

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

Тема работы
«Разработка мероприятий по обеспечению безопасной эксплуатации резервуаров в климатических условиях крайнего севера»

УДК 622.692.23-025.71-034.14

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б8Б	Рыскулов Кубанычбек Уланбекович		

Руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Беляев Д.В.	-		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН	Криницына З.В.	к.т.н., доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

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 компетенции	Наименование компетенции
Универсальные компетенции	
УК(У)-1	Способен осуществлять поиск, критический анализ и синтез информации, применять системный подход для решения поставленных задач
УК(У)-2	Способен определять круг задач в рамках поставленной цели и выбирать оптимальные способы их решения, исходя из действующих правовых норм, имеющихся ресурсов и ограничений
УК(У)-3	Способен осуществлять социальное взаимодействие и реализовывать свою роль в команде
УК(У)-4	Способен осуществлять деловую коммуникацию в устной и письменной формах на государственном языке Российской Федерации и иностранном(-ых) языке(-ах)
УК(У)-5	Способен воспринимать межкультурное разнообразие общества в социально- историческом, этическом и философском контекстах
УК(У)-6	Способен управлять своим временем, выстраивать и реализовывать траекторию саморазвития на основе принципов образования в течение всей жизни
УК(У)-7	Способен поддерживать должный уровень физической подготовленности для обеспечения полноценной социальной и профессиональной деятельности
УК(У)-8	Способен создавать и поддерживать в повседневной жизни и профессиональной деятельности безопасные условия в профессиональной деятельности для сохранения природной среды, обеспечения устойчивого развития общества, в том числе при угрозе и возникновении чрезвычайных ситуаций и военных конфликтов
УК(У)-9	Способен принимать обоснованные экономические решения в различных областях жизнедеятельности
10	УК(У)- Способен формировать нетерпимое отношение к коррупционному поведению
Общепрофессиональные компетенции	
1	ОПК(У)- Способен решать задачи, относящиеся к профессиональной деятельности, применяя методы моделирования, математического анализа, естественнонаучные и общеинженерные знания
2	ОПК(У)- Способен участвовать в проектировании технических объектов, систем и технологических процессов с учетом экономических, экологических, социальных и других ограничений
3	ОПК(У)- Способен участвовать в управлении профессиональной деятельностью, используя знания в области проектного менеджмента
4	ОПК(У)- Способен проводить измерения и наблюдения, обрабатывать и представлять экспериментальные данные

5	ОПК(У)-	Способен понимать принципы работы современных информационных технологий и использовать их для решения задач профессиональной деятельности
6	ОПК(У)-	Способен принимать обоснованные технические решения в профессиональной деятельности, выбирать эффективные и безопасные технические средства и технологии
7	ОПК(У)-	Способен анализировать, составлять и применять техническую документацию, связанную с профессиональной деятельностью, в соответствии с действующими нормативными правовыми актами
Профессиональные компетенции		
	ПК(У)-1	Способен осуществлять и корректировать технологические процессы нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
	ПК(У)-2	Способен проводить работы по диагностике, техническому обслуживанию, ремонту и эксплуатации технологического оборудования в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
	ПК(У)-3	Способен выполнять работы по контролю безопасности работ при проведении технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
	ПК(У)-4	Способен применять процессный подход в практической деятельности, сочетать теорию и практику в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
	ПК(У)-5	Способен обеспечивать заданные режимы эксплуатации нефтегазотранспортного оборудования и контролировать выполнение производственных показателей процессов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки
	ПК(У)-6	Способен проводить планово-предупредительные, локализационно-ликвидационные и аварийно-восстановительные работы линейной части магистральных газонефтепроводов и перекачивающих станций
	ПК(У)-7	Способен выполнять работы по проектированию технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
	ПК(У)-8	Способен использовать нормативно-технические основы и принципы производственного проектирования для подготовки предложений по повышению эффективности работы объектов трубопроводного транспорта углеводородов

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

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

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
2Б8Б	Рыскулову Кубанычбеку Уланбековичу

Тема работы:

«Разработка мероприятий по обеспечению безопасной эксплуатации резервуаров в климатических условиях крайнего севера»	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	14.02.2022 г. № 45-46/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Резервуар вертикальный стальной типа РВС 20 000 м ³ Режим работы – круглосуточный, круглогодичный. Схема работы «с подключенными резервуарами». – плотность хранимой нефти – 0,856 т/ м ³ ; – производительность закачки – $Q_{\text{зак}} = 700$ м ³ /ч; – диаметр $D_p = 45,6$ м; – высота резервуара $H = 11,93$ м.
---------------------------------	---

<p align="center">Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p>	<p>Введение</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. РВС классификация, назначение. 2. Характеристика объекта. 3. Географические и климатические условия. 4. Режимы эксплуатации. 5. Обязанности персонала. 6. Эксплуатация РВС в неблагоприятных климатических условиях. 7. Расчет потерь нефти при малых и больших дыханиях с учетом требований промышленной и экологической безопасности. 8. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность, ресурсосбережения. 9. Социальная ответственность.
<p>Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)</p>	<p>Таблицы, рисунки, графики.</p>
<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</p>	
<p>Раздел</p>	<p>Консультант</p>
<p>«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»</p>	<p>Креницына Зоя Васильевна Доцент (ОСГН, ШБИП), к.т.н.</p>
<p>«Социальная ответственность»</p>	<p>Гуляев Милий Всеволодович Старший преподаватель</p>
<p>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</p>	

<p align="center">Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</p>	<p>10.01.2022 г.</p>
---	----------------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
<p>Старший преподаватель</p>	<p>Беляев Д.В.</p>			<p>10.01.2022 г.</p>

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
<p>2Б8Б</p>	<p>Рыскулов К.У.</p>		<p>10.01.2022 г.</p>

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б8Б	Рыскулов Кубанычбек Уланбекович

Школа	ИШПР	Отделение	ОНД
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	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	Бюджет проекта – не более 2 000 000 руб., в т.ч. затраты по оплате труда – не более 360 000 руб; Затраты на оборудование – 65 000 руб.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Районный коэффициент – 1,7; Накладные расходы – 16%.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Отчисления во внебюджетные фонды: 30,4% от фонда оплаты труда (ФОТ).

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Проведение предпроектного анализа; Определение целевого рынка и проведение его сегментирования; Выполнение SWOT – анализа проекта
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	Составление календарного плана проекта. Определение бюджета НИИ.
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	1. Расчет значений показателей ресурсоэффективности; 2. Определение интегрального показателя эффективности научного исследования.

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Оценка конкурентоспособности технических решений;
2. Матрица SWOT;
3. График проведения и бюджет НИ;
4. Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности НИ

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Отделение социально-гуманитарных наук, Доцент ТПУ	Креницына Зоя Васильевна	к.т.н		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б8Б	Рыскулов Кубанычбек Уланбекович		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
2Б8Б	Рыскулову Кубанычбеку Уланбековичу

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

Тема ВКР:

«Разработка мероприятий по обеспечению безопасной эксплуатации резервуаров в климатических условиях крайнего севера»
--

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения

Объектом исследования в данной работе является оценка влияния эксплуатационных факторов на надежность резервуара стального типа РВС 20 000м на нефтеперекачивающей станции Парабель.

В процессе эксплуатации резервуаров, могут, иметь место воздействия на обслуживающий персонал вредные и опасные производственные факторы.

Оказывает негативное воздействие на окружающую среду (атмосферу, гидросферу, литосферу).

Возможно возникновение чрезвычайных ситуаций техногенного, стихийного, экологического и социального характера.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:

Рассмотреть специальные правовые нормы трудового законодательства; Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны на нефтеперекачивающей станции Парабель

- СНиП 23-05-95* « Естественное и искусственное освещение»;
- ГОСТ 12.1.019-2017 ССБТ «Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты»;
- ГН 2.2.5.3532–18 «Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны»;
- ГОСТ 12.1.005-88 «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны»;
- ГОСТ 12.1.003-2014 «Шум. Общие требования безопасности»;

	<ul style="list-style-type: none"> – НВН 33.5.1.02 «Инструкцией о порядке согласования и выдачи разрешений на спецводопользование»; – ОНД-90 «Руководство по контролю источников загрязнения атмосферы. Части 1 и 2»; – ГОСТ 17.2.3.02; «Нормами естественной убыли нефти при приеме, отпуске и хранении»; – Федеральный закон «О промышленной безопасности опасных производственных объектов 116-ФЗ от 21.07.1997 г. с изменениями от 7.08.2000 г.».
2. Производственная безопасность:	<p>Анализ потенциально вредных и опасных факторов проектируемой производственной среды (ОВПФ) Разработка мероприятий по снижению воздействия вредных и опасных факторов:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Повышенный уровень шума; – Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе; – Повышенный уровень вибрации; – Отсутствие или недостаток необходимого освещения – Загазованность рабочего места – Производственные факторы, связанные с электрическим током.
3. Экологическая безопасность:	Анализ воздействия объекта на атмосферу, гидросферу и литосферу.
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	В процессе эксплуатации и обслуживания резервуара возможны ЧС по причинам возгорания резервуара или его разгерметизации.

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

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б8Б	Рыскулову Кубанычбеку Уланбековичу		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа состоит из 137 с., 7 рис., 26 табл., 25 источников.

Ключевые слова: РВС, резервуарный парк, эксплуатация, оборудование резервуаров, высокие температуры воздуха, отрицательные температуры воздуха, техническое обслуживание, нефть, дыхательный клапан.

Объектом исследования является резервуар вертикальный стальной типа РВС 20 000 м³.

Цель работы – разработка мероприятий по обеспечению безопасной эксплуатации резервуаров вертикальных стальных типа РВС 20 000 м³ в неблагоприятных климатических условиях.

В процессе исследования проводились технологические расчеты по нагрузке резервуара и потери нефти. Рассмотрены общие сведения об резервуарах: классификация, назначение, оборудование, конструкции. Приведены основные характеристики объекта: географические и климатические условия, режимы эксплуатации, обязанности персонала. Обозначены неблагоприятные условия эксплуатации и методы снижения их воздействия при эксплуатации.

Приведены мероприятия по охране труда, охране окружающей среды, составлена технико-экономическая часть.

В результате исследования были разработаны мероприятия по обеспечению безопасной эксплуатации резервуаров вертикальных стальных типа РВС 20 000 м³ в неблагоприятных климатических условиях. Посчитаны потери нефти от «малых дыханий и больших» в резервуаре РВС 20 000 м³.

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики:

применение при низких температурах, теплоизоляционных материалов, термочехлов и дыхательных клапанов с не примерзающими тарелками; организация мероприятий по подготовке оборудования к эксплуатации резервуара в условиях отрицательных температур.

Применение, при высоких температурах окружающей среды методов, позволяющих:

					«Разработка мероприятий по обеспечению безопасной эксплуатации резервуаров в климатических условиях крайнего севера»			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат				
Разраб.	Рыскулов К.У.				Реферат	Лит.	Лист	Листов
Руковод.	Беляев Д.В.						9	137
Рук. ООП	Брусник О.В.					Отделение нефтегазового дела Группа 2Б8Б		

- снизить объем газового пространства;
- хранение под избыточным давлением;
- изменить амплитуду колебания температуры в газовом пространстве;
- собирать пары нефти, вытесняемые из резервуара;
- провести организационные и технические мероприятия.

Организация мероприятий по подготовке оборудования к эксплуатации резервуара в условиях высоких температур.

Степень внедрения: на уровне рекомендаций, полученных на основе анализа всех существующих методов снижения потерь углеводородов от испарения.

Область применения: предприятия, осуществляющие добычу, транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов в неблагоприятных климатических условиях.

Экономическая эффективность/значимость работы. В данной работе была определена эффективность окрашивания резервуаров красками светлых тонов для того, чтобы снизить испарения нефти из-за повышения температуры крыши и стенки резервуаров вследствие воздействия солнечных лучей. Бюджет проекта не более 2 000 000 руб; в т.ч. затраты по оплате труда – не более 360 000 руб; затраты на оборудование – 65 000 руб.

В будущем планируется дальнейшее исследование, связанное с разработкой инновационных технологий по снижению потерь легких углеводородных фракций.

					<i>Реферат</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		10

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ, НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ

Термины и определения, применяемые в данной работе:

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

Резервуарный парк – группа (группы) резервуаров, предназначенных для приема, хранения и откачки нефти и размещенных на территории, ограниченной по периметру обвалованием или ограждающей стенкой при наземных резервуарах и дорогами или противопожарными проездами – при подземных резервуарах.

Техническое обслуживание резервуаров и резервуарных парков – работы по поддержанию работоспособности резервуаров и резервуарных парков.

Техническое использование резервуаров по назначению – комплекс мероприятий по контролю и поддержанию режимов работы магистрального нефтепровода, а также по обеспечению измерений количества нефти.

.Опасные условия эксплуатации – обстоятельства, выявленные при обследовании резервуарного парка или при проведении текущего осмотра резервуаров и их оборудования, которые позволяют сделать объективный вывод о возможности возникновения аварий или аварийной утечки.

					<i>«Разработка мероприятий по обеспечению безопасной эксплуатации резервуаров в климатических условиях крайнего севера»</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>				
<i>Разраб.</i>	<i>Рыскулов К.У.</i>				<i>Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>	<i>Беляев Д.В.</i>						11	137
<i>Рук. ООП</i>	<i>Брусник О.В.</i>					Отделение нефтегазового дела Группа 2Б8Б		

Клапан дыхательный – это предохранительное устройство, защищающее резервуар от скачков давления.

Клапан предохранительный – предназначен для установки в паре с дыхательным клапаном и срабатывает в случае выхода их строя дыхательного клапана.

Сокращения

РВС – резервуар вертикальный стальной;

РВС (П) – резервуар вертикальный стальной с понтоном;

РП – резервуарный парк;

ТО – техническое обслуживание;

ТР – текущий ремонт;

КР – капитальный ремонт;

КДС – клапан дыхательный;

АК – клапан аварийный;

ЛЗ – люк замерный;

ЛС – люк световой;

ЛЛ – люк лаз;

ПРУ – приемо–раздаточное устройство;

КС – кран сифонный;

ПСМР – пробоотборник стационарный многоколонный резервуарный;

ПК – камера низкократной пены;

КЖ – кольца жесткости;

РД – руководящий документ;

НТД – нормативно–техническая документация;

СНиП – строительные нормы и правила;

НПЗ – нефтеперерабатывающий завод.

УПН – установка подготовки нефти

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

Нормативные ссылки

В представленной работе использованы ссылки на следующие

стандарты:

Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности "Правила промышленной безопасности складов нефти и нефтепродуктов" от 15 декабря 2020 года N 529

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

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

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

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

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

ГОСТ 15150-69 Машины, приборы и другие технические изделия. Исполнения для различных климатических районов. Категории, условия эксплуатации, хранения и транспортирования в части воздействия климатических факторов внешней среды (с Изменениями N 1, 2, 3, 4, 5)

ГОСТ 12.1.003. Допустимые уровни шумов в производственных помещениях.

ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования.

СП 22.13330.2011 Основания зданий и сооружений. Актуализированная редакция СНиП 2.02.01-83*.

РД 16.01-60.30.00-КТН-026-1-04 Нормы проектирования стальных вертикальных резервуаров для хранения нефти объемом 1000-50000 м³.

СН 2.2.4/2.1.8.562-96 Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки.

СанПиН 2.2.4.548-96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.

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

ОГЛАВЛЕНИЕ

Реферат	9
ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ, НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ	11
Введение	17
1. Обзор литературы	19
2 Резервуары вертикальные стальные	21
2.1 Общие сведения	21
2.1.1 Назначение, классификация	21
2.1.2 Основные параметры и характеристики	23
2.1.3 Оборудование резервуаров	25
2.1.4 Конструкции резервуара.....	27
2.1.5 Проектирование резервуаров.....	30
3 Характеристика объекта исследования [24].	32
3.1 Географические и климатические условия района расположения объекта.....	33
3.2 Режимы эксплуатации [25].	36
3.3 Обязанности персонала	38
4 ОРГАНИЗАЦИЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ РВС ПРИ НЕБЛАГОПРИЯТНЫХ КЛИМАТИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ	42
4.1 Техническое обслуживание резервуаров в условиях отрицательных температур воздуха	44
4.2 Техническое обслуживание резервуаров в условиях высоких температур воздуха	49
4.3 Защита от осадков	62
4.4 Молниезащита резервуара, этапы её обслуживания	66
5 ОРГАНИЗАЦИЯ РАБОТ ПО ТЕХНИЧЕСКОЙ ДИАГНОСТИКЕ РЕЗЕРВУАРОВ.....	71

					<i>«Разработка мероприятий по обеспечению безопасной эксплуатации резервуаров в климатических условиях крайнего севера»</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>				
<i>Разраб.</i>	<i>Рыскулов К.У.</i>				Оглавление	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>	<i>Беляев Д.В.</i>						14	135
<i>Рук. ООП</i>	<i>Брусник О.В.</i>					Отделение нефтегазового дела Группа 2Б8Б		

6	ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РАСЧЕТЫ	88
6.1	Расчет толщины стенки.....	89
6.2	Уточненный расчет нижнего узла резервуара.	89
6.3	Расчет потерь нефти от «малых дыханий» в резервуаре РВС 20000 м3, расположенного на УПН [15]......	92
6.4	Расчет потерь нефти от «больших дыханий» в резервуаре РВС - 20000 м3	94
7	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	97
7.1	Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	97
7.1.1	Потенциальные потребители результатов исследования	97
7.1.2	Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения.....	98
7.1.3	SWOT – анализ	99
7.2	Планирование научно–исследовательских работ	101
7.2.1	Структура работ в рамках научного исследования.....	102
7.2.2	Расчет трудоемкости и разработка графика выполняемых работ..	102
7.3	Бюджет научно–технического исследования	106
7.3.1	Расчет материальных затрат	106
7.3.2	Расчет затрат на специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ	107
7.3.3	Основная заработная плата исполнителей темы	108
7.3.4	Дополнительная заработная плата исполнителей темы	111
7.3.5	Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления).....	112
7.3.6	Накладные расходы.....	113
7.3.7	Формирование бюджета затрат научно–исследовательского проекта	113
7.4	Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	114
8	СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	117

8.1	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	117
8.2	Производственная безопасность.....	118
8.2.1	Зрительное напряжение	121
8.2.2	Отклонения в показателях микроклимата.....	122
8.2.3	Отсутствие или недостаток необходимого освещения.....	123
8.2.4	Нервно-психические перегрузки, монотонность трудового процесса	125
8.2.5	Повышенный уровень шума	125
8.2.6	Производственные факторы, связанные с электрическим током...	127
8.3	Обоснование мероприятий по снижению уровней воздействия опасных и вредных факторов на работающего.....	128
8.4	Экологическая безопасность	130
8.5	Безопасность в чрезвычайных ситуациях	131
	Список литературы:	135

ВВЕДЕНИЕ

Объекты трубопроводного транспорта осуществляют технологические операции, которые должны выполняться бесперебойно и безопасно на протяжении всего срока эксплуатации. Однако, длительная эксплуатация оборудования систем хранения нефти, а также вертикальных стальных резервуаров – РВС, показывает, что из-за различного рода природно-климатических воздействий они подвергаются разрушениям с последующим возникновением аварийных чрезвычайных ситуаций, разливами нефти и пожарами. Эксплуатация резервуаров является важным этапом, которая включает множество работ по техническому обслуживанию, текущему ремонту, диагностике, а также капитальному ремонту. Эксплуатация с нарушением технических требований может привести к остановке или же аварии как одного резервуара, так и резервуарного парка в целом.

Резервуары подразделяются на три класса в зависимости от объёма и места расположения: особо опасные резервуары, резервуары повышенной опасности и опасные резервуары.

На территории Российской Федерации значительная доля всех резервуаров сосредоточена в северных районах, где условия для эксплуатации неблагоприятны за счет отрицательных температур, большого объема осадков в виде снега, дождя, сильной ветровой нагрузки, частых грозных разрядов и т.д. Из-за неблагоприятных климатических условий, резервуары нуждаются в дополнительном обслуживании, обеспечивающем их бесперебойную и надёжную работу в течении всего периода эксплуатации.

Цель выпускной квалификационной работы. Организация работ по обеспечению безопасной эксплуатации резервуаров вертикальных стальных типа РВС 20000 м³ в неблагоприятных климатических условиях.

					«Разработка мероприятий по обеспечению безопасной эксплуатации резервуаров в климатических условиях крайнего севера»			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат				
Разраб.	Рыскулов К.У.				Введение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.	Беляев Д.В.						17	135
Рук. ООП	Брусник О.В.					Отделение нефтегазового дела Группа 2Б8Б		

Объект исследования. Резервуар вертикальный стальной типа РВС 20000 м³, расположенный на территории УПН Западно-лугинецкого, входящий в систему объекта трубопроводного транспорта товарной нефти.

Предмет исследования. Совокупность мероприятий, направленных на безопасную эксплуатацию резервуаров вертикальных стальных типа РВС 20000 м³ в неблагоприятных климатических условиях.

Практическая значимость. Приведенные мероприятия способствуют повышению безопасности эксплуатации резервуаров, увеличению межремонтного периода, а также эффективной работы РВС.

Результаты, полученные в технологических расчетах, показывают какая нагрузка действует на резервуар, и позволяют уменьшить потери нефти.

Апробация работы. Основные разделы работы были представлены в отчетах по производственной практике, а так же представлены в докладах в период учебного процесса в следующих дисциплинах: Учебно-исследовательская работа студента.

Задачи:

1. Произвести обзор литературы по тематике выпускной квалификационной работы.
2. Дать характеристику конструкции резервуаров вертикальных стальных типа РВС и их основному оборудованию.
3. Охарактеризовать объект исследования с приведением текущих параметров работы и технического состояния.
4. Рассмотреть особенности организации эксплуатации резервуаров вертикальных стальных типа РВС при неблагоприятных климатических условиях.
5. Провести технологические расчеты объекта исследования РВС. Рассчитать потери нефти при малых и больших дыханиях с учетом требований промышленной и экологической безопасности.

1. ОБЗОР ЛИТЕРАТУРЫ

В написании ВКР, основными литературными источниками были использованы тематические нормативные документы такие как: ГОСТы, отраслевые регламенты, СНиПы. Более подробно тема описана в отраслевом регламенте, где углубленно раскрыты эксплуатационные нормы и правила РВС, в том числе при нестандартных условиях, а также отражены правила безопасности в неблагоприятных условиях при эксплуатации резервуаров.

Основные положения относительно конструкции, требований к изготовлению и монтажу, назначения, проектированию резервуаров вертикальных стальных типа РВС изложены в ГОСТе. А также в этом документе подробно описывается классификация резервуаров, его технических параметров и определяются сроки безопасной службы, эксплуатации резервуаров при различных условиях применения. В инструкции по эксплуатации для РВС 20000 м³ более подробно раскрыты, основные принципы работы, используемое оборудование, а также особенности конструкции.

Обеспечение надежной и бесперебойной эксплуатации резервуаров, дает возможность организовывать стабильный грузопоток товарной нефти между отправителем и получателем. Так соблюдение регламентированных операций, связанных с эксплуатацией и обслуживанием резервуарных парков является неотъемлемой и стратегически необходимой задачей каждого предприятия, осуществляющего транспорт и хранение нефти. При разработке, монтаже и эксплуатации резервуаров вертикальных стальных в неблагоприятных климатических и гидрогеологических зонах, важным условием является тщательное проектирование с учетом всех факторов, таких как, устойчивость оснований, подвергающихся эксплуатационным нагрузкам от веса продукта и резервуара, снижения неравномерных осадок.

					<i>«Разработка мероприятий по обеспечению безопасной эксплуатации резервуаров в климатических условиях крайнего севера»</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>				
<i>Разраб.</i>	<i>Рыскулов К.У.</i>				Обзор литературы	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>	<i>Беляев Д.В.</i>						19	137
<i>Рук. ООП</i>	<i>Брусник О.В.</i>					Отделение нефтегазового дела Группа 2Б8Б		

В настоящий момент проводятся работы по разработке новых типов фундаментов и оснований, соответствующие необходимым требованиям безопасной, безаварийной и долгосрочной эксплуатации в сложных климатических условиях нашей страны [4]

					<i>Обзор литературы</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		20

2 РЕЗЕРВУАРЫ ВЕРТИКАЛЬНЫЕ СТАЛЬНЫЕ

2.1 Общие сведения

Так сложилось, что почти все крупные месторождения нефти и газа сконцентрированы на территории с суровыми климатическими условиями, а именно с многолетними мерзлотами, заболоченными территориями, низкими температурами воздуха и тд. [1] Для добытой нефти и нефтепродуктов используют хранилища, выполненные из металла, железобетона или синтетических материалов. При суровых климатических условиях, резервуары должны быть устойчивы к коррозии и герметичны, чтобы обеспечить максимальную сохранность сырья, и безопасную эксплуатацию.

