

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

Инженерная 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
«Технология проведения капитального ремонта резервуара вертикального стального типа РВС 10000 м ³ »

УДК 622.692.23-025.71-034.14-049.32

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5А	Шилуну Ч.		03.06.2019

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Брусник О.В.	к.п.н, доцент		03.06.2019

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
профессор	Трубникова Н.В.	д.и.н, доцент		03.06.2019

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент	Черемискина М.С.			03.06.2019

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Брусник О.В.	к.п.н, доцент		03.06.2019

ТРЕБОВАНИЯ К РЕЗУЛЬТАТАМ ОСВОЕНИЯ ПРОГРАММЫ БАКАЛАВРИАТА

Планируемые результаты обучения

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
В соответствии с универсальными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями		
Общие по направлению подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»		
P1	Применять базовые естественнонаучные, социально-экономические, правовые и специальные знания в области нефтегазового дела, самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, УК-6, УК-7, ОПК-1, ОПК-2), (ЕАС-4.2, АВЕТ-3А, АВЕТ-3i).
P2	Решать профессиональные инженерные задачи на основе информационной и библиографической культуры с применением информационно-коммуникационных технологий и с учетом основных требований информационной безопасности	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2, УК-3, УК-4, УК-5, УК-8, ОПК-2, ОПК-6, ОПК-7).
<i>в области производственно-технологической деятельности</i>		
P3	Применять процессный подход в практической деятельности, сочетать теорию и практику при эксплуатации и обслуживании технологического оборудования нефтегазовых объектов	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-5, ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-6, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-10, ПК-11).
P4	Оценивать риски и определять меры по обеспечению безопасности технологических процессов в практической деятельности и применять принципы рационального использования природных ресурсов и защиты окружающей среды в нефтегазовом производстве	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-8, ОПК-6, ПК-12, ПК-13, ПК-14, ПК-15).
<i>в области организационно-управленческой деятельности</i>		
P5	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, используя принципы менеджмента и управления персоналом и обеспечивая корпоративные интересы	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-3, УК-8, ОПК-3, ОПК-7, ПК-16, ПК-17, ПК-18), (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d).
P6	Участвовать в разработке организационно-технической документации и выполнять задания в области сертификации нефтегазопромышленного оборудования	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2, ОПК-1, ОПК-2, ОПК-7, ПК-19, ПК-20, ПК-21, ПК-22).
<i>в области экспериментально-исследовательской деятельности</i>		
P7	Получать, систематизировать необходимые данные и проводить эксперименты с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий для решения расчетно-аналитических задач в области нефтегазового дела	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26).
<i>в области проектной деятельности</i>		
P8	Использовать стандартные программные средства для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2, ОПК-3, ОПК-5, ОПК-6, ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30), (АВЕТ-3c), (ЕАС-4.2-e).
Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»		
P9	Применять диагностическое оборудование для проведения технического	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-4, ОПК-5, ПК-

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
	диагностирования объектов ЛЧМГ и ЛЧМН	9,ПК14), требования профессионального стандарта 19.016 "Специалист по диагностике линейной части магистральных газопроводов".
Р10	Выявлять неисправности трубопроводной арматуры, камер пуска и приема внутритрубных устройств, другого оборудования, установленного на ЛЧМГ и ЛЧМН	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-5, ОПК-6, ПК-9, ПК-11), требования профессионального стандарта 19.010 "Специалист по транспортировке по трубопроводам газа".
Р11	Оценивать результаты диагностических обследований, мониторингов, технических данных, показателей эксплуатации объектов ЛЧМГ и ЛЧМН	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-6, ОПК-7, ПК-4, ПК-7, ПК-13), требования профессионального стандарта 19.010 "Специалист по транспортировке по трубопроводам газа".

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

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

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП ОНД ИШПР

_____ Брусник О.В.
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
2Б5А	Шилуну Чжао

Тема работы:

«Технология проведения капитального ремонта резервуара вертикального стального типа РВС 10000 м ³ »	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	930/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:

Срок сдачи студентом выполненной работы:	20.06.2019 г.
--	---------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>Исходные данные к работе</p> <p><i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i></p>	<p>Технологию проведения капитального ремонта резервуара будем рассматривать на примере РВС-10000. Резервуар изготовлен методом рулонирования, его высота составляет 12 м, а диаметр 34,2 м.</p>
---	--

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Аналитический обзор существующих исполнений РВС-10000, его назначение и технические характеристики. 2. Проведение расчета стенки резервуара на прочность и устойчивость. 3. Сделать выводы по проделанной работе.
--	--

<p>Перечень графического материала</p> <p><i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	нет
--	-----

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы
(с указанием разделов)

Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Трубникова Н.В., профессор отделения СГН
«Социальная ответственность»	Черемискина М.С., ассистент

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	01.02.2019
---	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Брусник О.В.	к.п.н, доцент		01.02.2019

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5А	Шилун Чжао		01.02.2019

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

Инженерная инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
 Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и
продуктов переработки»
 Уровень образования бакалавриат
 Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения _____ (осенний / весенний семестр 2018/2019 учебного года)

Форма представления работы:

бакалаврская работа

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	19.06.2019 г.
--	---------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
09.02.2019	<i>Введение</i>	10
21.02.2019	<i>Общие сведения об объекте исследования</i>	10
15.03.2019	<i>Анализ технических решений по проведению капитального ремонта РВС</i>	30
22.03.2019	<i>Расчет стенки резервуара на прочность, расчет номинальной толщины листов стенки резервуара</i>	15
02.04.2019	<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	10
11.04.2019	<i>Социальная ответственность</i>	10
25.04.2019	<i>Заключение</i>	5
10.05.2019	<i>Презентация</i>	10
<i>Итого:</i>		<i>100</i>

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Брусник О.В.	к.п.н, доцент		01.02.2019

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Брусник О.В.	к.п.н, доцент		01.02.2019

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б5А	Шилуну Чжао

Инженерная школа	Природных ресурсов	Отделение	Нефтегазовое дело
Уровень образования	бакалавриат	Направление/специальность	Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<i>В данном разделе ВКР необходимо представить: график выполнения работ, в соответствии с ВКР; трудоёмкость выполнения операций; нормативно-правовую базу, используемую для расчётов; результаты расчётов затрат на выполняемые работы; оценить эффективность нововведений и др. Раздел ВКР должен включать: методику расчёта показателей; исходные данные для расчёта и их источники; результаты расчётов и их анализ.</i>
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<i>Нормы расхода материалов, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы амортизационных отчислений, нормы времени на выполнение операций в ходе выполнения операций согласно справочников Единых норм времени (ЕНВ) и др.</i>
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<i>Ставка налога на прибыль 20 %; Страховые взносы 30%; Налог на добавленную стоимость 18%</i>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	<i>Расчет затрат и финансового результата реализации проекта</i>
2. <i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	<i>График выполнения работ</i>
3. <i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	<i>Расчет экономической эффективности внедрения новой техники или технологии</i>

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

<ol style="list-style-type: none"> 1. Организационная структура управления 2. Линейный календарный график выполнения работ 3. Затраты на проведение капитального ремонта

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	07.03.2019
--	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Трубникова Н.В.	д.и.н., доцент		07.03.2019

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5А	Шилун Чжао		07.03.2019

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б5А	Шилун Чжао

Инженерная школа Уровень образования	Природных ресурсов Бакалавриат	Отделение Направление/специальность	Нефтегазовое дело Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки
---	-----------------------------------	--	---

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика вертикального стального резервуара и область его применения.	<i>Резервуар вертикальный стальной объемом 10000 м³. Предназначен для приёма, хранения, подготовки, учёта (количественного и качественного) и выдачи жидких продуктов.</i>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p>1. Производственная безопасность:</p> <p>1.1 Анализ выявленных вредных факторов при проведении капитального ремонта резервуара.</p> <p>1.2 Анализ выявленных опасных факторов при проведении капитального ремонта резервуара.</p>	<p><i>При проведении капитального ремонта резервуара выявлены следующие виды вредных факторов:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> – загазованность и запыленность рабочей зоны; – недостаточная освещённость; – повышенный шум; – электромагнитное излучение; – вибрация. <p><i>При проведении капитального ремонта резервуара выявлены следующие виды опасных факторов:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> – оборудование, работающее под давлением; – повышенная температура поверхностей оборудования и обрабатываемых материалов; – опасность поражения электрическим током; – опасность физических повреждений; – расположение рабочего места на значительной высоте относительно земли.
2. Экологическая безопасность:	<p><i>Источники, оказывающие негативное воздействие на атмосферу, литосферу и гидросферу в процессе проведения капитального ремонта РВС.</i></p> <p><i>Меры по снижению выбросов газов в атмосферу, методы утилизации производственных отходов.</i></p>
3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	<i>В процессе вывода резервуара из эксплуатации возможны ЧС в результате разгерметизации. Чрезвычайные ситуации в процессе проведения капитального ремонта резервуара могут возникнуть по причинам природного характера (гроза, пожар) или по причинам техногенного характера (аварии)</i>
4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:	<i>В области охраны труда и безопасности жизнедеятельности трудовую деятельность регламентируют правовые, нормативные, инструктивные акты в области охраны труда и отраслевые документы.</i>

Дата выдачи раздела по линейному графику	05.04.2019
--	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина М.С.	к.т.н.		05.04.2019

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5А	Шилун Чжао		05.04.2019

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 79 с., 13 рис., 16 табл., 36 источников, 0 прил.

Ключевые слова: резервуар, конструкции, техническое диагностирование, размыв донных отложений, вывод из эксплуатации, зачистка и дегазация, капитальный ремонт, ремонт металлоконструкций, сварные соединения, технология, расчет, затраты, безопасность

Объектом исследования является вертикальный стальной резервуар вместимостью 10000 м³.

Цель работы – рассмотреть технологию проведения капитального ремонта РВС-10000 м³.

В процессе написания работы провели анализ результатов технического диагностирования, рассмотрели методы ремонта выявленных дефектных участков, рассчитали минимальные толщины стенки резервуара для условий эксплуатации и гидравлических испытаний, провели расчет экономической эффективности проведения мероприятий по капитальному ремонту РВС-10000.

Степень внедрения – рассмотренные методы ремонта будут использовать в нефтегазовой промышленности.

Экономическая эффективность работы – затраты при выполнении работ по капитальному ремонту составили 3298000 рублей, а при строительстве нового резервуара составят около 22000000 рублей.

					<i>Технология проведения капитального ремонта резервуара вертикального стального типа РВС 10000 м³</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Шилун Ч.</i>			<i>Реферат</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Брусник О.В.</i>					<i>10</i>	<i>100</i>
<i>Консульт.</i>								
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Брусник О.В.</i>				НИ ТПУ гр. 2Б5А		

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

Определения

В данной работе применены следующие термины с соответствующими определениями:

Резервуар – сооружение, предназначенное для приема, накопления и сдачи нефти/нефтепродуктов.

Капитальный ремонт резервуара – комплекс мероприятий по восстановлению технико-эксплуатационных характеристик с заменой или восстановлением элементов конструкций резервуара и оборудования с выводом резервуара из эксплуатации и зачисткой.

Донные отложения – осадок в резервуаре, состоящий из нефти и нефтепродуктов, парафина, механических примесей (глины, окислов металлов, песка) и подтоварной воды.

Осадка резервуара – вертикальное перемещение отметок крайки резервуара.

Окрайки днища резервуара – это утолщённые, по сравнению с центральной частью, листы, располагаемые по периметру резервуара в зоне опирания стенки.

Дефект – каждое отдельное несоответствие параметров (характеристик) резервуара или его элемента требованиям нормативно-технической документации.

Кольцевые напряжения – напряжения, действующие в окружном направлении.

Продольные напряжения – напряжения, действующие в направлении образующей стенки резервуара (оси балки).

