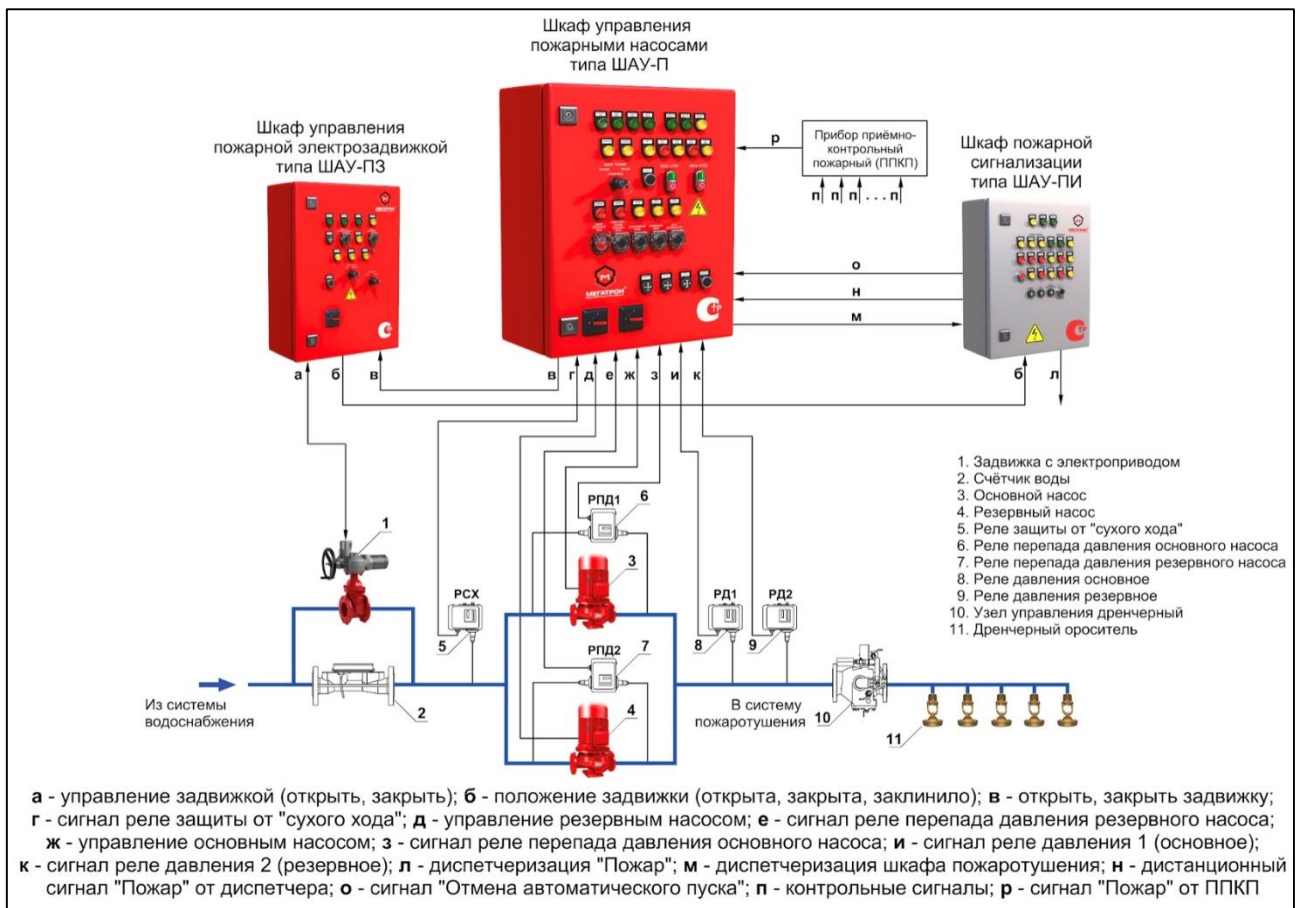


Рисунок 28 – Дренчерная система установки

Основные ошибки при установках и иных систем пожаротушения встречаются довольно часто, и связаны они с пенообразователями.

В настоящее время не существует таких пенообразователей, которые способны сохранять свои огнетушащие свойства при хранении в ёмкости. Соответственно при её эксплуатации первым делом будет поступать водный раствор. Данное явление имеет негативные последствия, поскольку при тушении легковоспламеняющихся веществ может привести к распространению пожара [25].

Каждый пенообразователь делится для тушения пен разной кратности. К примеру, пенообразователь типа S не подходит для тушения очагов низкой кратности. В данном случае при применении пенообразователей низкой кратности при тушении легковоспламеняющейся жидкости, процесс тушения не будет эффективным.

Насосная станция пожаротушения представляет собой систему основного и дополнительного вида насоса, которая предназначена для средств огнетушения (рисунок 29).



Рисунок 29 – Станция пожаротушения Grundfos Hydro

Бак дозаторов представляет собой ёмкость предназначена для хранения раствора в воде (рисунок 30).

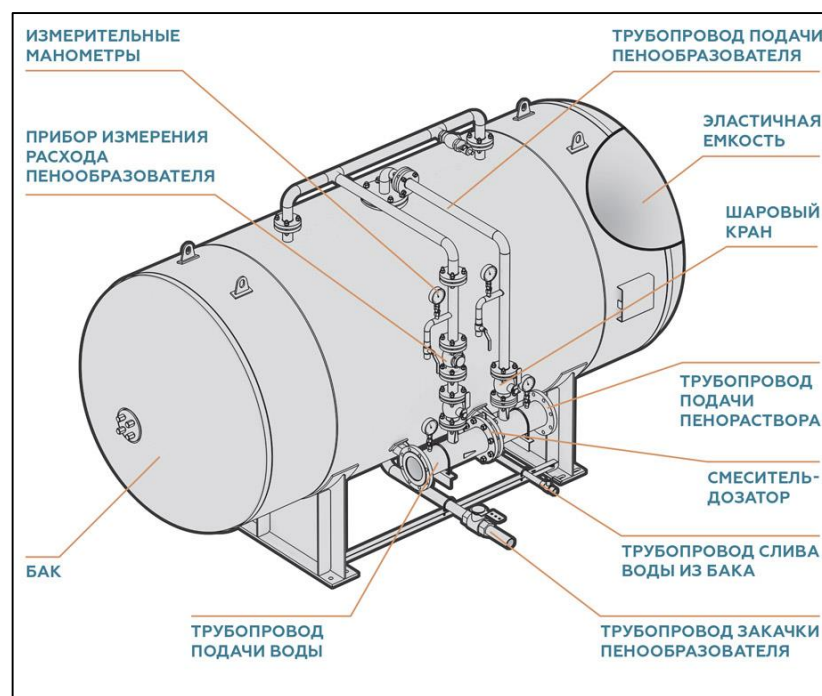


Рисунок 30 – Устройство бака-дозатора модели «Гобсек»

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата



Система управления представляет собой автоматическую и дистанционную подачу установки (рисунок 31). При обнаружении пожара, автоматическое отключение происходит через 10 минут.


<p><b>Расшифровка маркировки</b></p> <p style="text-align: center;"><b>ШАУ-П-380Б-21Ж1-025.005-54П</b></p> <p><b>тип шкафа:</b> ШАУ – шкаф автоматического управления</p> <p><b>назначение шкафа:</b> П – системы пожаротушения</p> <p><b>питающее напряжение шкафа и кол-во вводов:</b> 220 – 1x220В, один ввод питания; 220Б – 1x220В, два ввода питания с АВР; 220Б2 – 1x220В, два ввода питания без АВР; 380 – 3x380В, один ввод питания; 380Б – 3x380В, два ввода питания с АВР; 380Б2 – 3x380В, два ввода питания без АВР;</p> <p><b>кол-во подключаемых двигателей основных насосов:</b> 21 – два насоса (1 рабочий/1 резервный) 32 – три насоса (2 рабочих/1 резервный, с возможностью выбора алгоритма 1 рабочий/ 2 резервных)</p> <p><b>кол-во подключаемых жockey-насосов:</b> Ж1 – один жockey-насос; Ж2 – два жockey-насоса (1рабочий/1 резервный)</p> <p><b>диапазон токов основных насосов:</b> номинальный ток электродвигателя каждого основного насоса должен находиться в диапазоне шкафа (пример: 6 – 10 А)</p> <p><b>диапазон токов жockey-насосов:</b> номинальный ток электродвигателя каждого жockey-насоса должен находиться в диапазоне шкафа (пример: 0,5 – 5 А)</p> <p><b>степень IP шкафа (пылевлагозащищенность):</b> «54» - IP 54</p> <p><b>Основные компоненты шкафа:</b> П – наличие устройства плавного пуска (УПП) для электродвигателя каждого основного насоса</p>	
---	---

Рисунок 31 – Шкаф системы «Мегатрон»

Пенные генераторы представлены тремя типами кратности (низкая, среднее, высокая). Данные устройства генерируют растворы в пену и играют важнейшую роль при тушении пожаров (рисунок 32).

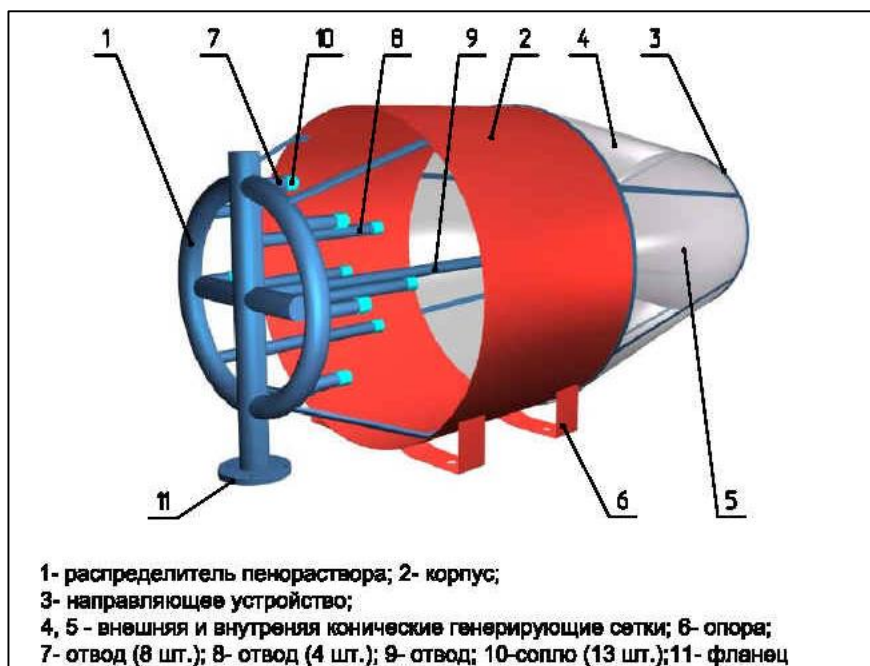


Рисунок 32 – Пенные генераторы

Система обнаружения пожара включает в себя ручные и автоматические извещатели, приборы, которые способны образовывать сигнал пожарных средств в установленные команды. При появлении выше предельно допустимых концентраций паров в системе резервуара, путём контрольно-приёмного устройства преобразуются в сигнал, далее в команду и издается чёткая установка по дальнейшим инструкциям персонала (рисунок 33).