2.1.1 Назначение, классификация

Резервуар вертикальный стальной (РВС) — вертикальная ёмкость, наземное объёмное строительное сооружение, предназначенное для приёма, хранения, подготовки, учёта и выдачи жидких продуктов. Резервуары вертикальные стальные изготавливают внутренним объёмом 100 – 120 000 м³, по мере необходимости их объединяют в группу резервуаров, которые сосредоточены в одном месте, её называют «резервуарным парком». [2]

РВС предназначены для следующих условий эксплуатации:

- приём, хранение, выдача и учёт (количественный и качественный) нефтесодержащих стоков, нефти и нефтепродуктов;
- хранение и отстой пластовой воды и механических примесей;
- хранение пожарной или питьевой воды;
- хранение жидких пищевых (при обеспечении санитарно-гигиенических норм, см СанПиН), агрессивных химических продуктов, минеральных удобрений;

					<i>«Разработка мероприятий по обеспечению безопасной эксплуатации резервуаров в климатических условиях крайнего севера»</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>				
<i>Разраб.</i>	<i>Рыскулов К.У.</i>				<i>Резервуары вертикальные стальные</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>	<i>Беляев Д.В.</i>						21	137
<i>Рук. ООП</i>	<i>Брусник О.В.</i>					Отделение нефтегазового дела Группа 2Б8Б		

- смешение нефти и нефтепродуктов;
- и другие технологические процессы добычи, транспорта и хранения. [3]

Для хранения сжиженных газов, используют изотермические РВС, для хранения горячей воды – баки-аккумуляторы.

РВС могут быть: цилиндрические, изотермические и баки - аккумуляторы. Они различаются: назначением, расположением, материалом изготовления. [3]

РВС классифицируются по методам изготовления и монтажа листовых металлоконструкций:

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

Резервуары I-го и II-го класса опасности нормами не допускается изготавливать и монтировать методом рулонной сборки. [3]

Классификация РВС по назначению:

- сырьевые резервуары — для хранения сырой нефти;
- технологические резервуары — для сброса пластовой воды, отстоя и подрезки нефти;
- товарные РВС — для хранения товарной нефти (обезвоженной и обессоленной).

Классификация РВС по способу изготовления поясов

					<i>Резервуары вертикальные стальные</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		22

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

Класс опасности

- класс I — резервуары объёмом более 50 000 м³ ;
- класс II — резервуары объёмом 20 000 — 50 000 м³ включительно, а также резервуары объёмом 10 000 — 50 000 м³ включительно, которые расположены непосредственно по берегам рек крупных водоёмов, и в черте городской застройки;
- класс III — резервуары объёмом 1 000 — менее 20 000 м³ ;
- класс IV — резервуары объёмом менее 1 000 м³ .

Класс опасности (учитывается при назначении):

- специальных требований к материалам, методам изготовления, объёмам контроля качества;
- коэффициентов надёжности по ответственности. [3]

2.1.2 Основные параметры и характеристики

Резервуар представляет собой вертикальный цилиндрический сосуд с крышей, цилиндрической стенкой, днищем, лестницей, и площадками обслуживания.

Вертикальные цилиндрические резервуары выполняют в соответствии с требованиями ГОСТ 31385-2008 «Резервуары вертикальные цилиндрические стальные для нефти и нефтепродуктов».

Резервуары наземного исполнения как правило конструируются и эксплуатируются для применения с избыточным давлением не более 0,07 МПа и рабочим вакуумом до 0,002 МПа или без давления (под налив) и при температуре стенки не ниже минус 65°С.

Основные условия эксплуатации резервуаров:

- плотность рабочего продукта – не превышает 1015 кг/м³ ;
- температура резервуара – не более + 90 °С и не ниже – 65 °С;

					<i>Резервуары вертикальные стальные</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		
					23	

- избыточное давление – не более 2000 Па;
- разрежение во внутреннем пространстве – не превышает 250 Па;
- сейсмичность района – не более 9 баллов по шкале MS-64, согласно СНиП 11-7-81.

Проектирование и изготовление вертикальных резервуаров РВС объемом 20000 м³ выполняется согласно требованиям ГОСТа 31385-2016 "Резервуары вертикальные цилиндрические стальные для нефти и нефтепродуктов. Общие технические условия".

Для изготовления резервуаров применяются стали различных марок: малоуглеродистые, низколегированные, нержавеющей.

Марку стали выбирают в зависимости от требований эксплуатационных характеристик (климатических условий) и от физико-химических свойств рабочей среды. Резервуары вертикальные стальные цилиндрические объемом от 100 до 50000 м³ могут выполняться из горячекатаного проката, поставляемого в листах по ГОСТ 19903.

					<i>Резервуары вертикальные стальные</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		24

2.1.3 Оборудование резервуаров

Резервуары оснащены различным оборудованием, на рисунке 1 представлено типичное оборудования для бесперебойной работы. [7]

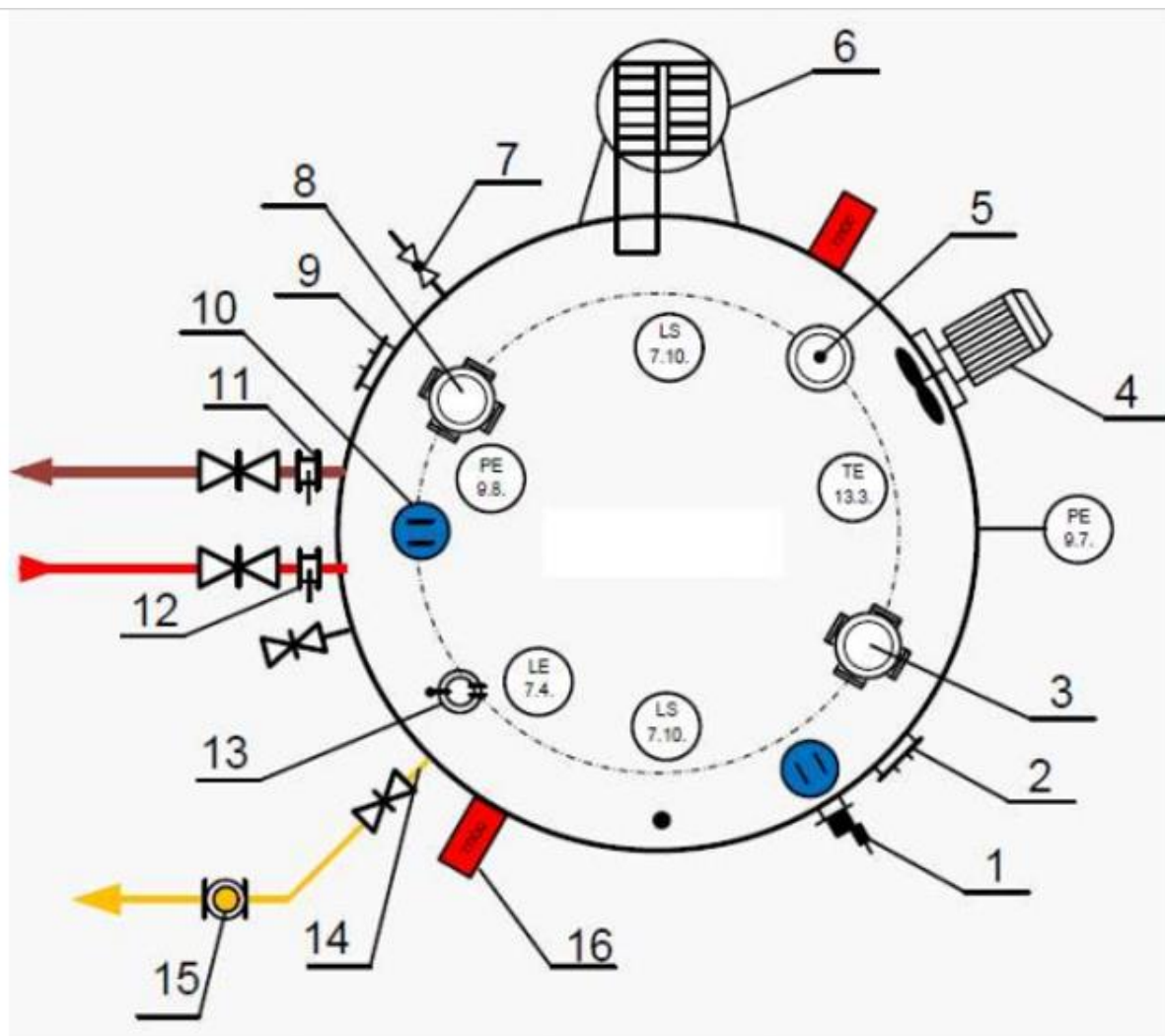


Рисунок 1 – Схема расположения оборудования и приборов КИП: 1. Пробоотборник стационарный; 2. Люк – лаз овальный; 3. Клапан дыхательный совмещенный; 4. Устройство для размыва донных отложений «Тайфун-20»; 5. Клапан аварийный; 6. Шахтная лестница; 7. Кран сифонный; 8. Клапан предохранительный; 9. Люк-лаз цилиндрический; 10. Люк световой; 11. Приёмный патрубок; 12. Раздаточный патрубок; 13. Люк замерный; 14. Патрубок (для дренажа подтоварной воды); 15. Фонарь смотровой; 16. Пенная камера.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

Резервуары вертикальные стальные

Лист

25

Назначение применяемого оборудования:

- газовое пространство резервуаров с нефтепродуктами герметизирует клапан дыхательный (КДС) совмещенный, также регулирует давление во внутреннем пространстве резервуара в заданных пределах;
- клапан предохранительный защищает резервуар от механического разрушения, автоматически сбрасывая избыточное давление;
- клапан аварийный (АК) устанавливается для аварийного сброса внутреннего избыточного давления из резервуара при интенсивном нагревании внутреннего газового пространства;
- люк замерный (ЛЗ) предназначен для опускания замерных приспособлений и пробоотборных устройств при определении уровня разлива и отборе проб.
- на крыше резервуара расположен люк световой, он применяется при работах, связанных с диагностикой, зачисткой и ремонтом внутреннего пространства;
- для проведения работ по зачистке ремонту и осмотру внутреннего пространства резервуара у его основания предназначен люк-лаз (ЛЛ) овальный;
- первый люк-лаз круглый применяется для внутреннего осмотра и проведения ремонтно-восстановительных работ во внутренней полости резервуара, второй для установки оборудования для размыва донных отложений;
- смонтированные на приёмораздаточных патрубках приёмно-раздаточные устройства (ПРУ), предназначены для недопущения потерь рабочей среды из резервуара. При не герметичности технологических трубопроводов или отказа запорных устройств, приёмно-раздаточные устройства устанавливают снаружи резервуара.
- При отказе запорных устройств или аварийной ситуации, приёмно-раздаточные устройства может быть оперативно закрыто, перекрывая проход в трубопроводе;

					<i>Резервуары вертикальные стальные</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		26

- основное назначение крана сифонного - забор и спуск подтоварной воды;
- устройство размыва донных отложений в резервуаре, предотвращает выпадение осадков путем перемешивания и размыва донных отложений;
- камера низкократной пены (ПК) применяется для получения и подачи пены при ликвидации при неконтролируемом горючей жидкости в резервуаре применяется . [5]

2.1.4 Конструкции резервуара

Конструктивное исполнение резервуаров должно обеспечить безопасную, долговечную, и надежную работу резервуаров. Применяемое конструктивное решение резервуара должно обеспечить стойкость к постоянным и временным нагрузкам, возникающих на протяжении всего срока службы.

Прочность и долговечность металлоконструкций зависит от конструктивного исполнения и характеристик примененного материала.

Расчет на прочность резервуаров производится по ГОСТ 14249 и ГОСТ 25867.

Основные несущие конструктивные элементы резервуара:

- стенка
- включая врезки патрубков и люков
- окрайка днище
- бескаркасная крыша
- каркас и опорное кольцо каркасной крыши
- анкерное крепление стенки
- кольца жёсткости

Ограждающие конструктивные элементы резервуара:

- центральная часть днища
- настил стационарной крыши
- плавающая крыша

					<i>Резервуары вертикальные стальные</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		27

– понтон. [4]

Окрайки днища резервуара — это утолщённые листы, в сравнении с центральной частью, которые располагаются по периметру в зоне опирания стенки.

Пояс стенки резервуара – это цилиндрический участок стенки резервуара, который состоит из листов одинаковой толщины с высотой пояса равной ширине одного листа.

Конструкция крыши

Крыши резервуаров изготавливают по разным стандартам и нормам. Крыша может быть: купольной, плоской, каркасной конической, самонесущей сферической, с понтоном (РВСП) или без понтона, стационарной или плавающей (РВСПК).

Плавающая крыша резервуара может быть однодечной (ПК) и двудечной (ПДК).

Стационарных крыши по конструктивному исполнению подразделяются на следующие основные типы:

- самонесущая конусообразная крыша;
- самонесущая сферообразная крыша;
- крыша каркасноконическая;
- куполообразная крыша.

Стационарные крыши монтируются методом опоры на стены резервуара и/или на опорное кольцо по всему периметру. Толщина настила и элементов каркаса крыши должны составлять более 4 мм, за исключением припуска на коррозию. [4]

Плавающая крыша

Плавающие крыши должны проектироваться так, чтобы при наполнении или опорожнении резервуаров не происходило повреждение конструктивных узлов и приспособлений, конструктивных элементов, которые находятся на днище и стенке резервуара, а так же не происходило потопление крыши.

Конструкции плавающих крыш применяются если:

					<i>Резервуары вертикальные стальные</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		28

- объём резервуара 5000 м³ и выше;
- допускаемое соотношение диаметра (D) и высоты (H) резервуара $D/H \geq 1,5$;
- max нормативная снеговая нагрузка: • 1,0 кПа для резервуаров диаметром до 30 м;
- 1,5 кПа для резервуаров диаметром свыше 30 м до 60 м;
- свыше 1,5 кПа для резервуаров диаметром свыше 60 м.

В опорожнённом резервуаре крыша находится на стойках, опёртых на днище резервуара. Плавающая крыша в рабочем положении полностью контактирует с поверхностью хранимого продукта.

Кольца жёсткости

Кольца жесткости необходимы для обеспечения прочности и устойчивости резервуаров, при эксплуатации, а также для получения требуемой геометрической формы в процессе монтажа. Их устанавливают на стенках резервуаров.

Применяют несколько типов колец жёсткости:

- кольцо верхнее ветровое – используются при изготовлении резервуаров с плавающей крышей, а также для резервуаров с стационарными крышами специальных типов;
- верхнее опорное кольцо – применяется при проектировании резервуаров со стационарной крышей;
- промежуточные ветровые и сейсмические кольца – применяется при проектировании резервуаров всех типов;
- промежуточные формообразующие кольца – применяются для резервуаров, сооружаемых методом рулонирования. [4]

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

					<i>Резервуары вертикальные стальные</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		29

Соединение колец допускается на накладках. Монтажные стыки КЖ выполняют от вертикальных швов стенки минимум на 150 мм. КЖ располагают на расстоянии не менее 150 мм от горизонтальных швов стенки. КЖ, ширина которых в 16 и более раз превышает толщину горизонтального элемента кольца, имеют опоры, выполняемые в виде рёбер или подкосов. Расстояние между опорами устанавливается не более чем 20 размеров высоты внешней вертикальной полки кольца. При наличии на резервуаре систем пожарного орошения КЖ, устанавливаемые на наружной поверхности стенки, выполняются конструкцией, которая не препятствует орошению стенки ниже уровня кольца. Кольца конструкции, способные собирать воду, снабжаются сточными отверстиями.

2.1.5 Проектирование резервуаров

В первую очередь, при проектировании резервуара, разрабатывается задание на проектирование, для этого заказчику необходимо предоставить данные на основе которых проектируются основание и металлоконструкции.

Данные для проектирования резервуара предоставляемые заказчиком:

- географическое расположение и площадка строительства;
- планируемый срок службы;
- число циклов наполнений-опорожнений в течении календарного года;
- геометрические характеристики или объём резервуара;
- тип резервуара; – физико-химические характеристики продукта (плотность, агрессивные компоненты и т.д.;
- диапазон температур хранимого продукта;
- давление при эксплуатации избыточное и вакуум;
- нагрузка на резервуар от теплоизоляционных материалов;
- среднегодовой коэффициент оборачиваемости;
- допуск на коррозию для технологических элементов;
- данные инженерно-геологических изысканий местности строительства. [2]

					<i>Резервуары вертикальные стальные</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		30

В случае представления не полных данных от заказчика, то проектирующая организация использует значения согласно требований стандартов, положений, строительных норм и правил, в этом случае требуется согласование с заказчиком. [1]

Основные этапы производства резервуара определяют необходимые требования в техническом задании при разработке резервуара к которым относится: проектирование, изготовление, транспортировка, монтаж, контроль, испытания и приёмка.

Вывод по первой главе: В данной главе мы рассмотрели типы и виды резервуаров для хранения нефти. Наиболее распространены вертикальные стальные резервуары (РВС). Эти резервуары представляют собой большие цилиндрические емкости, сваренные из стальных листов размером и толщиной 10-25 мм. Длинная сторона каждого листа располагается горизонтально. Ряд листов называется поясом резервуара. Крыша резервуара опирается по краям на фермы, а у резервуаров с большой вместимостью — на центральную стойку. Сварное днище резервуара покоится на песчаной подушке и имеет уклон от центра к периферии. Последнее способствует более полному удалению подтоварной воды. Высота стальных резервуаров составляет 9, 12 и даже 18 м, а диаметр колеблется от 20 до 60 м. В зависимости от назначения вместимость нефтяных резервуаров может составлять 1,3,5, 10, 20 и 50 тыс. м³, избыточное внутреннее давление не превышает 0,02 атм.

3.1 Географические и климатические условия района расположения объекта

УПН Западно-Лугинецкого месторождения находится на территории Томской области, в Парабельском районе. Рельеф местности ровный.



Рисунок 2 – УПН Западно-Лугинецкого.

Климатическая характеристика района.

Климат Парабельского района, как и всей Томской области, континентально-циклонический, суровый с продолжительной холодной зимой и сравнительно коротким и жарким летом. Самый теплый месяц – июль со среднемесячной температурой $+17,9^{\circ}\text{C}$, самый холодный месяц - январь со среднемесячной температурой $-20,6^{\circ}\text{C}$. Средняя годовая температура воздуха составляет $-1,3^{\circ}\text{C}$. Минимальная температура воздуха в данном районе – -51°C , максимальная температура воздуха $+37^{\circ}\text{C}$. Нормативное значение веса снегового покрова -150м кгс/см (по СНиП 2.01.07-85). На графике 1 показана

					Характеристика объекта исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		33

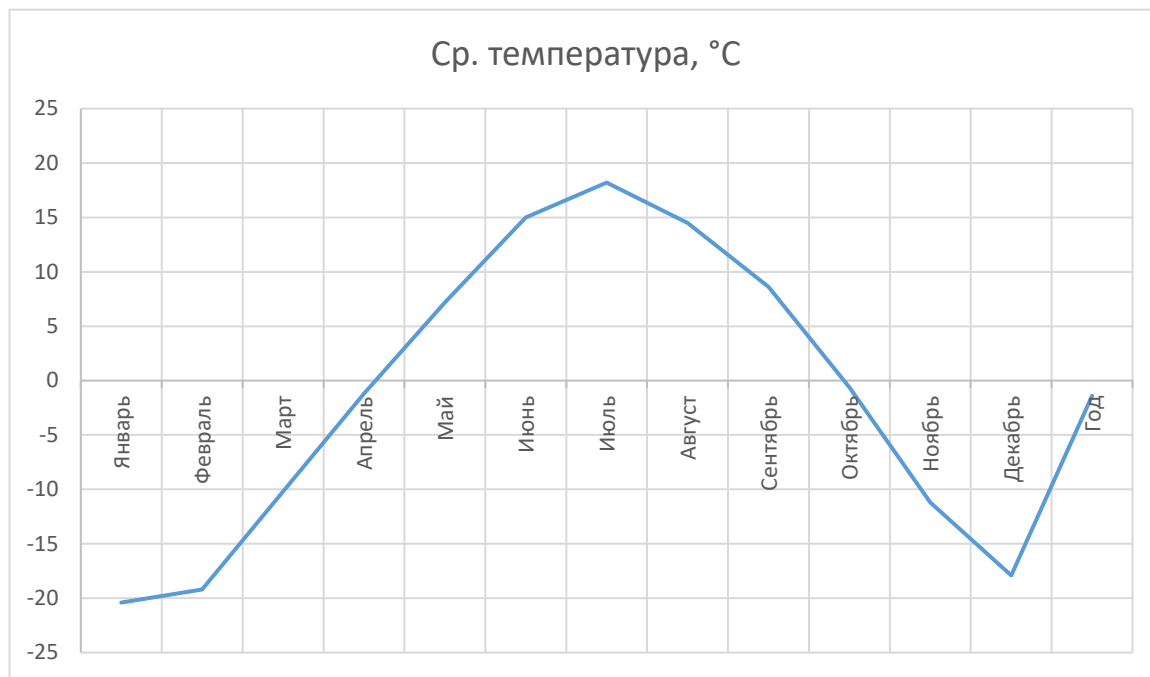


График 1 – Средне месячная температура.

Влажность воздуха

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 мб, наименьшие зимой 1,4-1,8 мб.

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 мб. 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 мб приходится на июль.

Атмосферные осадки

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 495 мм. Распределение осадков по месяцам типично для районов с резкоконтинентальным климатом и характеризуется резким переходом от значительных зимних осадков (80-100 мм) к малым летним (25-30 мм). На графике 2 приведена норма осадков данного района.

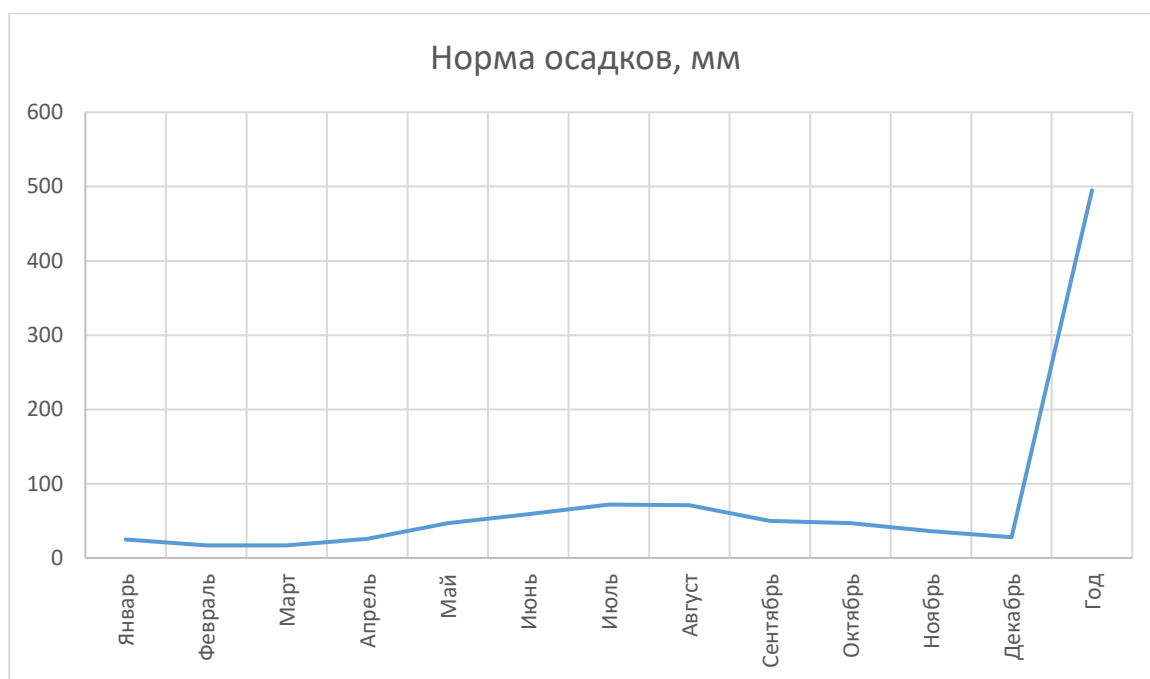


График 2 – Норма осадков данного района, мм.

Снежный покров

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

					Характеристика объекта исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		35

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 и подтаивания 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.

3.2 Режимы эксплуатации [25].

В технологической документации по эксплуатации резервуара устанавливается диапазонов параметров согласно которого должны производиться процессы заполнения и опорожнения резервуаров. После завершения строительства, а также окончания капитального ремонта резервуара потока нефти в приемо-раздаточных патрубках при заполнении не может превышать 1м/с до момента затопления струи.