РВС-10000 – резервуар вертикальный стальной объемом 10000 м³;

					<i>Технология проведения капитального ремонта резервуара вертикального стального типа РВС 10000 м³</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Шилун Ч.</i>			<i>Определения, обозначения и сокращения</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Брусник О.В.</i>					11	100
<i>Консульт.</i>						НИ ТПУ гр. 2Б5А		
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Брусник О.В.</i>						

Обозначения и сокращения

В данной работе применены следующие обозначения и сокращения:

КР – капитальный ремонт;

ОСТ – организация системы «Транснефть»;

ОАО – открытое акционерное общество;

РНУ – районное нефтепроводное управление;

СРДО – система размыва донных отложений;

ПРП – приемо-раздаточный патрубок;

ПДК – предельно допустимая концентрация;

ПАВ – поверхностно-активные вещества;

ТМС – технические моющие средства;

ППУ – передвижная парообразующая установка;

СППТ – система подслоного пожаротушения;

ДО – диагностическая организация;

ОТС – оценка технического состояния;

РД – руководящий документ;

ОР – отраслевой регламент;

ППР – проект производства работ;

АКП – антикоррозионное покрытие;

СП – свод правил;

СНиП – строительные нормы и правила;

ТУ – технические условия;

АКЗ – антикоррозионная защит;

ЛКП – лакокрасочное покрытие;

НПС – нефтеперекачивающая станция;

					<i>Определения, обозначения и сокращения</i>	<i>Лист</i>
						12
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Оглавление

ВВЕДЕНИЕ.....	16
1 ЛИТЕРАТУРНЫЙ ОБЗОР	18
2 ХАРАКТЕРИСТИКИ РАЙОНА РАБОТ.....	20
2.1 Климатическая характеристика района работ	20
2.2 Краткая физико-географическая характеристика района работ	21
2.3 Краткая экономическая характеристика района работ	21
3 АНАЛИЗ ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ПО ПРОВЕДЕНИЮ КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА РВС	23
3.1 Общие сведения о РВС.....	23
3.2 Виды РВС 10000 м ³	24
3.3 Конструкция РВС 10000 м ³	25
3.4 Виды диагностик и ремонтов резервуара. Сроки их проведения	33
3.4.1 Осмотр и техническое обслуживание РВС	35
3.4.2 Текущий ремонт РВС	38
3.4.3 Капитальный ремонт РВС.....	40
3.5 Технология проведения капитального ремонта РВС-10000.....	42
3.5.1 Комплектация резервуара	42
3.5.2 Виды работ при выполнении КР РВС	43
3.5.3 Первый этап диагностики	44
3.5.4 Вывод резервуара из эксплуатации, зачистка и дегазация.....	44
3.5.5 Проведение и заключение второго этапа диагностирования.....	51
3.5.6 Проведение ремонтных работ	53
4 РАСЧЕТНАЯ ЧАСТЬ	58
4.1 Параметры для расчета на прочность и устойчивость стенки РВС	58
4.2 Расчет номинальной толщины листов стенки резервуара.....	58
4.3 Проверочный расчет на прочность для каждого пояса стенки РВС	63

					<i>Технология проведения капитального ремонта резервуара вертикального стального типа РВС 10000 м³</i>		
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>			
<i>Разраб.</i>		<i>Шилун Ч.</i>			<i>Оглавление</i>		
<i>Руковод.</i>		<i>Брусник О.В.</i>					
<i>Консульт.</i>							
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Брусник О.В.</i>					
					<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
					13	13	100
					НИ ТПУ гр. 2Б5А		

4.4 Расчет стенки резервуара на устойчивость	69
5 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЖЕНИЕ	74
5.1 Обоснование потребности в материально-технических и трудовых ресурсах и календарного плана работ.....	74
6. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	75
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	76
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	77

ВВЕДЕНИЕ

Нефтяная промышленность является одним из основных секторов Китая. Среди различных секторов нефтяной промышленности незаменимая роль принадлежит хранению и транспортировке нефти, а в процессе хранения и транспортировки нефти резервуары для хранения нефти играют незаменимую роль.

История нефтехимической и нефтегазовой промышленности Китая невнушительная: большое количество резервуаров для нефтехимической промышленности было построено после 1980-х годов, поэтому большинству резервуаров около 20-30 лет, на данный момент существует ряд проблем со многими резервуарами для хранения нефти в этом районе.

Целью проверки резервуара является своевременное обнаружение частей или деталей резервуара, которые изношены в результате регулярных проверок, снижение риска несчастных случаев, принятие мер, таких как ремонт или замена новых резервуаров для хранения масла, и обеспечение безопасности резервуаров при минимальных затратах. Запуск и продление срока службы танка.

В качестве конкретного примера будет исследована нефтебаза Ванцзягоу в Урумчи, Синьцзян, и в последующем, будет повествование о некоторых важных особенностях района, где находится нефтебаза.

Актуальность

Нефтяная промышленность является одним из основных секторов Китая. Среди различных секторов нефтяной промышленности незаменимая роль принадлежит хранению и транспортировке нефти, а в процессе хранения и транспортировки нефти резервуары для хранения нефти играют незаменимую роль.

					<i>Технология проведения капитального ремонта резервуара вертикального стального типа PBC 10000 м³</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Шилун Ч.</i>			<i>Введение</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Брусник О.В.</i>					15	100
<i>Консульт.</i>						НИ ТПУ гр. 2Б5А		
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Брусник О.В.</i>						

Цель – рассмотреть технологию проведения капитального ремонта РВС-10000.

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

1. Изучение нормативно-технической документации при эксплуатации РВС;
2. Рассмотреть порядок проведения капитального ремонта резервуара;
3. Разработать технологию ремонта выявленных дефектных участков резервуара;
4. Провести расчет на прочность и устойчивость стенки резервуара.

					<i>Введение</i>	<i>Лист</i>
						16
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

1 ЛИТЕРАТУРНЫЙ ОБЗОР

Хранение нефти и нефтепродуктов осуществляется на нефтебазах и складах, которые по их назначению разделяются на две группы: к первой группе относятся нефтебазы, представляющие собой самостоятельные предприятия (например, нефтебазы системы нефтеснабжения); ко второй группе нефтебаз относятся склады, входящие в состав промышленных, транспортных и других предприятий. Нефтебазы первой группы предназначаются для хранения, перевалки и снабжения (распределения) нефтепродуктами потребителей промышленности, транспорта и сельского хозяйства. Нефтебазы второй группы представляют собой обычно небольшие складские хозяйства и предназначаются для хранения и снабжения нефтепродуктами цехов и других производственных участков данного предприятия или организации (например, хранилища заводов, фабрик, аэропортов, железнодорожных станций и т. п.). В зависимости от общего объема нефтебазы первой группы делятся на три категории независимо от характеристики нефтепродуктов и типа резервуаров:

- I категория — общим объемом более 50 000 м³;
- II категория — общим объемом 10 000 - 50 000 м³;
- III категория — общим объемом до 10 000 м³.

Учитывая, что резервуары подвержены влиянию коррозии и износу, их необходимо с установленной периодичностью ремонтировать. Наличие дефектов является возможной причиной возникновения аварии на объекте, поэтому ремонтные работы – один из методов повышения промышленной безопасности. При выводе резервуара в ремонт, а впоследствии его ввода в эксплуатацию, необходимо:

– Вывести его из режима работы;

					<i>Технология проведения капитального ремонта резервуара вертикального стального типа РВС 10000 м³</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Шилун Ч.</i>			<i>Литературный обзор</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Брусник О.В.</i>					17	100
<i>Консульт.</i>						НИ ТПУ гр. 2Б5А		
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Брусник О.В.</i>						

- Произвести зачистку от отложений и подготовить к диагностике;
- Провести диагностирование и составить дефектную ведомость;
- Произвести составление технического задания по проектно-сметной документации на ремонт резервуара, опираясь на ведомость по имеющимся дефектам;

- Подготовить документацию по проведению экспертизы и зарегистрировать ее в органах надзора;

- Выполнить все предписанные работы по ремонту;

- Покрыть резервуар специальным антикоррозийным составом;

- Провести гидравлические испытания резервуара;

- Заполнить емкость нефтепродуктом и ввести снова в эксплуатацию;

При капитальном ремонте необходим следующий перечень работ:

- Установка системы пожаротушения;

- Установка системы подачи воды;

- Замена системы оповещения по уровню температуры Восстановление основания;

- Калибровка;

- Замена дна, стенок, кровли или окрайки;

Все ремонтные работы осуществляются в соответствии с установленным на предприятии планом по диагностированию и ремонту резервуаров. В первую очередь в списке стоят емкости, которые:

- Имеют недопустимые дефекты и выведены из эксплуатации;

- Характеризуются сниженным уровнем взлива;

- Имеют ограниченный срок эксплуатации из-за поломки;

- Имеющие дефекты, исправленные временными методами. –до

					<i>Литературный обзор</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		18

2 ХАРАКТЕРИСТИКИ РАЙОНА РАБОТ

2.1 Климатическая характеристика района работ

Урумчи относится к средне-умеренному континентальному засушливому климату с короткой весной и осенью, продолжительной зимой и летом и большой разницей температур между днем и ночью. Среднегодовое количество осадков составляет 194 мм, средняя температура самого теплого июля и августа - 25,7 °С, а самой холодной средней температуры января -15,2 °С. Экстремальные температуры достигают +47,8 °С, а самые низкие – -41,5 °С. Характеристики климата *Урумчи*: большая разница температур, сильная смена жары и холода, меньше осадков и вертикальное увеличение с высотой, зима длинная и холодная, неравномерное распределение сезонов, а зимой появляется инверсионный слой.

Таблица 2.1 – Климатические показатели – Новосибирская область

Наименование показателя	Единицы измерения	Величина показателя
Средняя годовая температура в Урумчи	°С	+7,0
Среднегодовая максимальная температура в Урумчи	°С	+12
Среднегодовая минимальная температура в Урумчи	°С	+2

					<i>Технология проведения капитального ремонта резервуара вертикального стального типа РВС 10000 м³</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Шилун Ч.</i>			<i>Характеристики района работ</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Брусник О.В.</i>					19	100
<i>Консульт.</i>						НИ ТПУ гр. 2Б5А		
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Брусник О.В.</i>						

Самая высокая температура в Урумчи	°С	+42
------------------------------------	----	-----

2.2 Краткая физико-географическая характеристика района работ

Урумчи расположен в центральной части Синьцзяна, в середине северных предгорий гор Тяньшань и южной окраины бассейна Джунгар, в долине Урумчи, где собрано множество ветвей гор Тяньшань - бассейна Чайопу - Айвэйгу - Юергоу - Алагоу и Цзин. Долина образует горный узел Тяньшань, а бассейн Дабаньчэн в середине – это Сякоу, который соединяет север и юг гор Тяньшань. Городской район Урумчи также расположен в среднем и нижнем течении реки Урумчи и аллювиальных верных равнин. Южный бассейн Юйчэн (долина) соединен с южными и восточными штатами Синьцзяна к югу от гор Тяньшань.

Муниципалитет Урумчи граничит с Алтайским краем на севере, с автономной префектурой Чанцзи Хуэй на западе и востоке, с Турпанской областью на юге и юго-востоке и с автономной префектурой Байинголин и Монголии на юго-западе. Передвижение к площадке производства работ в течение всего года возможно по федеральной трассе М52 «Чуйский тракт» Новосибирск-Монголия. Новосибирск является крупнейшим транспортным узлом, через город проходят ветки Западной-Сибирской железной дороги. Международный аэропорт находится в 7 км к западу от города. На р. Оби существует пассажирский и грузовой речной порт.

Условия выполнения инженерно-геодезических изысканий соответствуют в основном II категории сложности[4].

2.3 Краткая экономическая характеристика района работ

					Характеристики района работ	Лист
						20
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Урумчи расположен на северо-западе Китая и в центральной части Синьцзяна, это важный город в Китае.

Общая площадь земель Урумчи составляет 12 000 квадратных километров. Лесные ресурсы Урумчи можно разделить на две категории: естественные леса и лесопосадки. К естественным лесам относятся, в основном, горные хвойные леса, леса в долинах рек и равнинные пустынные леса, а на плантациях - различные укрытые леса, лесные леса, хозяйственные леса и городские зеленые леса, которые в основном используются для преобразования природы, защиты сельскохозяйственных угодий и пастбищ. Географическое положение, особенности рельефа и климатические условия Урумчи обеспечивают разнообразные условия жизни для всех видов животных и являются богатыми ресурсами для процветания животных.

В Урумчи есть много крупных нефтяных месторождений, а запасы угля в этом районе составляют более 10 миллиардов тонн. Есть также множество цветных и редких минеральных ресурсов. По состоянию на 2012 год было открыто 29 видов полезных ископаемых, 129 месторождений полезных ископаемых и более 30 крупных и средних месторождений. На конец 2017 года постоянное население Урумчи составляло 3,504 миллиона человек.

					<i>Характеристики района работ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		21

3 АНАЛИЗ ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ПО ПРОВЕДЕНИЮ КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА РВС

3.1 Общие сведения о РВС

РВС-10000 – это наземное строительное сооружение, которое имеет цилиндрический корпус, сваренный из листов, стали размером 1,5 × 6 м и толщиной от 4 до 25 мм и, имеющее объем 10000 м³

Вертикальные стальные резервуары типа РВС 10000 м³ применяются для хранения, выдачи и приема нефтепродуктов, дизельного топлива, горюче-смазочных материалов, бензина, пищевых продуктов и технической воды.