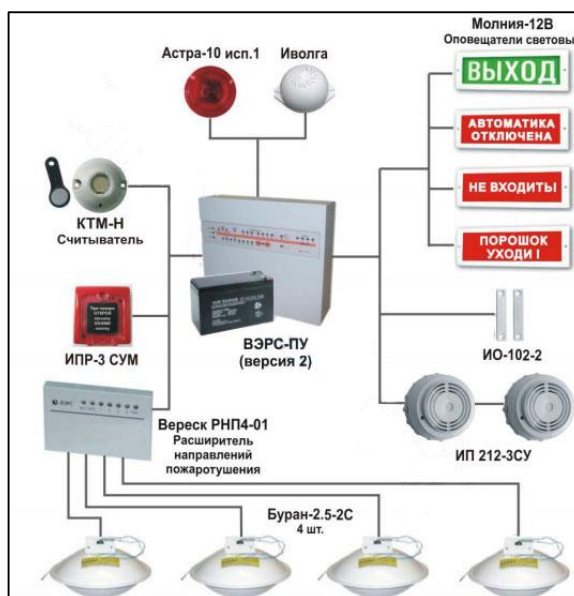


Рисунок 33 – Системы обнаружения пожара

Выбор огнетушащего материала напрямую зависит от пожарной опасности объекта, экономической целесообразности и видов применяемого горючего вещества. При использовании не растворимых в воде веществ, возникает необходимость в применении пенообразователя класса S или AFFF. Для веществ, которые способны растворяться в жидкости, необходимо применение пенообразователей типа S/AR или AFFF/AR. При применении на предприятии текстильных, волокнистых, резиновых, порошковых материалов необходимо применение смачивателя или вещества с пеной. Данная система с установкой воды и смачивателем будет намного выгоднее и эффективнее, чем обычная вода.

## **6.2 Требования к средствам обнаружения пожара**

Автоматические установки необходимы должны быть разработаны в соответствии с требованиями нормативных документов и документации на предприятии. Каждая автоматическая установка должна иметь паспорт, которая ведётся ответственным лицом за техническое состояние данного оборудования.

Средства обнаружения проектируется с целью достоверных обнаружений очагов пожара; сбора, обработки информации и донесения до технического персонала; взаимодействия со смежными системами противопожарной защиты, своевременного обнаружения очага возгорания.

Достоверность обнаружения очага возгорания должна руководствоваться путём выбора алгоритма принятия решений в момент возникновения пожара, выбора средств пожарных извещателей, защиты от системы ложных срабатываний.

Своевременность обнаружения достигается путём размещения иницирующих приборов согласно свода правил, установленных на предприятии и нормативных документов.

Сбор и представление информации до персонала осуществляется путём формирования зоны контроля пожарной сигнализации.

										Лист
										59
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Автоматическое пожаротушение					

Взаимодействие со смежными средствами противопожарной защиты должны руководствоваться, согласно нормативных документов.

Требования к средствам обнаружения пожара установлены в четырёх нормативных документа: СНиП 2.11.03, ВНПБ 2000, ППБ 01-93, НПБ-160-97.

В документе СНиП 2.11.03 актуальным вопросом является оснащённость резервуара и главное внимание уделяется системе пенных пожаротушений. Все средства пожаротушения, реагирования и иные инструменты в борьбе с тушением очагов возгорания должны быть исправны и готовы к дальнейшей эксплуатации.

В документе ВНПБ 2000 указана информация о способе оснащения пожарной части, его численности и об ответственности предприятий, хранящихся ЛВЖ.

В документе ППБ 01-93 дается краткая информация о средствах тушения пожара на площадках, которых должны храниться и оснащаться данные системы.

В документе НПБ-160-97 представлена информация об обеспечении знаками по пожарной безопасности на территории всего предприятия. Здесь также регламентированы действия, которые могут вызвать возгорание.

Известно, что на территории резервуарного парка, исключить все аварийные ситуации и возгорания невозможно. Тем не менее, возгорание можно снизить путём применения необходимых средств и мер пожаротушения. Для достижения данных целей необходимо руководствоваться рядом правил. Окраска конструкций на территории резервуарных парков должна иметь светлые оттенки. Слой покрытия должен быть сплошным. При выявлении факта нарушения необходимо восстановить покрытие путём покрасочных работ. Ежедневно необходимо проводить проверку над состоянием резервуарного парка. Основные моменты должны уделяться зонам герметичности, разрывов, трещин, знаков, эксплуатации систем.

										Автоматическое пожаротушение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата							60

В случае обнаружения каких-либо дефектов в устройстве резервуара, элемент должен быть изъят, зачищен и отправлен на ремонт. При обнаружении дефектов необходимо проводить очистку и дегазацию в резервуаре.

При обнаружении на резервуаре элементов льда и грязи, отложений, необходимо проводить работы по его очистке. Необходим ежесменный контроль над проверкой жидкости в гидравлических клапанах, работоспособности хлопушей, задвижек.

Территория резервуарных парков на которых находится множество емкостей должна иметь обвалование. Хранение, складирование на территории резервуарного парка иного сырья, материалов, не связанных с эксплуатацией резервуара недопустима.

Выводы по разделу:

Рассмотрены основные виды автоматических установок пожаротушения. Представлены требования к средствам обнаружения пожара.

					Автоматическое пожаротушение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		61

## 7 Технологические расчеты

Исходные данные для расчетов представлены в таблице 6.

Таблица 6 – Исходные данные

Наименование	Значение	Единица измерения
Нагрузка снеговая (максимальная)	150	кг/м <sup>2</sup>
Нагрузка ветровая (максимальная)	55	кг/м <sup>2</sup>
Геометрическая вместимость	4866	м <sup>3</sup>
Диаметр	22,8	м
Высота стенки	11,92	м
Толщина стенки: –1-го пояса	9	мм
–2-го пояса	8	
–3-го пояса	7	
– последующих	6	
Толщина днища	5	мм
Масса стенки	45,86	т
Масса днища	19,5	т
Масса покрытия	20,83	т
Масса резервуара общая	93,44	т

Материал резервуар – сталь 09Г2С.

$\sigma_v = 460$  МПа;

$R^H = \sigma_m = 310$  МПа;

$E = 2,1 \cdot 10^6$  кгс/см<sup>2</sup>;

$\rho = 0,0009$  кг/м<sup>3</sup>;

$\mu = 0,3$

					Организационно-техническое обеспечение безопасной эксплуатации резервуаров вертикальных стальных типа РВС-20000			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.	Саттарова Ф.Д.				Технологические расчеты	Лит.	Лист	Листов
Руковод.	Антропова Н.А.						62	108
Рук. ООП	Брусник О.В.					Отделение нефтегазового дела Группа 3-2Б7А		

## Расчет толщины стенки

В таблицу 7 вынесем формулы для расчета и условные обозначения:

Таблица 7 – расчетные формулы, условные обозначения

№ п/п	Формула	Условные обозначения
1	$\delta = \frac{\gamma * (n_1 * P_1 + n_2 * P_2)}{m * R}$	$\gamma$ – внутренний радиус резервуара; $P_1$ – гидростатическое давление; $P_2$ – избыточное давление (определяется максимально допустимой нагрузкой на дыхательные клапаны) 200 мм.в.ст. (0,02 кг/см <sup>2</sup> ); $H$ – высота залива продукта (определяется через коэффициент заполнения резервуара); $n_1$ – коэффициент перегрузки гидростатического давления; $n_2$ – коэффициент перегрузки избыточного давления; $m$ – коэффициент условий работы цилиндрической оболочки; $R$ – расчетное сопротивление стали.
2	$P_1 = \gamma * h$	
3	$R = R^H * n$	

Значения гидростатического давления для 1-8 поясов отразим в таблице 8.

Таблица 8 – гидростатическое давление по поясам

№ пояса	Гидростатическое давление
8	$P_1=0,0009*150 = 0,135 \text{ кг/см}^2$
7	$P_1=0,27 \text{ кг/см}^2$
6	$P_1=0,405 \text{ кг/см}^2$
5	$P_1=0,54 \text{ кг/см}^2$
4	$P_1=0,675 \text{ кг/см}^2$
3	$P_1=0,81 \text{ кг/см}^2$
2	$P_1=0,945 \text{ кг/см}^2$
1	$P_1=1,019 \text{ кг/см}^2$

Непосредственные расчеты по формуле 1 для 1-8 поясов вынесем в таблицу 9.

Таблица 9 – расчеты по поясам

№ пояса	Расчетное значение
8	$\delta_8 = \frac{2280*(1,1*0,135+1,2*0,02)}{0,8*2635} = 0,1865 \text{ см}$
7	$\delta_7 = 0,3472 \text{ см}$
6	$\delta_6 = 0,5078 \text{ см}$
5	$\delta_5 = 0,6684 \text{ см}$
4	$\delta_4 = 0,829 \text{ см}$
3	$\delta_3 = 0,9896 \text{ см}$
2	$\delta_2 = 1,1503 \text{ см}$
1	$\delta_1 = 1,3026 \text{ см}$

*Уточненный расчет н ижного узла резервуара*

Все необходимые расчеты сведем в таблицу 10.

										Лист
										64
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						



Таблица 10 – уточненный расчет нижнего узла резервуара

№ п/п	Формула и расчеты	Условные обозначения
4	Равномерно-распределенная нагрузка на 1 см периметра резервуара от веса кровли, корпуса и снегового покрова: $q = \frac{G}{2 * \pi * \gamma}$	G – суммарный вес стенки, кровли, снежного покрова
5	Вес снежного покрова: $G_{\text{снег.}} = q_{\text{сн}}^H * F$	F – площадь кровли; $q_{\text{сн}}^H$ – нормативная нагрузка
6	$D_{\text{дн.}} = \frac{2,1 * 10^6 * 0,6^3}{12 * (1 - 0,3^2)} = 4,1538 * 10^4 \text{ кг*см}$	
7	Коэффициент деформации днища: $\beta_{\text{см.}} = \sqrt[4]{\frac{K_{\text{см.}}}{4 * D_{\text{см.}}}}$	
Коэффициент постели песчаного основания:		
8	$K_{\text{дн.}} = 20 \text{ кгс/см}^3$	
9	$\beta_{\text{см.}} = \sqrt[4]{\frac{20}{4 * 4,1538 * 10^4}} = 0,1047 \frac{1}{\text{см}}$	
Перемещения стенки:		
10	$\delta_{11}^{\text{см}} = \frac{1}{\beta_{\text{см.}} * D_{\text{см.}}}$	
11	$\delta_{11}^{\text{см}} = \frac{1}{0,0236 * 4,225 * 10^5} = 0,10029 * 10^{-3} \text{ 1/кг}$	
12	$\delta_{12}^{\text{см}} = \delta_{21}^{\text{см}} = \frac{1}{2 * \beta_{\text{см.}}^2 * D_{\text{см.}}}$	
13	$\delta_{12}^{\text{см}} = \delta_{21}^{\text{см}} = \frac{1}{2 * 0,0236^2 * 4,225 * 10^5} = 0,2124 * 10^{-2} \text{ см/кг}$	
14	$\delta_{22}^{\text{см}} = \frac{1}{2 * 0,0236^3 * 4,225 * 10^5} = 0,9003 * \frac{10^{-1} \text{ см}^2}{\text{кг}}$	