Для снижения риска возникновения электростатического разряда скорость потока нефти из приемного патрубка при заполнении резервуара после затопления среза приемного патрубка, по верху, не может быть более максимально возможных значений, представленных в таблице 1.

					<i>Характеристика объекта исследования</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		36

Таблица – 1 Максимально возможные значения скорости движения нефти при наполнении резервуаров для обеспечения электростатической безопасности:

Диаметр патрубка, мм	Максимально возможная скорость, м/с
200	10,90
300	10,30
500	9,40
600	9,10
700	8,80

Максимальная скорость заполнения и опорожнения резервуаров, оснащенных дыхательными и предохранительными клапанами или вентиляционным патрубком, не должно быть более чем максимальный расход через них паровоздушной смеси.

При этом истечение паровоздушной смеси через дыхательные клапаны или вентиляционные патрубки с установленными огне-преградителями, не может быть более 85% от их общей пропускной способности.

Пропускная способность вентиляционного и дыхательного оборудования принимается по пропускной способности огневых предохранителей того же диаметра.

В случае необходимости повышения подачи или откачки больше производительности дыхательного оборудования, следует обеспечить способность дыхательной арматуры пропускать согласно с новыми условиями.

При выполнении операций по приему нефти, последовательно, в два и более резервуара проводят проверку технического состояния трубопроводов и резервуаров, далее открывают задвижку резервуара, в который планируется прием нефти, затем закрыть задвижку приемного патрубка резервуара, в который выполнялся прием нефти. В резервуарном парке допускается одновременное автоматическое переключение запорной арматуры, если

трубопроводы защищены от превышения разрешенного давления и имеется приборы измерения уровня в резервуаре.

При эксплуатации резервуаров оснащенных стационарной крышей необходимо поддерживать нормативные значения давления и вакуума внутреннего пространства:

– избыточное давление при эксплуатации не должно превышать 2 кПа (200 мм вод. ст.) в газовом пространстве резервуара, значение вакуума – не должно быть более 0,25 кПа (25 мм вод. ст.);

– давление предохранительных клапанов устанавливается на избыточное давление 2,3 кПа (230 мм вод. ст.) и относительной разреженности 0,4 кПа (40 мм вод. ст.).

Существует необходимость максимально снизить количество внутриварочных перекачек из резервуара в резервуар таким образом сократив потери от «больших дыханий».

3.3 Обязанности персонала

Персонал, обслуживающий резервуарные парки и резервуары, обязан знать назначение и устройство каждого резервуара, назначение всех задвижек и схему расположения трубопроводов, чтобы оперативно выполнять необходимые переключения.

Во время эксплуатации резервуаров наполнение и опорожнение является наиболее ответственные операции. Обслуживающий персонал должен ежемесячно производить осмотр резервуара (резервуарного парка). При этом необходимо проверить состояние окрайки и уторного сварного шва (наличие трещин, свищей, коррозии). Проверить состояние отмостки (просадка основания, растительный покров, трещин в монолитном железобетоне) и очистить ее от снега. Необходимо обращать внимание на сварные вертикальные и горизонтальные швы поясов РВС (трещины, течь, отпотевания вблизи сварных швов). Проверить отсутствие течи в сальниковых уплотнениях, фланцевых соединениях, наличие свищей и течи на корпусе задвижек.

					<i>Характеристика объекта исследования</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		38

По результатам осмотра сделать запись в вахтовом журнале. Об обнаруженных недостатках немедленно доложить мастеру.

Мастер должен производить осмотр и обслуживание в соответствии графиком. Результаты осмотра и обслуживания РВС мастер записывает в Журнале осмотра основного оборудования и арматуры резервуаров.

– Осмотр и обслуживание дыхательных клапанов. Четыре раза в месяц (в летние месяцы май – сентябрь два раза): Организовать очистку седел тарелок от окиси металла, грязи и пр. Тарелки клапанов необходимо провернуть несколько раз, плотно придавливая к седлу. Не допускать заедания, примерзания клапанов. Проверить герметичность фланцевых соединений.

– Осмотр и обслуживание огневых предохранителей производится на основании требований паспорта завода изготовителя: В огневом предохранителе обеспечить герметичное прилегание кассеты к прокладке в корпусе, очистить от пыли, грязи. Следить за плотностью и непроницаемостью крышки и фланцевых соединений, правильность расположения гофрированной ленты в пакете. Поврежденные пластины заменить новыми.

– Осмотр замерного люка, светового люка, люка–лаза. Один раз в месяц: Проверить состояние фланцевых соединений, прокладок, сварных швов, направляющей планки, плотность прилегания крышки.

– Проверка работы уровнемеров, извещателей пожарных. Один раз в месяц: Проводить контрольную проверку показаний приборов контроля уровня и др. средств измерения в соответствии с инструкцией завода–изготовителя.

– Проверка приемо-раздаточных патрубков. Не менее двух раз в месяц необходимо проверять герметичность сварных швов, а также плотность фланцевых соединений. Проверить исправность хлопушки с управлением в приемо–раздаточном патрубке путем открытия и закрытия.

– Осмотр генераторов пены, трубопроводов пенотушения, орошения. Не менее один раз в месяц необходимо проверять состояние уплотнения

					<i>Характеристика объекта исследования</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		39

монтажных фланцев и пенопровода, внешнее состояние генератора пены, рычажной системы, защитной сетки. Проверяется легкость срабатывания ручного привода, промывание и очистка сеток кассеты и распылителя, восстановление мест отслоившихся антикоррозионных покрытий, проведение проверки состояний соприкасающихся поверхностей деталей из применяемых цветных металлов.

– Осмотр лестниц, площадок обслуживания, переходных мостиков. Три раза в месяц: Следить за исправным состоянием, перильных ограждений, оснований. Не допускать загромождения посторонними предметами организовать очистку от снега и наледи в осенне-зимний период.

– Осмотр запорной арматуры, сифонных кранов (КС). Три раза в месяц: Проверить отсутствие течи в сальниковых уплотнениях, фланцевых соединениях, наличие свищей и течи на корпусе задвижек.

– Осмотр производственно-дождевой канализации. Один раз в месяц: Проверяется исправность гидрозатворов (путем принудительного открывания клапана-хлопушки приводом через трос) и уровень воды в них (не меньше 0,25м).

За осадкой оснований резервуаров должен быть установлен регулярный контроль (путем проведения нивелирования). В течении первых четырех лет эксплуатации нового резервуара (до осадки) и после капитального ремонта резервуара с заменой днища, проводится ежегодное нивелирование абсолютных отметок окрайки днища и верха первого пояса не менее чем в 8-ми точках, но не менее чем через 6 м. После стабилизации осадки, в последующие годы, следует периодически (не менее одного раза за пять лет) выполнять контрольное нивелирование или во время проведения полного диагностирования РВС.

При проведении осмотра сварного резервуара особое внимание следует уделять вертикальным швам первых поясов корпуса, шву нижнего пояса в месте приварки к дну, швам окрайки дна и примыкающим элементам основного металла. Результаты периодических осмотров швов регистрируют

					<i>Характеристика объекта исследования</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		40

в журнале осмотра основного оборудования и арматуры резервуаров. Осмотр состояния швов резервуара в целом проводится 3 раза в месяц.

При образовании трещин в основном металле или швах уторного уголка днища резервуар должен быть немедленно выведен из эксплуатации и освобожден, опорожнен и зачищен. При образовании трещин в основном металле или швах стенки действующего резервуара, применяются меры по оперативному опорожнению, полностью или частично в зависимости от выбора способа ремонта дефекта.

Вывод по второй главе: В данной главе я рассмотрел резервуар вертикальный стальной типа РВС 20000 м³ находящийся на территории Томской области, в Парабельском районе в 2 км западнее поселка Бугры. Особенностью этого резервуара является то, что он расположен в неблагоприятных климатических условиях, а именно:

- продолжительно холодная зима (средняя температура в январе -21 °С);
- короткое жаркое лето (средняя температура в июле +18,2 °С);
- неравномерное выпадение осадков (летом в разы больше, чем зимой);
- существенное влияние таловых вод на грунт (весь накопленный снег быстро тает вследствие резкого наступления лета).

В следующей главе будут рассмотрены особенности эксплуатации данного резервуара, опираясь на приведенные выше неблагоприятные климатические условия.

					Характеристика объекта исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		41

Работники ответственные за техническую эксплуатацию резервуара обязаны:

при их работе обеспечить безопасность и надежность;

своевременно, согласно графика, организовывать и проводить техническое диагностирование, техническое обслуживание и необходимый ремонт;

разрабатывать мероприятия по охране окружающей среды и внедрять их;

внедрять и применять инновационное оборудование, осуществлять автоматизацию и телемеханизацию резервуара;

обеспечивать требования противопожарного режима, контролировать наличие, комплектность и исправность защитных средств и первичных средств пожаротушения (противопожарного инвентаря);

организовать обучение для повышения компетенций и профессионализма персонала, проводить инструктажи, а также периодическую проверку знаний.

Схема 2 – Обязанности работников ответственных за техническую эксплуатацию резервуара

4.1 Техническое обслуживание резервуаров в условиях отрицательных температур воздуха

При отрицательных температурах, резервуары нуждаются в дополнительном обслуживании, подготовка к эксплуатации выполняется согласно графику и в соответствии с планом мероприятий, разработанным службами и руководством эксплуатирующей организации, а также утверждаемым главным инженером.

Арматуру резервуара, которая замерзла, необходимо отогреть, для этого используют горячую воду или водяной пар. Категорически запрещено отогревать огнем. Для изоляции арматуры, трубопроводов, приборов КПиА используют термочехлы, а также теплоизоляционные материалы, благодаря таким методам уходит меньше времени и средств на отогрев арматуры. В настоящее время при производстве работ по теплоизоляции запорной арматуры и трубопроводов, для предотвращения замерзания используют как давно известные, так и более современные материалы с низкой теплопроводностью, высокой долговечностью и достаточно невысокой стоимостью.

Термочехол – это теплоизоляционная съемно–разъемная конструкция, предназначенная для защиты инженерных коммуникаций, оборудования или трубопроводов при высоких или низкотемпературных рабочих режимах. Они подходят для оборудования, нуждающегося в постоянном и быстром доступе для ремонта или управления, за счет чего отличаются большим коэффициентом эффективности по сравнению с металлическими несъемными конструкциями.

Термочехлы могут работать в температурном режиме от – 80°С до + 120°С. Термочехлы для запорной арматуры допускают до 80 циклов монтажа-демонтажа.

В зависимости от технических требований и условий применения для изготовления термочехлов используются разнообразные виды материалов, от обычных традиционных до специальных.

Чехлы необходимо изготавливать из пожаробезопасной ткани и негорючих теплоизоляционных материалов. Также, чехлы применяются

совместно с обогревателями, которые обеспечивают дополнительный обогрев приборов и автоматическое регулирование температурного режима во внутреннем объеме чехлов.

Чехлы применяются совместно с взрывозащищенными обогревателями типа ОУР или др. При температуре окружающей среды – 60 °С – температура внутри чехла + 15 °С. Данные приспособления позволяют сократить энергопотери до 95 %, при этом время окупаемости составляет 1 – 2 года. Термочехлы подходят для многоразового использования, срок их эксплуатации – до пяти лет. Как правило, чехлы имеют три слоя: внешний покровный, внутренний и термоизоляционный.

Внешний слой может быть выполнен из различных технических тканей – силиконовых, полимерных покрытий или стеклоткани с разным уровнем износостойкости, температурных пределов и химической стойкости (к воздействию щелочей, кислот, солей, жидкостей и нефтепродуктов). Технические ткани подбираются, исходя из условий эксплуатации приспособления. Внутренний слой чаще всего изготавливается из высокотемпературного технического материала (стекловолокна), так как большинство термочехлов предназначены для теплоизоляции высокотемпературных систем.

При необходимости он может быть армирован и оборудован секцией для крепления и установки нагревательного кабеля. Теплоизоляционный слой напрямую зависит от эксплуатационных и теплотехнических требований, он может быть выполнен из аэрогеля, вспененного каучука, минеральной ваты или других волокнистых термоизоляционных материалов. Главным требованием является их гибкость – для того, чтобы чехол идеально повторял геометрию объекта изоляции, чтобы обеспечить минимальные энергопотери.

Для быстрого и удобного монтажа и демонтажа конструкции используются крепежные элементы: застежки-липучки, заклепки, ремни с D-образными кольцами, специальные системы фиксаторов и шнуров.

Как правило, установка и снятие термочехлов занимают всего несколько минут.

При отрицательных температурах окружающей среды, во время эксплуатации резервуара, происходит примерзание тарелки дыхательного клапана к седлу, результатом этого является прекращение сообщения газового пространства резервуара с атмосферой, в следствии чего появляется риск деформации резервуара. Для предотвращения данное явление, тарелки клапанов в холодный период эксплуатации резервуара приподнимают на высоту 60 – 80 мм. [12] В связи с этим, разработаны конструкции не примерзающих тарелок клапанов, дающих возможность более надежной эксплуатации резервуара при отрицательных температурах воздуха.

Усовершенствованный дыхательный клапан типа ДК имеет седла, выполненные из фторопласта, а его тарелки имеют покрытие в виде фторопластовой пленкой. Клапан дыхательный типа КДН имеет не примерзающие бесштоковые затворы в боковой крышке.

Также разработан инновационный ряд не примерзающих дыхательных клапанов типа НДКМ, имеющий пропускную способность от 500 до 3000 м³/ч, предназначенных для применения на резервуарах большой вместимости. [19,12]

Лицо, ответственное за безопасную эксплуатацию резервуаров, обязан контролировать правильную и безопасную эксплуатацию резервуаров ежедневно. Регулярно – служба технического надзора вместе с руководителем цеха и лицом, отвечающим за безопасную работу резервуаров, не менее одного раза в год [18].

Для безопасной эксплуатации резервуара в холодное время года оперативным персоналом выполняются следующие мероприятия:

– термоизоляцию дренажных устройств и недопущение занесение их снегом;

– при отогреве узлов задвижек и трубопроводов необходимо использовать только горячую воду, пар или теплый песок, а также электроподогрев во взрывозащищенном исполнении;

– ступени переходов лестниц и площадки, необходимо вовремя очищать от снега и наледи с соблюдением правил техники безопасности, установленные для работ на высоте;

– прежде чем проводить работы по освобождению крыши резервуара, товарно-транспортные операции должны быть прекращены, а резервуар выведен из эксплуатации.

Мероприятия по подготовки к эксплуатации при низких температурах окружающей среде

При температуре воздуха ниже 0 необходимо подготовить резервуар для безопасной и бесперебойной эксплуатации:

- необходимо слить из резервуара накопленную подтоварную воду;
- промыть сифонные краны незамерзающим нефтепродуктом и повернуть в нерабочее положение, при необходимости утеплить;
- для запорной арматуры необходимо провести техническое обслуживание в объеме, предусмотренное инструкцией изготовителя, а также регулировку концевых выключателей приводов, при необходимости заменить смазку, дренировать воду, накопившуюся в кранах и шиберных задвижках;
- произвести замену масла в маслонаполненном оборудовании (уровномеры, коробка концевых выключателей и тд), произвести замену антифриза в импульсных магистралях приборов;
- выполнить в полном объеме техническое обслуживание приборов, датчиков, эксплуатируемых на резервуаре, для обеспечения надежной работы при низких температурах воздуха, согласно инструкции изготовителя;
- произвести техническое обслуживание дыхательной и предохранительной арматуры, вентиляционных патрубков.

					<i>Организация эксплуатации РВС при неблагоприятных климатических условиях</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		47

Демонтировать огнепреградители подверженные обледенению, гидравлический предохранительный клапан залить незамерзающей жидкостью, проверить плотность прилегания тарелок к седлам в дыхательных клапанах;

- выполнить проверку систем защиты резервуара: молнезащиты, статического электричества, противокоррозионной защиты;
- выполнить техобслуживание гидрантов, расположенных по периметру обвалования резервуара; проверить теплоизоляционное покрытие и предусмотреть защиту от заносов снегом;
- проверить состояние теплоизолирующего покрытия и обогревающего оборудования, для трубопроводов водотушения и пенотушения согласно проектной документации;
- провести проверку состояния сухотрубов системы пожаротушения, в том числе трубопроводы орошения резервуара; по необходимости произвести продувку сжатым воздухом, провести ревизию дренажных вентилях, очистить спускные отверстия;
- выполнить техническое обслуживание изолирующих фланцев, компенсаторов согласно инструкции изготовителя; при необходимости провести регулировку компенсаторов;
- очистить ливневые приемники (колодцы) в каре резервуара, выполнить ревизию хлопуш на выходе производственной ливневой канализации за каре резервуара; при необходимости выполнить промывку канализационных труб;
- очистить водоотводные каналы, лотки вокруг обвалования резервуара; проверить исправность и устойчивость поручней, лестниц, площадок, ограждений.

4.2 Техническое обслуживание резервуаров в условиях высоких температур воздуха

Резервуары эксплуатируются в теплый период времени года, когда температура воздуха может подыматься до 35-40 °С и выше.

Современные технологии транспорта и хранения не позволяют полностью исключить потери нефти и нефтепродуктов, это обусловлено определенными физическими свойствами, связанными с изменениями термобарических условий при хранении нефти (перепады температур вследствие изменения времени года). [7]

Потери нефти от испарения происходят при хранении, заполнении, опорожнении резервуаров и транспортных емкостей, а также при ее транспортировке. Однако основная доля потерь приходится на период хранения ее в резервуарах (до 75 %). Все потери нефти и нефтепродуктов, классифицируют по характеру возникновения по трем группам: естественная убыль нефтепродуктов, аварийные и эксплуатационные потери (схема 3).

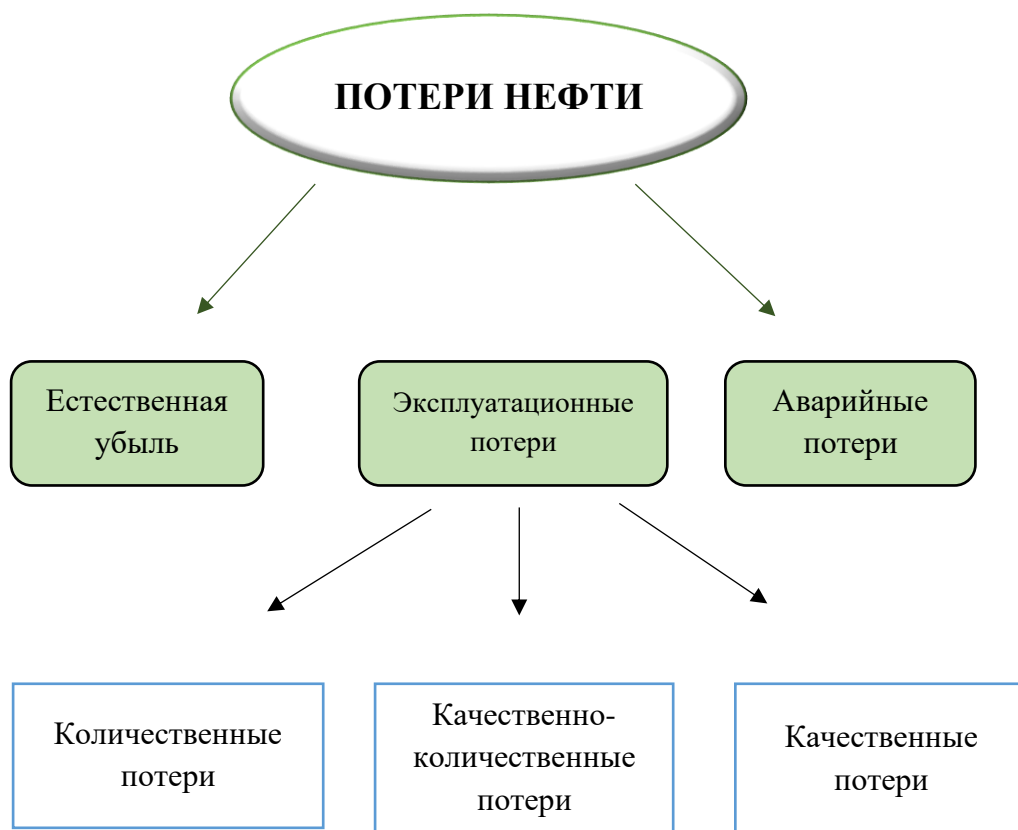


Схема 3 – Классификация потерь

Эксплуатационные потери нефти и нефтепродуктов разделяют на аварийные и эксплуатационные, при этом последние представляют следующими типами: 1) количественные (уменьшение количества при сохранении качества); 2) качественные (изменение качества при сохранении количества вследствие компаундирования); 3) качественно – количественные.

Из-за большой активности солнца происходит количественная потеря одновременно с ухудшениями качества нефтепродукта, происходит это из-за испарения легких углеводородов, а они в свою очередь имеют большое значение для перерабатывающих предприятий.

Уменьшение качественных характеристик нефти, из-за потери легких фракций в основном относятся к бензинам, в меньшей степени к реактивным топливам. [7]

Естественные потери нефти и нефтепродуктов зависят от множество факторов, например, от природных и климатических условий, от химических и физических свойств нефти и от конструктивно-технологических особенностей оборудования резервуара, являются потери от испарения.

Естественные потери, которые происходят от испарения нефти, являются смешанными, т.е. количественными и качественными, это обусловлено разной температурой испарения углеводородов, которые в свою очередь входят в состав нефти. [10,11]

Большая часть потерь нефти при ее хранении приходится на испарение (до 1 % суммарных потерь). Большое внимание уделяется снижению потерь этого вида.

Во время хранения в резервуарах вертикальных стальных, безвозвратная потеря углеводородов от испарения происходит при «больших дыханиях» от сливных и наливных операций.

При «малых дыханиях» происходит также, из-за суточных изменений температуры воздуха, при существующих не плотностях в стенках и кровле, и вентиляции газового пространства резервуара.

Качественно - количественные потери от испарения, обусловлены не герметичностью газового пространства.

При «больших дыханиях» необратимые потери происходят при:

откачке нефти из резервуара, увеличивая объем газового пространства всасывая атмосферный воздух.

Парциальное давление паровоздушной смеси в газовом пространстве существенно уменьшается и снова начинается испарение легких фракций нефти с насыщением газового пространства. Насыщенное газовое пространство при следующем заполнении резервуара, вытесняется.

От периодичности закачки – откачки и прямо пропорциональны объему поступившей в резервуар нефти, зависит количество потерь от «больших дыханий».

В газовое пространство резервуара могут происходить потери от испарения: по причине первоначального наполнения порожнего резервуара нефтью; а также закачки более теплой нефти, имеющей давление насыщенных паров большее, чем остаток нефти в резервуаре. Общий объем паровоздушной смеси включает в себя: образовавшийся объем паров нефти и первоначальный объем паровоздушной смеси, равный объему газового пространства резервуара.

Существуют потери от «обратного выдоха», возникающие при неполном опорожнении резервуара, в связи с этим остается не насыщенным углеводородными парами его газовое пространство. В следствии испарения, из-за дополнительного насыщение газового пространства происходит увеличение давления в резервуаре. [8]

При повышении давления открывается дыхательный клапан и вытесняется паровоздушная смесь, объем которой равен объему испарившейся нефти. Это происходит после того, как пустой резервуар частично заполняют, и после завершения наполнения, газовое пространство не полностью насыщено парами. В таком случае дыхательный клапан при

завершении заполнения резервуара не закрывается, и продолжает совершать выдох «дополнительный выдох». [7]

Главным фактором является условия хранения и время, которые влияют на качество нефти, а также его химическими и физическими свойствами.

Потери легких фракций от испарения из резервуаров делятся следующим образом [9]:

от “больших дыханий” – 80,2 %,

от вентиляции газового пространства – 19,05 %,

от “малых дыханий” – 0,8 %.

Техническое вооружение современных нефтескладов и их оборудования, при эксплуатации его согласно регламента дает возможность значительно понизить количество потерь ценных углеводородов от испарения, однако, такой метод не всегда эффективен. Существенное снижение таких потерь возможно только при комплексном обеспечении мероприятий технического и организационного характера.

Методы сокращения потерь

Существует большое количество методов, которые позволяют минимизировать потери нефти при их хранении в резервуарах, и применяются они в зависимости от причин образующихся потерь, а также их характеристик. Методы снижения потерь нефти выбираются исходя из технико-экономических расчетов, необходимо учитывать, метеорологические и производственные условия.

Существуют 5 групп методов минимизации потерь нефти от испарения [13,7].