Таблица 3.1 – Технические характеристики РВС

Номинальный объем, м ³	10000
Внутренний диаметр стенки, мм	34200
Высота стенки, мм	12000
Плотность продукта, т/м ³	0,9
Расчетная высота налива, мм	11200
Стенки РВС-10000	
Количество поясов, шт	8
Припуск на коррозию, мм	-
Толщина верхнего пояса, мм	8
Толщина нижнего пояса, мм	10
Днище РВС-10000	
Количество окраек, шт	18
Припуск на коррозию, мм	-

					<i>Технология проведения капитального ремонта резервуара вертикального стального типа РВС 10000 м³</i>		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.	Шилун Ч.				<i>Анализ технических решений по проведению капитального ремонта РВС</i>		
Руковод.	Брусник О.В.						
Консульт.							
Рук-ль ООП	Брусник О.В.						
					Лит.	Лист	Листов
						22	119
					НИ ТПУ гр. 2Б5А		

Продолжение таблицы 3.1

Толщина центральной части, мм	5
Толщина окраек, мм	9
Масса конструкций РВС-10000	
Стенка, кг	86772
Днище, кг	42149
Крыша, кг	78607
Лестница, кг	6023
Площадки на крыше, кг	1214
Люки и патрубки	2595
Комплекующие конструкции, кг	2986

3.2 Виды РВС 10000 м³

Вертикальные стальные резервуары объемом 10000 м³ в зависимости от конструкции крыши подразделяются на 4 типа:

- вертикальный стальной резервуар со стационарной крышей без понтона (РВС);
- вертикальный стальной резервуар со стационарной крышей с понтоном (РВСП);
- вертикальный стальной резервуар с плавающей однодечной или двудечной крышей (РВСПК);

Так же изготавливают конструкции резервуаров с защитной стенкой, которые имеют вид двустенного резервуара («стакан в стакане»). В такой конструкции внутренний резервуар – это стандартный резервуар в исполнении РВСП или РВСПК, где и хранятся нефтепродукты. Внешний резервуар является защитой для внутреннего от аварийных и чрезвычайных ситуаций, который изготавливается открытым, т.е. без понтона или крыши[1].

					Анализ технических решений по проведению капитального ремонта РВС	Лист
						23
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

3.3 Конструкция РВС 10000 м³

Конструкция вертикального стального резервуара объемом 10000 м³ представлена на рисунке 3.3.1, в нее входят:

- коническое днище;
- стенка, имеющая цилиндрическую форму;
- коническая стационарная каркасная крыша;
- винтовая лестница;
- площадка и ее ограждение на крыше;
- люки-лазы и патрубки;
- технологическое оборудование[3].

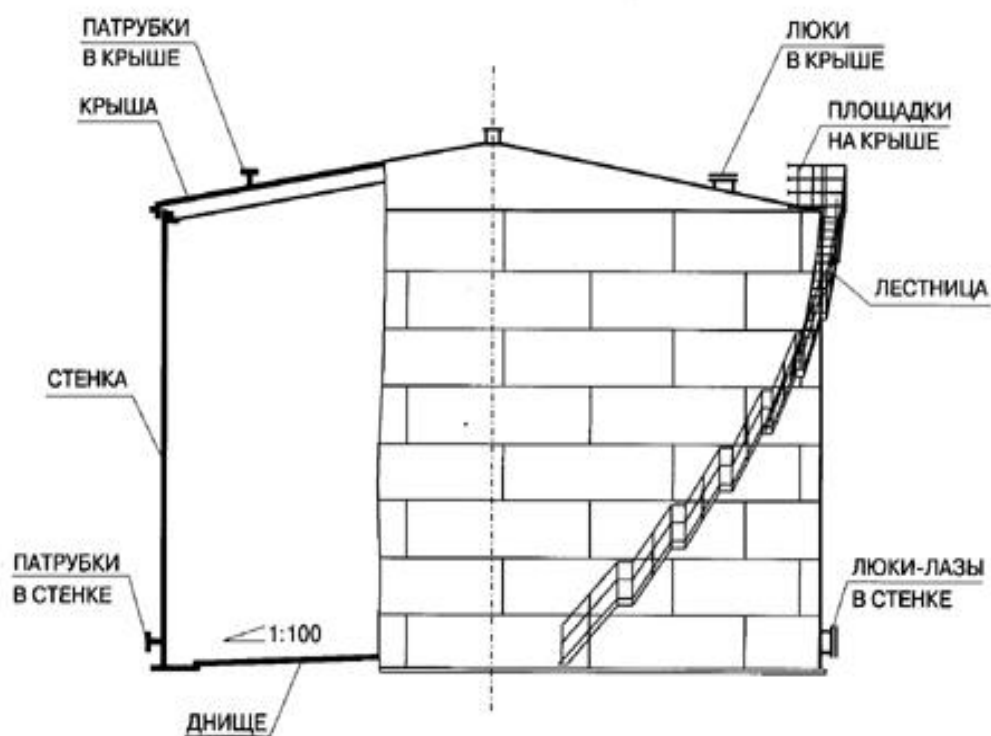


Рисунок 3.3.1 – Основные элементы конструкции РВС 10000 м³

Днище резервуаров РВС-10000 должно быть коническим, имеющее уклон 0,01 от его центра. Оно состоит изокраек, которые выполняются из углеродистой стали марки 09Г2С и центральной части. Центральную часть днища изготавливают методом рулонирования на заводах резервуарных металлоконструкций. Из стальных листов толщиной 5 мм, с учётом припуска

					Анализ технических решений по проведению капитального ремонта РВС	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		24

на коррозию, изготавливают полотнище. Окрайки располагаются по контуру центральной части днища (в виде отдельных листов). Конструкция днища резервуара представлена на рисунке 1.4.2.

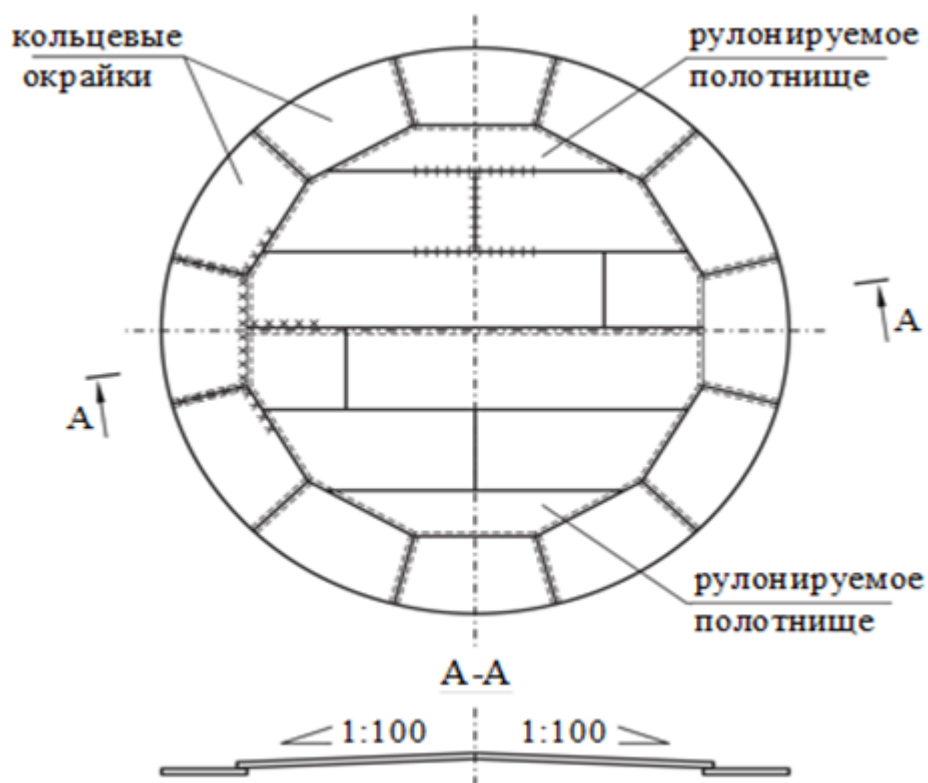


Рисунок 3.3.2 – Конструкция конического днища с окрайками РВС
10000 м³

Далее рассмотрим конструкцию крыши резервуара. Для каждого выхода предусмотрен байпас, с установленными на них краном с ручным приводом и задвижкой с ручным приводом.

Коническая каркасная крыша РВС 10000 м³ состоит из: центрального щита, рулонных полотнищ настила, секторных каркасов и кольцевых элементов каркаса, которые изготавливаются на заводе. Монтаж секторных и кольцевых элементов каркаса резервуара выполняется по мере разворачивания рулона стенки.

Соединение каркасов между собой выполняется кольцевыми элементами. После этого на них укладываются полотнища настила, которые заблаговременно были развернуты рядом с дном резервуара. Полотнища

свариваются между собой и по периметру припаиваются к уторному углу стенки.

Конструирование каркасных крыш осуществляется во взрывозащищенном исполнении для того, чтобы при превышении максимально допустимого давления в резервуаре, например, в следствии нагрева от пожара рядом стоящего резервуара или при взрыве, происходил отрыв сварного шва приварки настила резервуара к его стенке без разрушения самого резервуара и без отрыва стенки от днища.

Крыша во взрывозащищенном исполнении осуществляет роль аварийного клапана, который в критический момент сбрасывает внутреннее давление, сохраняет конструкцию резервуара и находящийся в нем продукт. На рисунке 3.3.3 представлена конструкция конической каркасной крыши.

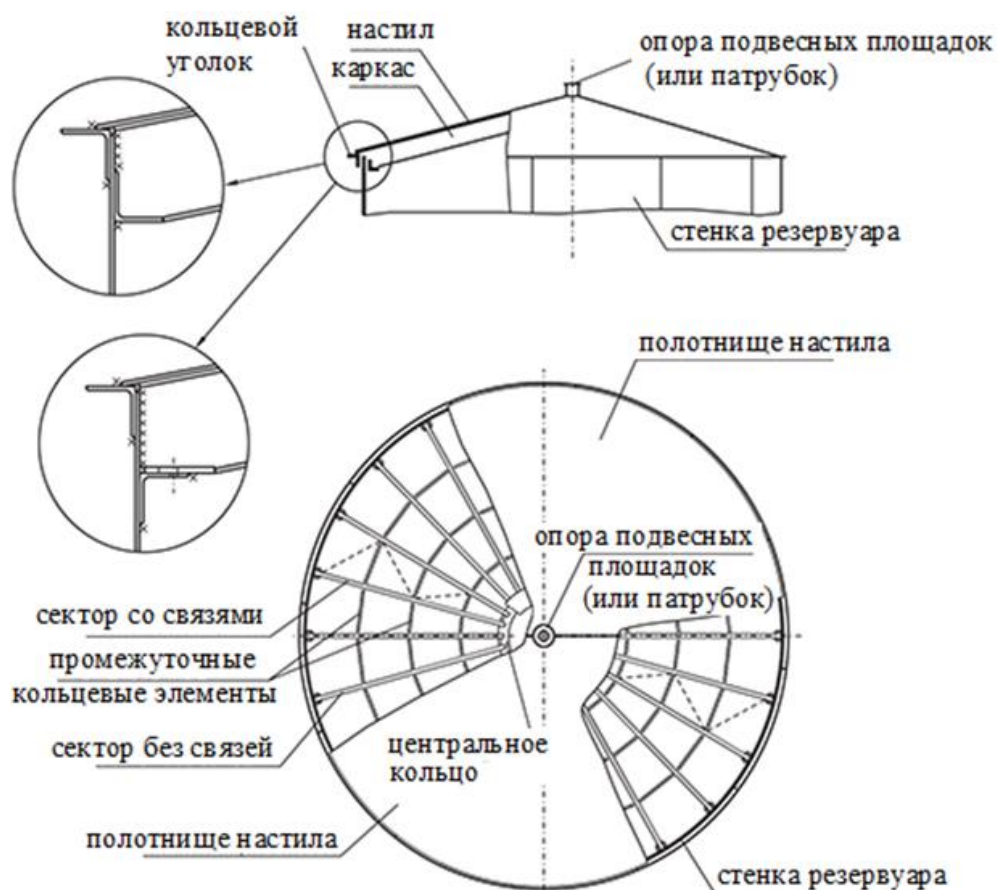


Рисунок 3.3.3 – Конструкция конической каркасной крыши РВС 10000

М³

					Анализ технических решений по проведению капитального ремонта РВС	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		26

Резервуары со стационарной крышей должны быть оборудованы лестницами, для подъема на резервуар, и круговой площадкой на крыше, которая обеспечивает доступ к оборудованию, расположенному по периметру крыши резервуара.