Продолжение таблицы 10

Перемещение стенки относительно постели:		
15	$\Delta_{1P}^{CM} = \frac{\gamma}{K_{CM}}$	
16	$\Delta_{1P}^{CM} = \frac{0,0009}{0,525} = 0,1714 * 10^{-2} \text{ см}$	
17	$\Delta_{2P}^{CM} = \frac{\gamma}{K_{CM}} * H$	H – высота резервуара
18	$\Delta_{2P}^{CM} = \frac{0,0009}{0,525} * 1192 = 2,0434 \text{ см}$	
Перемещения днища:		
19	$\delta_{11}^{дн.} = \frac{1}{\beta_{дн.} * D_{дн.}} * \frac{1 + \eta_3^2 * 2\eta_1^2}{4}$	
20	$\delta_{11}^{дн.} = \frac{1}{0,1047 * 4,1538 * 10^4} * \frac{1 + 0,8784^2 * 2 * 0,6174^2}{4} = 1,4566 * 10^{-4} \text{ см}$	
21	$\Delta_{1q0}^{дн.} = -\frac{q_0 * \beta_{дн.}}{2 * K_{дн.}} * (1 - \eta_3 * \eta_4 + 2 * \eta_1 * \eta_2)$	
22	$\Delta_{1q0}^{дн.} = -\frac{1,0728 * 0,1047}{2 * 20} * (1 - 0,8784 * 0,3564 + 2 * 0,6174 * 0,261) = -1,0239 * 10^{-3} \text{ см}$	
23	$\Delta_{2q1}^{дн.} = \frac{q_1}{2 * \beta_{дн.}^2 * D_{дн.}^2} * \eta_1^2$	
24	$\Delta_{2q1}^{дн.} = \frac{23,6}{2 * 0,1047^2 * 4,1538 * 10^4} * 0,6174^2 = 9,878 * 10^{-3} \text{ см}$	
Суммарные перемещения:		
25	$\delta_{11} = \delta_{11}^{дн.} + \delta_{11}^{CM}$	
26	$\delta_{11} = 1,4566 * 10^{-4} + 1,0029 * 10^{-4} = 2,4595 * 10^{-4} \text{ см}$	
27	$\Delta_{1P} = \Delta_{1P}^{CM} + \Delta_{1q0}^{дн.} + \Delta_{2q1}^{дн.}$	
28	$\Delta_{1P} = 1,714 * 10^{-3} + 1,0239 * 10^{-3} + 9,878 * 10^{-3} = 10,561 \text{ см}$	

Продолжение таблицы 10

Все значения подставляем в систему канонических уравнений:	
29	$\begin{cases} \delta_{11}M + \delta_{12}H + \Delta_{1P} = 0 \\ \delta_{21}M + \delta_{22}H + \Delta_{2P} = 0 \end{cases}$
Момент в стенке:	
30	$M_{см.} = \frac{\frac{\delta_{12}^{см.} * \Delta_{2*P}^{см.}}{\delta_{12}^{см.}} - \Delta_{1P}}{\delta_{11} - \frac{\delta_{12}^{см.} * \delta_{21}^{см.}}{\delta_{22}^{см.}}}$
31	$M_{см.} = \frac{\frac{0,002124 * 2,0434}{0,09003} - 0,0105681}{2,4595 * 10^{-4} - \frac{0,002124 * 0,002124}{0,09003}} = 192,04 \text{ кгс} * \text{см}$
32	$H = - \left( \frac{\delta_{21}^{см.} M_{см.} + \Delta_{2*P}^{см.}}{\delta_{22}^{см.}} \right)$
33	$H = - \left( \frac{0,002124 * 192,04 + 2,0434}{0,09003} \right) = -27,2275 \text{ кгс}$
Момент в днище:	
34	$M_{дн.} = \frac{M_{см.}}{2} (1 + \eta_3^2) - \frac{q_1}{4 * \beta_{ly}} (1 - 2\eta_1\eta_2 + \eta_3\eta_4) - \frac{q_0}{4\beta_{дн.}^2} \eta_2^2$
35	$M_{дн.} = \frac{192,04}{2} (1 + 0,8784^2) - \frac{23,6}{4 * 0,1047} (1 - 2 * 0,6174 * 0,261 + 0,8784 * 0,3564) - \frac{1,0728}{2 * 0,1047^2} * 0,2610^2$ $= 146,2097 \text{ кгс} * \text{см}$

*Потери углеводородов при «малых дыханиях»*

В случае «малых дыханий» некоторая доля нефтепродукта подвергается испарению, при этом происходит уменьшение объема нефтепродукта, однако увеличивается объем пространств, которое заполняется газом. При проведении вычислений имеется возможность пренебречь данным колебанием пространства:  $V_1 - V_2 = V$ :

$$G_{тм.д.} = V * \left[ \frac{P_a - P_{кв.} - P_{y1}}{T_1} - \frac{P_a - P_{кд.} - P_{y2}}{T_2} \right] * \frac{P_y}{P - P_y} * \frac{M_6}{R} \quad (1)$$

Определим потери нефти в июле от одного «малого дыхания» в РВС-20000 м<sup>3</sup>, установленного на НПС№1 и заполненного до нижнего нормативного уровня  $H_{\text{нн}}=0,810$  м. Исходные данные для расчета вынесем в таблицу 11.

Таблица 11 – Исходные данные

Наименование	Значение	Единица измерения
Объем по строительному номиналу ( $V_{\text{стр}}$ )	19486	м <sup>3</sup>
Объем по нормативному уровню нижнему ( $V_{\text{нн}}$ )	1295	м <sup>3</sup>
Температура начала кипения нефти ( $t_{\text{нк}}$ )	46	°С
Среднее атмосферное давление (Ра)	105	Па
Среднемесячная температура воздуха в июне в Томской области ( $t_{\text{бср}}$ )	21,5	°С
Среднемесячная минимальная температура ( $t_{\text{bmin}}$ )	13,2	°С
Амплитуда суточного колебания температуры газового пространства резервуара ( $\Delta t_r$ )	32,8	°С
Плотность нефти ( $\rho$ )	845	м <sup>3</sup> /кг.

Расчет потери нефти за одно «малое дыхание» вынесем в таблицу 12.

Таблица 12 – Расчет потери углеводов за одно «малое дыхание»

№ п/п	Формулы и расчеты
Температура в газовом пространстве резервуара:	
	среднемесячная амплитуда колебания температуры воздуха:
37	$\frac{\Delta t_B}{2} = t_B^{cp} - t_B^{min}$
38	$\Delta t_B = 2 * (21,5 - 13,2) = 16,6 \text{ } ^\circ\text{C}$
39	минимальная температура в газовом пространстве резервуара: $t_{rmin} = t_{Bmin} = 13,2 \text{ } ^\circ\text{C}$
40	максимальная температура в газовом пространстве резервуара: $t_{rmax} = t_{rmin} + \Delta t_r = 13,2 + 32,8 = 46,0 \text{ } ^\circ\text{C}$
Температура верхних слоев нефти:	
41	$t_{всmin} = t_{вср} - 0,3 * \Delta t_r / 2 = 21,5 - 0,3 * 32,8 / 2 = 16,6 \text{ } ^\circ\text{C}$
42	$t_{всmax} = t_{вср} + 0,3 * \Delta t_r / 2 = 21,5 + 0,3 * 32,8 / 2 = 26,4 \text{ } ^\circ\text{C}$
<p>Определяем объемную концентрацию паров нефти в газовом пространстве резервуара. Для этого, пользуясь графиком зависимости давления насыщенных паров нефтей или нефтепродуктов от температуры, находим давление насыщенных паров <math>P_y</math> при <math>t_{всmin}</math> и <math>t_{всmax}</math>:</p>	
43	$P_{y1} = 0,018 \text{ МПа}$ и $P_{y2} = 0,028 \text{ МПа}$
44	Среднеарифметическое давление насыщенных паров: $P_y = (P_{y1} + P_{y2}) / 2 = (0,018 + 0,028) / 2 = 0,023 \text{ МПа}$
45	Молекулярный вес бензиновых паров: $M_6 = 60 + 0,3 t_k + 0,001 \cdot t_k^2 = 60 + 0,3 \cdot 46 + 0,001 \cdot 46^2 = 75,9 \text{ кг/(кмоль)}$
46	Расчетное избыточное давление дыхательных клапанов КДС-3000: $P_{кд} = 200 \text{ мм вод. ст.} = 1961,3 \text{ Па}$
47	Расчетный вакуум дыхательных клапанов КДС-3000: $P_{кв} = 25 \text{ мм вод. ст.} = 245,2 \text{ Па}$
48	Среднее давление в газовом пространстве: $P = (P_a + P_{кд} + P_a - P_{кв}) / 2 = (2 * 105 + 1961,3 - 245,2) / 2 = 100858,05 \text{ Па}$

Продолжение таблицы 12

49	<p>Потери нефти за одно «малое дыхание»:</p> $G_{\text{тм.д.}} = V * \left[ \frac{P_a - P_{\text{кв.}} - P_{y1}}{T_1} - \frac{P_a - P_{\text{кд.}} - P_{y2}}{T_2} \right] * \frac{P_y}{P - P_y} * \frac{M_B}{R} =$ <p>(19486-1295)*[(105-245-18000)/(273+13.2)-(105+1961-28000)÷(273+46.0)]*23000/(100858-23000)*75.9/8314=2639.546 кг</p>
50	$T_1 = t_{\text{гмин.}} + 273$
51	$T_2 = t_{\text{гмак.}} + 273$

Согласно проведенному вычислению установлено, что потери нефтепродукта от одного «малого дыхания» в резервуаре РВС-20000 м<sup>3</sup>, находящемся на НПС №1 составляют 2640 кг.

*Расчет потерь нефти от «больших дыханий»*

Для «атмосферных» резервуаров примем  $P_1=P_2=P$ .

Поскольку «большие дыхания» происходят за короткий промежуток времени, то  $T_1= T_2=T$ , а, следовательно, и  $C_1=C_2=C$ . Тогда уравнение примет вид:

$$G_{\text{б.д.}} = (M * V_1 - V_2) * C * \frac{P}{T} * \frac{M_B}{R} \quad (2)$$

Здесь  $V_1-V_2=V_6$  – объем закачанного в резервуар нефтепродукта,  $\frac{P}{T} * \frac{M_B}{R}$  – плотность паров нефтепродукта.

В случае, когда резервуар рассчитан на определенное давление избыточного характера, то перед процессом «большого дыхания», некоторая доля паров сжимается, при этом пространство газового характера снижается до  $V'_2$ . Процесс сжатия газов будет осуществляться до того момента, пока показатель, отражающий давление в указанном пространстве, не превысит показатель  $P_2$ .

Таким образом, потери от «больших дыханий» начнутся с объема газового пространства  $V'_2 < V_1$ . Тогда из резервуара уйдет объем паровоздушной смеси равный  $V_6 - \Delta V$ ,  $V_6$  – объем закачанного в резервуар нефтепродукта, а

									Лист
									70
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

$\Delta V = V_1 - V'_2$  – часть объема газового пространства резервуара, которая может быть заполнена нефтепродуктом без потерь от «больших дыханий». Таким образом, для определения  $V'_2$  уравнение надо приравнять к нулю.

Дальнейший вывод формул вынесем в таблицу 13.