Группа 1 – снижение объема газового пространства резервуара. Проведя анализ уравнения потерь можно понять, что чем меньше объем газового пространства, тем ниже уровень потерь, из этого получаем $V_1 = V_2 = 0$ в резервуаре, теоретически потери из-за испарения равны нулю. Приведенное выше условие, применяется в резервуарах с понтонами и плавающими крышами, которые дают возможность снизить количество потерь от

«большого дыхания» и «обратного выдоха»: на 70 – 75 % при годовой оборачиваемости до 60 раз; на 80 – 85 % при годовой оборачиваемости свыше 60 раз, а от «малого дыхания» – на 70 %. Расчеты дают понимание, то что резервуар с понтоном или плавающей крышей имеют наибольший эффект при годовой оборачиваемости больше 12 раз. Экономический эффект может быть повышен за счет улучшения конструкции уплотняющих затворов и применения прочных полимерных материалов плавающих крыш и понтонов.

Группа 2 – хранение под избыточным давлением.

Основываясь на уравнения потерь, конструктивная особенность резервуара, рассчитанная на эксплуатацию под избыточным давлением, дает возможность избежать потери от «малых дыханий» и отчасти «больших дыханий».

Но с другой стороны расчет показывает, что избыточное давление приводит к усложнению конструкции и тем самым повышению затрат при строительстве и эксплуатации резервуаров. Значение рабочего давления и количество операций по наполнению и опорожнению резервуара, существенно зависят от физико-химических свойств нефти и метеорологических условий.

Группа 3 – изменение амплитуды колебания температуры в газовом пространстве резервуара.

Снижения колебаний температуры газового пространства и поверхностного слоя нефти или изотермического хранения нефти обеспечивается применением теплоизоляционных материалов, подземным хранением, окраской в белый цвет и охлаждением резервуаров водой.

Группа 4 – сбор паров нефти, вытесняемых из резервуара.

При улавливании нефтяных паров используются газоуравнительные системы, эти обвязки представляют собой систему трубопроводов или отдельных трубопроводов, сообщающие газовые пространства резервуаров. Применение газоуравнительной методики снижает потери при «больших дыханиях». Эффективность этого метода существенно зависит от совпадения операций по наполнению и опорожнению резервуаров.

Группа 5 – организационные и технические мероприятия.

					<i>Организация эксплуатации РВС при неблагоприятных климатических условиях</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		53

Одним из важнейших средств уменьшения потерь нефти является правильная организация эксплуатации резервуаров. Тепловая защита резервуаров к достаточно доступным и эффективным техническим средствам относят тепловую защита резервуаров, используемая для снижения колебания температуры хранящейся в резервуаре нефти и ее паров в газовом пространстве [15].

Существуют разные способы защиты резервуаров от температурных колебаний, к ним относятся: окраска резервуара теплоотражающей эмалью, покрытие резервуара теплоизолирующими материалами, охлаждение водой, экранирование и т. д. Благодаря сравнению объективности разнообразных методов, применяемых для тепловой защиты резервуаров, мы имеем накопленный большой опыт использования этих способов борьбы с потерями от испарений. Высокие показания эффективной борьбы с испарением нефти из резервуара методом заглубления объясняются тем, что на глубине 30 – 40 см суточных колебаний температуры в грунте практически нет, и на заглубленный резервуар влияют исключительно сезонные колебания температуры [12]. При таком методе размещения отсутствует влияние ветра на вентиляцию газового пространства резервуара.

Термостатирование путем устройства вокруг вертикальных металлических резервуаров наземного каземата (кожуха) с применением железобетонных панелей и плит или кирпича используется очень редко, так как сооружения такого рода имеют высокую стоимость, превышающую стоимость работ по заглублению резервуара в 10 – 12 раз. Применение специальной окраски получило широкое распространение, из-за защиты металла стенки резервуара от повышения температуры путем отражения солнечных лучей и снижения эффективной температуры. Как правило для достижения этой цели используют краски со светлыми оттенками с коэффициент отражения не менее 0,8 [16].

В таблице 2. приведена эффективность применения окраски резервуара вертикального стального типа РВС 20 000 м³ для снижения потерь нефти от испарения.

					Организация эксплуатации РВС при неблагоприятных климатических условиях	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		55

Таблица 2 – Влияние окраски резервуара на потери легких углеводородов от испарения [17].

Цвет краски	Средняя эффективная температура стенки, °С	Кг	Годовые потери продукта, %	
			Абсолютные	Относительные
Чёрный	30	680	1,36	100
Красный	20,3	590	1,18	86
Зелёный	14,7	490	1,1	81
Серебристый	11,5	460	0,92	67,6

Наиболее эффективным покрытием и достаточно дешевым являются известь и мел, но они малостойкие к воздействию атмосферных осадков. Опыт использования данных покрытий показывает, что окраска резервуара разведенными известью или мелом, в соленой воде, с добавлением 10 % цемента, имеют показатели эффективности близкие по окраске алюминиевой пудрой. Использование цинковых белил малоэффективно потому что имеют низкий коэффициент отражения.

Необходимо периодически возобновлять окраску, потому что в процессе эксплуатации резервуаров снижается отражающая способность теплозащитного покрытия из-за загрязнения поверхности, а также химических и физических изменений покрытия. Вместе с наружным покрытием резервуара минимизации потерь от испарения, можно достичь нанесением на внутреннюю поверхность лакокрасочного покрытия с низким коэффициентом излучения.

После нанесения противокоррозионных маслобензостойких покрытий типа ЭП-755, ХС-720, ХС717, ФЛ-724 на внутреннюю поверхность крыши резервуара лучистый поток к поверхности нефти снижается приблизительно в два раза, а потери от испарений снижаются на 27 – 45 % [16].

Одновременное покрытие внутренней и наружной поверхности резервуара обеспечивает при достаточно небольших затратах уменьшить

потери испаряющегося продукта от 30 до 65 % по сравнению с покрытым резервуаром.

На сегодняшний день разработан достаточно простой и недорогостоящий технологический процесс, позволяющий наносить пенополиуретановую теплоизоляцию как в заводских, так и в полевых условиях методом напыления с помощью установки типа «Пена» [18].

При изготовлении пенополиуретановой теплоизоляции рационально применять метод двухслойного нанесения, в качестве внутреннего слоя использовать пенополиуританы низкой плотности (ППУУ-17Н или ППУ-3), так как приведенные материалы обладают низкой теплопроводностью. Для наружного слоя следует применять более жесткие пенополиуританы имеющие более высокую плотность (ППУ-ПН-2 или ППУ-ПН-1) [18].

Эти пенополиуританы имеют несколько большую теплопроводность и имеют больший расход исходного сырья, но обладают значительно большей механической прочностью и устойчивостью к воздействию окружающей среды, динамических нагрузок, нефти и различных химических реактивов.

Основные физико-химические показатели тепловой изоляции из пенополиуретанов применяемые на резервуарах, приведены в таблице 3, позволяют минимизировать потери нефти от испарения от 60 до 70% по сравнению с нетеплоизолированным резервуаром такой же вместимости и конструкции [18,10].

Таблица 3 – Свойства теплоизоляционных пенополиуретанов [12].

	Плотность пенополиуретана, т/м ³					
	Низкая				Высокая	
	0,03– 0,05	0,10– 0,20	0,20– 0,40	0,40– 0,60	0,60– 0,80	0,80– 1,0

Предел прочности, кгс/см ²						
При сжатии:	2,5	8,0	40,0	160,0	250,0	350,0
При изгибе:	4,0	10,0	60,0	120,4	180,6	240,2
Водопоглощение за 24 ч, кг/м	0,02	0,03	0,01	0,008	0,009	0,001
Коэф. теплопров при 20 °С, Вт/(м град)	0,3	0,8	0,11	0,12	0,148	0,155
Температура размягчения, °С	90	120	140	160	180	200

Снижение температуры поверхности резервуара с помощью воды для уменьшения температуры газового пространства может осуществляться путем применения на его крыше водяного экрана – проточного или периодически пополняемого резервуара с небольшим слоем воды, а также возможно орошение поверхности резервуара водой через систему орошения противопожарного водоснабжения.

Опыт показывает, что эксплуатация резервуара с применением системы орошения более эффективно (таблица 4), недостатком является то что этот процесс должен быть непрерывным, если процедура орошения будет периодической, то возрастают колебания температуры в газовом пространстве резервуара, в свою очередь приводит к увеличению количества малых дыханий.

Таблица 4 – Анализ потерь при применении охлаждения резервуара водой [12].

Тип применяемого резервуара	Средняя температура поверхности нефти, °С	Потери нефти, %
без охлаждения	35	1,540
с водным экраном	28	0,90
с орошением	27	0,650

Основными недостатками водяного охлаждения является риск нарушения лакокрасочного покрытия и корродирования резервуара, а также размывания основания. Вновь проектируемые резервуары для нефти и нефтепродуктов вместимостью от 20000 м³ согласно действующих строительных нормам предусмотрено оборудование стационарными системами водяного орошения [19].

Организационно-технические мероприятия вместе с тепловой защитой резервуара, которую, можно выполнить без остановки технологического процесса на действующем объекте, существуют иные методы минимизации потерь, связанные с испарением нефти, выполняемые без капитального перевооружения резервуара и парка в целом. Такие способы, применение которых давно известно, но не получили достаточно широкого распространения практический опыт свидетельствует об их высокой эффективности этих устройств и приспособлений. Замена, модернизация отдельных узлов оборудования резервуара дает существенный эффект в снижении потерь от испарения, это достигается помимо технико-технологических мероприятий, связанных с применением специальных конструкций резервуаров или перевооружением действующих резервуаров. Сейчас применяются методы понизить потери нефти от испарения при хранении, путем введения небольшими дозами поверхностно-активных веществ, различных спиртов и других реагентов, которые дают возможность

снизить испарения до 2 раз по сравнению с нефтью и нефтепродуктами без антииспарительных добавлений.

На данный момент приведенный метод снижения потерь от испарения летучих компонентов нефти широкого распространения не получил, потому что влияние вводимых присадок еще недостаточно изучено [9].

Мероприятия по подготовки к эксплуатации при высоких температурах окружающей среде

На данный момент многолетний опыт при эксплуатации резервуаров дает возможность проанализировать, что меры организационного характера также, как и технические мероприятия играют важную роль, при реализации которых дают возможность рационально организовать работы на предприятиях, осуществляющих хранение нефти и нефтепродуктов. Часть мероприятий, направленных на снижение потерь нефти и нефтепродуктов при больших и малых дыханиях представлены в таблице 5. Снижения количества внутри-складских перекачек дает возможность уменьшения потерь нефти на 10,5 %. Хранение нефти и нефтепродуктов в резервуарах, полностью наполненных (коэффициент наполнения 0,9) понижает потери в сравнении с резервуарами, наполненными на 0,4 объема, в средней климатической зоне в 12 раз, а в южной зоне – в 13 раз. [18]

Еще не менее эффективный метод хранения нефти и нефтепродуктов в резервуарах с большим объемом вместимости. Согласно исследований [16], применение для хранения нефти резервуара вместимостью $1 \cdot 10^4$ м³ минимизирует потери в 2 раза, сравнивая с потерями используя для этой цели 50 резервуаров объемом 200 м³. В 1,8 раза используя 25 резервуаров объемом 400 м³; в 1,5 раза используя 10 резервуаров объемом 1000 м³. В 1,3 раза используя 5 резервуаров объемом 2000 м³.

Также к таким мероприятиям относят систематические проверки на герметичность резервуара и его дыхательной арматуры.

Усовершенствование эксплуатируемых резервуаров стандартного исполнения с плоской крышей поможет ощутимо минимизировать количество

					<i>Организация эксплуатации РВС при неблагоприятных климатических условиях</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		60

потерь нефти связанных с испарениями, исходя из сказанного можно сказать что, экономическая целесообразность и эффективность разных методов снижения потерь потерями неодинаковы.

Таблица 5 – Организация мероприятий по снижению потери нефти и нефтепродуктов при испарении [9].

Цель	Методы и способы осуществления	Достижимый эффект от мероприятия
Минимизация потерь при больших дыханиях	<ul style="list-style-type: none"> – снижение количества внутри– складских перекачек; – во время выдачи продукта выполнять полную выкачку и с максимально допустимой скоростью; – во время приёма нефти заполнять резервуар сразу после опорожнения с максимальной скоростью; – приём нефти в летнее время выполнять при минимальной температуре окружающей среды; – выдачу нефти выполнять при максимальной температуре окружающей среды. 	<ul style="list-style-type: none"> – уменьшение количества больших дыханий; – обеспечение минимальной концентрации паров вытесняемой паровоздушной смеси; – уменьшение объёма большого дыхания из-за высокой концентрации паров в газовом пространстве; – обеспечение минимальной концентрации паров в опорожненном резервуаре;

		– частичная конденсация паров в резервуаре;
Минимизация потерь при малых дыханиях	– хранение нефти в полностью наполненных резервуарах; – хранение нефти в резервуарах большей вместимости.	– уменьшение объёма ГП; – уменьшение колебаний температуры в резервуаре.
Снижение потерь при разгерметизации резервуаров	– проведение работ по вскрытию люков резервуаров в холодное время суток при минимальной температуре нефти.	– уменьшение концентрации паров в газовом пространстве.

Был проведен сравнительный анализ для выбора наиболее эффективного метода усовершенствования резервуаров, дающего возможность максимально минимизировать потери нефти и нефтепродуктов от потерь при испарении, так выявлены такие пути снижения потерь при минимальных затратах как [9,18]:

- применение металлического понтона,
- применение синтетического экрана,
- устройство магистрали газо-уравнительной системы с применением газосборника или изготовление газо-уравнительной системы без применения газосборника,
- укрепление кровельной части резервуара для увеличения давления в внутреннем пространстве.

4.3 Защита от осадков

При эксплуатации нефтяных резервуаров очень часто возникает проблема связанная с потерей несущей способности грунтов основания под окрайком резервуара в результате постоянного их обводнения паводковыми и дождевыми

водами, стекающими с крыши и стен резервуара, а также плохо организованного отвода дождевых и талых вод с поверхности резервуара и некачественного выполнения насыпи в основании резервуара, эрозии почвы.

Выпучивание фундаментов происходит при промерзании или набухании грунтов основания также за счет обводнения грунтов под фундаментами. Морозному разрушению подвержен бетон под воздействием переменного температурно-влажностного режима в зоне заложения его в грунт. Проникновение замерзающей влаги в поры бетона может привести к поверхностному разрушению бетона или к развитию трещин в конструкциях.

Сульфаты и хлориды действуют на связи бетона, что приводит к выщелачиванию его составляющих с резкой потерей прочности и даже к полному разрушению. Температурные трещины могут обеспечить доступ для влаги в тело массива бетона и привести к коррозии арматуры.

В целях предотвращения накопления на днище резервуара осадков, а также для их удаления должны устанавливаться, размывающие системы - винтовые устройства.

Данный способ заключается в том, что весь объем нефти внутри резервуара приводился в интенсивное движение с помощью специальных устройств путем формирования направленного потока нефти, меняющего свое направление. Под его действием происходил размыв накапливающихся осадков и их гомогенизация в объеме нефти, которая откачивалась в это время из резервуара в магистральный нефтепровод. При этом осадки перемешиваются и растворяются в нефти, не ухудшая ее товарных свойств, и транспортируются потребителям, принося ощутимую выгоду за счет исключения технологических потерь тяжелых фракций нефти.[26]

Эксплуатация систем предотвращения накопления донных отложений должна проводиться в соответствии с технической документацией. После окончания размыва донных осадков нефть следует откачать до минимально допустимого технологического (рабочего) уровня разлива.

По окончании размыва осадка и откачки нефти из резервуара необходимо провести замер высоты донных осадков в установленных точках. При неудовлетворительных результатах цикл размыва следует повторить. Результаты измерений высоты донных осадков следует занести в журнал учета наличия и размыва донных осадков.

На УПН, оснащенных очистными сооружениями или имеющих возможность очистки сточных вод, подтоварная вода, образующаяся в резервуарах при отстое нефти, должна периодически отводиться в производственную канализацию. Приемные колодцы производственной канализации, расположенные внутри обвалования, должны иметь хлопуши с тросовым управлением, выведенным за обвалование резервуаров. В нормальном положении хлопуша закрыта. Исправность хлопуш необходимо проверять не реже одного раза в квартал. В каждом гидравлическом затворе слой воды должен быть не менее 0,25 м. Исправность гидрозатворов и уровень в них воды необходимо проверять 1 раз в месяц.

На рисунке 3 указана периодичность проведения работ по обслуживанию производственной канализации.

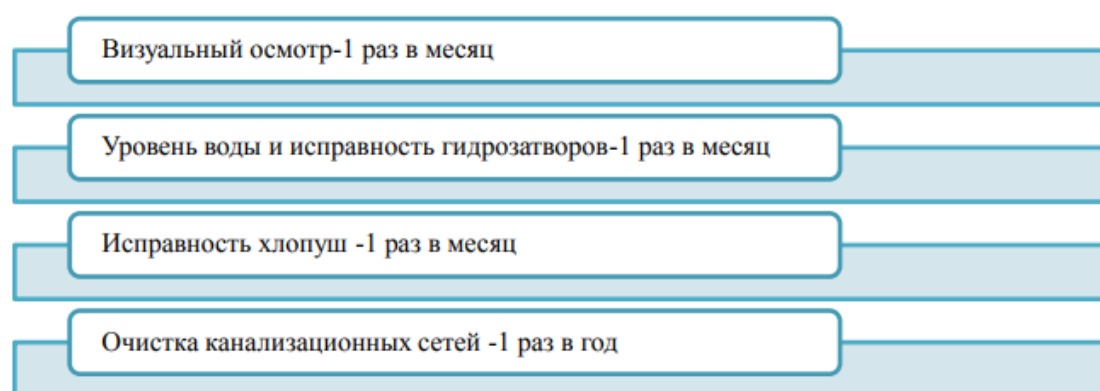


Рисунок 3 – Периодичность работ по ТО производственной канализации.

После осмотра при наличие неисправностей канализационной сети РП составляется дефектная ведомость.

Для обеспечения надежной работы резервуаров в процессе эксплуатации необходимо осуществлять контроль за осадкой основания резервуаров.

Контроль за осадкой основания РВС заключается в нивелировании окрайки днища по наружному периметру резервуара в процессе его эксплуатации. По результатам нивелирования составляются акты. В первые четыре года эксплуатации нивелирование должно проводиться ежегодно в абсолютных отметках окрайки днища или верха нижнего пояса не менее чем в восьми точках, но не реже чем через 6 м. В последующие годы систематически (не реже одного раза в 5 лет) должно проводиться контрольное нивелирование. Нивелировку окрайки днищ стальных вертикальных резервуаров необходимо проводить через 6 м по точкам, совпадающим в большинстве случаев с вертикальными швами нижнего пояса резервуара, если листы нижнего пояса имеют длину 6 м. Обход резервуара должен быть по часовой стрелке. Точки должны быть отмечены краской красного цвета с указанием номера точки. У резервуаров в первые четыре года эксплуатации (до стабилизации осадки основания) отклонения от горизонтальности наружного контура днища резервуара не должны превышать величин, указанных в РД 08-95-95. У резервуаров, находящихся в эксплуатации более 4 лет, допускаемые отклонения не должны превышать величин, указанных в РД 08-95-95. Для получения достоверных величин осадки резервуара перед нивелированием необходимо проводить поверки геодезического инструмента, систематически следить за состоянием реперов, марок на запорной арматуре и лестнице, а также за разметкой точек нивелирования на резервуаре. При нивелировании окрайки днища обязательно должны нивелироваться фундамент лестницы и фундаменты под запорную арматуру приемных технологических трубопроводов.

					<i>Организация эксплуатации РВС при неблагоприятных климатических условиях</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		65

Обслуживание территории

С помощью подсыпки грунта, устраивается подъезд к резервуарам через обвалование, что необходимо при проведении ремонта.

Обвалование должно находиться в полной исправности. После проведения работ Связанных с разборкой обвалования прокладка трубопровода, доставка тяжелого оборудования и т.д. обвалование должно быть немедленно восстановлено. Не допускается эксплуатация резервуаров с разрушенным обвалованием.

Траншеи и котлованы, вырытые при ремонте, должны быть засыпаны по окончании работ. Такие траншеи или котлованы должны иметь ограждения и освещение в ночное время.

Места разлива нефти следует немедленно зачищать путем снятия слоя земли толщиной, превышающей на 1-2 см глубину проникновения в грунт нефти. Удаленный грунт должен быть вывезен в специально отведенное место, а образовавшаяся выемка засыпана свежим грунтом или песком.

Очистка РП от мусора, сухих листьев и т.д. должна проводиться своевременно. В летнее время уборка и вывозка травы с территории РП должна производиться в сыром виде . В зимний период очистка от снега дорожек и пожарных проездов на территории РП должна производиться своевременно.

Нахождение посторонних предметов и демонтированного оборудование на поверхности резервуара строго запрещено.

4.4 Молниезащита резервуара, этапы её обслуживания

Резервуарные парки или отдельно стоящие резервуары для товарной нефти должны быть защищены от прямых ударов молнии, электростатической и электромагнитной индукции, заноса высоких потенциалов устройствами

					<i>Организация эксплуатации РВС при неблагоприятных климатических условиях</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		66

молниезащиты, выполненными в соответствии с требованиями действующей НТД.[10]

До начала заполнения резервуара устройства молниезащиты должны быть введены в эксплуатацию.

Защита для РП с общей вместимости группы резервуаров более 100 тыс. м³ должна выполняться отдельно стоящими молниеотводами.[10]

Искусственные заземлители применяются в качестве защиты от прямых ударов молнии. Искусственные заземлители должны быть проложены в земле и размещенные через каждые 50 метров по периметру основания резервуара, к ним так же должен быть присоединен корпус резервуара [10].

На резервуарах с понтоном и резервуарах с плавающей крышей для защиты от электростатической индукции должны быть установлены не менее двух гибких стальных перемычек между П или ПК и корпусом резервуара.[10]

Защита от заноса высокого потенциала по подземным и наземным металлическим коммуникациям должна быть осуществлена присоединением их на вводе в резервуар к заземлителям.

Ввод сетей сигнализации и линий электропередачи, осуществляется только кабелями длиной не менее 500 см с металлической броней или оболочкой или кабелями, которые проложены в металлических трубах и коробах.

Стержневые молниеприемники должны изготавливаться из стали любой марки сечением не менее 100 мм² и длиной не менее 200 мм, так же они должны быть защищены от коррозии оцинкованием, лужением или окраской. Тросовые молниеприемники выполняются из стальных многопроволочных канатов сечением не менее 35 мм² .[10]

Соединения молниеприемников с токоотводами и токоотводов с заземлителями должны выполняться сваркой или болтовыми соединениями с переходным сопротивлением не более 0,05 Ом.

При наличии стержневых и тросовых молниеотводов каждый токоотвод присоединяется к искусственному заземлителю, который должен состоять из 3-

х и более вертикальных электродов L не менее 3 м, объединенных горизонтальным электродом, при расстоянии между вертикальными электродами не менее 5 м.

Техническое состояние молниезащиты должно быть подвержено систематическому контролю. Техническое обслуживание молниезащиты должно быть определено графиком планово-предупредительных работ. Текущий и капитальный ремонт молниезащиты проводится в случае обнаружения механических повреждений или износа. 1 раз в год до начала грозового периода должна осуществляться проверка устройств молниезащиты.

Проверке подлежат целостность и защищенность от коррозии доступных обзору частей молниеприемников и токоотводов и контактов между ними, а также значение сопротивления току промышленной частоты заземлителей отдельно стоящих молниеотводов. Это значение не должно превышать результаты соответствующих замеров на стадии приемки более чем в 5 раз. При превышении сопротивления заземлений более чем в пять раз по сравнению с замерами в период приемки заземление подлежит ревизии а так же ремонту, если это необходимо.

Ревизия включает в себя следующие цели рис. 4.[10]

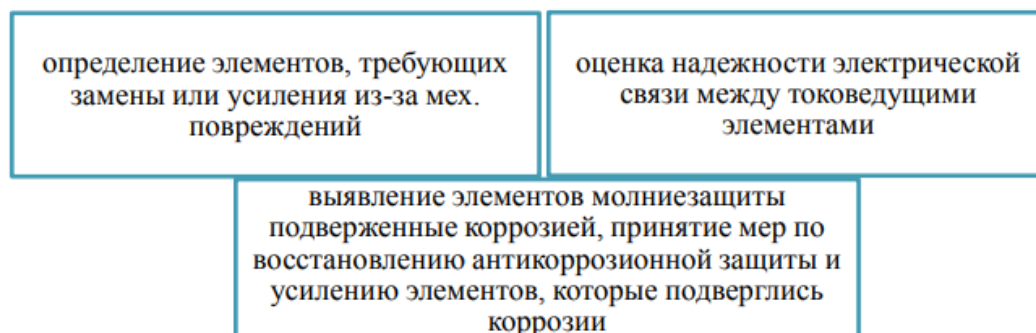


Рисунок 4 – Цели ревизии.