Лестницы, для подъема на круговую площадку РВС, могут быть кольцевыми, которые расположены вдоль стенки резервуара (рисунок 3.3.4), или отдельно стоящими – шахтными (рисунок 3.3.5).



Рисунок 3.3.4 – Кольцевая лестница РВС



Рисунок 3.3.5 – Шахтная лестница РВС

Минимальная ширина марша лестниц, устанавливаемых на РВС, должна быть 700 мм. Лестница должна выдерживать сосредоточенную нагрузку не менее 4,5 кН и устанавливаться под углом не более 50° к горизонтальной поверхности. Должны предусматриваться промежуточные площадки по всей длине лестницы на расстоянии не менее 6 м друг от друга. Ступени лестницы изготавливают из решетчатого, рифленого или перфорированного металла. Минимальная ширина ступени 200 мм, а ее высота не должна превышать 250 мм. Уклон ступени к задней грани должен находиться в пределах от 2 до 5°. Поручни лестницы должны находиться на высоте в 1 м и выдерживать горизонтальную нагрузку в 0,9 кН[5].

Шахтная лестница имеет собственный фундамент, к которому крепится анкерными болтами. Шахтная лестница крепится распорками к стенке РВС в верхней части. Шахтную лестницу можно использовать как каркас для накручивания рулонизируемых полотнищ стенки резервуара для облегчения транспортировки к месту монтажа, но в таком случае лестница должна иметь кольцевые элементы, диаметр которых должен быть не менее 2,6 м.

В качестве недостатков таких лестниц можно отметить следующие пункты:

- устройство отдельного фундамента;
- нежелательные концентрации напряжений в стенке резервуара из-за крепления лестницы к стенке РВС несколькими рядами радиальных распорок [4].

В отличие от шахтных лестниц, кольцевые полностью опираются на стенку резервуара, а высота от нижнего марша до земли должна находиться в пределах от 100 до 250 мм. В случае, когда зазор между лестницей и стенкой резервуара превышает 150 мм, то по ГОСТу 31385-2016 кольцевые лестницы должны иметь ограждение как у стенки резервуара, так и с наружной стороны. В процессе эксплуатации кольцевые лестницы не имеют недостатков и отвечают общим техническим условиям проектирования резервуаров как по зарубежным, так и по российским стандартам[5].

					<i>Анализ технических решений по проведению капитального ремонта РВС</i>	<i>Лист</i>
						8
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

На стационарной крыше РВС рекомендуется круговое расположение площадок по периметру крыши, во-первых, для удобства его обслуживания, во-вторых для обеспечения требований безопасности оборудования.

Площадки оснащаются опорными устройствами, которые допускают свободное перемещение между соединяемыми конструкциями. Ходовая часть площадок выполняется из оцинкованного решетчатого настила. Его ширина должна быть не менее 700 мм, а зазор между элементами настила не более 40 мм. Площадка должна выдерживать равномерно-распределенную или сосредоточенную нагрузки соответственно равные 550 кг/м^2 и 4,5 кН.

Ограждение площадок выполняются из углового профиля или труб. Ограждения площадок и лестничных маршей состоят из: перил, бортовой полосы и промежуточных планок, и стоек. Максимально расстояние между стойками должно быть 2 м. Верх перил, от уровня настила площадки, должен находиться на расстоянии не менее 1,25 м, а от уровня ступени лестничного марша на расстоянии не менее 1 м (рисунок 3.3.6). Бортовая полоса ограждения площадок должна располагаться с зазором от настила в пределах от 10 до 20 мм, а ширина ее должна быть не менее 150 мм. Допускается использовать косоуры (тетивы) как бортовые полосы лестничных маршей, но для них превышение над носком ступени должно быть не менее 50 мм (рисунок 1.4.8). Расстояния между промежуточными планками, косоуром, бортовой полосой или перилами не более 400 мм. ограждения должны выдерживать нагрузку 0,9 кН, приложенную в любом направлении к любой точке поручня. Нагрузка 0,9 кН, приложенная в любом направлении к любой точке поручня, которую должны выдерживать ограждения, является максимальной[5]. Рассмотрим патрубки и люки-лазы, устанавливаемые в стенку и крышу, так как они являются неотъемлемой частью конструкции резервуара.

ВНТП 01/87/04-84* «Объекты газовой и нефтяной промышленности, выполненные с применением блочных и блочно-комплектных устройств. Нормы технологического проектирования».

					<i>Анализ технических решений по проведению капитального ремонта РВС</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		29

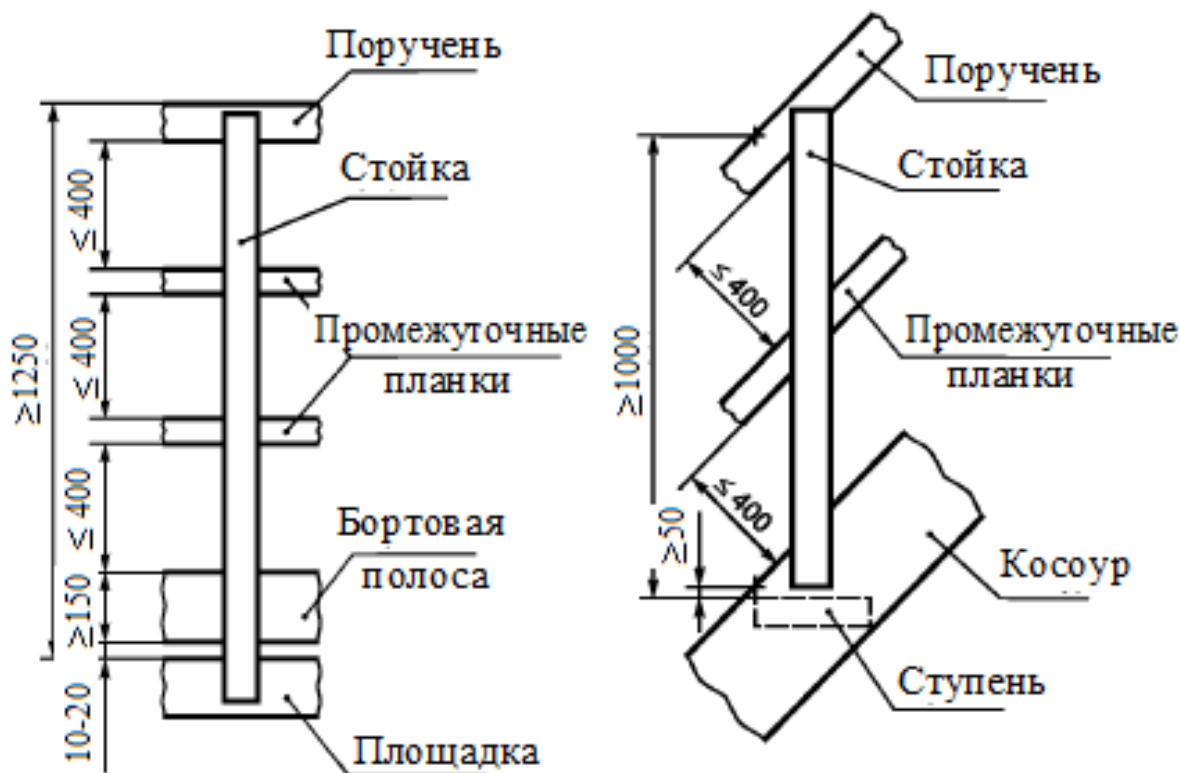


Рисунок 3.3.6 – Ограждения площадок и лестничных маршей

Для изготовления люков и патрубков следует использовать прямошовные или бесшовные трубы, а также используют обечайки, изготавливаемые из вальцованного листа. При приварке трубы или обечайки к стенке РВС должно быть обеспечено проплавление стенки.

Для установки люков и патрубков отверстия в стенке должны быть усилены листовыми накладками, которые располагаются по периметру отверстия. Установка патрубков в стенку толщиной не менее 6 мм номинальным диаметром до 65 мм включительно допускается без усиливающих листов. Наружный диаметр D_R листовой накладки должен находиться в пределах $1,8D_0 < D_R < 2,2D_0$, где D_0 — диаметр отверстия в стенке.

Толщина листовой накладки не должна превышать толщину листа стенки резервуара более чем на 5 мм и должна быть не менее толщины соответствующего листа стенки резервуара.

Не более четырех врезок с номинальным диаметром более 300 мм могут быть расположены в одном листе стенки РВС. Расстояния сбросные

					Анализ технических решений по проведению капитального ремонта РВС	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		30

между трубами, обечайками, листовыми накладками, привариваемыми к стенке резервуара должны быть не менее 250 мм. Расстояние от привариваемых к стенке резервуара деталей патрубков и люков (листовых накладок, труб, обечаек,) до иных деталей, привариваемых к стенке РВС должно быть не менее 150 мм.

Патрубки в стенке резервуара предназначены для присоединения контрольно-измерительных приборов, внутренних и наружных трубопроводов и других устройств, которые требуют выполнения отверстий в стенке РВС.

Патрубки в стенке для приема-раздачи и им подобные выполняются трех типов (рисунок 3.3.7):

- «стандартные» — с одним фланцем (тип «S»)
- «двойные» — с двумя фланцами (тип «D»)
- «гладкие» — с одним фланцем и трубой, обрезанной с внутренней стороны, заподлицо со стенкой (тип «F»)

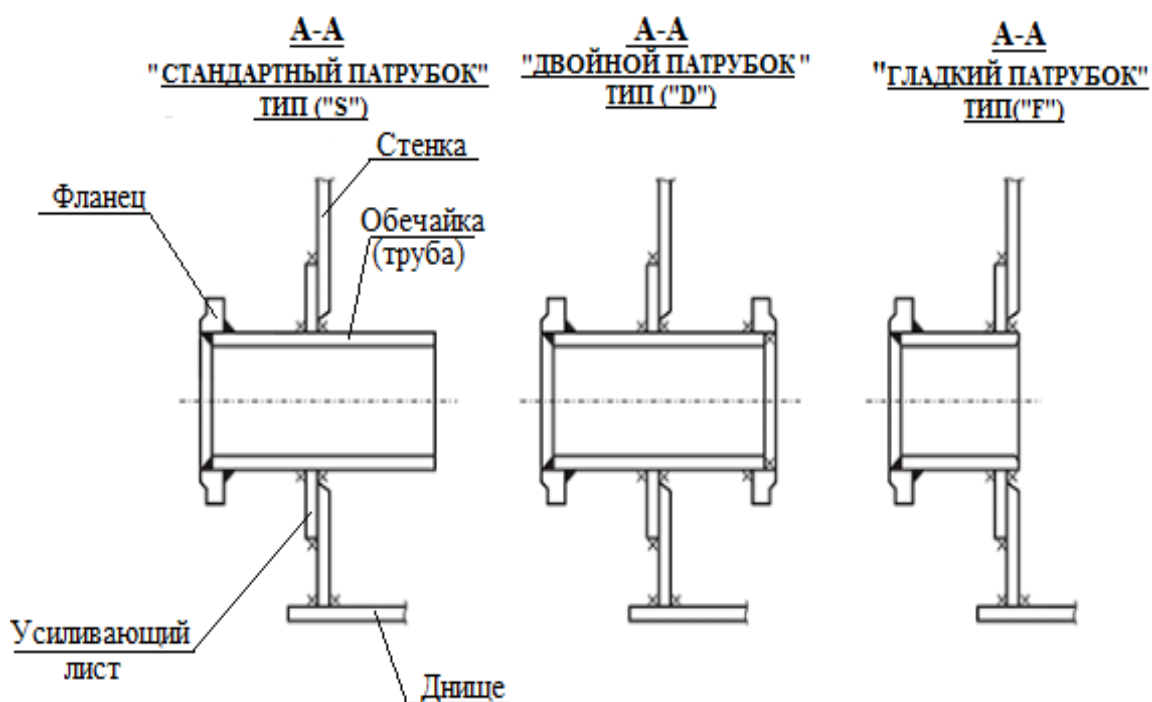


Рисунок 3.3.7 – типы патрубков в стенке РВС 10000 м³

Люки-лазы и патрубки

					Анализ технических решений по проведению капитального ремонта РВС	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		31

Резервуар РВС 10 000 оснащен люком-лазом, расположенным в первом поясе стенки (если заказывается резервуар с понтоном и плавающей крышей дополнительно устанавливается люк-лаз, обеспечивающий выход на понтон или плавающую крышу). Условный проход люков-лазов – не менее 600 мм.