Таблица 13 – Вывод формул

№ п/п	Формулы
53	$V'_2 = V_1 * (P_a - P_{кв} - P_{y1}) / (P_a + P_{кд} - P_{y2}) * T_2 / T_1$
Принимая $T_1 = T_2 = T$ и $P_{y1} = P_{y2} = P_y$ и заменяя $P_1 = P_a - P_{кв}$ . и $P_2 = P_a + P_{кд}$ , получаем:	
54	$V'_2 = V_1 * \frac{P_1 - P_y}{P_2 - P_y}$
55	$\Delta V = V_1 - V'_2$
56	$\Delta V = V_1 * \left( \frac{1 - (P_1 - P_y)}{P_2 - P_y} \right)$
57	$\Delta V = V_1 * \frac{P_2 - P_1}{P_2 - P_y}$
Объем газов, выходящих из резервуара:	
58	$V_r = V_6 - \Delta V$
59	$V_r = V_6 - V_1 * \left( \frac{P_2 - P_1}{P_2 - P_y} \right)$
Вес паров нефтепродукта, теряемых из резервуара при одном «большом дыхании»:	
60	$G_{б.д.} = (V_6 - \Delta V) * \rho * C$
Примем, что $\frac{P}{T} * \frac{M_6}{R} = \rho_6$ и $C = \frac{P_y}{P}$ , тогда:	
61	$G_{б.д.} = \left( V_6 - V_1 * \left( \frac{P_2 - P_1}{P_2 - P_y} \right) \right) * \frac{P_y}{T} * \frac{M_6}{R}$

Определим потери нефти от одного «большого дыхания» в РВС 20000 м<sup>3</sup>, расположенного на НПС №1 в Томской области. Исходные данные для расчета вынесем в таблицу 14.

										Лист
										71
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

Таблица 14 – Исходные данные

Наименование	Значение	Единица измерения
Объем по строительному номиналу ( $V_{стр}$ )	19486	$м^3$
Нижний нормативный уровень ( $H_{нн}$ )	0,810	$м^3$
Верхний нормативный уровень ( $H_{вн}$ )	10,480	$м^3$
Объем по нормативному уровню нижнему ( $V_{нн}$ )	1295	$м^3$
Объем по нормативному уровню верхнему ( $V_{вн}$ )	17071	$м^3$
Температура начала кипения нефти ( $t_{нк}$ )	46	$^{\circ}C$
Среднее атмосферное давление ( $P_a$ )	105	Па
Среднемесячная температура воздуха в июне в Томской области ( $t_{бср}$ )	21,5	$^{\circ}C$
Среднемесячная минимальная температура ( $t_{bmin}$ )	13,2	$^{\circ}C$
Амплитуда суточного колебания температуры газового пространства резервуара ( $\Delta t_r$ )	32,8	$^{\circ}C$
Плотность нефти ( $\rho$ )	845	$м^3/кг.$

Расчет потери нефти за одно «большое дыхание» вынесем в таблицу 15.

Таблица 15 – Расчет потери углеводородов за одно «большое дыхание»

№ п/п	Формулы и расчеты
62	Давление насыщенных паров нефти при ее средней температуре (определяется по графику): $t_{вср} = t_{вср} = 17,8 \text{ }^{\circ}C$ , при $t=21,5 \text{ }^{\circ}C$ , $P_y=0.021 \text{ МПа}$
63	Объем закачанной нефти: $V_6=V_{вн}-V_{нн}=17071-1295=15776 \text{ } м^3$



Продолжение таблицы 15

Определим объем газового пространства перед заполнением резервуара:	
64	$V_1 = V_{стр} - V_{нн} = 19486 - 1295 = 18191 \text{ м}^3$
65	$P_1 = P_a - P_{кв} = 105 - 245 = 99755 \text{ Па}$
66	$P_{кд} = 200 \text{ мм вод. ст.} = 1961,3 \text{ Па}$
67	$P_2 = P_a + P_{кд} = 105 + 1961 = 101961 \text{ Па}$
68	$P_{кд} = 200 \text{ мм вод. ст.} = 1961,3 \text{ Па}$
69	Средняя температура в газовом пространстве резервуара: $t_{гср} = (t_{гмакс} + t_{гмин}) / 2 = t_{вср} + (\Delta t_r - \Delta t_b) / 2 = 21,5 + (32,8 - 16,6) / 2 = 29,6 \text{ }^\circ\text{C}$
Перепад температур в газовом пространстве:	
70	$\Delta t_b = 2 * (21,5 - 13,2) = 16,6 \text{ }^\circ\text{C}$
71	$M_b = 60 + 0,3 \cdot t_k + 0,001 \cdot t_k^2 = 60 + 0,3 \cdot 46 + 0,001 \cdot 46^2 = 75,9 \text{ кг/(кмоль)}$
Потери нефти за одно «большое дыхание»:	
72	$G_{б.д.} = (V_6 - V_1) * \left( \frac{P_2 - P_1}{P_2 - P_y} \right) * \frac{P_y}{T} * \frac{M_b}{R} = \left[ 15776 - 18191 * \frac{101961 - 99755}{101961 - 21000} \right] * \frac{21000}{273 + 29,6} * \frac{75,9}{8314} = 9680,885 \text{ м}^3$

Расчет показал, что потери нефти от одного «большого дыхания» в РВС-20000 м<sup>3</sup>, расположенного на НПС №1 составляет 9681 кг (рисунок 34).

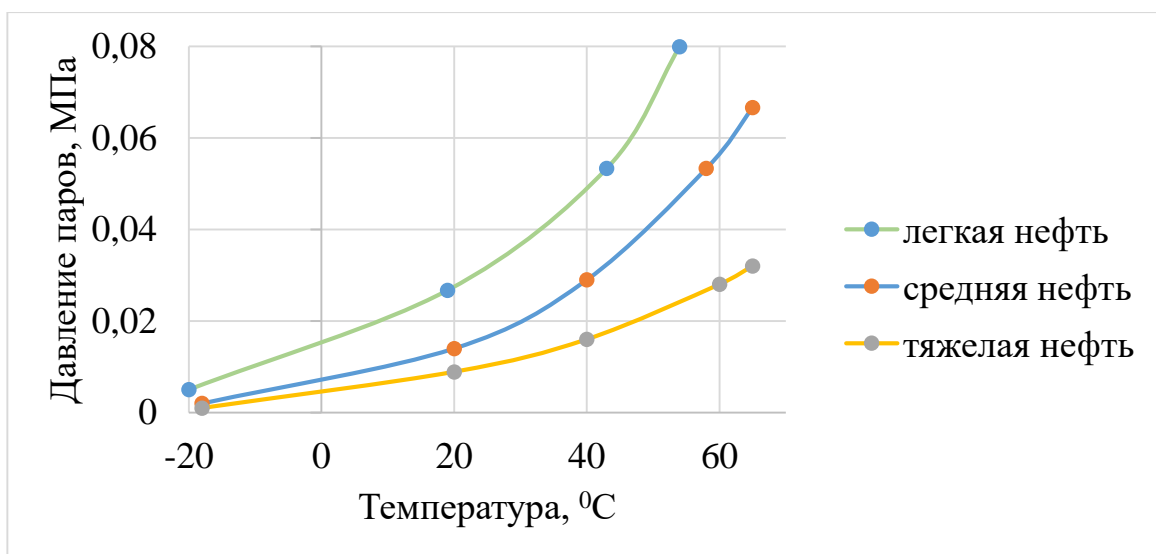


Рисунок 34 – Зависимость давления насыщенных паров нефти от температуры:  
1 – нефти легкие,  $\rho = 0,8 \text{ т/м}^3$ ; 2 – нефти средние,  $\rho = 0,87 \text{ т/м}^3$ ; 3 – нефти тяжелые,  $\rho = 0,97 \text{ т/м}^3$ .

## 8 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

На сегодняшний день перспективность научного исследования определяется не столько масштабом открытия, оценить которое на первых этапах жизненного цикла высокотехнологического и ресурсоэффективного продукта бывает достаточно трудно, сколько коммерческой ценностью разработки. Оценка коммерческой ценности разработки является необходимым условием при поиске источников финансирования для проведения научного исследования и коммерциализации его результатов. Это важно для разработчиков, которые должны представлять состояние и перспективы проводимых научных исследований.

Достижение цели обеспечивается решением задач:

- оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований;
- определение возможных альтернатив проведения научных исследований, отвечающих современным требованиям в области ресурсоэффективности и ресурсосбережения;
- планирование научно-исследовательских работ;
- определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования.

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

В данном разделе представляется описание расчета анализа организационно-технического обеспечения эксплуатации вертикального резервуара объемом 20000 м<sup>3</sup>.

					Организационно-техническое обеспечение безопасной эксплуатации резервуаров вертикальных стальных типа РВС-20000		
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>			
<i>Разраб.</i>		<i>Саттарова Ф.Д.</i>			Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение		
<i>Руковод.</i>		<i>Антропова Н.А.</i>					
<i>Рук. ООП</i>		<i>Брусник О.В.</i>					
					<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
						74	108
					Отделение нефтегазового дела Группа 3-2Б7А		

## Цели и актуальность проекта

В перспективе основными потребителями результатов данной работы будут нефтегазовые компании. Как выглядит сегментирование в случае данного метода, представлено в таблице 16.

Таблица 16 – Заинтересованные стороны проекта

<b>Заинтересованные стороны проекта</b>	<b>Ожидания заинтересованных сторон</b>
Нефтегазовые компании	Снижение потерь нефтепродуктов
	Систематизация конструкции резервуара для безопасной эксплуатации

В таблице 17 представлена информация о цели и результатах проекта, и критериях достижения целей.

Таблица 17 –Цель и результаты проекта

<u>Цель проекта:</u>	Анализ организационно-технического обеспечения эксплуатации вертикального резервуара объемом 20000 м <sup>3</sup> .
<u>Ожидаемые результаты проекта:</u>	Разработка организационных документов по эксплуатации углеводородов обеспечит безопасную работу системы нефтегазовых резервуаров в целом.
<u>Критерии приемки результата проекта:</u>	Доступность
	Удобство и простота использования
	Надёжность
	<u>Требование:</u>
<u>Требования к результату проекта:</u>	Соблюдение требований к документации
	Стоимость проекта должна быть сопоставима по цене с аналогичными, или быть ниже

## Анализ конкурентных технических решений

Данный раздел посвящен конкурентоспособности исследования. На сегодняшний день в нефтяной отрасли используют системы для безопасной работы нефтегазовых резервуаров. Они и будет главными конкурентами данного проекта.

Позиция разработки и конкурентов оценивается по пятибалльной шкале, с шагом 1 балл, где 1 – наиболее слабая позиция, а 5 – наиболее сильная. Анализ конкурентных технических решений определяется по формуле:

$$K = \sum B_i \cdot B_i, \quad (1)$$

где  $K$  – конкурентоспособность научной разработки или конкурента;

$B_i$  – вес показателя (в долях единицы);  $B_i$  – балл  $i$ -го показателя.

Вес показателя – это важность фактора (по пятибалльной шкале), деленная на сумму важностей всех факторов.

Для проведения оценки конкурентоспособности исследования будет использована оценочная карта, представленная в таблице 18, где  $b_{к1}$  – система для безопасной работы нефтегазовых резервуаров,  $b_{к2}$  – текущая разработка.