После проведения ревизии должны быть определены объемы ремонтных работ, которые должны быть закончены к началу грозового периода. Мелкие ТР элементов молниезащиты можно проводить во время грозового периода, капитальные ремонты - только в негрозовой период.[10]

Результаты ревизий молниезащитных устройств, проверочных испытаний заземляющих устройств, проведенных ремонтов должны быть занесены в журнал эксплуатации молниезащиты и устройств защиты от статического электричества.

Работники, проводящие ревизию молниезащиты, должны составлять акт осмотра куда должны быть занесены обнаруженные дефекты. [10]

Вывод по третьей главе: В данной главе были рассмотрены особенности эксплуатации РВС 20000 м³ в неблагоприятных климатических условиях, рассмотренных во второй главе. Для безопасной, эффективной и долговечной эксплуатации принимаются следующие меры:

- зимой прочность металлоконструкций существенно снижается из-за низких температур воздуха. Для того, чтобы снизить данный эффект арматуру резервуара отогревают горячей водой или водяным паром (запрещено отогревать огнем). Для изоляции арматуры используют термочехлы, также теплоизоляционные материалы.

- летом из-за высоких температур воздуха и воздействия солнечных лучей происходит количественная потеря одновременно с ухудшениями качества нефтепродукта, происходит это из-за испарения легких углеводородов (малых, больших дыханиях, а также обратного выдоха). Для того, чтобы снизить данный эффект используют теплоизоляционные материалы, подземные хранение, окраска в белый цвет и охлаждение резервуара водой. Также необходима правильная организация эксплуатации резервуаров.

- в период выпадения осадков и таяние снега, а также плохо организованного отвода дождевых и таловых вод с поверхности резервуара и некачественного выполнения насыпи в основания резервуара, происходит потеря несущей способности грунтов основания под окрайком резервуара в результате постоянного их обводнения. Более того из-за продолжительного воздействия влажности на основание резервуара в бетоне появляются трещины, которые могут вывести из строя резервуар вследствие потери прочности или разрушения. Для того, чтобы снизить данный эффект используют размывающие

					<i>Организация эксплуатации РВС при неблагоприятных климатических условиях</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		69

системы – винтовые устройства. Также УПН должна быть оборудована производственной канализацией.

- в период сильных гроз для предотвращения прямого попадания молнии в резервуар, применяются заземлители, которые должны быть размещены через каждые 50 метров по периметру основания резервуара.

					<i>Организация эксплуатации РВС при неблагоприятных климатических условиях</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		70

5 ОРГАНИЗАЦИЯ РАБОТ ПО ТЕХНИЧЕСКОЙ ДИАГНОСТИКЕ РЕЗЕРВУАРОВ

Для резервуаров, отработавших нормативный срок эксплуатации, срок его дальнейшей безопасной эксплуатации определяется на основании экспертизы промышленной безопасности. В экспертизе указывается срок проведения повторной экспертизы промышленной безопасности.

Вертикальные стальные резервуары для хранения нефтепродуктов, эксплуатирующихся на нефтебазах, согласно статьи 2 п. 1 Федерального закона от 21.07.1997 N 116-ФЗ (ред. от 03.07.2016) "О промышленной безопасности опасных производственных объектов" относятся к опасными производственными объектам и в соответствии со статьей 13 того же закона подлежат к экспертизе промышленной безопасности. Безопасность резервуаров определяется специализированной экспертной организацией, имеющей соответствующие лицензии, одним из основных которой является проведение неразрушающего контроля.

Процесс контроля на опасных производственных объектах представляет ответственное мероприятие, связанное с жизнью людей и их благополучием. По этой причине выполнять работы имеют право только те специалисты, так называемые «дефектоскописты», которые обучены и аттестованы в соответствии с требованиями «Правил аттестации персонала в области неразрушающего контроля» ПБ 03-440-02, выдавать заключения могут дефектоскописты с квалификацией не ниже II уровня по определенному методу для определенного вида объекта. Лаборатории неразрушающего контроля, выполняющие диагностирование, обязаны иметь соответствующие лицензии и аттестованы в соответствии с требованиями «Правила аттестации лабораторий неразрушающего контроля» ПБ 03-372-00 и рекомендательно добровольно аккредитованы согласно требованиям «Общие требования к аккредитации органов по оценке соответствия» СДА-01-2009 и СДА-15.

					<i>«Разработка мероприятий по обеспечению безопасной эксплуатации резервуаров в климатических условиях крайнего севера»</i>		
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>			
<i>Разраб.</i>	<i>Рыскулов К.У.</i>				<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>	<i>Беляев Д.В.</i>					71	137
<i>Рук. ООП</i>	<i>Брусник О.В.</i>				Отделение нефтегазового дела Группа 2Б8Б		
<i>Организация работ по технической диагностике резервуаров</i>							

Использование приборов и аппаратур, которые не внесены в Государственный реестр средств измерений не допускается, так же, как и использование приборов, не прошедших и не имеющих сертификата о поверке.

Таким образом, срок эксплуатации технических резервуаров, применяемых на опасных производственных объектах, ограничивается специализированной организацией, на основании технического диагностирования в рамках экспертизы промышленной безопасности опасных производственных объектов. Тем временем, с увеличением срока службы сокращаются промежутки его освидетельствования и ужесточаются требования к оценке технического состояния резервуаров.

Исходя из анализа камеральных работ, обследование резервуара включает частичное или полное обследование.

Частичное обследование проводится без остановки рабочего процесса резервуара, то есть осмотру подвергается только доступная дефектоскопистам часть. Полное обследование резервуара проводится после получения нарядадопуска на огневые работы, включающие подготовительные работы как: полное освобождение от продукта хранения, зачистка и дегазация не более определенного уровня предельно-допустимой концентрации паров нефтепродуктов.

Таким образом, при полном техническом обследовании достигается более достоверная оценка технического состояния, чем при частичном. В количественном показателе это отражается в объеме обнаруженных допустимых и недопустимых дефектов.

В первую очередь диагностированию должны подвергаться резервуары:

- находящиеся в аварийном состоянии или отремонтированные после аварии;
- изготовленные из кипящих сталей и сваренные электродами с меловой обмазкой;
- находящиеся в эксплуатации более 20 лет;

- в которых хранятся высококоррозионные продукты по отношению к металлу несущих конструкций.

Техническое диагностирование так же разделяется на очередное и внеочередное.

Во время эксплуатации резервуара проводятся следующие виды технического диагностирования:

- в случае обнаружения дефекта, который требует вывод резервуара в ремонт выполняется полное техническое диагностирование;

- в плановом порядке – полное, частичное техническое диагностирование и производится контроль технического состояния.

На основании срока безопасной эксплуатации, который был установлен по результатам последнего технического диагностирования, определяется периодичность проведения технического диагностирования резервуаров.

Таблица 3 – Периодичность проведения технического диагностирования вертикальных цилиндрических стальных резервуаров

№ п/п	Тип резервуара	Срок эксплуатации	Частичное техническое диагностирование	Полное техническое диагностирование
1	РВС, РВСП, РВСПК рулонной сборки, в том числе с теплоизоляцией	До 20 лет	1 раз в 5 лет после ввода в эксплуатацию, последнего диагностирования или ремонта	1 раз в 10 лет после ввода в эксплуатацию, последнего ремонта или через 5 лет после частичного технического диагностирования
2	РВС, РВСП, РВСПК рулонной сборки, в том числе с теплоизоляцией	От 20 лет	1 раз в 4 года после последнего диагностирования или ремонта	1 раз в 8 лет после последнего ремонта или через 4 года после частичного технического диагностирования

3	РВС, РВСП, РВСПК, РВСПА полистовой сборки	До 20 лет	1 раз в 10 лет после ввода в эксплуатацию, последнего технического диагностирования или ремонта	1 раз в 20 лет после ввода в эксплуатацию, последнего ремонта или через 10 лет после частичного технического диагностирования
4	РВС, РВСП, РВСПК, РВСПА полистовой сборки	От 20 лет	1 раз в 5 лет после последнего технического диагностирования или ремонта	1 раз в 10 лет после последнего ремонта или через 5 лет после частичного технического диагностирования
5	РВС, РВСП полистовой сборки с теплоизоляцией	До 20 лет	1 раз в 10 лет после ввода в эксплуатацию, последнего диагностирования или ремонта	1 раз в 20 лет после ввода в эксплуатацию, последнего ремонта или через 10 лет после частичного технического диагностирования
6	РВС, РВСП полистовой сборки с теплоизоляцией	От 20 лет	1 раз в 5 лет после последнего технического диагностирования или ремонта	1 раз в 10 лет после последнего ремонта или через 5 лет после частичного технического диагностирования

Согласно нормативному документу ГОСТ 20911-89, техническая диагностика выражается как «область знаний, охватывающая теорию, методы и средства определения технического состояния объектов», который по результатам обследования, на основании нормативно-правовых актов,

применяют для определения допустимости или недопустимости обнаруженных дефектов.

При этом, как требуют нормативно-правовые акты, выбор метода и приборов осуществляется из подхода «комплексное обследование», так как ни один из существующих методов и аппаратур, не может быть универсальным и не может удовлетворять в полном объеме требования безопасности.

Из вышеописанного следует и нормируется, что технический контроль на опасных производственных объектах (ОПО), в данном случае резервуаров для хранения нефтепродуктов, разделяется на 3 группы: разрушающий контроль, повреждающий контроль и неразрушающий контроль (НК).

Разрушающий контроль – методы контроля, при котором требуются отбор образцов обычно вырезкой из материала объекта контроля и образец подвергается различным анализам в специализированных стационарных лабораториях. Объект контроля во время проведения анализа остается неработоспособным до восстановления участков отбора образцов.

Повреждающий контроль – методы контроля, при котором анализ производится непосредственно на объекте, но в местах контроля остаются не препятствующие безопасной эксплуатации следы, которые можно не устранять.

Неразрушающий контроль – методы контроля, при которых в некоторых случаях нет необходимости остановки рабочего процесса объекта контроля. Контроль производится непосредственно на объекте, при этом контролируемый объект сохраняет работоспособность без повреждения участка контроля.

Проведение неразрушающего контроля в объектах ОПО подразумевает два подвида контроля, это «неразрушающий контроль» (ВИК) и «неразрушающий физический контроль» требующие применения специализированных приборов и аппаратур, так же специальных веществ.

Следовательно, обязательным требованием для обеспечения надёжности резервуаров является раннее обнаружение дефектов, при этом основным инструментом становится применение неразрушающих методов контроля.

Перечень работ, выполняемых при частичной технической диагностике

					<i>Организация работ по технической диагностике резервуаров</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		75

Этапы проведения частичной технической диагностики

а) в первом этапе проводят:

- анализ документации: проверка наличия паспорта резервуара и правильности его заполнения, установления фактических условий эксплуатации и соответствия их паспортным данным, анализ результатов ранее проведённых диагностирований и ремонтно-восстановительных работ, уточнения фактической наработки резервуара, сбора сведений о металлах, применённых при строительстве, ознакомление с результатами испытаний и актами на скрытые работы.

- выполнение частичного технического диагностирования без вывода резервуара из эксплуатации: проведение визуального и измерительного контроля, контроля неразрушающими методами, контроля толщин стенок корпуса резервуара неразрушающим методом (ультразвуковая толщинометрия);

- по результатам диагностики выдается предварительное заключение

б) во втором этапе выполняют:

- расчёт стенки резервуара на прочность и устойчивость;

- расчёт напряжённо-деформированного состояния конструкции резервуара с учетом проявления локальных дефектов стенки (типа вмятины, выпучины), угловатости сварного шва, ребер и колец жесткости;

- определение срока и условий безопасной эксплуатации конструкций резервуара с дефектами с указанием срока эксплуатации по каждому дефекту, элементу конструкции и резервуара в целом;

- по результатам частичной технической диагностики резервуара выдают технический отчёт с учётом результатов обследования и заключение о сроке и условиях безопасной эксплуатации резервуара.

Перечень работ, выполняемых при полной технической диагностике

Этапы проведения частичной технической диагностики

а) в первом этапе:

					<i>Организация работ по технической диагностике резервуаров</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		76

- проведение первого этапа технического диагностирования в объёме частичной технического диагностирования без вывода резервуара из эксплуатации, без проведения акустико-эмиссионного контроля днища, корпуса стенки и ультразвукового сканирования первого пояса;

- полное проведение ультразвукового контроля сварных швов стенки резервуара и перекрестий, ультразвукового контроля кольцевых швов трубопроводов систем подслоного пожаротушения, системы размыва донных отложений, зачистного трубопровода, системы компенсации. - выдача предварительного отчёта.

б) во втором этапе:

- проведение технической диагностики после вывода резервуара из эксплуатации, зачистки, дегазации и демонтажа временных ремонтных элементов, которые были выявлены на первом этапе диагностики и не обеспечивают (по результатам расчета напряжённо-деформированного состояния) расчет критериев прочности и устойчивости стенки.

- проведение визуального и измерительного контроля (проверяют сварные швы, плавающую крышу, стенки, наружное защитное покрытие, днище, равномерное устройство, теплоизоляцию, фланцевые соединения, сальниковые уплотнения, дыхательные механические и предохранительные гидравлические клапаны, заземления, обогревающие устройства, молниезащиту, обвалование, отмостки, лестницы, площадки обслуживания; измерение размеров выявленных дефектов, проверку вертикальности стенок и горизонтальности днища);

- контроль неразрушающими методами (контролируют сплошности сварных швов и зоны основного материала, применяя методы магнитной памяти, рентгенографию, ультразвуковую дефектоскопию и др.);

- контроль толщины стенки основных элементов (корпуса, днища, кровли) неразрушающими методами контроля (ультразвуковая толщинометрия);

- определение физико-механических свойств материала основных элементов и химического состава (при необходимости);
- расчет допустимых нагрузок;
- проведение гидравлического испытания;
- расчет остаточного ресурса.

По окончании двух этапов проводится:

- составление технического отчета согласно результатам полной технической диагностики;
- оценивание технического состояния резервуарных конструкций с указанием сроков эксплуатации отдельно по каждому дефекту, элементу конструкции и в целом резервуару;
- выдача отчета с результатами полной технической диагностики;
- оформление заключения экспертизы промышленной безопасности

Для фиксирования местоположения дефектов на металлоконструкциях резервуара (днище, стенка, плавающая крыша) на карте дефектов отмечается кратчайшее расстояние в миллиметрах от ближайшего сварного шва до центра дефекта.

Составленный по результатам технического диагностирования отчет подписывается исполнителями, подвергается проверке и подписывается руководителем структурного подразделения. Утверждается руководителями генеральной подрядной организации и диагностической организации, которая проводила техническое диагностирование. Отчет заверяется печатью диагностической организации, которая проводила техническое диагностирование, и передается заказчику в четырех бумажных экземплярах и в трех электронных копиях

Вся отчетность по результатам технического диагностирования хранится в бумажном и электронном носителях в течение всего срока службы резервуара и не менее трех лет после демонтажа резервуара.

Краткое описание методов контроля и требования к работам, выполняемым при техническом диагностировании

Осмотр

Визуальный осмотр осуществляется для оценки общего состояния конструкций резервуара, с целью выявления очевидных дефектов (основного металла стенки, плавающей крыши и сварных соединений)

Результаты визуального осмотра заносят в акт осмотра, где указываются:

- отсутствие каких-либо конструктивных элементов и сварных швов, болтовых соединений;
- несоответствия конструкций проектным решениям;
- коррозионные и механические повреждения;
- очевидные поверхностные дефекты;
- наличие сквозных отверстий в металле, трещины, протечки нефти и т.д

Визуальный и измерительный контроль (ВИК)

ВИК основан на взаимодействии светового излучения с контролируемым объектом. Широко распространен благодаря большому разнообразию способов получения первичной информации о присутствии наружных дефектов.

Поверхность осмотра должна быть очищена от нефтепродуктов и грязи, подлежит удалению защитные покрытия (при наличии) на участках, где имеются явные признаки нарушения целостности поверхности металла.

При проведении визуально-измерительного контроля расстояние до контролируемого объекта должно быть менее 300 мм, а освещенность контролируемого объекта должна быть более 500 Лк

При ВИК материал и сварные соединения проверяют на:

- механические повреждения поверхностей;
- изменение форм элементов конструкций;
- трещины и поверхностные дефекты, которые образовались в процессе эксплуатации;
- коррозионный и механический износ поверхностей.

					<i>Организация работ по технической диагностике резервуаров</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		79

При выявлении недопустимых вмятин (выпучин), угловатостей стенки или окрайки в области сварного шва наносят сетку с шагом 20 см, площадью более размеров вмятины (выпучины), угловатости на один шаг, для измерения деформации стенки.

По результатам ВИК отмечают участки коррозионных повреждений поверхности и места появления отпотин, а также других мест возможного появления сквозных дефектов, на которых затем проводят капиллярный и ультразвуковой контроль.

При проведении ВИК необходимо проверить соответствие размеров и размещения элементов конструкций (патрубков, люков, оборудования, разбежку сварных швов, усиливающих накладок, высоту ограждающих перил ветрового кольца и т.д.) требованиям проектной документации и действующей нормативной и технической документации.

Геодезические измерения

Геодезические измерения проводятся для определения отклонений геометрических параметров конструкций резервуара от номинальных.

Геодезические измерения проводятся несколькими способами – нивелированием, теодолитной съемкой, тахеометрической съемкой, лазерным сканированием.

При геодезических измерениях применяют средства измерений:

- технический теодолит со среднеквадратичной погрешностью измерения угла одним приемом 30" и менее;
- измерительная каретка;
- лазерный сканер;
- тахеометр электронный, допускаемая средняя квадратическая погрешность измерения угла одним приемом не более 5", измерение расстояния 3 мм.
- нивелир со средней квадратичной погрешностью измерений, не превышающей 3 мм на 1 км двойного нивелирного хода;
- отвес.

Измерение геометрических параметров резервуара позволяет определить отклонения образующей стенки резервуара от вертикали и размеры образовавшихся деформаций (вмятин, выпучин и хлопунгов стенки).

При частичном техническом диагностировании, а также при присутствии временных ремонтных конструкции во время проведения первого этапа полного технического диагностирования, измерение и разбраковка производится при минимальном и верхнем аварийном уровнях налива (или близком к нему) согласно технологической карте эксплуатации резервуара.

При полном техническом диагностировании, при условии отсутствия временных ремонтных элементов, измерение и разбраковку проводят на верхнем аварийном (или близком к нему) уровне налива согласно технологической карте эксплуатации резервуара и на опорожненном резервуаре.

Несмываемой краской на внешней поверхности стенки резервуара наносят номер вертикального стыка листа нижнего пояса. Стыки нумеруются по ходу часовой стрелки, начиная от приемо-раздаточного патрубка.

Нивелировка днища производится с шагом в один метр по двум диаметрально противоположным образующим для определения уклона днища. В зоне визуально наблюдаемых деформаций днища проводится дополнительное нивелирование для измерения вмятин (выпучин) на днище.

Нивелировка окрайки производится в точках, которые находятся в расстоянии друг от друга менее чем в 6 м.

При проведении полного технического диагностирования нивелирование производится на опорожнённом резервуаре при минимальном уровне налива при проведении частичного технического диагностирования.

Нивелирование коробов плавающих крыш проводится при опущенной на опоры крыши с шагом в 6 м

Ультразвуковая толщинометрия (УЗТ)

За фактическую толщину каждого пояса стенки, днища, крыши, люков и патрубков принимается минимальное значение результатов измерений.

					<i>Организация работ по технической диагностике резервуаров</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		81

Измерения выполняются на:

- 1, 2 поясах резервуара на каждом листе соответственно по 9 точек по краям и в центре листа, на 3 поясе в трех точках по высоте пояса по возьми образующим стенки, на остальных поясах – в трех точках по высоте пояса вдоль восьми образующих;

- на днище не менее 6 точек на листах площадью не более 1 м³ и не менее 9 точек на листах площадью более 1 м² ;

- листах настила плавающей крыши – по четырем взаимно перпендикулярным диаметральному направлениям, проводится не менее трех измерений на каждом листе;

- люках и патрубках, установленных на стенке и крыше резервуара – в четырех точках, расположенных равномерно по окружности, на усилительных элементах не менее двух точек.

При проведении ультразвуковой толщинометрии применяются ультразвуковые толщиномеры, которые измеряют толщину стенки от 1 до 30 мм при точности измерений не менее 0,1 мм – для конструкций из стали и не менее 0,05 мм – для алюминиевых конструкций, при температуре окружающей среды от минус 10 °С до плюс 40 °С. При необходимости измерения толщины при температуре ниже минус 10 °С, осуществляется обогрев толщиномеров. При проведении УЗТ применяют контактную жидкость, которая позволяет обеспечивать стабильный акустический контакт при температуре окружающего воздуха.

В случае если по результатам ВИК и МК обнаружены участки поверхности с коррозионными повреждениями и/или отпотинами, на этих участках дополнительно проводится УЗТ с целью определения наименьшей толщины элемента.

Контроль конструкций резервуара с антикоррозионным покрытием, удовлетворяющими требованиям РД-19.100.00-КТН-299-09, производится без снятия покрытия с использованием толщиномеров, которые позволяют измерять толщину металла через покрытие толщиной до 3000 мкм.

					Организация работ по технической диагностике резервуаров	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		82

Контроль состояния антикоррозионного покрытия

Состояние антикоррозионного покрытия резервуара проверяется для определения возможности проведения ультразвукового контроля без снятия АКП. Эта процедура проводится в начале технической диагностики. Для оценивания качества наружного АКП определяются следующие характеристики покрытий:

- визуально по внешнему виду;
- с помощью магнитного толщиномера толщину;
- с помощью электролитического дефектоскопа типа «мокрая губка»

сплошность покрытия.

Визуально определяется сплошность покрытия электропроводных покрытий. Запрещается использование электролитических и искровых дефектоскопов, в так же тех, которые находятся во взаимодействии с другими видами покрытий,

Контроль по внешнему виду АКП выявляет:

- эксплуатационные дефекты типа растрескивание, отслаивание, пузыри, коррозию металла под покрытием по всей площади контролируемой поверхности;

- дефекты, обусловленные некачественным нанесением покрытия на сварные швы и околошовные зоны в виде неоднородностей, наплывов, посторонних вкраплений, отслоений и потёков, сморщивания и т.п., которые вызовут нарушение акустического контакта и будут препятствовать перемещению ПЭП при выполнении УЗК.

При выявлении дефектов в антикоррозионном покрытии измеряют площадь повреждения. Если площадь повреждения превышает 15 % от всей площади антикоррозионного покрытия элемента, то покрытие конструкционного элемента подвергается капитальному ремонту. Контроль диэлектрической сплошности, толщины и адгезии при этом не проводится. Если площадь дефекта не превышает 15 % от всей площади АКП элемента, то проводится местный ремонт покрытия.

					<i>Организация работ по технической диагностике резервуаров</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		83

Акустико-эмиссионный контроль (АЭК)

Использование АЭК позволяет выявить развивающиеся дефекты сварных соединений и основного металла стенки, определить общее коррозионное состояние внутренней поверхности днища резервуара.

При нагружении резервуара с дефектами, вблизи острого края дефектов (условная вершина трещины) возникает локальная концентрация напряжений и образуется локальная зона пластической деформации. При достижении и превышении локального напряжения пределу прочности материала на вершине условной трещины, происходит разрыв кристаллической решетки материала или развитие дефекта, в результате чего появляются сигналы АЭ. Дальнейшее нагружение повторяет процесс развития дефекта, и число импульсов АЭ растет с ростом пластической деформации.

Благодаря данным свойствам, представляется возможность формировать адекватную систему классификации дефектов и критерии оценки технического состояния объекта, основанные на реальном влиянии дефекта на объект.

Ультразвуковой контроль (УЗК)

Ультразвуковым методом производят контроль качества сварных соединений и элементов конструкций резервуара. В методе УЗК происходит регистрация возникающих или возбуждаемых колебаний в объекте контроля.

Для проверки технических характеристик и настройки УЗ дефектоскопов общего назначения необходимо применять:

- стандартные образцы, изготовленные в соответствии с ГОСТ 14782;
- СОП, которые выполнены материала контролируемого объекта.

Для дефектов, обнаруженных во время проведения УЗК, определяют следующие характеристики:

- амплитуду сигнала;
- условную протяженность дефекта;
- максимальную глубину залегания дефекта;
- высоту дефекта.

Каждый дефект описывают отдельно при составлении заключения. К акту УЗК прилагаются заключение с результатами УЗК, схемы проведения диагностического контроля, эскизы конструкций резервуара с обозначением координат расположения выявленных дефектов

Течеискание пузырьковым вакуумным способом (вакуумирование)

Вакуумно-жидкостный метод применяется для выявления сквозных повреждений (нарушений герметичности) сварных соединений элементов конструкций резервуара.