Количество и условный проход патрубков и люков-лазов в стенке определяется техническим заданием (опросным листом).

3.4 Виды диагностик и ремонтов резервуара. Сроки их проведения

В процессе эксплуатации резервуаров проводят полное (предремонтное) или частичное техническое диагностирование. Частичное диагностирование, которое проводится без вывода резервуара из эксплуатации, включает в себя техническое обследование резервуара с наружной стороны, а полное обследование проводится с выводом РВС из эксплуатации, его опорожнением, зачисткой и дегазацией.

При частичном диагностировании РВС проводят следующие работы:

- изучают техническую документацию и анализируют имеющуюся информацию по эксплуатации резервуара;
- осматривают конструкции резервуара с наружной стороны, с помощью шаблонов, на всем протяжении заводских и монтажных швов, замеряют геометрические параметры с целью выявления наружных дефектов;
- проводят акустико-эмиссионную диагностику стенки резервуара для выявления мест концентрации напряжений и затем проверяют эти места ультразвуковой дефектоскопией;
- измеряют толщину каждого листа первого пояса стенки резервуара, 2 и 3 пояс по четырем образующим, а остальные – по одной образующей стенки резервуара, выступающие окрайки днища и настила кровли;
- проводят контроль ультразвуковой дефектоскопией всех горизонтальных и вертикальных сварных швов, а также перекрестия

					<i>Анализ технических решений по проведению капитального ремонта РВС</i>	<i>Лист</i>
						32
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

сварных швов стенки, (кроме двух поясов, которые примыкают к крыше), сварного шва между днищем и стенкой, швов приварки врезок и люков в нижние пояса резервуара;

- измеряют геометрическую форму стенки и нивелирование наружного контура днища резервуара;
- проводят контроль ультразвуковой дефектоскопией газоуравнительной системы, компенсаторов и приемо-раздаточных патрубков;
- проверяют состояние основания и отмостки.

Проведение полного технического обследования РВС осуществляется в два этапа. Первый этап проводится при эксплуатации резервуара и предусматривает проведение таких же работ, что и в частичном диагностировании РВС. После вывода из эксплуатации, зачистки и дегазации резервуара проводится второй этап диагностирования, на котором выполняют следующие работы:

- осматривают конструкции резервуара с внутренней стороны, с помощью шаблонов, на всем протяжении заводских и монтажных швов, замеряют геометрические параметры с целью выявления внутренних дефектов;
- проводят контроль ультразвуковой дефектоскопией всех горизонтальных и вертикальных сварных швов стенки двух поясов, которые примыкают к кровле, сварных швов кровли и днища, швов приварки врезок и люков в верхние пояса стенки и кровлю резервуара;
- проверяют рентгенографическим и (или) другими методами дефектоскопии дефектные места горизонтальных и вертикальных швов с внутренней и наружной стороны стенки РВС, днища, крыши, утончений металла и коррозионных дефектов, которые были выявлены при исследовании ультразвуковым контролем, проверке толщинометрии и визуальном осмотре;
- измеряют толщину днища;

- контролируют герметичность всех сварных соединений днища и стационарной крыши резервуара;
- измеряют геометрическую форму стенки, проводят нивелирование поверхности днища, наружного контура, лестницы, приемораздаточных патрубков и газоуравнительной системы;
- проводят геодезическую съемку обвалования;
- проверяют состояние основания и отмостки.

Для РВС, эксплуатируемых сроком до 20 лет, частичная диагностика проводится 1 раз в 5 лет, а предремонтное 1 раз в 10 лет, а для резервуаров, срок эксплуатации которых больше 20 лет, частичное техническое диагностирование проводится 1 раз в 4 года, а полное 1 раз в 8 лет. Если по результатам частичного диагностирования выявлены недопустимые дефекты, то проводят внеочередное полное диагностирование и резервуар выводят из эксплуатации для проведения ремонта.

Для РВС объемом 10000 м³ предремонтное обследование с составлением дефектной ведомости для ремонта, после его вывода из эксплуатации, должно составлять не более 11 рабочих дней, а частичное диагностирование с диагностикой наружной стороны при полном обследовании и выдачей заключения о возможности эксплуатации составляет не менее 7 рабочих дней[6].

Ремонт вертикальных стальных резервуаров выполняется при условии обнаружения дефектов, выявленных при его диагностировании, а также из-за природных или техногенных чрезвычайных ситуаций. По результатам полного диагностирования резервуара и расчетам экономической целесообразности выбирается метод проведения ремонта в зависимости от видов и геометрических характеристик дефектов. Ремонт бывает: осмотровым (техническое обслуживание), текущим или капитальным.

3.4.1 Осмотр и техническое обслуживание РВС

					<i>Анализ технических решений по проведению капитального ремонта РВС</i>	<i>Лист</i>
						34
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Обход и осмотр резервуара проводится по графику с записью в журнале осмотров и ремонта резервуара и отметкой об устранении недостатков. Комиссия производственного контроля предприятия выполняет осмотр выборочно или один раз в год. По результатам осмотра комиссией резервуарного парка составляются акты с отражением в них выявленных недостатков [7]. Пример карты технического обслуживания резервуара со стационарной крышей представлен в таблице 3.4.1.1

Таблица 3.4.1.1 – Карта технического обслуживания резервуара

Наименование объекта	Сроки проведения работ	Перечень работ
Резервуар	Каждый день в светлое время суток	Визуально проверяется внешнее состояние резервуара. Осматривают горизонтальные и вертикальные сварные швы нижних поясов и окрайки днища. Осматривается целостность антикоррозионного покрытия.
Дыхательный клапан	В весенне-летний период 2 раза в месяц; в осенне-зимний период 1 раз в неделю	Седла тарелок очищают от грязи, окиси металла, и других загрязнений, которые препятствуют свободному перемещению клапанам вверх и вниз. Тарелки клапанов следует повернуть несколько раз, прижимая их к седлу. Не допускать примерзания и заедания дыхательных клапанов, а также обмерзания предохранительных сеток, которые закрывают наружные отверстия клапанов.
Огневой предохранитель на резервуаре	В весенне-летний период 1 раз в месяц	Сняв крышку огневого предохранителя, проверяется исправность и чистота пакетов, удаляется с них пыль, проверяется плотность крышки и фланцевых соединений, правильность расположения гофрированной и плоской металлических лент или пластин в пакете. Необходимо снять огневой предохранитель при температуре наружного воздуха ниже 0 °С.

Предохранительный клапан	В весенне-летний период 2 раз в месяц; в осенне-зимний период 1 раз в 10 дней	Проверяется уровень и качество масла, чистота сетчатой перегородки и горизонтальность колпака. При обнаружении меньшего уровня жидкости в гидрозатворе, чем в паспортных данных, долить жидкость той же марки. Удаляется снег, лед или иней.
Люк-лаз и световой люк	1 раз в месяц	Визуально проверяются плотность, наличие прокладок и затяжка болтов фланцевых соединений.
Уровнемер	1 раз в квартал и при его подключении после ремонта	Контрольная проверка правильности показаний прибора проводится в соответствии с инструкцией завода-изготовителя
Сифонный кран	2 раза в месяц	Проверяется герметичность в сальниках крана. Плавность поворота крана, без заеданий.
Приемораздаточные патрубки	не реже 2 раз в месяц и каждый раз при приеме-отпуске	Проверяется плотность фланцевых соединений и герметичность сварных швов.
Генератор пены	1 раз в месяц 1 раз в год	Проверяются уплотнения монтажного фланца и растворопровода; состояние защитной сетки; состояние рычажной системы и внешний вид генератора. Проверяется срабатывание ручного привода; производятся промывка и чистка сеток кассеты и распылителя, смазка шарнирных соединений. Выявляют и исправляют места коррозии и отслаивания покрытий. Проверяется состояние контактных поверхностей деталей из цветных металлов. Проверяются уплотнения выходного отверстия генератора на герметичность.

Система автоматического пожаротушения	1 раз в 3 года	Испытываются на герметичность и прочность аппараты и трубопроводы системы пожаротушения.
	1 раз в год	Проводится полная промывка, продувка и очистка аппаратов и пенопроводов от ржавчины и грязи.
	1 раз в 3 года при подготовке к зимнему периоду	Продуваются воздухом сухотрубы, проложенные к резервуарам, через дренажные линии.
	1 раз в квартал	Проводят циклы испытаний всей системы пожаротушения, для проверки на работоспособность
	1 раз в год	Проводят цикл испытаний всей системы пожаротушения с пуском огнетушащего вещества для проверки работоспособности.
Датчики систем защиты	1 раз в квартал	Проверяются в соответствии с инструкцией завода-изготовителя.
Лестница	1 раз в месяц и перед использованием	Не допускают наледи в осенне-зимний период и загромождений посторонними предметами.
Основание и фундамент	За первые 4 года эксплуатации 1 раз в год, в последующие 1 раз за 5 лет или при диагностике РВС	Следят за осадкой основания и проводят нивелирование окрайки днища.

3.4.2 Текущий ремонт РВС

В период между капитальными ремонтами для поддержания работоспособного состояния расположенных отдельно резервуаров и резервуарных парков следует проводить текущий ремонт.

Текущим ремонтом резервуаров называются работы, проводимые по восстановлению технических и эксплуатационных характеристик с заменой отдельного оборудования без зачистки резервуара. Текущий ремонт

					<i>Анализ технических решений по проведению капитального ремонта РВС</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		37

резервуаров осуществляется за счет средств и сил наливных пунктов, перекачивающих станций нефтебаз. Текущий ремонт проводят без освобождения резервуара от хранимого в нем продукта.

Текущий ремонт резервуара проводится по результатам осмотра резервуарных парков комиссией производственного контроля и ответственными лицами нефтебаз, наливных пунктов и филиалов предприятий.

Должностное лицо (специалист), на которого по должностному положению (инструкции) возложены функции по обслуживанию и (или) содержанию резервуара является ответственным за организацию и осуществление текущего ремонта резервуара и оборудования, установленного на резервуаре.

Текущий ремонт проводится в плановом порядке, по заранее разработанному графику, без зачистки резервуара.

При выполнении текущего ремонта ремонтируют:

- кровлю, верхние пояса стенки с применением эпоксидных или иных клеевых соединений;
- сифонные краны;
- отмоски;
- заземление;
- прочее оборудование, расположенное с внешней стороны резервуара, ремонт которого может быть выполнен без вывода резервуара из эксплуатации.

Также производят окраску, сальниковую набивку задвижек, замену кассет на огневых предохранителях и подтяжку болтов.

Сборочные единицы, остаточный ресурс которых не обеспечивает безотказную работу оборудования до следующего планового ремонта заменяют или восстанавливают. Средства измерений, которые подверглись вскрытию, разборке и регулировке, перед вводом в эксплуатацию должны быть подвергнуты калибровке [7].

					<i>Анализ технических решений по проведению капитального ремонта РВС</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		38

3.4.3 Капитальный ремонт РВС

Комплекс мероприятий, с выводом из эксплуатации и последующей зачисткой, по проведению восстановления технических и эксплуатационных характеристик с восстановлением или заменой элементов конструкции оборудования и резервуара называется капитальным ремонтом резервуара.

Ремонт резервуара проводится чтобы обеспечить его гарантированную безопасную эксплуатацию на период до следующего ремонта и восстановить проектные показатели его полезной емкости. Ремонт резервуара проводится на основании результатов диагностики конструктивных элементов и разработанной проектно-сметной документации [8].

Производство работ по ремонту резервуара осуществляется на основании рабочего проекта, который выполняется подрядной организацией. Подрядная организация должна иметь соответствующую лицензию, согласованную в территориальном органе Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору Российской Федерации и утвержденную главным инженером компании, собирающейся проводить ремонт резервуара. Подрядная организация должна иметь:

- аккредитацию на выполнение работ по капитальному ремонту резервуаров, полученную в установленном порядке;
- сертифицированные, аттестованные и поверенные в установленном порядке технические средства;
- нормативно-техническую документацию;
- аттестованных и обученных специалистов по промышленной безопасности.

Согласно СНиП12-01-2004 проект производства работ содержит:

- пояснительную записку, включающую основные сведения об объекте, условия осуществления монтажных работ и характеристика района производства работ;
- график выполнения капитального ремонта резервуара;

					<i>Анализ технических решений по проведению капитального ремонта РВС</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		39

- обустройство монтажной площадки: места для хранения инвентаря и оборудования; временны строения; площадки сборки металлоконструкций; проезды для пожарных расчетов; стоянки и схема движения транспорта; места установки средств, для тушения пожара; предупредительные знаки коммуникаций: линий связи, электроснабжения, технологических трубопроводов и т.д.;
- материальное снабжение;
- снабжениестроительной техникой, потребность в трудовых и материальных ресурсах;
- сроки выполнения проведения работ;
- энергообеспечение, водо-и теплоснабжение при производстве капитального ремонта;
- промышленная безопасность и охрана труда;
- охранаокружающей среды;
- контроль качества выполняемых работ;
- организациютруда.