Таблица 18 – Оценочная карта для сравнения разработок

Факторные признаки (Pj)	Вес критерия, $w_j$	Баллы		Конкурентоспособность	
		$b_{ip}$	$b_{i1}$	$B_{jp}$	$B_{j1}$
1	2	3	4	5	6
<b>Технические критерии оценки</b>					
1. Помехоустойчивость	0,1	9	9	0,9	0,9
2. Трещиностойкость	0,2	9	8	1,8	1,6
3. Мобильность	0,2	10	7	2	1,4
4. Эффективность работы	0,05	2	2	0,1	0,1
5. Наличие дорогостоящего оборудования	0,1	8	9	0,8	0,9
6. Простота эксплуатации	0,1	10	9	1	0,9
<b>Экономические критерии оценки</b>					
1. Цена	0,05	8	7	0,4	0,35
2. Финансирование научной разработки	0,1	8	8	0,8	0,8
3. Трудоемкость	0,1	8	9	0,8	0,9
<b>Итого</b>	1	-	-	8,6	7,85

Таким образом, полученные данные свидетельствуют о том, что разработка более конкурентоспособна и ресурсоэффективна. Проведение проекта целесообразно, так как он обладает рядом преимуществ: универсальность, безопасность, быстрота и простота в эксплуатации.

### **SWOT-анализ**

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

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

Первый этап заключается в описании сильных и слабых сторон проекта, в выявлении возможностей и угроз.

Результаты первого этапа SWOT-анализа представлены в таблице 19.

Таблица 19 – Первый этап SWOT-анализа

	<b>Сильные стороны проекта:</b>	<b>Слабые стороны проекта:</b>
	<p>С1. Заявленная экономичность и энергоэффективность технологии;</p> <p>С2. Более низкая стоимость производства по сравнению с другими технологиями;</p> <p>С3. Экологичность технологии изготовления;</p> <p>С4. Актуальность научного исследования.</p>	<p>Сл1. Отсутствие ссылок и материалов для соответствующих научных исследований;</p> <p>Сл2. Большое количество конкурентов;</p> <p>Сл3. Высокие требования к экспериментальному оборудованию;</p> <p>Сл4. Вероятность получения брака.</p>

<p><b>Возможности:</b></p> <p>В1. Создание новых технологий получения целевого продукта;</p> <p>В2. Развивающиеся конкурентные отношения;</p> <p>В3. Повышение стоимости конкурентных разработок;</p> <p>В4. Сокращение численности безработных.</p>		
<p><b>Угрозы:</b></p> <p>У1. Отсутствие спроса на новые технологии производства;</p> <p>У2. Развитая конкуренция технологий производства.</p>		

Второй этап состоит в выявлении соответствия сильных и слабых сторон проекта внешним условиям окружающей среды. Это соответствие или несоответствие должны помочь выявить степень необходимости проведения стратегических изменений. В рамках данного этапа необходимо построить интерактивную матрицу проекта. Каждый фактор помечается знаком «+» (означает сильное соответствие сильных сторон возможностям), либо знаком «-» (что означает слабое соответствие); «0» – если есть сомнения «+» или «-». Интерактивные матрицы представлены в таблицах 20-24.

Таблица 20 – Интерактивная матрица «Сильные стороны и возможности»

Сильные стороны проекта					
Возможности проекта		C1	C2	C3	C4
	B1	-	-	-	-
	B2	-	+	+	-
	B3	-	+	-	+
	B4	+	+	-	-

Таблица 21 – Интерактивная матрица «Слабые стороны и возможности»

<b>Слабые стороны проекта</b>					
<b>Возможности проекта</b>		Сл1	Сл2	Сл3	Сл4
	B1	-	-	+	+
	B2	-	-	-	-
	B3	-	-	-	-
	B4	-	-	-	-

Таблица 23 – Интерактивная матрица «Сильные стороны и угрозы»

<b>Сильные стороны проекта</b>					
<b>Угрозы проекта</b>		С1	С2	С3	С4
	У1	-	+	-	-
	У2	-	+	-	-

Таблица 24 – Интерактивная матрица «Слабые стороны и угрозы»

<b>Слабые стороны проекта</b>					
<b>Угрозы проекта</b>		Сл1	Сл2	Сл3	Сл4
	У1	-	-	-	+
	У2	-	-	-	-

В рамках третьего этапа составляется итоговая матрица SWOT-анализа, которая представлена в таблице 25.

Таблица 25 – SWOT-анализ

	<p><b>Сильные стороны научно-исследовательского проекта</b></p> <p>С1. Заявленная экономичность и энергоэффективность технологии</p> <p>С2. Более низкая стоимость производства по сравнению с другими технологиями.</p> <p>С3. Экологичность технологии изготовления</p> <p>С4. Актуальность научного исследования.</p>	<p><b>Слабые стороны научно-исследовательского проекта</b></p> <p>Сл1. Отсутствие ссылок и материалов для соответствующих научных исследований.</p> <p>Сл2. Большое количество конкурентов</p> <p>Сл3. Высокие требования к экспериментальному оборудованию.</p> <p>Сл4. Вероятность получения брака.</p>
--	--	---

<p><b>Возможности</b>  В1. Создание новых технологий получения целевого продукта  В2. Развивающиеся конкурентные отношения  В3. Повышение стоимости конкурентных разработок  В4. Сокращение численности безработных</p>	<p><b>Направления развития</b>  В2С2С3. Высокая трещиностойкость и ударопрочность продукции позволяет расширить спрос, использование новейшей информации и технологий соответствует потенциальному спросу на новые разработки.  В3С2С4. Высокая трещиностойкость и ударопрочность продукции и экологичность технологии являются хорошим основанием для внедрения технологии в аэрокосмической области.  В4С1С2. Низкая цена исходного сырья и высокая трещиностойкость и ударопрочность продукции являются основой для экспорта за рубеж и выхода на мировой рынок.</p>	<p><b>Сдерживающие факторы</b>  В1Сл3Сл4Сл5. Использование новейшего оборудования для удовлетворения требований исследований, также может уменьшить экспериментальную ошибку и предотвратить появление брака.</p>
<p><b>Угрозы</b>  У1. Отсутствие спроса на новые технологии производства  У2. Развитая конкуренция технологий производства</p>	<p><b>Угрозы развития</b>  У1С2.Повышение конкурентоспособности из-за низкой стоимости материалов.  У2С2.Бюджетное производство и актуальность могли бы устранить экономические трудности продвижения проекта.</p>	<p><b>Уязвимости:</b>  У1Сл4Сл5. Введение систем совершенствования производственных процессов для снижения погрешности и неопределенности.</p>

Благодаря проведенному SWOT-анализу можно сделать вывод о том, что в основном трудности и проблемы в реализации проекта можно решить за счет имеющихся сильных сторон и возможностей. Однако, имеется необходимость в дополнительном финансировании.



## Планирование научно-исследовательских работ

### Структура работ в рамках научного исследования

Планирование комплекса научно-исследовательских работ

осуществляется в порядке:

- 1) определение структуры работ в рамках научного исследования;
- 2) определение количества исполнителей для каждой из работ;
- 3) установление продолжительности работ;
- 4) построение графика проведения научных исследований.

Перечень этапов, работ и распределение исполнителей представлен в таблице 26.

Таблица 26 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ раб	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка технического задания	1	Составление и утверждение технического задания, утверждение плана-графика	Научный руководитель
	2	Календарное планирование выполнения работ	Инженер, научный руководитель
Выбор способа решения поставленной задачи	3	Обзор научной литературы	Инженер
	4	Выбор методов исследования	Инженер
Теоретические и экспериментальные исследования	5	Планирование эксперимента	Инженер, научный руководитель
	6	Подготовка образцов для эксперимента	Инженер
	7	Проведение эксперимента	Инженер
	9	Оценка правильности полученных результатов	Инженер, Научный руководитель
Оформление отчета по НИР (комплекта документации по ОКР)	10	Составление пояснительной записки	Инженер

## Определение трудоемкости выполнения работ и разработка график проведения

При проведении научных исследований основную часть стоимости разработки составляют трудовые затраты, поэтому определение трудоемкости проводимых работ является важным этапом составления сметы.

Для определения ожидаемого (среднего) значения трудоемкости использована следующая формула :

$$t_{\text{ож}i} = \frac{3t_{\text{мин}i} + 2t_{\text{макс}i}}{5}, \quad (2)$$

где  $t_{\text{ож}i}$  – ожидаемая трудоемкость выполнения  $i$ -ой работы, человеко-дни;

$t_{\text{мин}i}$  – минимально возможная трудоемкость выполнения заданной  $i$ -ой работы, человеко-дни;

$t_{\text{макс}i}$  – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной  $i$ -ой работы, человеко-дни.

Зная величину ожидаемой трудоемкости, можно определить продолжительность каждой  $i$ -ой работы в рабочих днях  $T_{pi}$ , при этом учитывается параллельность выполнения работ разными исполнителями. Данный расчёт позволяет определить величину заработной платы.

$$T_{pi} = \frac{t_{\text{ож}i}}{Ч_i}, \quad (3)$$

где  $T_{pi}$  – продолжительность одной работы, рабочие дни;

$t_{\text{ож}i}$  – ожидаемая трудоемкость выполнения одной работы, человеко-дни;

$Ч_i$  – численность исполнителей, выполняющих одновременно одну и ту же работу на данном этапе, чел.

Для перевода длительности каждого этапа из рабочих в календарные дни, необходимо воспользоваться формулой:

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot k_{\text{кал}}, \quad (4)$$

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

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

$k_{кал}$  – календарный коэффициент.

Календарный коэффициент определяется по формуле:

$$k_{кал.инж} = \frac{T_{кал}}{T_{кал} - T_{вых} - T_{пр}} = \frac{365}{365 - 104 - 14} = 1,48, \quad (5)$$

где  $T_{кал}$  – общее количество календарных дней в году;

$T_{вых}$  – общее количество выходных дней в году;

$T_{пр}$  – общее количество праздничных дней в году (2022 год).

Расчеты временных показателей проведения научного исследования обобщены в таблице 27.

Таблица 27 – Временные показатели проведения научного исследования

Название работы	Трудоёмкость работ						Длительность работ в рабочих днях $T_{pi}$	Длительность работ в календарных днях $T_{ki}$
	$t_{min}$ , чел-дни		$t_{max}$ , чел-дни		$t_{ожг}$ , чел-дни			
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1. Составление и утверждение технического задания, утверждение плана-графика	2	-	4	-	2,8	-	2,8	4
2. Календарное планирование выполнения работ	1	3	3	4	1,8	3,4	2,6	4
3. Обзор научной литературы	-	6	-	10	-	7,6	7,6	11
4. Выбор методов исследования	-	3	-	5	-	3,8	3,8	6
5. Планирование эксперимента	2	6	4	8	2,8	6,8	4,8	7

Продолжение таблицы 27

6. Подготовка образцов для эксперимента	-	5	-	7	-	5,8	5,8	9
7. Проведение эксперимента	-	15	-	20	-	17	17	25
8. Обработка полученных данных	-	10	-	15	-	12	12	18
9. Оценка правильности полученных результатов	2	3	4	5	2,8	3,8	3,3	5
10. Составление пояснительной записки		8		10	-	8,8	8,8	13
<b>Итого:</b>	7	59	15	84	13,5	68,5	68,5	102

Примечание: Исп. 1 – научный руководитель, Исп. 2 – инженер.

Далее приведен календарный план-график с диаграммой Ганта на основе календарного плана проекта (рисунок 35). График строится для максимального по длительности исполнения работ в рамках НИР с разбивкой по месяцам и декадам (10 дней) за период времени дипломирования.