Аппаратурой и средством контроля являются электрический и механический вакуумный насос, для измерения давления вакуумный манометр и непосредственно камера, где создается вакуум. Для резервуаров создаваемый вакуум в камере должен быть не менее минус 0,75 кгс/см², при этом вакуум-камера обычно состоит из толстого оргстекла со штуцером, на месте примыкания штуцера к объекту контроля нанесена толстая пористой резины

Нарушение герметичности определяется по появлению пузырей пенного индикатора.

ПВТ на разрушенных покрытиях всех типов, не соответствующих требованиям РД-23.020.00-КТН-184-10, проводится после снятия остатков покрытия и зачистки конструкций до металла.

Контроль избыточным давлением (контроль давлением)

Герметичность сварных соединений коробов плавающих крыш производится созданием избыточного давления воздуха 4 кПа внутри коробов.

Присутствие несплошностей обнаруживается по образованию пузырей пенного индикатора.

Герметичность сварных соединений приварки воротников патрубков к стенке производится созданием избыточного давления воздуха 4 кПа в полости между воротником и стенкой. Воздух при этом закачивается через технологическое отверстие в воротнике. Нарушение герметичности шва также обнаруживается по образованию пузырей пенного индикатора.

					<i>Организация работ по технической диагностике резервуаров</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		85

Контроль ЭХЗ, молниезащиты, заземления, защиты от статического электричества

При измерении сопротивления точек подключения ЭХЗ, молниезащиты и заземления используют мультиметры, омметры, измерители сопротивления с классом точности не более 1,5. Резервуары должны быть присоединены к заземлителям не реже чем через каждые 50 м по периметру, но не менее чем в двух диаметрально противоположных точках, над которыми должны быть нанесены знаки заземления по ГОСТ 21130.

Состояние систем электрохимической защиты, заземления, молниезащиты, защиты от статического электричества оценивается в составе работ по комплексному обследованию технологических и вспомогательных коммуникаций и резервуаров.

Механические испытания и определение химического состава металла

Механические испытания и определение химического состава металла производятся при выполнении полного технического диагностирования для резервуаров, которые находятся в эксплуатации более 20 лет для оценки текущих свойств стали.

При механическом определении свойств стали проводят следующие испытания:

- испытание на растяжение;
- испытание на ударную вязкость;
- испытание на статический изгиб.

Отбор и вырезка образцов для выполнения механических испытаний производится из нижнего пояса стенки резервуара. При этом вырезают участок листа для контрольной заготовки круглой формы с диаметром 500 мм, содержащим сварной шов в наиболее корродированном листе в зоне с интенсивными коррозионными повреждениями так, чтобы место вырезки можно было отремонтировать с помощью сварки. При этом центр участка,

который был вырезан, должен располагаться на вертикальном сварном шве, на расстоянии более 700 мм от горизонтальных швов.

На вырезанный контрольный образец наносят маркировку с указанием номера резервуара, пояса и листа, и составляют сопроводительную документацию.

Выводы по результатам технической диагностики и определение срока безопасной эксплуатации резервуара

По данным результатов технической диагностики проводившая техническую диагностику организация, разрабатывает и передает заказчику технический отчёт с данными результатов частичного технического диагностирования или отчёт с оценкой технического состояния. В отчёте приводятся данные, которые характеризуют состояние резервуара в целом и отдельных элементов конструкций, делается вывод о сроке дальнейшей безопасной эксплуатации по каждому дефекту, элементу конструкции с дефектами и резервуару в целом.

Резервуар должен быть выведен из эксплуатации в ремонт при обнаружении:

- трещин, отпотин, сквозных отверстий в окрайке, центральной части днища, стенке, ПРП, в люках, расположенных на стенке резервуара;
- дефектов, являющихся источниками АЭ III или IV классов на стенке и класса E на днище согласно ПБ 03-593-03;
- недопустимого снижения толщины стенки;
- недопустимых деформаций фундамента резервуара;
- при недопуске дальнейшего безопасного эксплуатирования резервуара согласно результатам расчёта срока и условий безопасной эксплуатации;
- при истекшем сроке гарантированной безопасной эксплуатации, определённом по результатам последней технической диагностики, или указанным в проектной документации на ремонт.

При определении условий и срока безопасной эксплуатации учитываются скорость коррозии металла конструкций РВСПК, параметры выявленных дефектов конструкций и сварных швов.

Срок и условия безопасной эксплуатации резервуара определяют до проведения полного технического диагностирования, и принимается согласно минимальному сроку эксплуатации элемента или отдельной его конструкции.

6 ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РАСЧЕТЫ

Для расчета возьмем РВС 20 000 м³ который находится на территории действующей УПН. Завод изготовитель: Саратовский завод рулонных монтажных конструкций. В таблице 6 представлены технические характеристики резервуара, которые нам необходимы для расчётов.

Исходные данные для расчетов

Таблица 6. Исходные данные

Наименование	ЗНАЧЕНИЕ	Единица измерения
Нагрузка снеговая (максимальная)	150	Кг/м ²
Нагрузка ветровая (максимальная)	55	Кг/м ²
Геометрическая вместимость	4866	м ³
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 резервуара: Сталь 09Г2С.

$$\sigma_B = 460 \text{ МПа};$$

$$R^H = \sigma_m = 310 \text{ МПа};$$

$$E = 2,1 \cdot 10^6 \frac{\text{КГС}}{\text{СМ}^2};$$

$$\rho = 0,0009 \frac{\text{КГ}}{\text{М}^3};$$

$$\mu = 0,3$$

					<i>«Разработка мероприятий по обеспечению безопасной эксплуатации резервуаров в климатических условиях крайнего севера»</i>		
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>			
<i>Разраб.</i>	<i>Рыскулов К.У.</i>				<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>	<i>Беляев Д.В.</i>					88	137
<i>Рук. ООП</i>	<i>Брусник О.В.</i>				Технологические расчеты		
					Отделение нефтегазового дела Группа 2Б8Б		

6.1 Расчет толщины стенки

$$\delta = \frac{\gamma(n_1 P_1 + n_2 P_2)}{mR} \quad (1)$$

$$P_1 = \gamma h \quad (2)$$

$$R = R^H n \quad (3)$$

где γ – внутренний радиус резервуара;

P_1 – гидростатическое давление;

P_2 – избыточное¹ давление (определяется максимально допустимой нагрузкой на дыхательные¹ клапаны) 200 мм.в.ст. (0,02 кг/см²);

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.

Для 8-ого пояса $P_1 = 0,0009 * 150 = 0,135 \text{ кг/см}^2$

Для 7-ого пояса $P_1 = 0,27 \text{ кг/см}^2$

Для 6-ого пояса $P_1 = 0,405 \text{ кг/см}^2$

Для 5-ого пояса $P_1 = 0,54 \text{ кг/см}^2$

Для 4-ого пояса $P_1 = 0,675 \text{ кг/см}^2$

Для 3-ого пояса $P_1 = 0,81 \text{ кг/см}^2$

Для 2-ого пояса $P_1 = 0,945 \text{ кг/см}^2$

Для 1-ого пояса $P_1 = 1,019 \text{ кг/см}^2$

По формуле (1) рассчитываем:

Для 8-ого пояса $\delta_8 = \frac{2280(1,1*0,135+1,2*0,02)}{0,8*2635} = 0,1865 \text{ см.}$

Для 7-ого пояса $\delta_7 = 0,3472 \text{ см.}$

Для 6-ого пояса $\delta_6 = 0,5078 \text{ см.}$

Для 5-ого пояса $\delta_5 = 0,6684 \text{ см.}$

Для 4-ого пояса $\delta_4 = 0,829 \text{ см.}$

Для 3-ого пояса $\delta_3 = 0,9896 \text{ см.}$

Для 2-ого пояса $\delta_2 = 1,1503 \text{ см.}$

Для 1-ого пояса $\delta_1 = 1,3026 \text{ см.}$

6.2 Уточненный расчет нижнего узла резервуара.

Равномерно – распределенная нагрузка на 1 сантиметр периметра резервуара от веса кровли, корпуса и снегового покрова рассчитывается по формуле 4:

$$q = \frac{G}{2\pi\gamma}; \quad (4)$$

где G - суммарный вес стенки, кровли, снежного покрова.

Вес снежного покрова рассчитывается по формуле 5:

$$G_{\text{снег}} = q_{\text{сн}}^H F \quad (5)$$

где $q_{\text{сн}}^H$ - нормативная нагрузка;

F - площадь кровли.

$$D_{\text{дн}} = \frac{2,1 * 10^6 * 0,6^3}{12(1 - 0,3^2)} = 4,1538 * 10^4 \text{ кг * см};$$

Коэффициент деформации днища:

$$\beta_{\text{см}} = \sqrt[4]{\frac{K_{\text{см}}}{4D_{\text{см}}}}; \quad (6)$$

Коэффициент постели песчаного основания:

$$K_{\text{дн}} = 20 \frac{\text{кгс}}{\text{см}^3};$$

$$\beta_{\text{см}} = \sqrt[4]{\frac{20}{4 * 4,1538 * 10^4}} = 0,1047 \frac{1}{\text{см}};$$

Перемещения стенки:

$$\delta_{11}^{\text{см}} = \frac{1}{\beta_{\text{см}} D_{\text{см}}}; \quad (7)$$

$$\delta_{11}^{\text{см}} = \frac{1}{0,0236 * 4,225 * 10^5} = 0,10029 * 10^{-3} \frac{1}{\text{кг}};$$

$$\delta_{12}^{\text{см}} = \delta_{21}^{\text{см}} = \frac{1}{2\beta_{\text{см}}^2 D_{\text{см}}}; \quad (8)$$

$$\delta_{12}^{\text{см}} = \delta_{21}^{\text{см}} = \frac{1}{2 * 0,0236^2 * 4,225 * 10^5} = 0,2124 * 10^{-2} \frac{\text{см}}{\text{кг}};$$

$$\delta_{22}^{\text{см}} = \frac{1}{2\beta_{\text{см}}^3 D_{\text{см}}}; \quad (9)$$

$$\delta_{22}^{\text{см}} = \frac{1}{2 * 0,0236^3 * 4,225 * 10^5} = 0,9003 * 10^{-1} \frac{\text{см}^2}{\text{кг}};$$

Перемещение стенки относительно постели:

$$\Delta_{1P}^{\text{см}} = \frac{\gamma}{K_{\text{см}}}; \quad (10)$$

$$\Delta_{1P}^{\text{см}} = \frac{0,0009}{0,525} = 0,1714 * 10^{-2} \text{ см};$$

$$\Delta_{2P}^{\text{см}} = \frac{\gamma}{K_{\text{см}}}; \quad (11)$$

					Технологические расчеты	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		90

где Н – высота резервуара

$$\Delta_{2P}^{cm} = \frac{0,0009}{0,525} 1192 = 2,0434 \text{ см};$$

Перемещение днища:

$$\delta_{11}^{cm} = \frac{1}{\beta_{дн} D_{дн}} * \frac{1 + \eta_3^2 + 2\eta_1^2}{4}; \quad (12)$$

$$\delta_{11}^{cm} = \frac{1}{0,1047 * 4,1538 * 10^4} * \frac{1 + 0,8784^2 + 2 * 0,6174^2}{4} = 1,4566 * 10^{-4} \text{ см};$$

$$\Delta_{1q0}^{дн} = -\frac{q_0 \beta_{дн}}{2K_{дн}} (1 - \eta_3 \eta_4 + 2\eta_1 \eta_2); \quad (13)$$

$$\Delta_{1q0}^{дн} = -\frac{1,0728 * 0,1047}{2 * 20} (1 - 0,8784 * 0,3564 + 2 * 0,6174 * 0,261) = -1,0239 * 10^{-3} \text{ см};$$

$$\Delta_{2q1}^{дн} = \frac{q_1}{2\beta_{дн}^2 D_{дн}} \eta_1^2; \quad (14)$$

$$\Delta_{1q0}^{дн} = \frac{23,6}{2 * 0,1047^2 * 4,1538 * 10^4} * 0,6174^2 = 9,878 * 10^{-3} \text{ см};$$

Суммарные перемещения:

$$\delta_{11} = \delta_{11}^{дн} + \delta_{11}^{cm}; \quad (15)$$

$$\delta_{11} = 1,4566 * 10^{-4} + 1,0029 * 10^{-4} = 2,4595 * 10^{-4} \text{ см} \quad (16)$$

$$\Delta_{1P} = \Delta_{1P}^{cm} + \Delta_{1q0}^{дн} + \Delta_{2q1}^{дн}$$

$$\Delta_{1P} = 1,714 * 10^{-3} - 1,0239 * 10^{-3} + 9,878 * 10^{-3} = 10,5681 * 10^{-3} \text{ см};$$

Все полученные выше значения подставляем в систему канонических уравнений.

$$\begin{cases} \delta_{11} M + \delta_{12} H + \Delta_{1P} = 0 \\ \delta_{21} M + \delta_{21} H + \Delta_{2P} = 0 \end{cases} \quad (17)$$

Момент в стенк:

$$M_{cm} = \frac{\frac{\delta_{12}^{cm} \Delta_{2P}^{cm}}{\delta_{12}^{cm}} - \Delta_{1P}}{\delta_{11} - \frac{\delta_{12}^{cm} * \delta_{21}^{cm}}{\delta_{22}^{cm}}}; \quad (18)$$

$$M_{cm} = \frac{\frac{0,002124 * 2,0434}{0,09003} - 0,0105681}{2,4595 * 10^{-4} - \frac{0,002124 * 0,002124}{0,09003}} = 192,04 \text{ кгс} * \text{ см};$$

$$H = -\left(\frac{\delta_{21}^{cm} M_{cm} + \Delta_{2P}^{cm}}{\delta_{22}^{cm}}\right); \quad (19)$$

$$H = -\left(\frac{0,002124 * 192,04 + 2,0434}{0,09003}\right) = -27,2275 \text{ кгс};$$

Момент в днище:

$$M_{дн} = \frac{M_{cm}}{2} (1 + \eta_3^2) - \frac{q_1}{4\beta_{ly}} (1 - 2\eta_1 \eta_2 + \eta_3 \eta_4) - \frac{q_0}{4\beta_{дн}^2} \eta_2^2; \quad (20)$$

				Технологические расчеты		Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		
					91	

$$M_{\text{дн}} = \frac{192,04}{2} (1 + 0,8784^2) - \frac{23,6}{4 * 0,1047} (1 - 2 * 0,6174 * 0,261 + 0,8784 * 0,3564) - \frac{1,0728}{2 * 0,1047^2} * 0,2610^2 = 146,2097 \text{ кгс} * \text{см};$$

6.3 Расчет потерь нефти от «малых дыханий» в резервуаре РВС 20000 м³, расположенного на УПН [15].

В процессе «малых дыханий» часть жидкого нефтепродукта, испаряясь, превращается в газообразное состояние, тем самым как бы уменьшается объем, занимаемый нефтепродуктом, и увеличивается объем газового пространства резервуара.

Но при практических расчетах можно пренебречь этим колебанием газового пространства и принять ; $V_1 - V_2 = V$;

Тогда уравнение для подсчета потерь от «малых дыханий» в наземных резервуарах имеет вид:

$$G_{t_{\text{м.д.}}} = V * [(P_a - P_{\text{кв}} - P_{y1}) / T_1 - (P_a + P_{\text{кд}} - P_{y2} / T_2] * P_y / (P - P_y) * M_6 / R \quad (21)$$

Уравнение представляет большой практический интерес с точки зрения оценки величины допускаемого избыточного давления в резервуаре, при котором не будет потерь при малых «дыханиях».

Определим потери нефти в июле от одного «малого дыхания» в РВС – 20000 м³, установленного на УПН и заполненного до нижнего нормативного уровня $H_{\text{нн}} = 0,810 \text{ м}$.

Объем по строительному номиналу: $V_{\text{стр}} = 19486 \text{ м}^3$.

Объем по нормативному нижнему уровню: $V_{\text{нн}} = 1295 \text{ м}^3$.

Температура начала кипения нефти: $t_{\text{нк}} = 46^\circ \text{С}$.

Среднемесячная температура воздуха в июне в Томской области $t_{\text{бср}} = 21,5^\circ \text{С}$.

Среднемесячная минимальная температура воздуха $t_{\text{мин}} = 13,2^\circ \text{С}$.

Амплитуда суточного колебания температуры газового пространства резервуара $\Delta t_r = 32,8^\circ \text{С}$.

Плотность нефти $\rho = 845 \frac{\text{м}^3}{\text{кг}}$.

Решение:

Определяем температуру в газовом пространстве резервуара:

а) среднемесячная амплитуда колебания температуры воздуха:

$$\frac{\Delta t_{\text{в}}}{2} = t_{\text{в}}^{\text{ср}} - t_{\text{в}}^{\text{мин}}$$

				Технологические расчеты		Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		
					92	

$$\Delta t_B = 2 * (21,5 - 13,2) = 16,6^\circ\text{C}.$$

б) минимальная температура в газовом пространстве резервуара:

$$t_{r\min} = t_{B\min} = 13,2^\circ\text{C}.$$

в) максимальная температура в газовом пространстве резервуара:

$$t_{r\max} = t_{r\min} + \Delta t_r = 13,2^\circ\text{C} + 32,8^\circ\text{C} = 46,0^\circ\text{C}.$$

Определяем температуру верхних слоев нефти:

$$t_{B\min} = t_{B\text{ср}} - 0,3 * \frac{\Delta t_r}{2} = 21,5 - 0,3 * \frac{32,8}{2} = 16,6^\circ\text{C}$$

$$t_{B\max} = t_{B\text{ср}} + 0,3 * \frac{\Delta t_r}{2} = 21,5 + 0,3 * \frac{32,8}{2} = 26,4^\circ\text{C}$$

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 P_y при $t_{B\min}$ и $t_{B\max}$:

$$P_{y1} = 0,018 \text{ МПа} \text{ и } P_{y2} = 0,028 \text{ МПа}$$

Среднеарифметическое давление насыщенных паров:

$$P_y = (P_{y1} + P_{y2})/2 = (0,018+0,028)/2 = 0,023 \text{ МПа}$$

Определяем молекулярный вес бензиновых паров:

$$M_6 = 60 + 0,3 * t_k + 0,001 * t_k^2 = 60 + 0,3 * 46 + 0,001 * 46^2 = 75,9 \frac{\text{кг}}{\text{кмоль}}$$

где t_k – температура начала кипения бензинов, $^\circ\text{C}$.

Расчетное избыточное давление дыхательных клапанов КДС – 3000:

$$P_{кд} = 200 \text{ мм вод ст} = 1961,3 \text{ Па}$$

Расчетный вакуум дыхательных клапанов КДС – 3000:

$$P_{кв} = 25 \text{ мм вод ст} = 245,2 \text{ Па}$$

Среднее давление в газовом пространстве:

$$P = (P_a + P_{кд} + P_a - P_{кв}) / 2 = (2 * 105 + 1961,3 - 245,2) / 2 = 100858,05 \text{ Па}$$

Потери нефти за одно «малое дыхание»:

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

$$= (19486 - 1295) * \left[\frac{105 - 254 - 18000}{273 + 13,2} - \frac{105 + 1961 - 28000}{273 + 46,0} \right]$$

$$* \frac{23000}{100858 - 23000} * \frac{75,9}{8314} = 2639,546 \text{ кг}$$

$$T_1 = t_{r\min} + 273,$$

$$T_2 = t_{r\max} + 273.$$

					Технологические расчеты	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		93

Расчет показал, что потери нефтепродукта от одного «малого дыхания» в резервуаре РВС – 20000 м³, находящемся на УПН составляет 2640 кг.

6.4 Расчет потерь нефти от «больших дыханий» в резервуаре РВС - 20000 м³

Из самого определения «больших дыханий» следует, что величина потерь должна быть пропорциональна объему закачанного в резервуар нефтепродукта.

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:

$$G_{б.д.} = (M * V_1 - V_2) * C * \frac{P}{T} * M_6/R' \quad (22)$$

здесь $V_1 - V_2 = V_6$ - объем закачанного в резервуар нефтепродукта,

а $P/T * M_6/R' = \rho_6$ - плотность паров нефтепродукта.

Если резервуар рассчитан на какое-то избыточное давление, то в начале процесса «большого дыхания» часть паров сожмется и газовое пространство резервуара уменьшится до V'_2 . Сжатие газов будет происходить до тех пор, пока давление в газовом пространстве не станет больше P_2 .

Следовательно, потери от «больших дыханий» начнутся с объема газового пространства $V'_2 < V_1$.

Тогда из резервуара уйдет объем паровоздушной смеси равный

$V_6 - \Delta V$, где V_6 - объем закачанного в резервуар нефтепродукта,

а $\Delta V = V_1 - V'_2$ - часть объема газового пространства резервуара, которая может быть заполнена нефтепродуктом без потерь от «больших дыханий».

Таким образом, для определения V'_2 уравнение (31) надо приравнять к нулю.

$$\text{Тогда } V'_2 = V_1 * \frac{P_a - P_{кв} - P_{y1}}{P_a + P_{кд} - P_{y2}} * T_2/T_1$$

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:

$$V'_2 = V_1 * \frac{(P_1 - P_y)}{(P_2 - P_y)}$$

$$\Delta V = V_1 - V'_2, \Delta V = V_1 * \left(\frac{1 - (P_1 - P_y)}{(P_2 - P_y)} \right)$$

$$\Delta V = V_1 * \frac{(P_2 - P_1)}{(P_2 - P_y)}$$

Объем газов, выходящих из резервуара, $V_r = V_6 - \Delta V$

					Технологические расчеты	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		94

или

$$V_{\Gamma} = V_{\text{б}} - V_1 * \frac{(P_2 - P_1)}{(P_2 - P_y)} \quad (23)$$

Вес паров нефтепродукта, теряемых из резервуара при одном «большом дыхании»:

$$G_{\text{б.д.}} = (V_{\text{б}} - \Delta V) * \rho * C \text{ при } R/T * M_{\text{б}}/R' = \rho_{\text{б}} \text{ и } C = P_y/P$$

т.е.

$$G_{\text{б.д.}} = (V_{\text{б}} - V_1 * \frac{(P_2 - P_1)}{(P_2 - P_y)}) * P_y/T * M_{\text{б}}/R' \quad (24)$$

Определим потери нефти от одного «большого дыхания» в РВС-20000м³, расположенного на УПН в Томской области

При заполнении его от нижнего нормативного уровня $H_{\text{нн}}=0,810 \text{ м}^3$ до верхнего нормативного уровня $H_{\text{вн}}=10,480 \text{ м}^3$.

Объем по строительному номиналу: $V_{\text{стр}}=19486 \text{ м}^3$, объем по нормативному уровню нижнему: $V_{\text{нн}}=1295 \text{ м}^3$, объем по нормативному уровню верхнему: $V_{\text{вн}}=17071 \text{ м}^3$.

Температура начала кипения нефти $t_{\text{нк}} = 46^\circ \text{С}$.

Среднее атмосферное давление $P_{\text{а}} = 105 \text{ Па}$.

Среднемесячная температура воздуха в июне в Томской области $t_{\text{всп}} = 21,5^\circ \text{С}$.

Среднемесячная минимальная температура $t_{\text{bmin}} = 13,2^\circ \text{С}$.

Амплитуда суточного колебания температуры газового пространства резервуара $\Delta t_{\Gamma} = 32,8^\circ \text{С}$.

Плотность нефти $\rho = 845 \text{ м}^3 / \text{кг}$.

Решение

По графику определяем давление насыщенных паров нефти при ее средней температуре

$$t_{\text{всп}} = t_{\text{всп}} = 17,8^\circ \text{С, при } t = 21,5^\circ \text{С, } P_y = 0,021 \text{ Мпа}$$

Определим объем закачанной нефти:

$$V_{\text{б}} = V_{\text{вн}} - V_{\text{нн}} = 17071 - 1295 = 15776 \text{ м}^3;$$

Определим объем газового пространства перед заполнением резервуара:

$$V_1 = V_{\text{стр}} - V_{\text{нн}} = 19486 - 1295 = 18191 \text{ м}^3;$$

$$P_1 = P_{\text{а}} - P_{\text{кв}} = 105 - 245 = 99755 \text{ Па; } P_{\text{кд}} = 200 \text{ мм вод ст} = 1961,3 \text{ Па;}$$

$$P_2 = P_{\text{а}} - P_{\text{кд}} = 105 + 1961 = 101961 \text{ Па; } P_{\text{кд}} = 200 \text{ мм вод ст} = 1961,3 \text{ Па;}$$

Средняя температура в газовом пространстве резервуара:

$$t_{\text{гср}} = \frac{(t_{\text{rmax}} + t_{\text{rmin}})}{2} = t_{\text{всп}} + \frac{(\Delta t_{\Gamma} - \Delta t_{\text{в}})}{2} = 21,5 + \frac{32,8 - 16,6}{2} = 29,6^\circ \text{С;}$$

$$\Delta t_{\text{в}} = 2 * (21,5 - 13,2) = 16,6^\circ \text{С} - \text{перепад температур в газовом пространстве}$$

					<i>Технологические расчеты</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		95

$$M_6 = 60 + 0,3 * t_k + 0,001 * t_k^2 = 60 + 0,3 * 46 + 0,001 * 46^2 = 75,9 \frac{\text{кг}}{\text{кмоль}}$$

Потери нефти за одно «большое дыхание»:

$$G_{б.д.} = \left(V_6 - V_1 * \frac{(P_2 - P_1)}{(P_2 - P_y)} \right) * \frac{P_y * M_6}{T * R} = (15776 - 18191 * \frac{(101961 - 99755)}{(101961 - 21000)}) * 21000 / (273 + 29,6) * 75,9 / 8314 = 9680,885 \text{ м}^3.$$

Расчет показал, что потери нефти от одного «большого дыхания» в РВС – 20000 м³, расположенного на УПН составляет 9681 кг.