В проекте производства работ на специальные приспособления, используемые в ходе выполнения ремонта разрабатываются комплекты детализировочных чертежей. Также разрабатываются операционные технологические карты для сварки различных элементов резервуаров и видов работ, карты для пооперационногоконтроля качества работ. Отклонения от проекта производства работ без согласования с организациями, которые разработали и утвердили проект производства работ не допускаются.

Приказом ОСТ и подрядной организацией:

- назначаются ответственные за ведение исполнительной документации на каждом этапе работ, безопасную подготовку и качественное производство работ по капитальному ремонту резервуара, специалист технического надзора и другие специалисты и руководители структурныхподразделений ОАО;

					<i>Анализ технических решений по проведению капитального ремонта РВС</i>	<i>Лист</i>
						40
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

- определяется режим и порядок работ подрядной организации, ответственность руководителей подрядной организации и лица, несущие ответственность за безопасное выполнение работ и проведение анализов ГВС;

3.5 Технология проведения капитального ремонта РВС-10000

3.5.1 Комплектация резервуара

Технологию проведения капитального ремонта будем рассматривать на примере РВС-10000 изготовленного методом рулонирования из стали марки 09Г2С. Фундамент резервуара – железобетонный кольцевой с грунтовой подушкой и гидрофобным слоем. Размеры листов 1,5×6 м. Высота резервуара составляет 12 м, а его диаметр 34,2 м. Резервуар имеет коническую стационарную крышу, коническое днище с уклоном от центра, винтовую лестницу, площадки и ограждения. Резервуар находится в эксплуатации 28 лет.

Его комплектация представлена в таблице 3.5.1.1.

Таблица 3.5.1.1 – Комплектация РВС-10000 [3]

Наименование оборудования	Количество оборудования
Приемо-раздаточный патрубок (ПРП-350)	2
Приемо-раздаточное устройство (ПРУ-350)	2
СРДО (Диоген 700)	1
Система охлаждения	1
Система подслоного пожаротушения (СППТ)	1
Система подогрева	1
Люк-лаз (> 600 мм)	1
Овальный люк-лаз (600×900 мм)	2
Монтажный люк (> 1000 мм)	1
Многоточечный датчик средней температуры нефти	1
Замерный люк (> 150 мм)	4
Поплавковый уровнемер (УДУ-10)	1

Сифонный кран (КС-80)	1
Дыхательный клапан с огнепреградителем (КДС-3000/500)	1
Гидравлический предохранительный клапан (КПП-250)	1
Аварийный клапан (АК-500)	1
Датчик гидростатического давления	1
Датчик (типа мановакуумметр) для контроля давления в паровоздушном пространстве под стационарной крышей резервуара	1
Датчик подтоварной воды	1
Придонный очистной люк	1

3.5.2 Виды работ при выполнении КР РВС

При проведении капитального ремонта резервуара выполняются следующие работы:

- снабжение места проведения ремонтных работ необходимым оборудованием и инструментами;
- освобождение от хранимого нефтепродукта;
- зачистка и дегазация резервуара;
- техническая диагностика с выдачей заключения о состоянии резервуара;
- разработка и согласование проекта ремонта и производства работ;
- выполнение ремонтных работ (замена конструкций, устранение дефектов и геометрии конструкций, укрепление основания резервуара и т.д.);
- гидравлические испытания на герметичность и прочность;
- нанесение антикоррозионных покрытий;

					<i>Анализ технических решений по проведению капитального ремонта РВС</i>	<i>Лист</i>
						42
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

- составление и оформление документации на проведение ремонта;
- ввод в эксплуатацию [8].

3.5.3 Первый этап диагностики

Так как резервуар находится в эксплуатации больше 20 лет, то полное техническое диагностирование проводится 1 раз в 8 лет. Выбранный резервуар эксплуатируется 28 лет. В связи с этим проведем полное техническое обследование резервуара, которое проводится в 2 этапа.

На полное техническое обследование резервуара отделом эксплуатации разрабатывается техническое задание, которое должно соответствовать типовыми техническими заданиями на проведение технической диагностики резервуаров, таким как ТТЗ-23.020.00-КТН-009-10, ТТЗ-23.020.00-КТН-117-10, ТТЗ-23.020.00-ТНП-008-10.

Техническое задание согласовывается с главным инженером диагностической организации и утверждается главным инженером ОСТ. Готовность резервуара к проведению этапов полной диагностики оформляется соответствующими актами, которые утверждает главный инженер РНУ. В течение одного дня утвержденные акты дня должны быть направлены в диагностическую организацию [6].

На первом этапе диагностирования был выявлен 1 дефект – коррозионные повреждения настила крыши.

После проведения первого этапа диагностики, диагностическая организация оформляет предварительный отчет. Второй этап технического диагностирования проводится после вывода из эксплуатации, зачистки и дегазации резервуара [9].

3.5.4 Вывод резервуара из эксплуатации, зачистка и дегазация

Размыв донных отложений стационарной системой «Диоген»

					<i>Анализ технических решений по проведению капитального ремонта РВС</i>	<i>Лист</i>
						43
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Перед выводом резервуара из эксплуатации производится размыв донных отложений стационарно установленной системой размыва «Диоген».

Продолжительность размыва донных отложений зависит от высоты донных отложений. Параметры устройства «Диоген» приведены в таблице 3.5.4.1.

При размыве донных отложений устройством «Диоген» проводятся работы:

- контроль уровня нефти и донных отложений до начала размыва;
- размыв донных отложений не менее 10 ч;
- контроль уровня нефти и донных отложений после размыва.

Работы выполняются за несколько циклов для обеспечения нормативного уровня донных отложений. Перед началом размыва проводится проверка уровня нефти в резервуаре и при необходимости заполнение резервуара до уровня, обеспечивающего безопасную работу устройства «Диоген».

После закрытия задвижек на ПРП устройство «Диоген» включается в работу и проводится размыв отложений.

Открытие задвижек и откачку нефти с взвешенными отложениями в технологический трубопровод производить при работающем устройстве «Диоген». В процессе откачки нефти из резервуара устройство «Диоген» необходимо выключить при достижении минимального уровня нефти для безопасной работы устройства в резервуаре, согласно таблице 2.4.1.1. Откачку продолжить зачистным насосом до минимального возможного технологического уровня нефти.

Вывод резервуара из эксплуатации

Вывод резервуаров из эксплуатации осуществляется эксплуатирующей его службой в соответствии с проектом производства работ.

Проект производства работ утверждается главным инженером ОСТ не позднее, чем за 10 рабочих дней до начала работ.

					<i>Анализ технических решений по проведению капитального ремонта РВС</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		48

Вывод резервуара из эксплуатации предполагает проведение следующих работ:

- откачка нефти из резервуара до нижнего нормативного уровня подпорным насосом, согласно технологической карте;
- откачка нефти из резервуара до минимального возможного технологического уровня зачистным насосом;
- закрытие задвижек ПРП (с обтяжкой клиновых задвижек вручную);
- проверка герметичности задвижек ПРП на отсутствие поступления нефти в резервуар замерной рулеткой с периодичностью 1 ч в течение 3 ч;
- отключение электропитания приводов задвижек производится путем отсоединения питающего кабеля с обоих концов. Отсоединенный кабель должен быть закорочен и заизолирован. На кнопках управления вывешиваются запрещающие плакаты «Не включать! Работают люди»;
- демонтаж (или блокирование от несанкционированного открытия) штурвалов с задвижек ПРП;
- отключение электропитания устройства «Диоген» производится путем отсоединения питающего кабеля с обоих концов. Отсоединенный кабель должен быть закорочен и заизолирован. На кнопках управления вывешиваются запрещающие плакаты «Не включать! Работают люди»;
- дооткачка нефти из резервуара насосом через сифонный кран и зачистой патрубков;
- установка заглушек на фланцевые соединения ПРП;
- отключение системы автоматики и телемеханики резервуара (кроме системы пожаротушения) [9].

Отключение резервуара от технологической обвязки трубопровода выполняется закрытием и подтягиванием вручную задвижек на приемораздаточных патрубках.

Отключение электропитания приводов задвижек выполняется отключением автоматических выключателей, которые питают эти задвижки.

					<i>Анализ технических решений по проведению капитального ремонта РВС</i>	<i>Лист</i>
						46
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

и отсоединением питающего кабеля со стороны питания. «Не включать! Работают люди» – необходимо вывешивать такие плакаты на выключателях и ключах управления задвижками [9].

Зачистка резервуара

В нашем случае зачистку резервуара будет проводить подрядная организация. Проект производства работ по зачистке резервуара разрабатывает подрядная организация.

Максимальные сроки проведения работ по зачистке резервуаров принимаются в соответствии с ОР-23.020.00-КТН-278-09. Максимальные сроки для зачистки РВС-10000 в летний период (апрель - октябрь) составляют 25 дне 1, а в зимний период (ноябрь-март) – 30 дней.

Технологический процесс зачистки резервуара от донных отложений включает следующие операции:

- откачка остатков нефти из резервуара через сифонный кран или зачистную задвижку;
- лабораторный контроль содержания углеводородов в остатках нефти и донных отложениях в зачищаемом резервуаре;
- при необходимости дегазация с применением естественной и принудительной вентиляции до снижения ПДК углеводородов ниже 300 мг/м³;
- откачка воды с нефтью из резервуара в дополнительный резервуар, или в технологический трубопровод с применением сепараторов;
- предварительная дегазация путем пропарки или вентиляции (естественной или принудительной) резервуара;
- при необходимости демонтаж устройств размыва донных отложений «Диоген» с целью предотвращения повреждения уплотнения во время последующей зачистки резервуара, включая пескоструйную обработку внутренней поверхности металлоконструкций резервуара;
- зачистка (размыв, мойка, в том числе с использованием ПАВ, или пропарка внутренней поверхности резервуара) от донных отложений;

					<i>Анализ технических решений по проведению капитального ремонта РВС</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		47

- разделение воды и нефти с использованием сепаратора или дополнительной емкости отстойника, закачка нефти в действующий резервуар или технологический трубопровод, и сброс воды в систему промышленной канализации;
- замер объема твердых донных отложений;
- дозачистка резервуара скребками из искробезопасного материала;
- лабораторный контроль содержания углеводородов в твердых донных отложениях, оставшихся в резервуаре после мойки и откачки;
- промывка твердых донных отложений, с содержанием углеводородов более 15 %, с помощью ТМС с применением ПАВ или органических растворителей, с целью снижения содержания в них углеводородов до концентрации не более 15 %. Используемые при выполнении указанных работ вещества не должны ухудшать показатели качества нефти, регламентируемые государственным стандартом ГОСТ Р 51858;
- удаление из резервуара твердых донных отложений;
- зачистка канализационных колодцев резервуара от остатков нефтяных загрязнений, образовавшихся в процессе эксплуатации и при зачистке резервуара с оформлением акта;
- лабораторный контроль содержания углеводородов в твердых донных отложениях после промывки и замер объемов нефтешлама, подлежащего утилизации с составлением акта;
- вывоз и утилизация нефтешламов (при необходимости);
- контроль качества зачистки внутренней поверхности резервуара и проверка концентрации паров углеводородов в резервуаре после зачистки [10].

Дегазация резервуара

Предварительная дегазация резервуара осуществляется путем естественной или принудительной вентиляции до снижения концентрации паров углеводородов менее $2,1 \text{ г/м}^3$ внутри резервуара.

Для вертикальных стальных резервуаров открытие люков при проведении дегазации следует производить в следующей последовательности:

три световых люка на крыше с установкой газоотводных труб, люк-лаз на первом поясе с установкой воздуховода от вентилятора, все остальные люки на стенке и крыше резервуара закрыты.

При естественной или принудительной вентиляции резервуара замеры концентрации паров углеводородов в каре резервуаров производятся не реже одного раза в час. Запрещается проводить вскрытие люков и дегазацию (принудительную и естественную) резервуара при скорости ветра менее 1 м/с. Естественное поступление воздуха в резервуар и выход из него паров углеводородов не должны приводить к превышению концентрации паров углеводородов более 2,1 г/м³ в каре резервуара. В случае превышения концентрации, производительность подачи воздуха должна быть снижена путем частичного перекрытия люка-лаза на первом поясе. При принудительной вентиляции прекратить (снизить) подачу воздуха до снижения концентрации паров углеводородов в каре зачищаемого резервуара менее 2,1 г/м³. Результаты замеров концентрации паров углеводородов при естественной или принудительной вентиляции (аэрации) заносятся в приложение к наряду-допуску [10].