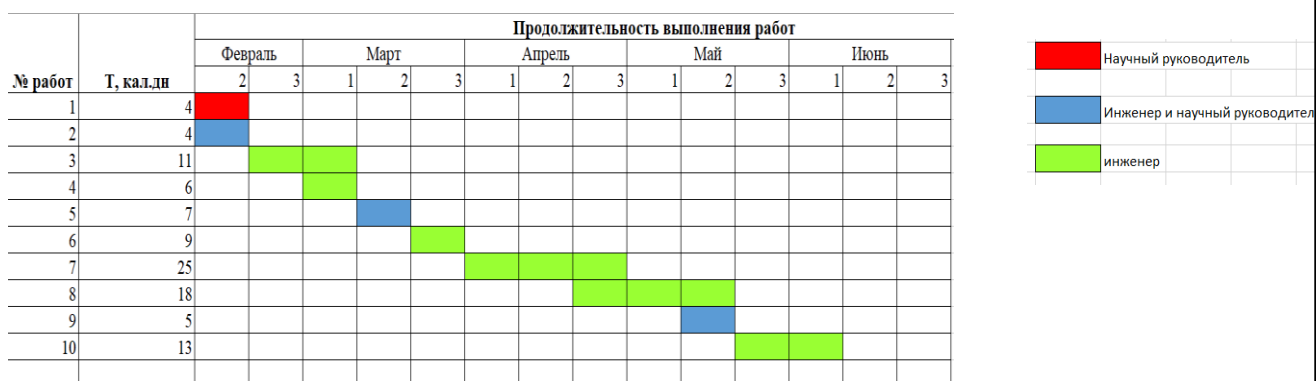


Рисунок 35 – Диаграмма Ганта на основе календарного плана проекта

Общее число календарных дней, в течении которых выполнялась работа – 102.

## **Бюджет научно-технического исследования**

При планировании бюджета научно-технического исследования учитывались все виды расходов, связанных с его выполнением.

В этой работе использовалась группировка затрат по следующим статьям:

- 1) материальные затраты научно-исследовательской работы (НИР);
- 2) затраты на специальное оборудование для экспериментальных работ;
- 3) основная заработная плата исполнителей темы;
- 4) дополнительная заработная плата исполнителей темы;
- 5) отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления);
- 6) накладные расходы НИР.

### **Материальные затраты**

Основной материальными затратами данного проекта являются затраты на работу с документацией. Результаты по материальным затратам представлены в таблице 28.

Таблица 28 – Сырье, материалы, комплектующие изделия и покупные полуфабрикаты

<b>Наименование материалов</b>	<b>Цена за ед., руб.</b>	<b>Кол-во, ед.</b>	<b>Сумма, руб.</b>
Комплекс канцелярских принадлежностей	340	4	1 200
Картридж для лазерного принтера	3 490	1	3 490
Итого:			8 290

### **Затраты на специальное оборудование для экспериментальных работ**

В данную статью включают все затраты, связанные с приобретением специального оборудования (приборов, контрольно-измерительной аппаратуры, стендов, устройств и механизмов), необходимого для проведения работ по данной теме.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		85

Какое-либо специальное оборудование для работы дополнительно не закупалось. В данном разделе будет осуществляться расчет амортизации оборудования, которое было приобретено еще до начала выполнения работ.

К специальному оборудованию, необходимому для проведения экспериментальных работ, относится персональный компьютер фирмы ASUS.

Ежегодную сумму амортизационных отчислений рассчитывают следующим образом:

$$A = \frac{C_{\text{перв}} \cdot H_a \cdot t}{365 \cdot 100}, \quad (6)$$

где  $A$  – ежегодная сумма амортизационных отчислений;

$C_{\text{перв}}$  – первоначальная стоимость объекта;

$H_a = 100/T_{\text{сл}}$  – норма амортизационных отчислений;

$T_{\text{сл}}$  – срок службы;

$t$  – время использования оборудования

Все расчеты по приобретению оборудования, имеющегося в организации, но используемого для исполнения данных экспериментов, сводятся в таблицу 29.

Таблица 29 – Расчет затрат по статье «Спецоборудование для научных работ»

№ п/п	Наименование оборудования	Дни эксплуатации	Срок службы, лет	Стоимость оборудования, тыс.руб.	Амортизационные отчисления, руб.
1	Персональный компьютер фирмы ASUS	55	8	141	26927,1
<b>Итого:</b>					<b>26927,1</b>

## Основная заработная плата исполнителей

В данном разделе рассчитывается заработная плата работников, которые напрямую связаны с реализацией исследования. Статья включает заработную плату по окладу, дополнительную заработную плату, а также премии и доплаты.

Основная заработная плата  $Z_{осн}$  одного работника рассчитывается по следующей формуле:

$$Z_{осн} = Z_{дн} \cdot T_p, \quad (7)$$

где  $Z_{дн}$  – среднедневная заработная плата, руб.;

$T_p$  – продолжительность работ, выполняемых работником, раб. дн.

Для шестидневной рабочей недели (рабочая неделя руководителя) среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{дн} = \frac{Z_m \cdot M}{F_d}, \quad (8)$$

где  $Z_m$  – месячный должностной оклад работника, руб.;

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

$F_d$  – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб. дн. (таблица 30).

Таблица 30 – Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководитель	Инженер
Календарное число дней	366	366
Количество нерабочих дней		
– выходные дни	52	52
– праздничные дни	14	14
Потери рабочего времени		
– отпуск	48	48
Действительный годовой фонд рабочего времени	252	252

Расчёт основной заработной платы приведён в таблице 31.

Таблица 31 –Расчёт основной заработной платы за время проекта

Исполнители	$Z_{б}$ , руб.	$k_p$	$Z_m$ , руб	$Z_{дн}$ , руб.	$T_p$ , раб.дн.	$Z_{осн}$ , руб.
Руководитель	44400	1,3	57200	2360,6	33	77900
Инженер	23800	1,3	30940	982,2	98	125135,1
<b>Итого: 203035,1 руб.</b>						

#### Дополнительная заработная плата

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.).

$$Z_{доп} = k_{доп} \cdot Z_{осн}, \quad (9)$$

где  $Z_{доп}$  – дополнительная заработная плата, руб.;

$k_{доп}$  – коэффициент дополнительной зарплаты, равный 0,12;

$Z_{осн}$  – основная заработная плата, руб.

В таблице 32 приведена форма расчёта основной и дополнительной заработной платы.



Таблица 32 – Заработная плата исполнителей проекта

<b>Заработная плата</b>	<b>Руководитель</b>	<b>Студент (инженер)</b>
Основная зарплата	77900	125135,1
Дополнительная зарплата	9348	15016,2
Зарплата исполнителя	87248	140151,3
<b>Итого по статье: 227399,3руб.</b>		

### Отчисления во внебюджетные фонды

В данной статье расходов отражаются обязательные отчисления по установленным законодательством Российской Федерации нормам органам государственного социального страхования (ФСС), пенсионного фонда (ПФ) и медицинского страхования (ФФОМС) от затрат на оплату труда работников.

$$C_{внеб} = k_{внеб} \cdot (З_{осн} + З_{доп}), \quad (10)$$

где  $k_{внеб}$  – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд обязательного медицинского страхования и пр.), равный 0,302.

Результаты отчислений во внебюджетные фонды представлены в таблице 33.

Таблица 33 – Отчисления во внебюджетные фонды

<b>Исполнитель</b>	<b>Руководитель</b>	<b>Студент (инженер)</b>
Основная заработная плата, руб.	77900	125135,1
Дополнительная заработная плата, руб.	9348	15016,2
Коэффициент отчислений во внебюджетные фонды	0,302	
Итого	26348,9	42325,7
<b>Итого по статье: 68674,6 руб.</b>		

### Накладные расходы

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		89

Накладные расходы включают в себя следующие расходы: печать ксерокопирование материалов исследования, оплата услуг связи и т.д.

Сумма 5 статьи затрат, рассчитанных выше, приведена в таблице 34 и используются для расчета накладных расходов.

Таблица 34 – Группировка затрат по статьям

Статьи					
1	2	3	4	5	6
Амортизация	Сырье, материалы	Основная заработная плата	Дополнительная заработная плата	Отчисления во внебюджетные фонды	Итого без накладных расходов
26927,1	8290	203035,1	24364,2	68674,6	331291

Величина накладных расходов определяется по формуле:

$$Z_{накл} = (\text{сумма статей } 1 \div 5) \cdot k_{нр}, \quad (11)$$

где  $k_{нр}$  – коэффициент, учитывающий накладные расходы. Величина коэффициента принимается равной 0,2.

Сведем все затраты по статьям в таблицу 35.

Таблица 35 – Бюджет затрат проекта

№ п/п	Наименование статьи	Сумма, руб.
1	Материальные затраты	8290
2	Затраты на специальное оборудование для научных (экспериментальных работ)	26927,1
3	Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	203035,1
4	Затраты на дополнительной заработной плате исполнителей темы	24364,2
5	Отчисления во внебюджетные фонды	68674,6
6	Контрагентские расходы	300,00
7	Накладные расходы	13251,64
<b>Бюджет затрат проекта: 344843руб.</b>		

Таким образом, плановая себестоимость проекта составляет 344843 рублей. Основные затраты приходятся на заработную плату исполнителей проекта.

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

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

Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:

$$I_{фин}^{испi} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{max}}, \quad (12)$$

где  $I_{фин}^{испi}$  – интегральный финансовый показатель разработки;

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

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

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).

Так как разработка имеет два исполнения, то:

$$I_{фин}^{Исп1} = \frac{344843}{500000} = 0,69$$

$$I_{фин}^{Исп2} = \frac{403500}{500000} = 0,81$$

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

$$I_{pi} = \sum_{i=1}^n a_i \cdot b_i,$$

где  $I_{pi}$  – интегральный показатель ресурсоэффективности для  $i$ -го варианта исполнения разработки;

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		91

$a_i$  – весовой коэффициент  $i$ -го варианта исполнения разработки;

$b_i$  – бальная оценка  $i$ -го варианта исполнения разработки, устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания;

Расчет интегрального показателя ресурсоэффективности представлен в форме таблицы (таблица 36), Исп.1 – текущая разработка, Исп.2 – система для безопасной работы нефтегазовых резервуаров.

Таблица 36– Оценка характеристик вариантов исполнения проекта

Объект исследования Критерии	Весовой коэффициент параметра	Оценка Исп. 1	Оценка Исп. 2
Трудоемкость изготовления	0,3	5	3
Удобство в эксплуатации	0,15	4	4
Универсальность	0,1	4	3
Надежность	0,2	4	4
Материалоемкость	0,25	5	2

$$I_{p-Исп.1} = 5 \cdot 0,3 + 4 \cdot 0,15 + 4 \cdot 0,1 + 4 \cdot 0,2 + 5 \cdot 0,25 = 4,55$$

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

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

$$I_{Исп.i} = \frac{I_{p-Исп.i}}{I_{фин}}$$

Таблица 37 – Сравнительная эффективность разработки

Показатели	Исп. 1	Исп. 2
Интегральный финансовый показатель разработки	0,58	0,83
Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4,55	3,1
Интегральный показатель эффективности	7,8	3,7

Как видно из расчетов, использование данной разработки является наиболее оптимальным и целесообразным решением.

### **Выводы по разделу**

В результате выполнения целей раздела можно сделать следующие выводы:

1. Результатом анализа конкурентных технических решений является выбор одного из вариантов реализации НИР как наиболее подходящего и оптимального по сравнению с другими.