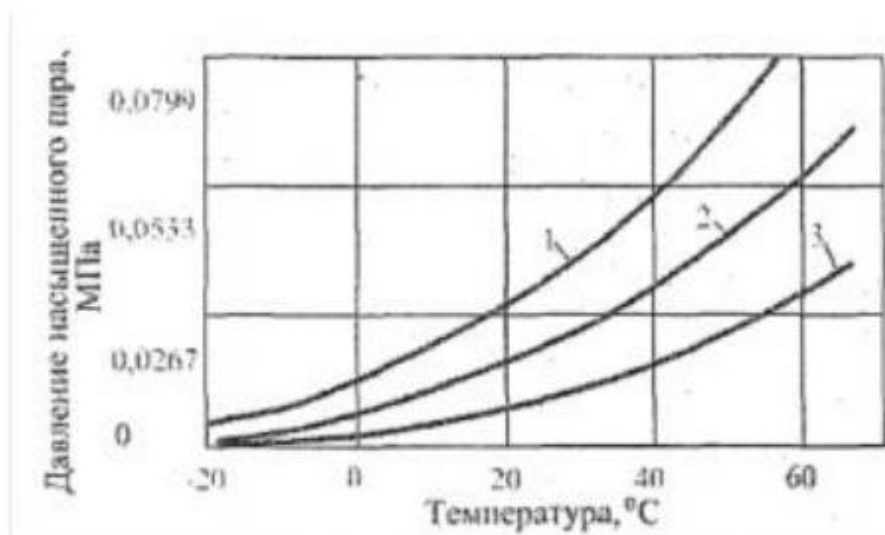


Рис. . Зависимость давления насыщенных паров нефтей от температуры 1-нефти легкие, $\rho=0,8 \text{ т/м}^3$; 2 – нефти средние, $\rho=0,87 \text{ т/м}^3$; 3-нефти тяжелые, $\rho=0,97 \text{ т/м}^3$.

Вывод по четвертой главе: В данной главе был проведен расчёт толщины стенки резервуара, уточненный расчет нижнего узла резервуара, а также расчет потерь нефти от «малых и больших дыханий» в резервуаре РВС 20000 м³ расположенного на УПН. Сокращение потерь нефти и нефтепродуктов, является одним из основных средств улучшения экономических показателей производства. С возрастанием температуры, т.е. с ростом интенсивности теплового движения, скорость испарения увеличивается.

7 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Цель: необходимо определить эффективность окрашивания резервуара красками светлых тонов для того, чтобы снизить испарения нефти из-за повышения температуры крыши и стенки резервуаров вследствие воздействия солнечных лучей.

Это наиболее простой и доступный способ борьбы с потерями нефти и нефтепродуктов от испарения, не требующий больших капитальных затрат и доступен для применения в любых климатических условиях. С повышением лучеотражающей способности резервуара колебания температуры газового пространства и поверхности нефтепродукта уменьшаются.

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

7.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования

Потенциальными потребителями проводимого исследования являются резервуарные парки для временного хранения нефти и нефтепродуктов в системе добычи, транспорта, переработки нефти и распределения нефтепродуктов. Так как в данном случае потребители относятся к коммерческой категории, то критерием сегментирования является размер предприятия.

					<i>«Разработка мероприятий по обеспечению безопасной эксплуатации резервуаров в климатических условиях крайнего севера»</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Рыскулов К.У.</i>			<i>Финансовый менеджмент</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Беляев Д.В.</i>					97	137
<i>Рук. ООП</i>		<i>Брусник О.В.</i>				Отделение нефтегазового дела Группа 2Б8Б		

Таблица 1 – Карта сегментирования рынка услуг способов сокращения потерь нефти от испарения

		Способ сокращения потерь нефти от испарения		
		Окраска резервуара	Оснащение резервуара понтоном	Система УЛФ
Размер компании	Крупные	+	+	+
	Средние	+	+	
	Мелкие	+		

Окраска резервуара является необходимой мерой и является достаточно экономным способом. Помимо сокращения потерь окраска резервуара краской светлых тонов позволяет снизить коррозию стенок и крыш резервуаров.

7.1.2 Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

Рынки пребывают в постоянном движении. Следовательно, необходим детальный анализ конкурирующих разработок. Изучение уже существующих на рынке.

Цель анализа: внесение коррективов в научное исследование, успешное противостояние своим соперникам. Не допускается недооценка разработок конкурентов.

Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения, проводимый с использованием оценочной карты, позволяет выполнить оценку эффективности научной разработки и определить пути ее улучшения.

Таблица 2 – Оценочная карта для сравнения конкурентно – технических решений

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Б ₀	Б _п	Б _у	К ₀	К _п	К _у
1	2	3	4	5	6	7	8
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
Повышение сокращения потерь	0,12	4	5	3	0,6	0,36	0,24

Удобство в эксплуатации	0,02	4	5	4	0,1	0,06	0,08
Устойчивость к атмосферным осадкам	0,03	5	5	4	0,12	0,06	0,12
Энергоэкономичность	0,06	5	3	3	0,18	0,24	0,24
Надежность	0,08	5	4	3	0,4	0,24	0,32
Защита от коррозии	0,02	5	4	2	0,08	0,1	0,1
Безопасность	0,15	5	4	3	0,75	0,45	0,45
Простота эксплуатации	0,08	4	5	4	0,32	0,16	0,4
Долговечность	0,04	4	5	3	0,2	0,04	0,04
Экономические критерии оценки эффективности							
Цена	0,05	5	4	2	0,1	0,15	0,2
Предполагаемый срок эксплуатации	0,04	3	5	4	0,2	0,12	0,16
Итого	0,69	49	49	35	3,05	3,28	2,35

B_0 – окраска резервуара;

$B_{п}$ – оснащение резервуара понтоном;

B_y – система улавливания легких фракций.

По таблице 2 видно, что наиболее эффективно, в соотношении затраты – эффективность, следует использовать окраску резервуара красками светлых тонов, так же является наиболее конкурентоспособным другому виду снижения испарений, так как обладает рядом преимуществ, например, удобство в эксплуатации, а также минимальное количество подвижных частей, что обеспечивает долговечность работы резервуара.

$$K_1 = \frac{3,28}{3,058} = 1,08$$

7.1.3 SWOT – анализ

SWOT – анализ представляет собой комплексный анализ инженерного проекта. Его применяют для того, чтобы перед организацией или менеджером проекта была отчетливая картина, состоящая из систематизированной

информации и данных, а также появилось знание внешних сил, в условиях которых научно– исследовательский проект будет реализовываться.

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

Результаты первого этапа SWOT – анализа:

1. Сильные стороны проекта:

- Высокая экономичность технологии.
- Экологичность технологии.
- Повышение безопасности производства.
- Уменьшение затрат на ремонт оборудования.

2. Слабые стороны проекта:

- Трудность внедрения функции.
- Отсутствие на предприятии собственного специалиста, способного произвести внедрение функции.

3. Возможности:

- Повышение эффективности работы предприятия за счет модернизации.
- Сокращение расходов.
- Качественное обслуживание потребителей.
- Сокращение времени простоев.

4. Угрозы проекта:

- Отсутствие спроса на новые производства;
- Снижение бюджета на разработку;
- Высокая конкуренция в данной отрасли.

Составим итоговую матрицу SWOT – анализа (таблица 3).

Таблица 3 – Матрица SWOT

	<p>Сильные стороны научно– исследовательского проекта: С1. Высокая экономичность технологии. С2. Экономичность технологии. С3. Повышение безопасности производства.</p>	<p>Слабые стороны научно– исследовательского проекта: Сл1. Трудность внедрения функции. Сл2. Отсутствие на предприятии собственного специалиста, способного</p>
--	--	--

	С4. Уменьшение затрат на ремонт оборудования	произвести внедрение функции.
Возможности: В1. Повышение эффективности работы предприятия за счет модернизации. В2. Сокращение расходов. В3. Качественное обслуживание потребителей. В4. Сокращение времени простоев.	1. Достижение повышения производительности агрегатов. 2. Исключение поломок оборудования в результате сбоев в электроснабжении. 3. Своевременная поставка нефти потребителям.	1. Поиск заинтересованных лиц 2. Разработка научного исследования 3. Принятие на работу квалифицированного специалиста. 4. Переподготовка имеющихся специалистов
Угрозы: У1: Отсутствие спроса на новые производства; У2: Снижение бюджета на разработку; У3: Высокая конкуренция в данной	1. Отсутствие спроса на новые технологии производства. 2. Доработка проекта 3. Сложность реализации проекта.	1. Приобретение необходимого оборудования опытного испытания 2. Остановка проекта. 3. Проведения других проектов

7.2 Планирование научно–исследовательских работ

Порядок планирования комплекса предполагаемых работ:

- планирование структуры выполняемых работ в рамках исследования; – назначение участников, выполняемых работы;
- расчет длительности выполняемых работ;
- построение графика выполнения научных изысканий.

7.2.1 Структура работ в рамках научного исследования

Ориентировочный план этапов и работ и назначение участников по видам работ приведен в таблице 4.

Таблица 4 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей.

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

7.2.2 Расчет трудоемкости и разработка графика выполняемых работ

При определении, ожидаемого значения трудоемкости $t_{ожі}$ используется следующая формула:

$$t_{ожі} = \frac{2t_{min i} + 2t_{max i}}{5},$$

Где $t_{ожі}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения i – ой работы чел. –дн. ;

$t_{min i}$ – минимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы, чел.-дн.;

$t_{max i}$ – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы, чел.-дн.

Исходя из рассчитанного значения ожидаемой трудоемкости работ, находится длительность каждой работы в рабочих днях T_p , с учетом выполнения работ параллельно несколькими исполнителями.

$$T_{pi} = \frac{t_{ожi}}{Ч_i}$$

T_{pi} – продолжительность одной работы, раб. дн.;

$t_{ожi}$ – ожидаемая трудоемкость исполнения одной работы, чел.-дн.;

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

Построение графика выполнения научных изысканий

Для успешного построения графика, продолжительность рабочих дней необходимо перевести в календарные дни. Для этого применяют следующую формулу:

$$T_{ki} = T_{pi} * K_{кал},$$

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

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

$K_{кал}$ – коэффициент календарности.

Коэффициент календарности находится по формуле, приведенной ниже:

$$K_{кал} = \frac{T_{кал}}{T_{кал} - T_{вых} - T_{пр}}$$

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

$T_{вых} = 52$ – количество выходных дней в году;

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

Найденные значения в календарных днях по каждой работе i T_{ki} округляют до целого числа.

$$K_{кал} = \frac{365}{365 - 52 - 14} = 1,22$$

Все найденные значения сводим в таблицу (табл. 11).

Таблица 5 – Временные показатели выполнения исследования

Вид работы	Трудоёмкость работ			Исполнители	Продолжительность работ в рабочих днях T_{pi}	Продолжительность работ в календарных днях T_{ki}
	t_{min} , ч	t_{max} , ч	$t_{ожi}$, ч			
	е	е	е			
	л	л	л			
	-	-	-			

	Д н и	Д н и	Д н и			
Календарное планирование работ по теме	3	6	4, 2	Рук Исп	2	3
Составление и утверждение тех. Задания	1	3	1, 8	Рук	2	3
Подбор и изучение материалов по теме	1 0	1 5	1 2	Исп	12	16
Согласование материалов по теме	5	8	6, 2	Рук	6	8
Проведение теоретических расчетов и обоснование	6	1 8	1 0	Исп	10	13
Выполнение работ	3	1 2	6, 6	Исп	7	9
Оценка результатов исследований	3	5	3, 8	Рук Исп	2	3

Составле ние поясите льной записки	7	1 6	1 1, 4	Рук Исп	6	8
--	---	--------	--------------	------------	---	---

На основе таблицы 5 построим график, представленный в таблице 4.

Таблица 6 – План график

№ работ	вид работ	исполнители	Тки, Кал. Дн.	Длительность выполнения работ																
				Май			Июнь			Июль										
				1	2	3	1	2	3	1	2	3								
1	Составление и утверждение тех. Задания	рук	4	4																
2	Подбор и изучение материалов по теме	исп	15		15															
3	Согласование материалов по теме	исп	7			7														
4	Проведение теоретических расчетов и обоснование	рук	8				8													
		исп					8													
5	Выполнение работ	исп	18					18												
6	Оценка результатов исследования	рук	20									20								
		исп										20								
7	Составление пояснительной записки	рук	10																10	
		исп																	10	

7.3 Бюджет научно–технического исследования

7.3.1 Расчет материальных затрат

Материальные затраты включают в себя затраты на изготовление опытных образцов. Все необходимое спецоборудование, материалы представлены в таблице 7.

Таблица 7 – Материальные затраты

Наименование	Количество			Цена за ед., руб.	Затраты на материалы, (Зм), руб.		
	Исп .1	Исп .2	Исп .3		Исп. 1	Исп .2	Исп. 3
Оборудование (компьютер), шт.	1	1	1	39000	39000	39000	39000
Абразив, т	0,8	0,1	0,1	13000	10400	1300	1300
Грунт, т	0,75	0,1	0,3	48000	36000	4800	14400
Краска, т	0,75	0,1	0,3	55000	41250	5500	16500
Растворитель, т	0,1	0,01	0,05	39000	3900	390	1950
Металлопродукат, т		10	100	80000	0	80000	80000

Электроды, т		0,01	1	100000	0	1000	100000
Итого:					130550	131990	973150

7.3.2 Расчет затрат на специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ

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

Таблица 8 – Расчет бюджета затрат на приобретение спецоборудования для научных работ

Наименование	Количество			Цена за ед., руб.	Затраты на материалы, (Зм), руб.		
	Ис п.1	Ис п.2	Ис п.3		Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3
Оборудование для выполнения работ на высоте	1	1	2	115000	115000	115000	230000
Компрессорное оборудование	1	1	1	1000000	1000000	1000000	1000000
Оборудование для подготовительных работ	1	1	1	350000	350000	350000	350000
Оборудование для напыления лакокрасочных материалов	1	1	1	350000	350000	350000	350000
Сварочное оборудование		1	2	245000		245000	490000
Шлифовальное оборудование		1	2	100000		100000	200000

Кран		1	1	1000 000		1000 000	1000 000	
Итого:						1815 000	3160 000	3620 000

7.3.3 Основная заработная плата исполнителей темы

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

Таблица 9 – Расчет основной заработной платы

№ п / п	Наименование этапов	Исполнители по категориям	Трудо-емкость, чел.-дн.			Тру до- емк ость , чел. -дн.	Всего заработная плата по тарифу (окладам), тыс. руб.		
			Ис п. 1	Ис п. 2	Ис п. 3		Ис п. 1	Ис п. 2	Ис п. 3
1	Календарное планирование работ по теме	Рук. Исп.	2	3	2	1,16	2, 32	3, 48	2, 32
2	Составление и утверждение тех. задания		7	9	8	0,93	6, 51	8, 37	7, 44
3	Подбор и изучение материалов по теме	Рук.	2	2	2	0,93	1. 86	1, 86	1, 86

4	Согласование материалов по теме	Исп.	12	12	12	0,23	2,76	2,76	2,76
5	Проведение теоретических расчетов и обоснование	Рук.	8	9	9	0,23	1,84	2,07	2,07
6	Выполнение монтажных работ	Исп.	6	9	8	0,23	1,84	2,07	1,84
7	Оценка результатов исследования	Рук. Исп.	4	5	6	1,16	4,64	5,8	6,96
Итого:							21,31	26,41	25,25

Таблица 10 – Баланс годового рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководитель	Исполнитель
Календарное число дней	365	365
Количество нерабочих дней	66	66
– выходные дни/ праздничные дни	52	52
	14	14
Потери рабочего времени	56	28
– отпуск/ невыходы по болезни		
Действительный годовой фонд рабочего времени	243	271

Месячный должностной оклад работника:

$$Z_M = Z_{TC} * (1 + k_{пр} + k_d) * k_p ,$$

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

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

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

k_p – районный коэффициент, равный 1,5;

Z_M – месячный оклад работника, руб.;

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

T_p – продолжительность работ, выполняемых работником, раб.дн.(т. 27);

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

Таблица 11 – Расчет основной заработной платы Исп.1

	Z_{TC} , руб.	$k_{пр}$	k_d	k_p	Z_M , руб.	$Z_{дн}$, руб.	T_p , ра б. дн	$Z_{осн}$, руб.
Руководит ель	691 65	3 0	2 0	5 0	1556 21	4710, 68	18	84792,2 4
Исполните ль	483 98	3 0	2 0	5 0	1088 96	3296, 31	39	128556, 14
Итого:								213348, 38

Таблица 12 – Расчет основной заработной платы Исп.2

	Z_{TC} , руб.	$k_{пр}$	k_d	k_p	Z_M , руб.	$Z_{дн}$, руб.	T_p , ра б. дн	$Z_{осн}$, руб.
Руководит ель	691 65	3 0	2 0	5 0	1556 21	4710, 68	25	117767
Исполните ль	483 98	3 0	2 0	5 0	1088 96	3296, 31	45	148334, 01
Итого:								266101, 01

Таблица 13 – Расчет основной заработной платы Исп.3

	З _{ТС} , руб.	k _{ПР}	k _Д	k _Р	З _М , руб.	З _{ДН} , руб.	Т _Р , ра б. дн	З _{ОСН} , руб.
Руководит ель	691 65	3 0	2 0	5 0	1556 21	4710, 68	30	141320, 4
Исполните ль	483 98	3 0	2 0	5 0	1088 96	3296, 31	51	168111, 88
Итого:								309432, 28

7.3.4 Дополнительная заработная плата исполнителей темы

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

Рассчитаем их по формуле:

$$З_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} * З_{\text{осн}}$$

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

Таблица 14 – Расчет дополнительной заработной платы Исп.1

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

Таблица 15 – Расчет дополнительной заработной платы Исп.2

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

Таблица 16 – Расчет дополнительной заработной платы Исп.3

Исполнитель	k _{доп}	З _{осн} , руб.	З _{доп} , руб.
Руководитель	0,15	141320,4	21198,06
Исполнитель	0,15	168111,88	25216,78
Итого:		309432,3	46414,84

7.3.5 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

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

Рассчитаем размер отчислений по формуле:

$$З_{внеб} = k_{внеб} * (З_{осн} + З_{доп}),$$

где $k_{внеб}$ – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды ($k_{внеб} = 0,302$).

Таблица 17 – Отчисления во внебюджетные фонды Исп.1

Исполнитель	Коэффициент отчислений во внебюджетные фонды, %	З _{осн} , руб.	З _{доп} , руб.	З _{внеб} , руб.
Руководитель	30,2	84792,24	12718,836	29253,32
Исполнитель	30,2	128556,14	19283,421	44351,87
Итого:				73605,19

Таблица 18 – Отчисления во внебюджетные фонды Исп.2

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

Таблица 19 – Отчисления во внебюджетные фонды Исп.3

Исполнитель	Коэффициент отчислений во внебюджетные фонды, %	З _{осн} , руб.	З _{доп} , руб.	З _{внеб} , руб.
Руководитель	30	141320,4	21198,06	48755,54
Исполнитель	30	168111,88	25216,78	57998,6
Итого:				106754,1

7.3.6 Накладные расходы

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

Рассчитаем их по формуле:

$$Z_{\text{накл}} = (\text{сумма статей } 1 \div 7) * k_{\text{нр}}$$

где $k_{\text{нр}}$ – коэффициент, учитывающий накладные расходы. Величину коэффициента накладных расходов можно взять в размере 16%.

$$Z_{\text{накл } 1} = (198550 + 1815000 + 213348,38 + 32002,257 + 73605,19) * 0,16 \\ = 358801 \text{руб.}$$

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

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

7.3.7 Формирование бюджета затрат научно–исследовательского проекта

Определение бюджета затрат на научно–исследовательский проект отражен в таблице.

Таблица 20 – Расчет бюджета затрат НТИ

Наименование статьи	Сумма, руб.			Примечание
	Исп.1	Исп.2	Тсп.3	
1. Материальные затраты НТИ				Пункт 3.5.1
2. Затраты на специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ	1815000	3160000	3620000	Пункт 3.5.1
3. Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	213348,38	266101,01	309432,28	Пункт 3.5.2
4. Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы	32002,257	39915,15	46414,84	Пункт 3.5.3

5. Отчисления во внебюджетные фонды	73605,19	91804,85	106754,1	Пункт 3.5.4
6. Накладные расходы	358801	702050	1957400	16% от суммы ст. 1-5
7. Бюджет затрат НТИ	2601306,8	5089861	14191151	Сумма ст. 1-6

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

Рассчитаем интегральный финансовый показатель разработки по формуле:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\text{max}}}$$

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

Φ_{pi} – стоимость i – го варианта исполнения;

Φ_{max} – максимальная стоимость научно

– исследовательского проекта (в т. ч. аналоги)

Для 1-го варианта исполнения:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i} = 2601306,8 / 14191151 = 0,1833$$

Для 2-го варианта исполнения:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i} = 5089861 / 14191151 = 0,3587$$

Для 3-го варианта исполнения:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i} = \frac{14191151}{14191151} = 1$$

Больше 1 – затраты увеличиваются в разгах

От 0 до 1 – затраты удешевляются.

Интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов отражается в следующей формуле:

$$I_{pi} = \sum a_i * b_i,$$

где

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

a_i – весовой коэффициент i – го варианта исполнения разработки;

b_i^a, b_i^p – бальная оценка i

– го варианта исполнения разработки, устанавливается экспертным

путем по выбранной шкале оценивания;

n – число параметров сравнения.

Расчет интегрального показателя ресурсоэффективности отражен в таблице 21.

Таблица 21 – Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта

Критерии \ Объект исследования	Весовой коэффициент параметра	Исп.1	Исп.2	Исп.3
1. Способствует сокращению потерь	0,1	5	3	4
2. Удобство в эксплуатации (соответствует требованиям потребителям)	0,15	4	2	3
3. Помехоустойчивость	0,15	5	3	3
4. Энергосбережение	0,20	4	3	3
5. Надежность	0,25	4	4	4
6. Материалоемкость	0,15	4	4	4
ИТОГО	1	3,94	3,15	3,5

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

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

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

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

$$I_{исп.1} = \frac{I_{p-исп1}}{I_{финр}} = \frac{3,94}{0,1833} = 21,495$$

$$I_{\text{исп.2}} = \frac{I_{\text{р-исп2}}}{I_{\text{финр}}} = \frac{3,15}{0,3587} = 8,7817$$

$$I_{\text{исп.2}} = \frac{I_{\text{р-исп2}}}{I_{\text{финр}}} = \frac{3,5}{1} = 3,5$$

Выбираем наиболее целесообразный вариант из предложенных.

$$\mathcal{E}_{\text{ср}} = \frac{I_{\text{исп.1}}}{I_{\text{исп.2}}}$$

Таблица 22 – Сравнительная эффективность разработки

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

На основе расчета интегрального показателя эффективности проекта показатель ресурсоэффективности имеет высокое значение что говорит об эффективности использования технического проекта, а также по итогам сравнения, исполнение №1 оказалось наиболее эффективным.

В ходе выполнения представленной части ВКР была доказана конкурентоспособность данного технического решения, был произведен SWOT – анализ. Также был посчитан бюджет НТИ, основная часть которого приходится на материальные затраты, связанные с приобретением спецоборудования. Все, вышперечисленные технико-экономические показатели проекта, позволяют сделать вывод о том, что данная конструкция резервуара экономически выгодна.

8 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Введение

Выпускная квалификационная работа посвящена исследованию резервуара вертикального стального 20 000 м³. В этой главе рассматривается определенное рабочее место товарного оператора, находясь на котором он производит необходимые операции для обслуживания резервуара удаленно с помощью компьютеризированной системы.