Пропарка резервуара

Пропарка резервуара с целью дегазации. Пропарка проводится не менее 24 ч и до достижения концентрации содержания паров углеводородов в резервуаре менее 2,1 г/м³. Температура подаваемого в резервуар водяного пара и поверхности паропровода не должна превышать 120 °С.

Пропарка резервуара, оборудованного системой подслоного пожаротушения, производится передвижной парогенерирующей установкой (ППУ, ПКУ) через узлы промывки СППТ. Трубопроводы СППТ пропаривать и промывать поочередно, для чего необходимо:

- закрыть задвижку на пенопроводе;

					<i>Анализ технических решений по проведению капитального ремонта РВС</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		48

- снять предохранительную разрывную мембрану и заменить ее плоской заглушкой во фланцевом соединении;
- подключить ППУ для пропаривания, либо рукав от насоса для промывки с использованием ТМС;
- пропарить (промыть) трубопроводы;
- установить предохранительную разрывную мембрану вместо заглушки;
- открыть задвижку на пенопроводе.

Разогретые донные отложения должны быть откачены из резервуара. При пропарке резервуара замеры концентрации паров углеводородов в каре резервуара производятся не реже одного раза в час. Результаты замеров концентрации паров углеводородов при пропарке заносятся в приложение к наряду-допуску [10].

Контроль качества зачистки резервуара

Контролю качества зачистки резервуара подлежит внутренняя поверхность резервуара (днище, стенка, крыша, трубопроводы, оборудование системы размыва, СППТ, ПРУ, направляющие уровнемера).

Величину остаточной пожарной нагрузки на внутренней поверхности стенки и днища резервуара, определять весовым способом путем соскабливания с площади 1 м² твердого остатка в пакет. Отбор проб остаточной пожарной нагрузки произвести не менее чем в пяти точках центральной части днища и на расстоянии не более одного метра от уторного уголка и в шести противоположных точках стенки резервуара на высоте 1; 2; 3 м от днища.

Собранный с поверхности остаток нефти и нефтепродуктов необходимо взвесить вместе с пакетом на весах (классом точности 0,5 г). Величина остаточной пожарной нагрузки в любой точке внутренней поверхности резервуара не должна превышать 100 г/м².

Результаты контроля остаточной пожарной нагрузки должны быть оформлены актом. Неотъемлемой частью акта контроля качества зачистки от

					<i>Анализ технических решений по проведению капитального ремонта РВС</i>	<i>Лист</i>
						49
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

95мм, при предельно допустимой в 55 мм. Также была обнаружена просадка стенки резервуара по всему периметру с резким перегибом крайки днища.

Организация, проводившая техническое обследование, по результатам, выявленным в ходе диагностирования, разрабатывает и передает заказчику технический отчет, по оценке технического состояния резервуара. В отчете приводятся параметры, которые характеризуют состояние резервуара и его отдельные конструкции. Осуществляется вывод о сроке дальнейшего безопасного эксплуатации по каждому дефекту, элементу конструкции с дефектами и резервуару в целом. В отчет также входит анализ дефектности основных металлических конструкций РВС в соответствии с ОР-23.020.00-КТН-278-09, ТТЗ-23.020.00-КТН-294-09 и ТТЗ-23.020.00-КТН-117-10. Решение о ремонте и/или демонтаже резервуара принимается согласно РД-23.020.00-КТН-283-09.

Диагностическая организация заполняет входные формы данных в ИАС «База данных дефектов резервуаров вертикальных стальных». В виде отдельного файла ДО заполняет опросный лист сведений о техническом состоянии резервуара в организацию, где ответственные за ведение ИАС проверяют их на корректность и вносят в базу данных.

На основании технического отчета осуществляется технико-экономическое обоснование стоимости и целесообразности ремонта или замены резервуара.

На основе отчета по ОТС, который разрабатывается по результатам проведения полного диагностического обследования, выполняется разработка задания на проектирование для разработки проектно-сметной документации [6].

В нашем случае необходимо проведение капитального ремонта. Для исправления просадка стенки резервуара по всему периметру с резким перегибом крайки днища выполним работы по подъему резервуара с помощью домкратов и устройство монолитного бетонного кольца под его

стенкой. Выполним ремонт дефектных участков настила крыши новыми вставками.

3.5.6 Проведение ремонтных работ

Ремонт дефектных участков настила крыши новыми вставками

Для проведения ремонта коррозионных участков настила крыши выполним разметку дефектного участка, при этом учтем последующую механическую обработку кромок (рисунок 3.5.6.1) Линии реза по настилу крыши располагаем не ближе 20 мм от несущих элементов каркаса. Выполняем вырезку дефектного участка настила крыши. Обрабатываем кромки металла после вырезки. Устанавливаем накладку на настил крыши с соблюдением следующих требований:

- установленная накладка должна быть выполнена из такой же марки стали, как и настил крыши;
- накладка должна иметь такую же толщину (или более) как и настил.

					<i>Анализ технических решений по проведению капитального ремонта РВС</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		52

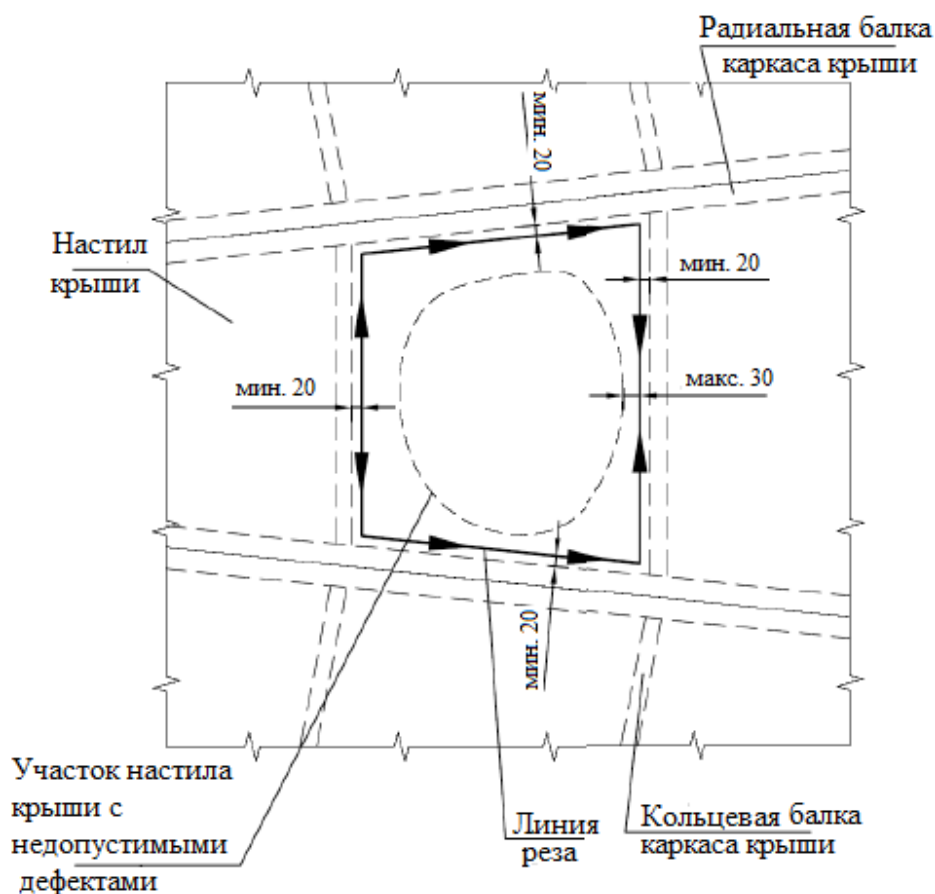


Рисунок 3.5.6.1 – Разметка линий реза в настиле крыши

Сборку накладки выполняем при помощи сборочных приспособлений типа клин + скоба. Величина нахлеста накладки на конструкции крыши должна быть не менее 30 мм (рисунок 3.5.6.2). Установленная накладка должна обеспечивать герметичность ремонтируемого участка крыши после сварки. Устанавливаемая накладка в углах листа стали должна иметь закругления (~ 150 мм). Сварку накладки крыши выполняем в соответствии с РД-25.160.10-КТН-015-15: тип сварных соединений – нахлесточный, 100 %-ный визуально-измерительный контроль и контроль проникающими веществами (вакуумированием).

После выполнения всех работ по замене дефектного участка настила крыши с недопустимыми дефектами необходимо демонтировать монтажную оснастку [9].

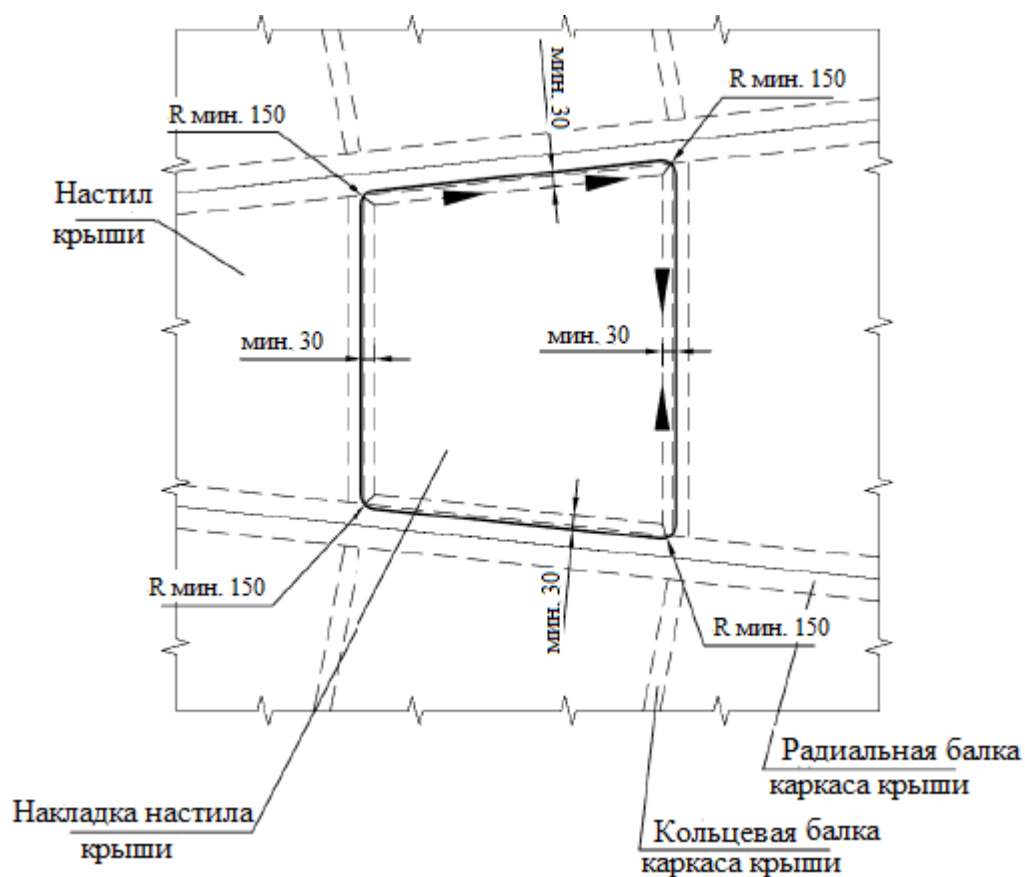


Рисунок 3.5.6.2 – Установка новой накладки на настиле крыши

Ремонт центральной части днища резервуара

Ремонт вмятины в центральной части днища резервуара будем проводить путем вырезки дефектного участка и вставки металлической накладки.

Проводим разметку границы дефектной вмятины и ее вырезку (рисунки 3.5.6.3 и 3.5.6.4). Обрабатываем кромки металла после вырезки. Вырезанный участок днища демонтируем из резервуара при помощи лебедки. В образовавшееся ложе укладываем гидрофобный слой до проектной отметки основания и уплотняем трамбовкой. Новая вставка должна быть из такого же материала и такой же толщиной что и днище резервуара. Величина нахлеста накладки должна быть не менее 30-40 мм. Вставка должна быть закруглена по углам. Промаркировываем новую вставку днища яркой несмываемой краской согласно раскладке по чертежам

					Анализ технических решений по проведению капитального ремонта РВС	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		55

металлических конструкций. Подачу ремонтной вставки в резервуар производим с помощью лебедки. Сборку накладке выполняем при помощи сборочных приспособлений типа клин + скоба (рисунок 3.5.6.5). Сварку накладке днища выполняем в соответствии с РД-25.160.10-КТН-015-15: тип сварных соединений – нахлесточный, 100 %-ный визуально-измерительный контроль, контроль проникающими веществами (вакуумированием) и капиллярный контроль проникающими веществами [9].