2. В ходе планирования для руководителя и инженера был разработан график реализации этапа работ, который позволяет оценивать и планировать рабочее время исполнителей. Определено следующее: общее количество календарных дней для выполнения работ составляет 102 дней; общее количество дней, в течение которых работал инженер, составляет 98 дней; общее количество дней, в течение которых работал руководитель, составляет 33 дней;

3. Для оценки затрат на реализацию проекта разработан проектный бюджет, который составляет 344843 руб.;

4. Результат оценки эффективности ИР показывает следующие выводы:

1) значение интегрального финансового показателя ИР составляет 0,69, что является показателем того, что ИР является финансово выгодной по сравнению с аналогами;

2) значение интегрального показателя ресурсоэффективности ИР составляет 4,55, по сравнению с 3,1;

3) значение интегрального показателя эффективности ИР составляет 7,8, по сравнению с 3,7, и является наиболее высоким, что означает, что техническое решение, рассматриваемое в ИР, является наиболее эффективным вариантом исполнения.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		93



В географическом отношении нефтеперерабатывающая станция находится на территории Томской области, вблизи после Бугры.

Местность представлена заболоченной равниной.

### **Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности**

Режим рабочего времени осуществляется и действует на основании нормативно-правовых актов, трудового законодательства и регламентируется правилами внутреннего трудового распорядка с учётом специфики и характера выполняемых работ.

Нормальная продолжительность рабочего дня устанавливается и не может быть выше установленных норм законодательства.

При работе на нефтеперерабатывающей станции ведется суммированный или вахтовый учёт рабочего времени, в соответствии на усмотрение Работодателя.

Осуществление работ в праздничные, нерабочие дни выполняется согласно Трудового Законодательства и нормативно-правовых актов.

Работникам общества на основании нормативно-правовых актов, оплачивается отпуск продолжительностью 28 календарных дней сохранением места работы и среднего заработка.

В соответствии с трудовым кодексом Российской Федерации, Коллективным договором Общества производится оплата труда работников.

В зависимости от квалификации, сложности, характера и длительности выполняемых работ, Работодатель обязан выплачивать оплату каждому работнику. При выполнении норм рабочего времени, месячная заработная плата работника не может быть ниже минимального размера оплаты труда.

Каждый Работник Общества имеет право на охрану труда и здоровья, а также на отказ от выполнения работ, в случае возникновения опасности для его жизни и здоровья.

Конструкция резервуаров должна обеспечивать надежность, долговечность и безопасность при изготовлении, монтаже и эксплуатации на

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

расчетных параметрах в течение расчетного ресурса безопасной работы, а также возможность технического освидетельствования, технического диагностирования, очистки, промышленного ремонта и эксплуатационного контроля.

Для проведения плановых работ по дезинфекции резервуары должны быть оборудованы спускным устройством.

### **Производственная безопасность**

В таблице 38 представлены опасные и вредные факторы при очистных мероприятиях во внутренней полости резервуара (таблица 17).

Таблица 38 – Возможные опасные и вредные производственные факторы на рабочем месте во внутренней поверхности резервуара

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Нормативные документы
аномально-микроклиматические параметры воздушной среды	ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны [26]
загрязнение воздушной среды в зоне дыхания	ГОСТ Р 59061-2020 Охрана окружающей среды. Загрязнение атмосферного воздуха [27]
отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения	СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение [28]
радиоактивное загрязнение воздуха рабочей зоны работающего	ГОСТ Р 57216-2016 Радиационный контроль. Представление результатов измерений [29]
падение с высоты	ГОСТ Р 12.3.050-2017 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Строительство. Работы на высоте. Правила безопасности [30]
образование пожаровзрывоопасной среды	ГОСТ 12.1.044-89 (ИСО 4589-84) Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Пожаро-взрывоопасность веществ и материалов. Номенклатура показателей и методы их определения [31]
химические вещества	ГОСТ 32419-2013 Классификация опасности химической продукции [32]

### **Микроклиматические параметры воздушной среды**

Санитарно-гигиенические требования к микроклимату рабочей среды должны соответствовать ГОСТ 12.1.005-88.

Длительное воздействие на человека неблагоприятных показателей микроклимата ухудшает его самочувствие, снижает производительность труда



и приводит к заболеваниям, поэтому в организации должны обеспечиваться оптимальные параметры микроклимата.

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

Интенсивность теплового облучения от работающих агрегатов и от нагретых поверхностей не должна превышать 35 Вт/м<sup>2</sup> при облучении 50% поверхности тела, 70 Вт/ м<sup>2</sup> при облучении 25-50% поверхности тела и 100 Вт/ м<sup>2</sup> при облучении менее 25%. Максимальная температура при этом 28°С (301 К).

Во избежание последствий от аномально-микроклиматических характеристик рабочей среды необходимо придерживаться систем кондиционирования воздуха, вести регламентированный учёт времени работы, пользоваться спецодеждой, проветривать технологическую установку [33].

### **Загрязнение воздушной среды в зоне дыхания**

При температуре окружающей среды выше 15° С при осуществлении налива нефтепродуктов в резервуар, необходимо выявить загазованность на предмет наличия ПДК. Если в системе резервуара значатся и выявлены высокие значения ПДК, то необходимо принимать меры по их устранению и по изменению режима резервуара.

Загрязненный воздух раздражает большей частью дыхательные пути, вызывая бронхит, эмфизему, астму.

К раздражителям, вызывающими эти болезни, относятся сернистые и азотистые пары, взвешенные частицы.

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

Таблица 39 – Предельно допустимая концентрация вредных веществ

№	Вещества	ПДК	Действие на организм
1	СО	20	удушение
2	Битум	300	удушение
3	Пары нефти	300	удушение

Осуществление измерения предельно-допустимых концентраций на территории резервуарных парков осуществляется благодаря газоанализаторам. При наличии в резервуаре сернистой нефти, измерения значений вредных веществ необходимо осуществлять на расстоянии 5 м с подветренной стороны. Содержание предельно допустимых концентрации веществ должны соответствовать ГОСТ Р 59061-2020 и ГОСТ 12.1.005-88. Во избежание причинения вреда организму необходимо применять средства индивидуальной защиты (спецодежда, противогазы) и пользоваться газоанализатором.

**Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения**

Освещение резервуарных парков осуществляется путём применения прожекторов, которые должны быть установлены за пределами обвалования.

При недостатке света, у него может нарушиться сердечный ритм, снизиться концентрация, колебаться температура тела, могут появиться симптомы усталости и даже депрессия.

Согласно нормативного документа СП 52.13330.2016, установлено минимальное освещение на территории и внутри резервуаров, который гласит что освещение для парка составляет не более 5 лк; для ремонтных работ не более 10 лк; на главных проездах не более 3 лк; вспомогательных проездах не более 0,5 лк. Для эксплуатирования объектов необходимо пользоваться искусственным освещением в виде прожекторов, мачт, аккумуляторных фонариков.

## **Радиоактивное загрязнение воздуха рабочей зоны**

Известно, что все нефтяные продукты содержат в себе ту или иную концентрацию радиации. Даже если показания радиации малы, длительное нахождение человека внутри резервуара при очистных мероприятиях носит накопительный характер.

Лучевая болезнь – комплекс общих и местных реактивных изменений, обусловленных воздействием повышенных доз ионизирующего излучения на клетки, ткани и среды организма.

Лучевая болезнь протекает с явлениями геморрагического диатеза, неврологической симптоматикой, гемодинамическими нарушениями, склонностью к инфекционным осложнениям, желудочно-кишечными и кожными поражениями.

В соответствии с этим необходимо проводить ежегодный отбор из проб почвы внутри обвалования резервуаров на активность техногенных радионуклидов. Измерения необходимы для подтверждения и отсутствия экологического и физического ущерба, как окружающей среде, так и на организм работника. Согласно ГОСТ Р 57216-2016, на предприятии нефтяного характера концентрация радионуклидов должна быть от 5 до 10 Бк/кг.

В нефтяных предприятиях радиации не достигает 5 Бк/кг. Тем не менее необходимо соблюдать правила промышленной безопасности и находиться во время работ в спецодежде.

### **Падение с высоты**

Работами на высоте являются все работы, которые выполняются от поверхности грунта на расстоянии 1,5 м. При очистных и ремонтных мероприятиях, работники проводят работы на высоте. Они осуществляются с помощью креплений на под страховочные стропы, а также с использованием лестниц и стремянок.

Типичные профессиональные заболевания или травмы – кататравма, ушибы мозга с обширными гематомами, звездчатые переломы черепа, травмы

											Социальная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата								99

нижних конечностей, травмы нижних конечностей, переломы позвоночника и др.

Работы на высоте выполняются с помощью исправных оградительных средств, защитных приспособлений, предохранительных поясов и страховок. Работа на высоте должны выполняться работниками в касках согласно ГОСТ 12.4.087-84. Резервуары должны быть оснащены необходимыми переносными лестницами, которые должны быть искробезопасными. Работы внутри резервуаров должны проводиться под присмотром ответственного лица.

При нахождении в резервуаре 2-х людей, ответственных работников должно быть не менее 2. Во избежание ЧС необходимо пользоваться средствами индивидуальной защиты (каска, спецодежда, резиновая обувь), страховочными стропами, лестницами и стремянками.

### **Образование пожаровзрывоопасной среды**

Ремонтные работы, направленные на использование газовой сварки, применения баллонов как кислородных, так и ацетиленовых являются опасными и необходимо соблюдать, и действовать согласно правил пожарной безопасности.

При образовании такой среды работники получают сильнейшие ожоги, травмы, шок, состояние, головокружение, гибель.

При очистных и ремонтных работах необходимо применение материалов, которые не дают искру при ударе конструкции [34]. В данном случае необходимо использовать деревянные материалы, не искрящиеся лопаты. Огневые работы должны выполняться согласно ГОСТ 12.3.003-86. Перед проведением ремонтных работ, необходимо чтобы были установлены границы опасной зоны. Радиус необходимо определить и внести в ППР. Как показывает практика, избежать данную чрезвычайную ситуацию можно путем применения СИЗ, деревянных материалов вовремя ремонтных работ и соблюдения правил безопасного ведения работ.

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

## **Химические вещества**

Резервуар представляет собой некий объект, в котором складировуются и хранятся продукты нефтяной промышленности. Все они являются химическими продуктами и являются опасными для жизни человека и могут привести к недомоганию, болезням кожи и органов дыхания, кратковременной потери трудоспособности, рак. На содержание нефти огромную роль играет его образование и миграция. Соответственно каждая нефть является сама по себе уникальней. В таблице 40 представлены ПДК веществ.

Таблица 40 – Предельно допустимая концентрация вредных веществ

№	Вещества	ПДК, мг/м <sup>3</sup>
1	Пропан	300
2	Битум	300
3	Пары нефти	300
4	Бутан	300
5	Сероводород	10
6	Метанол	5
7	Бензол	5

Необходимо соблюдать и применять средства индивидуальной защиты (перчатки, резиновые сапоги, каски, очки, спецодежда, респираторы) и необходимо применение газоанализаторов для выявления ПДК.

## **Экологическая безопасность**

### **Защита атмосферы**

Во время эксплуатации резервуарных парков за счёт разливов и выбросов происходит загрязнение атмосферы. Продуктами выбросов являются метан (10 мг/м<sup>3</sup>) и сера (5 мг/м<sup>3</sup>).