Площадь помещения 20 м² (5*4). Помещение оснащено компьютером, принтером, сканером, копировальным аппаратом, кондиционером, двумя рабочими столами, эргономическим стулом. Есть электроцит. Используется естественное и искусственное освещение, в помещении имеются окна.

8.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Режим работы оператора регламентируется Трудовым кодексом Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 27.12.2018)

Организацию рабочей зоны регламентирует ГОСТ 12.2.032-78 ССБТ. «Рабочее место при выполнении работ сидя». Общие эргономические Расстояние между оборудованием должно быть достаточным для свободного прохода, провода компьютерной техники – аккуратно размещены, рабочие столы – удобны для работы, рабочее кресло – регулируемо.

Обязанности работодателя по обеспечению безопасных условий и охраны труда регламентирует "Трудовой кодекс Российской Федерации" от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 30.04.2021) (с изм. и доп., вступ. в силу с 01.05.2021) // Собрание законодательства РФ. – Глава 34, ст. 212. Обязанности работодателя по обеспечению безопасных условий и охраны труда. Работодатель обязан обеспечить: безопасность работников при эксплуатации зданий, сооружений, оборудования, осуществлении технологических

					<i>«Разработка мероприятий по обеспечению безопасной эксплуатации резервуаров в климатических условиях крайнего севера»</i>			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат				
Разраб.	Рыскулов К.У.				Социальная ответственность	Лит.	Лист	Листов
Руковод.	Беляев Д.В.						117	137
Рук. ООП	Брусник О.В.					Отделение нефтегазового дела Группа 2Б8Б		

процессов, а также применяемых в производстве инструментов, сырья и материалов; создание и функционирование системы управления охраной труда; режим труда и отдыха работников в соответствии с трудовым законодательством и иными нормативными правовыми актами, содержащими нормы трудового права; обучение безопасным методам и приемам выполнения работ и оказанию первой помощи пострадавшим на производстве, проведение инструктажа по охране труда, стажировки на рабочем месте и проверки знания требований охраны труда; организацию контроля за состоянием условий труда на рабочих местах, а также за правильностью применения работниками средств индивидуальной и коллективной защиты и тд.

Оплата труда устанавливается в соответствии с тарифными ставками. Премии прописаны в Трудовом договоре.

8.2 Производственная безопасность

Вредные производственные факторы по воздействию на организм работающего человека подразделяют:

- на факторы, приводящие к хроническим заболеваниям, в том числе усугубляющие уже имеющиеся заболевания, за счет длительного относительно низкоинтенсивного воздействия;
- факторы, приводящие к острым заболеваниям (отравлениям, поражениям) или травмам за счет кратковременного (одиночного и/или практически мгновенного) относительно высокоинтенсивного воздействия.

Опасные производственные факторы по воздействию на организм работающего человека подразделяют:

- на факторы, приводящие к смертельным травмам (летальному исходу, смерти);
- факторы, приводящие к несмертельным травмам.

Согласно «ГОСТ 12.0.003-2015 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Опасные и вредные производственные факторы. Классификация».

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		118

ВПФ – это производственный фактор, под воздействием которого у работника возможно появление профессиональных заболеваний из-за воздействия на него определенных условий, в которых происходит выполнение трудовых функций работником. В таблице 29 представлены возможные опасные и вредные факторы, при выполнении работ на персональном компьютере (ПК) согласно «ГОСТ 12.0.003-2015 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Опасные и вредные производственные факторы. Опасный производственный фактор (ОПФ) – это фактор на производстве, который своим воздействием на работника при определенных условиях приводит к отрицательным изменениям здоровья человека, может нанести травму человеку, выполняющему свои трудовые обязанности.

В деятельности товарного оператора имеются такие ОПФ как: повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека, воздействие движущихся, разлетающихся, вращающихся предметов и деталей.

Таблица 29. Возможные опасные и вредные факторы

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	а з р а б о т к а	И з г о т о в л е н и е	Э к с п л у а т а ц и я	
1. Отклонение показателей микроклимата		+	+	СанПиН 2.2.4.548–96. Гигиенические требования к

в закрытом помещении				микроклимату производственных помещений. [...]
2. Отсутствие или недостаток необходимого освещения		+	+	СП 52.13330.2016 «Естественное и искусственное освещение». Актуализированная редакция СНиП 23-05-95 [...]
3. Превышенный уровень шума		+	+	ГОСТ 23337-2014 Шум. Методы измерения шума на селитебной территории и в помещениях жилых и общественных зданий.
4. Производственные факторы, связанные с электрическим током		+	+	ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов.

Для оператора товарного определены следующие ВПФ:

- Зрительное напряжение;
- Отклонения в показателях микроклимата;
- Недостаточная освещенность рабочей зоны;
- Повышенный уровень шума.

Для оператора товарного определены следующие ОПФ:

- Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека;
- Воздействие движущихся, разлетающихся, вращающихся предметов и деталей.

8.2.13 зрительное напряжение

Работа оператора товарного на ПК сопровождается постоянным и значительным напряжением функций зрительного анализатора. Одной из основных особенностей является иной принцип чтения информации, чем при обычном чтении. Чтобы снизить зрительное напряжение нужно соблюдать визуальные параметры экрана (таблица 30).

Таблица 30 – Допустимые визуальные параметры устройств отображения информации

<i>Параметры</i>	<i>Допустимые значения</i>
Яркость белого поля	Не менее 35 кд/кв.м
Неравномерность яркости рабочего поля	Не более $\pm 20\%$

Контрастность (для монохромного режима)	3:1
Пространственная нестабильность изображения (непреднамеренное изменение положения фрагментов изображения экрана)	Не более $2 \cdot 10L - 4L$, где L – расстояние наблюдения

8.2.2 Отклонения в показателях микроклимата

Микроклимат в различных рабочих помещениях в РФ регламентирует СанПиН 2.2.4.548–96.

Так, согласно указанному СанПиНу, микроклимат, включает в себя: температуру воздуха, относительную влажность воздуха, скорость движения воздуха, температуру всех поверхностей, интенсивность тепловых облучений, – и в совокупности всех этих показателей должен обеспечивать поддержание и сохранение оптимально-допустимого теплового баланса между окружающей средой и человеческим организмом с целью обеспечения сохранения теплового состояния человеческого организма.

В таблице 31 мы отобразим параметры микроклимата в соответствии с СанПиНом 2.2.2.548-96.

Таблица 31 – Оптимальные нормы микроклимата в рабочей зоне производственных помещений.

Период года	Категория выполняемых работ	Температурные ограничения воздуха	Показатели влажности воздуха	Скорость движения воздуха
Холодный	1А	22–24	40–	0,1
	1Б	16–18	60 40– 60	м/с 0,1м/с

Тёп лый	1А	23–25	40–	0,1 м/с 0,2м/с
	1Б	18–20	60	
				40– 60

Категории работ товарного оператора в производственном помещении во взаимосвязи с интенсивностью энергозатрат можно представить в виде таблицы.

Таблица 32 – Интенсивность энергозатрат при выполнении различных категорий работ товарным оператором

Категория выполняемых работ	Условия выполнения работы	Интенсивность энергозатрат
1А	работы, выполняются сидя и сопровождаются незначительными физическим напряжением	120 Ккал/час
1Б	работы, выполняются стоя или связаны с ходьбой и сопровождаются определенным физическим напряжением	от 121 до 150 Ккал/час)

8.2.3 Отсутствие или недостаток необходимого освещения

Освещенность в различных рабочих помещениях в РФ регламентирует СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03) [25] и СНиП 23-05-95.

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i> 123
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Для общего и местного освещения операторной используется естественное и искусственное освещение.

Источниками искусственного освещения преимущественно устанавливаются осветительные приборы с цветовой корреляцией температур от 2400°К до 6800°К. Светодиодные лампы наиболее предпочтительны в современных условиях. При необходимости корректировки локального освещения, при недостаточности общего, могут быть использованы дополнительные индивидуальные приборы освещения. Оконные проемы обеспечивают естественное освещение рабочего помещения оператора товарного. Направление естественного света от окна к рабочему месту должно быть слева на право. Используется естественное освещение на протяжении светового рабочего дня. При его недостаточности включается искусственное освещение. Продолжительность и интенсивность искусственного освещения связана с климатическими условиями, сезонными условиями и продолжительностью светового дня.

Во время работы с экраном и с документами одновременно общая освещенность рабочего места оператора товарного должна составлять 500 лк.

Для обеспечения норм использования естественного освещения определяется график регулярного мытья окон в операторной. И, при необходимости, обрезка веток, загораживающих прохождение солнечных лучей в оконные проемы. КЕО в зонах устойчивого снежного покрова должно составлять 1.2%, на других территориях 1,5%.

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		124

8.2.4 Нервно-психические перегрузки, монотонность трудового процесса

Нервно-психические перегрузки – совокупность таких сдвигов в психофизиологическом состоянии организма человека, которые развиваются после совершения работы и приводят к временному снижению эффективности труда.

Состояние утомления (усталость) характеризуется определенными объективными показателями и субъективными ощущениями.

Нервно-психические перегрузки подразделяются на следующие:

- умственное перенапряжение;
- перенапряжение анализаторов;
- монотонность труда;
- эмоциональные перегрузки.

При первых симптомах психического перенапряжения необходимо:

- дать нервной системе расслабиться;
- рационально чередовать периоды отдыха и работы;
- начать заниматься спортом;
- ложиться спать в одно и то же время;
- в тяжелых случаях обратиться к врачу.

Полностью исключить провоцирующие факторы из жизни вряд ли получится, но можно уменьшить их негативное воздействие, давать своей нервной системе отдохнуть.

8.2.5 Повышенный уровень шума

Допустимый уровень шума в служебных помещениях разных категорий рабочих в РФ регламентируется следующим нормативным документом: ГОСТ 12.1.003.

На рассматриваемом рабочем месте товарного оператора шум создается как вычислительными машинами, так системами кондиционирования и вентиляции воздуха.

При создании условий соответствующих и допустимых по ГОСТу необходимо применять средства и методы коллективной защиты, соблюдать строительно-акустические мероприятия. Обеспечивать использование техники с разработанными шумобезопасными технологиями. Применять средства индивидуальной защиты.

Первоначальным является применение средств коллективной защиты. Использовать можно оба известных варианта. Во-первых, применять средства, снижающие шум непосредственно в источнике его возникновения. Во-вторых, использовать технологии снижения шума при его движении и распространении от источника его появления до защищаемого объекта.

Если коллективных мер снижения шума недостаточно, следует прибегнуть к индивидуальным способам защиты с целью достижения и обеспечения норм шумоизоляции. Работник должен быть обеспечен наушниками, специальными костюмами, берушами и т.д.

В таблице 33 мы отобразим допустимые уровни шума согласно ГОСТ 12.1.003-83.

Таблица 33 – Уровни шума для различных видов трудовой деятельности с учетом степени напряженности труда.

Вид трудовой деятельности	Уровни звука и эквивалентные уровни звука, дБ А
Работа по выработке концепций, новых программ; творчество; преподавание	40
Труд высших производственных руководителей, связанных с контролем группы людей, выполняющих преимущественно умственную работу	50

Высококвалифицированная умственная работа, требующая сосредоточенности; труд, связанный исключительно с разговорами по средствам связи	55
Умственная работа, выполняемая с часто получаемыми указаниями и акустическими сигналами; работа, требующая постоянного* слухового контроля; высокоточная категория зрительных работ**	60
Умственная работа, по точному графику с инструкцией (операторская), точная категория зрительных работ	65
Физическая работа, связанная с точностью, сосредоточенностью или периодическим слуховым контролем	80

8.2.6 Производственные факторы, связанные с электрическим током

Чтобы предупредить возможность случайного проникновения тока и прикосновения к токоведущим частям, находящимся под напряжением, используются защитные сетчатые и смешанные ограждения (переносные временные ограждения и плакаты). Ограждению подлежат неизолированные токоведущие части выключателей, подающих напряжение на установки.

Работа товарного оператора предусматривает использование электрооборудования, которое является источником возможного поражения работка электрическим током: персональный компьютер, офисная техника, электроинструменты, офисная техника.

Опасность поражения током возрастает при несоблюдении следующих параметров:

- Повышенная сырость (влажность воздуха превышает 75%)
- Наличие токопроводящей пыли
- Металлические, железобетонные и иные токопроводящие полы
- Температура воздуха выше 32о С

Электробезопасность на рабочих местах в различных условиях в РФ регламентирует ГОСТ 12.1.019-79 [27]. Для снижения рисков электротравматизма в операторной запрещено:

- Перегрузка электросетей
- Загромождение проходов вблизи оргтехники
- Работа на неисправных, непроверенных электроприборах

Для обеспечения электробезопасности в помещении должно быть заземление, хорошая электропроводка, необходимые ограждения и иные технические и организационные мероприятия со средствами защиты предусмотренные по ГОСТу.

8.3 Обоснование мероприятий по снижению уровней воздействия опасных и вредных факторов на работающего

Чтобы снизить зрительное напряжение нужно соблюдать визуальные параметры экрана, которые представлены в таблице 30.

Согласно указанному СанПиНу, микроклимат, включает в себя: температуру воздуха, относительную влажность воздуха, скорость движения воздуха, температуру всех поверхностей, интенсивность тепловых облучений, – и в совокупности всех этих показателей должен обеспечивать поддержание и сохранение оптимально-допустимого теплового баланса между окружающей средой и человеческим организмом с целью обеспечения сохранения теплового состояния человеческого организма. Необходимо поддерживать все эти показатели.

Освещенность в различных рабочих помещениях в РФ регламентирует СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03) [25] и СНиП 23-05-95. Необходимо соблюдать все нормы, согласно данному СанПиН.

Полностью исключить провоцирующие факторы из жизни вряд ли получится, но можно уменьшить их негативное воздействие, давать своей нервной системе отдохнуть.

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		128

Для снижения влияния воздействия температуры рабочей зоны возможно сокращение продолжительности рабочей смены, прекращение работ в зависимости от погодных условий. В холодное время года работникам, работающим на открытом воздухе или в закрытых необогреваемых помещениях, необходимо предоставить перерывы для обогрева в специальных помещениях, которые обязан обеспечить работодатель. Перерывы включаются в рабочее время. В жаркое время года вводят перерывы для отдыха в зонах с нормальным микроклиматом.

Для снижения воздействия шума работающего необходимо поглощать его источник. Снижению шума способствует смазка трущихся деталей механизма, балансировка вращающихся частей, ремонт и обслуживание оборудования. Для снижения уровня воздействия недостаточной освещенности рабочего места необходимо правильно проектировать искусственное освещение согласно требуемым нормам. Светильники аварийного и эвакуационного освещения должны питаться от независимого источника.

Снижение вероятности поражения электрическим током достигается с помощью следующих мероприятий:

-проектирование, монтаж, наладка, испытание и эксплуатация электрооборудования должны проводиться в соответствии с требованиями «Правил устройства электроустановок» (ПУЭ), «Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок».

Для снижения вероятности травматизма при работе движущихся машин и механизмов необходимо:

- оградить вращающиеся части механизмов;
- проводить своевременно инструктажи по технике безопасности;
- при ремонте должны вывешиваться знаки, оповещающие о проведении ремонтных работ;
- проведение проверки состояния ремней, цепей, тросов и их натяжения;

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		129

- проведение плановых и внеплановых проверок пусковых и тормозных устройств.

8.4 Экологическая безопасность

Объектом исследования в данной работе является рабочее место оператора товарного находящегося в помещении операторной.

На данном рабочем месте выявлен предполагаемый источник загрязнения окружающей среды, а именно воздействие на литосферу в результате образования отходов при поломке предметов вычислительной техники и оргтехники.

Производственные здания и помещения должны удовлетворять требованиям СНиП 2.09.02-85 "Производственные здания" и СНиП 2.09.04-87 "Административные и бытовые здания".

Помещения для ПК не разрешается размещать в подвалах. Здания и помещения, деятельность в которых связана с широким использованием дисплеев, следует размещать с учетом розы ветров по отношению к соседним предприятиям (на территории предприятия по отношению к зданиям цехов) и другим объектам с технологическими процессами, которые являются источниками выделения вредных факторов, коррозионно - активных, неприятно пахнущих веществ или пыли. Помещения, предназначенные для размещения рабочих мест, оснащенных дисплеями, следует располагать в северной или северо - восточной части здания. В случаях, если на действующих объектах такие помещения ориентированы преимущественно на юг, должны быть предусмотрены солнцезащитные устройства (жалюзи, шторы и пр.). Вышедшее из строя ПК и сопутствующая оргтехника относится к IV классу опасности и подлежит специальной утилизации. Для оказания наименьшего влияния на окружающую среду, необходимо проводить специальную

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		130

процедуру утилизации ПК и оргтехники, при которой более 90% отправится на вторичную переработку и менее 10% будут отправлены на свалки. При этом она должна соответствовать процедуре утилизации ГОСТ Р 53692-2009 Ресурсосбережение. Обращение с отходами. Этапы технологического цикла отходов.

В ходе работы организация также создает бытовой мусор, например батарейки, которые должны быть утилизированы должным образом, чтобы не оказать негативное влияние на состояние литосферы.

8.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Безопасность в чрезвычайных ситуациях - состояние защищенности населения, объектов экономики и окружающей среды от опасностей в чрезвычайных ситуациях согласно ГОСТ Р 22.0.02 Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Термины и определения.

На непосредственном месте работы товарного оператора – в операторной – вероятность возникновения чрезвычайной ситуации достаточно мала при соблюдении всех норм и требований к организации рабочего места.

Возможные чрезвычайные ситуации: обрушение помещения, в котором находится рабочая зона; поломка оборудования из-за удара молнии; сбой электроснабжением, влекущий сбой электрооборудования; пожар. ГОСТ Р 22.0.02-94 Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Термины и определения.

Наиболее вероятной чрезвычайной ситуацией рассматривается возникновение пожара, связанного с возгоранием электропроводки. В связи с этим, согласно ГОСТ 12.1.004-91 «Пожарная безопасность. Общие требования» необходимо соблюдать следующие нормы пожарной безопасности, а также в случае возникновения пожара в здании автоматически срабатывают датчики пожаротушения, и звуковая система оповещает всех сотрудников о немедленной эвакуации из здания и направляются на выход в соответствии с планом эвакуации при пожарах и других ЧС.

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		131

Превентивные меры:

- своевременно проводить технический осмотр и плановопредупредительный ремонт электроустановок согласно утвержденного графика и технических средств противопожарной защиты и пожаротушения;

- пользоваться только исправным электрооборудованием;
- строго соблюдать требования приказа о противопожарном режиме;
- проверять исправность и соответствие устройств защиты техническим требованиям.

- отключать все потребители электроэнергии при неиспользовании их;
- сдавать помещение сменщику под охранно-пожарную сигнализацию под роспись, покидая рабочее место.

Порядок действия при пожаре:

- Немедленно сообщить о возникновении пожара в пожарную охрану округа или города;

- Доложить о возникновении пожара непосредственному начальнику;
Отключить подачу на объект электроэнергии;

- Эвакуировать людей (постоянный, переменный состав, посетителей) из прилегающих к месту пожара помещений;

- Отключить вентиляционные системы, кондиционеры, закрыть окна и двери в районе возникновения пожара для предотвращения его распространения;

- Организовать локализацию и тушение пожара имеющимися силами и средствами;

- Организовать тщательную проверку всех задымленных и горящих помещений с целью выявления пострадавших или потерявших сознание сотрудников, обеспечить пострадавших первой медицинской помощью и отправить их в медицинское учреждение;

- Организовать встречу пожарной команды, сообщить старшему пожарной команды сведения об очаге пожара, принятых мерах и специфических

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		132

особенностях объекта, которые могут повлиять на развитие и ликвидацию пожара;

- Начать вынос документации и имущества из прилегающих к месту пожара помещений;
- Организовать охрану вынесенного имущества;
- Докладывать о сложившейся на объекте ситуации, количестве пострадавших и принятых мерах по ликвидации пожара в Управление по делам ГО и ЧС округа, окружную комиссию по ЧС.

В данном разделе «Социальная ответственность», рассмотрено определенное рабочее место оператора товарного, находясь на котором он производит необходимые операции для обслуживания резервуара удаленно с помощью компьютеризированной системы. Рассмотрены правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности, в которых рассмотрены обязанности работодателя перед работником, согласно ГОСТ 12.2.032-78 ССБТ. «Рабочее место при выполнении работ сидя».

Так же, рассмотрели производственную безопасность, согласно «ГОСТ 12.0.003-2015 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Опасные и вредные производственные факторы. Классификация».

ВПФ – это производственный фактор, под воздействием которого у работника возможно появление профессиональных заболеваний из-за воздействия на него определенных условий, в которых происходит выполнение трудовых функций работником. В таблице 1 представили возможные опасные и вредные факторы, при выполнении работ на персональном компьютере (ПК) согласно «ГОСТ 12.0.003-2015 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Опасные и вредные производственные факторы».

Допустимый уровень шума в служебных помещениях разных категорий рабочих в РФ регламентируется следующим нормативным документом: ГОСТ 12.1.003.

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		133

Микроклимат в различных рабочих помещениях в РФ регламентирует СанПиН 2.2.4.548–96.

Освещенность в различных рабочих помещениях в РФ регламентирует СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03) [25] и СНиП 23-05-95.

Работа товарного оператора предусматривает использование электрооборудования, которое является источником возможного поражения работка электрическим током: персональный компьютер, офисная техника, электроинструменты, офисная техника. Электробезопасность на рабочих местах в различных условиях в РФ регламентирует ГОСТ 12.1.019-79.

В разделе экологическая безопасность, на рабочем месте оператора товарного, выявлен предполагаемый источник загрязнения окружающей среды, а именно воздействие на литосферу в результате образования отходов при поломке предметов вычислительной техники и оргтехники.

Были рассмотрены возможные чрезвычайные ситуации, а так же меры по их предотвращению согласно ГОСТ 12.1.004-91 «Пожарная безопасность. Общие требования».

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		134

10. П.И. Тугунов, В.Ф. Новосёлов, А.А. Коршак, А.М. Шаммазов.
Типовые расчеты при проектировании и эксплуатации нефтебаз и нефтепроводов. Учебное пособие для ВУЗов. – Уфа: ООО «ДизайнПолиграфСервис», 2002. – 658с. 3
11. Коршак С.А. .Совершенствование методов расчета потерь бензинов от испарения из резервуаров типов РВС и РВСП. Диссертация к. т.н. 25.00.19. – М.: РГБ, 2003.
12. А. А. Коршак, Г. Е. Коробков, Е. М. Муфтахов. Нефтебазы и АЗС: Учебное пособие –Уфа: ООО «ДизайнПолиграфСервис», 2006. – 416 с.
13. Бабичев Д.А. Оценка напряженно–деформированного состояния конструктивных элементов сооружений переменного объема для хранения нефти и нефтепродуктов: Диссертация к.т.н. 02.13 Тюмень, 2008 –: 145 с.
14. Архаров В.А., Леви Н.Л. Опыт эксплуатации газоуравнительной системы //Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. 1982. – № 3.– С. 3–6.
15. Сальников А.А. Потери нефти и нефтепродуктов при хранении. / Учебное издание. — Ухта : УГТУ, 2012. — 56–78 с.
16. Н.Н. Константинов. Борьба с потерями от испарения нефти и нефтепродуктов. – Государственное научно–техническое издательство нефтяной и горно-топливной литературы. М.: 1961.
17. Валявский П. В. Борьба с потерями светлых нефтепродуктов/ /Баку: Азнефтеиздат. – 1937. – 209 с.
- 18.. Коршак А. А., Морозова Н.В. Методические основы выбора технических средств сокращения потерь нефти (бензина) от испарения. – 2013. – с .228 – 246
19. Александров А.А., Воробьев В.А. Исследование процессов улавливания легких фракций углеводородов // Транспорт и хранение нефтепродуктов. –2004. – № 11. – С.3 – 4.
20. ГОСТ 27751–2014 Надежность строительных конструкций и оснований. Основные положения.
21. СНиП 2.01.07-85* "Нагрузки и воздействия"
22. ОР 23.020.00-КТН-285-09 Специальный регламент по эксплуатации резервуаров типа РВС (П) в зимний период.
23. ГОСТ 31385-2016 Резервуары вертикальные цилиндрические стальные для нефти и нефтепродуктов. Общие технические условия ГОСТ 1510-84. Нефть и нефтепродукты. Маркировка, упаковка, транспортирование и хранение (с Изменениями)

24. М. К. Сафарян. Стальные резервуары для хранения нефтепродуктов.
Москва. Московская правда 1958 – 240с.
25. Гродинский О. М. Евразийский Научный Журнал №11 // Рубрика:
Технические науки . – 2015г.

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		137