Для защиты атмосферного воздуха необходимо применять следующий перечень мероприятий:

- производить периодический контроль на предмет содержания загрязняющих веществ с помощью газоанализаторов;
- обеспечить контроль топливной системы и подачи топлива, которые должны обеспечить полное сгорание;
- следить за состоянием технических средств, и допускать к работе машины и технику в исправном состоянии.

### **Защита гидросферы**

Во время разлива нефти, после проникновения выбросов в почву, происходит загрязнение гидросферы окружающей среды. В соответствии с этим в местах эксплуатации резервуарных парков необходимо устанавливать и размещать зону для отходов, выбросов при опорожнении в пределах обвалования. Во избежание и характера воздействия на окружающую среду,

все мероприятия необходимо производить в пределах обвалования территории. Выбросы и бытовые стоки, которые образуются во время эксплуатации, должны обезвреживаться и очищаться в порядке предусмотренного для этого проектом производства работ.

### **Защита литосферы**

Во время определения негерметичности резервуара (к примеру разъединение сварных швов, действие коррозионных процессов, срыв заглушек) может произойти, налив нефтепродуктов в литосферу окружающей среды. Во избежание данного процесса необходимо вовремя проводить ППР, ремонтные, огневые, газоопасные работы. Во избежание негативных последствий на литосферу необходимо выполнять мероприятия, которые включает в себя:

- выбор и установку размеров котлованов;
- периодическую уборку отходов в пределах обвалования и за её пределами на расстоянии 5 м.

										Социальная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата							102

## **Воздействие на селитебную зону**

Одной из наиболее серьезных опасностей пожаровзрывоопасных производств является газопаровое облако, которое образуется при мгновенном разрушении резервуаров хранения или испарении разлитых жидкостей. Образование газопарового облака может привести к появлению трех типов опасностей:

- взрыву парогазовоздушной смеси;
- крупному пожару;
- токсическому воздействию.

Смесь углеводородных продуктов (метана, этилена, пропана, паров бензина, циклогексана и др.) с кислородом воздуха называется парогазовоздушной смесью.

Эта смесь может либо взрываться, либо воспламеняться. При взрыве газо- или паровоздушной смеси образуется воздушная ударная волна.

Для прекращения горения необходимо: не допустить проникновения в зону горения окислителя (кислорода воздуха), а также горючего вещества; охладить эту зону ниже температуры воспламенения (самовоспламенения); разбавить горючие вещества негорючими; интенсивно тормозить скорость химических реакций в пламени (ингибированием); механически срывать (отрывать) пламя.

## **Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

Согласно правилам по охране труда при эксплуатации электроустановок персонал должен обладать III группой допуска по электробезопасности. Категория повышенной взрывопожароопасности – АН.

Возможными чрезвычайными ситуациями на территории данной нефтеперерабатывающей станции являются эпидемии, обрушения, оползни, смерч, вулканы, загрязнения среды, разрушение озонового слоя, взрыв и пожар.

Наиболее типичной и вероятно чрезвычайной ситуацией возможен пожар и взрыв на территории резервуарного парка, вследствие эксплуатации резервуара.

										Социальная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата							103

Пожар и взрыв может произойти в результате скопившегося газа внутри резервуара. Возникновение пожаров может произойти в результате источника зажигания, горючий жидкости, конструктивных элементов резервуара, взрывоопасных концентрации как внутри, так и снаружи резервуара.

Пожары в резервуарных парках тушатся путём применения пены средней и низкой кратности согласно ГОСТ 12.1.004-91. Тушение пожаров возможно путём применения пеногенераторов и пенообразователей, которые прошли соответствующий сертификацию и имеет памятку и рекомендации по их применению [35].

Класс возможного пожара – В. Первичные средства пожаротушения:

- ящик с песком;
- углекислотные огнетушители ручные;
- порошковые огнетушители ручные и передвижные;
- хладоновые огнетушители;
- воздушно – пенные огнетушители.

#### **Выводу по разделу**

В данной работе были рассмотрены опасные и вредные факторы, которые сказываются на организм работника, вследствие эксплуатации резервуарных парков.

Категория помещения по электробезопасности согласно ПУЭ – 3.

Согласно правилам по охране труда при эксплуатации электроустановок персонал должен обладать III группой допуска по электробезопасности.

Категория тяжести труда на территории по СанПиН 1.2.3685-21 – Пб.

Категория помещения по взрывопожарной и пожарной опасности – А (повышенная взрывопожароопасность).

Рассмотренный объект, оказывающий негативное воздействие на окружающую среду, относится к объектам I категории.

										Социальная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата							104



## Заключение

Резервуары объемом 20000 м<sup>3</sup> наиболее распространены на НПС западной и Восточной Сибири. Перечислены конструкции, обеспечивающие безопасную эксплуатацию резервуаров.

Приведены основные виды работ при эксплуатации вертикального стального резервуара.

Выявлены основные оборудования по снижению потерь при «малых» и «больших» дыханиях и обеспечения надежной и безопасной работы резервуара.

Рассмотрены основные виды автоматических установок пожаротушения. Представлены требования к средствам обнаружения пожара.

Проведены расчеты на нагрузку на днище, потери нефти при «малом» и «большом» дыхании:

- Нагрузка на днище (момент днища) составила 146 кгс\*см;
- Потери нефти при испарении из резервуара типа РВС – 20000 м<sup>3</sup> от «большого» дыхания составили 9681 кг;
- Потери нефти при испарении из резервуара типа РВС – 20000 м<sup>3</sup> от «малого дыхания» составили 2640 кг.

Представлены опасные и вредные факторы, возникающие в ходе эксплуатации резервуара на НПС №1. Описаны мероприятия персонала по промышленной безопасности и охране труда при чрезвычайных ситуациях.

Произведены расчеты очистных мероприятий. Итоговая стоимость затрат составила 344843 рублей на 1 операцию.

					Организационно-техническое обеспечение безопасной эксплуатации резервуаров вертикальных стальных типа РВС-20000			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Саттарова Ф.Д.</i>			Заключение	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Антропова Н.А.</i>					105	108
<i>Рук. ООП</i>		<i>Брусник О.В.</i>				Отделение нефтегазового дела Группа 3-2Б7А		

## Список используемых источников

1. Резервуары вертикальные стальные цилиндрические для нефти и нефтепродуктов: ГОСТ 31385-2016. – Введ. 2017-03-01. – М.: Стандартинформ, 2016. – 118 с.
2. Сооружения промышленных предприятий. Актуализированная редакция: СП 43.13330.2012. – Введ. 2019-01-01. – М.: Минрегион России, 2021. – 74 с.
3. Ограждения резервуаров. Требования пожарной безопасности: ГОСТ Р 53324-2009. – Введ. 2009-05-01. – М.: Стандартинформ, 2019. – 61 с.
4. Система человек-машина. Маховики управления и штурвалы. Общие эргономические требования: ГОСТ 21752-76. – Введ. 1977-01-01. – М.: Издательство стандартов, 1987. – 115 с.
5. Типовая инструкция по организации безопасного проведения огневых работ на взрывоопасных взрывопожароопасных объектах: РД 09-364-00. – Введ. 2000-12-01. – Санкт-Петербург: ЦОТПБСП, 2012. – 64 с.
6. Правила технической эксплуатации резервуаров и инструкции по их ремонту М.: Недра, 2018. – 27 с.
7. Миннефтепром СССР Нормы технологического проектирования магистральных нефтепроводов: ВНТП 2-86. Миннефтепром СССР – М. – 2002. – 18 с.
8. Склады нефти и нефтепродуктов. Противопожарные нормы: СНиП 2.11.03. – Госстрой России – М: ГП ЦПП. – 2021. – 29 с.
9. Гродинский О. М. Евразийский Научный Журнал №11 / Рубрика: Технические науки. / О. М. Гродинский. – М.: Недра. – 2015. – 32 с.

					Организационно-техническое обеспечение безопасной эксплуатации резервуаров вертикальных стальных типа РВС-20000		
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>			
<i>Разраб.</i>		<i>Саттарова Ф.Д.</i>					
<i>Руковод.</i>		<i>Антропова Н.А.</i>			<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Рук. ООП</i>		<i>Брусник О.В.</i>				106	108
					Отделение нефтегазового дела Группа 3-2Б7А		
					Список используемых источников		

10. Положение о системе технического диагностирования сварных вертикальных цилиндрических резервуаров для нефти и нефтепродуктов: РД 08-95-95. – М.: ГУП «Научно-технический центр по безопасности в промышленности Госгортехнадзора России». – 2002. – 21 с.

11. Несущие и ограждающие конструкции. Актуализированная редакция СНиП 3.03.01-87: СНиП 3.03.01-87. – Официальное издание М.: Госстрой, ФАУ «ФЦС». – 2013. – 116 с.

12. Зиновьев А.В., Панчиков В.Н., Кульман М.В., Какаров П.В., Жеребненко О.В. Журнал современная наука: актуальные проблемы теории и практики. Резервуары для нефти и нефтепродуктов. Серия Естественные и Технические науки, №11 / А.В. Зиновьев, В.Н. Панчиков, М.В. Кульман, П.В. Какаров, О.В. Жеребненко. М.: Недра. – 2015. – 78 с.

13. Резервуары и технологическое оборудование. Потери нефти и нефтепродуктов при эксплуатации резервуарных парков. М.: Недра. – 2015. – 24 с.

14. Большаков А.М. Хладостойкость трубопроводов и резервуаров Севера после длительной эксплуатации: Диссертация д.т.н. Москва. – 2009. – 358 с.

15. Куприянов В.М. Повышение эффективности эксплуатации вертикальных стальных резервуаров путем внедрения новых конструктивных решений в основаниях фундаментов: Диссертация к.т.н. Уфа. 2007. – 117 с.

16. Жубейли Ж. Повышение эффективности эксплуатации резервуаров нефтехранилищ: Диссертация к.т.н. Москва. 2000. – 128 с.

17. Коршак А.А. Современные средства сокращения потерь бензинов от испарения. Уфа. – 2001. – 141с.

18. Р 50.2.040-2004 Метрологическое обеспечение учета нефти при ее транспортировке по системе магистральных нефтепроводов. М.: Недра. 2020. – 18 с.

										Лист
										107
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

19. РД 153-39.4-078-01. Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов и нефтебаз. М.: Стандартинформ, 2017. – 48 с.

20. РД 39-0147103-341-86. Руководство по гидравлическому испытанию и приемке в эксплуатацию металлических резервуаров для нефти и нефтепродуктов. М.: Стандартинформ, 2017. – 101 с.

21. Сваровская Н. А. Подготовка, транспорт и хранение скважинной продукции: Учебное пособие. – Томск: Изд. ТПУ. 2004. – 263 с. Технологический паспорт резервуара № 5 ОАО «АК «Транснефть». 2014. – 148 с.

22. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Строительство. Каски строительные. Технические условия: ГОСТ 12.4.087-84. – Сб. ГОСТов. – М.: ИПК Издательство стандартов. – 2018. – 42 с.

23. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Работы электросварочные. Требования безопасности (с Изменением N 1): ГОСТ 12.3.003-86. – М.: ИПК Издательство стандартов. – 2003. – 18 с.

24. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Пожарная безопасность. Общие требования (с Изменением N 1): ГОСТ 12.1.004-91. – М.: Стандартинформ. – 2006. – 122 с.

					Список используемых источников	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		108