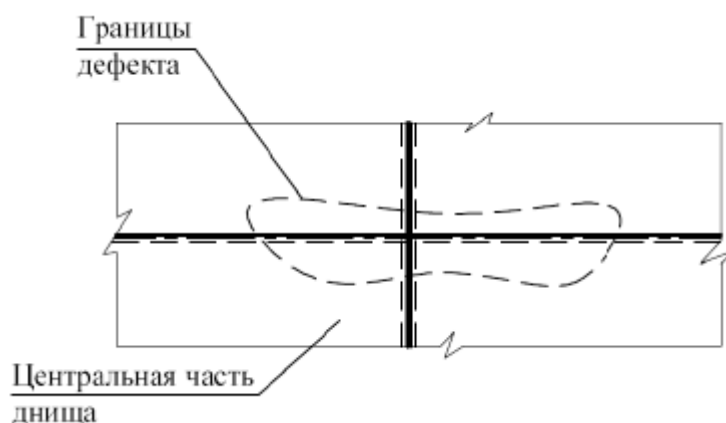


Рисунок 3.5.6.3 – Зона центральной части днища с недопустимым дефектом

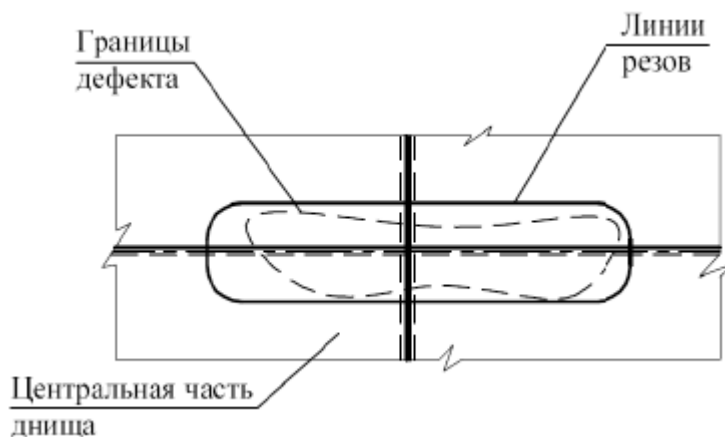


Рисунок 3.5.6.4 – Разметка линий вырезки дефектного участка днища резервуара

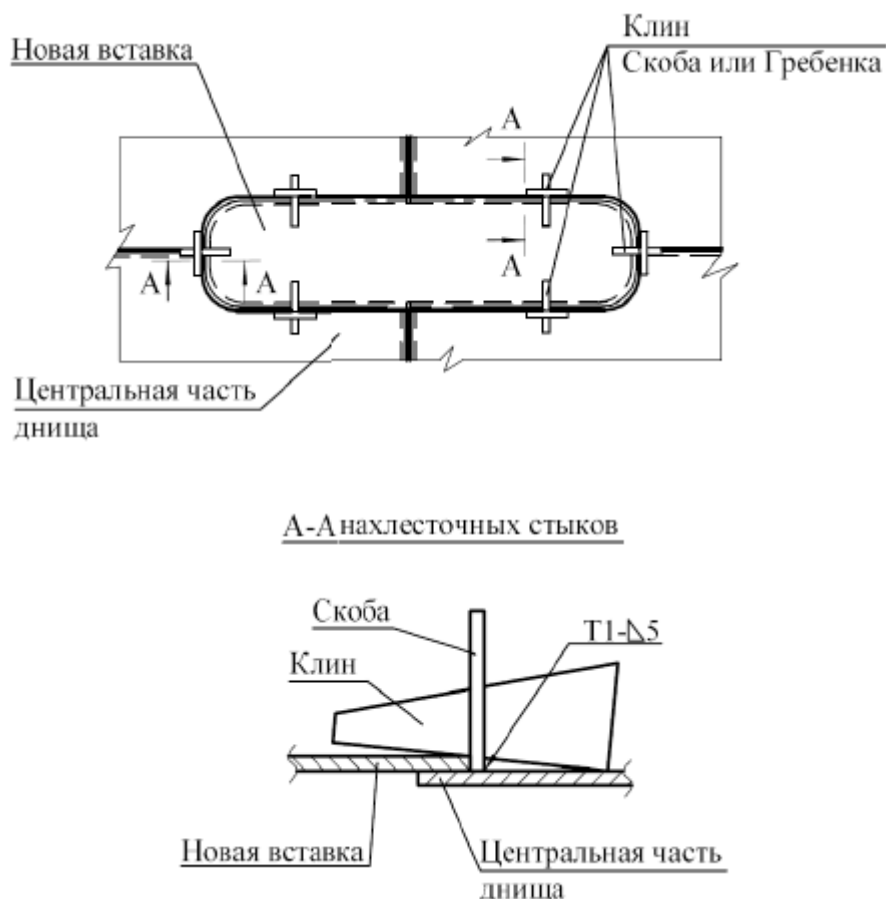


Рисунок 3.5.6.5 – Сборка ремонтной вставки центральной части днища

Приемка резервуара в эксплуатацию после капитального ремонта

Приемка резервуара после КР осуществляется в соответствии с требованиями СП 70.13330.2012 и РД 153-39.4-078-01.

Заполнение резервуара нефтью/нефтепродуктами и работа его в технологическом режиме НПС в течение 72 ч проводится в пределах параметров, установленных технологической картой, утвержденной заказчиком.

После комплексного опробования работы резервуара в технологическом режиме эксплуатации НПС службой эксплуатации составляется акт комплексного опробования и ввода резервуара в эксплуатацию

					Анализ технических решений по проведению капитального ремонта РВС	Лист
Изм.	Лист	№ докум.№	Подпись	Дата		562

4 РАСЧЕТНАЯ ЧАСТЬ

4.1 Параметры для расчета на прочность и устойчивость стенки РВС

Для расчетов примем вертикальный стальной резервуар объемом 10000 м³. Габаритные размеры которого составляют:

- высота стенки – 12 м;
- внутренний диаметр стенки – 34,2 м;
- расчетная высота налива нефти – 12 м.

Конструкция резервуара состоит из 8 поясов. Сталь, из которой изготовлен резервуар – 09Г2С. Листовой прокат размером 1,5×6 м. Плотность нефти примем равной 0,9 т/м³. Резервуар укомплектован конической стационарной крышей, площадками на крыше, люками и патрубками, шахтной лестницей и комплектующими конструкции (приемо-раздаточные патрубки, дыхательная и предохранительная арматура и тд.) масса которых представлен в таблице 4.1.1.

Таблица 4.1.1 – Масса конструкций РВС-10000

Конструкция	Масса, МН
Крыша	0,79
Лестница	0,06
Площадки на крыше	0,012
Комплектующие конструкции	0,029
Люки и патрубки	0,026

4.2 Расчет номинальной толщины листов стенки резервуара

Расчет выполняем в соответствии с РД-23.020.00-КТН-018-14 ПАО «Транснефть». Номинальные толщины листов стенки резервуара необходимо определять согласно требованиям действующих нормативных документов. В условиях нормальной эксплуатации и гидравлических испытаний резервуара

Изм.	Лист	докум.	Подпись	Дата	Технология проведения капитального ремонта резервуара стального типа РВС 10000 м ³		
аб.		Шилун Ч.			т.	ст	ов
ковод.		О.В.Брусник					
онсульт.					НИ ТПУ гр. 2Б5А		
Рук-ль ООП		О.В.Брусник					

для основных сочетаний нагрузок следует выполнять как расчет на прочность, так и расчет на устойчивость стенки резервуара.

Номинальные толщины листов металла, из которого изготовлены пояса резервуара, следует выбирать из сортамента на листовой прокат так, чтобы выполнялось соблюдение двух неравенств:

$$t \geq \max(t_d + \Delta t_c; t_g; t_h) + \Delta t_m, t \leq 40 \text{ мм}, \quad (4.2)$$

где t_d , t_g – расчетные толщины поясов стенки при статических нагрузках в условиях эксплуатации и гидравлических испытаний соответственно;

t_h – минимальная толщина стенки резервуара, определяется по таблице 4.2.1;

Δt_c – припуск на коррозию металла стенки резервуара;

Δt_m – минусовой допуск на листовой прокат, который указывается в сертификате на поставку металла.

Таблица 4.2.1 – Минимальная конструктивная толщина листа стенки резервуаров в зависимости от его диаметра

Диаметр резервуара, м	Минимальная толщина листа стенки резервуара t_h , мм
до 10 включительно	4
свыше 10 – 16	5
свыше 16 – 25	6
свыше 25 – 40	8
свыше 40 – 65	10
свыше 65	12

В соответствии с приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору №780 от 26 декабря 2012 года «Об утверждении Руководства по безопасности вертикальных цилиндрических стальных резервуаров для нефти и нефтепродуктов» при минимальной толщине листов стенки РВС равной 6 мм предельный минусовой допуск принимается равным 0,8 мм.

Примем срок службы резервуара равным 20 лет, при распространении коррозии 0,1 мм в год припуск на коррозию составит 2 мм.

При действии основных сочетаний нагрузок расчетную толщину i -го пояса стенки резервуара из условия прочности определяют на уровне, которому соответствует максимальному кольцевому напряжению в срединной поверхности пояса по формулам:

$$t_{di} = [0,001 \cdot \rho_d \cdot g \cdot (H_d - z_i) + 1,2 \cdot p] \cdot \frac{r}{R}; \quad (4.2)$$

$$t_{gi} = [0,001 \cdot \rho_g \cdot g \cdot (H_g - z_i) + 1,25 \cdot p] \cdot \frac{r}{R} \quad (4.3)$$

где r – радиус резервуара, $r = 17,1$ м;

t_{di} , t_{gi} – расчетные толщины i -го пояса для эксплуатации и гидравлических испытаний, м;

z_i – расстояние от днища до нижней кромки i -го пояса, м;

H_d , H_g – расчетные уровни налива нефти (воды) для эксплуатации и гидравлических испытаний, м;

ρ_d , ρ_g – плотность нефти и воды для эксплуатации и гидравлических испытаний, $\rho_d = 0,9$ т/м³, $\rho_g = 1$ т/м³;

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

p – нормативное избыточное давление в газовом пространстве, МПа, определяемое по таблице 4.2.2 в соответствии с документом РД-23.020.00-КТН-018-14;

R – расчетный параметр, МПа.

Таблица 4.2.2 – Значения нормативного избыточного давления и вакуума в газовом пространстве резервуара

Тип резервуара	Нормативное давление, кПа	
	избыточное	вакуум
РВС	2,0	0,25
РВСП	0,2	0,2

Расчетный параметр R определим по формуле:

$$R = \frac{R_{yn} \cdot \gamma_c}{\gamma_m \cdot \gamma_n}, \quad (4.4)$$

где R_{yn} – нормативное сопротивление, равняется значению предела текучести стали по ГОСТ 19281 – 2014, для стали 09Г2С, $R_{yn} = 265$ МПа;

γ_c – безразмерный коэффициент условий работы поясов стенки резервуара, принимается в соответствии с РД-23.020.00-КТН-018-14, таблица 11.2, для первого пояса $\gamma_c = 0,8$, для остальных поясов $\gamma_c = 0,7$, а для условий гидравлических испытаний $\gamma_c = 0,9$;

γ_m – безразмерный коэффициент надежности в зависимости от марки стали стенки резервуара, принимается в соответствии с РД-23.020.00-КТН-018-14, таблица 11.1, $\gamma_m = 1,025$;

γ_n – безразмерный коэффициент надежности по ответственности, принимается в соответствии с РД-23.020.00-КТН-018-14, таблица 11.3, $\gamma_n = 1,05$.

Подставляем значения и находим величину расчетного параметра R по формуле (4):

$$R_1 = \frac{265 \cdot 0,8}{1,025 \cdot 1,05} = 197 \text{ МПа};$$

$$R_{2-8} = \frac{265 \cdot 0,7}{1,025 \cdot 1,05} = 172 \text{ МПа};$$

$$R_{\text{гидр.исп.}} = \frac{265 \cdot 0,9}{1,025 \cdot 1,05} = 221 \text{ МПа}$$

Подставляем найденные значения в формулу (4.2) и вычисляем расчетную толщину поясов стенки РВС при эксплуатации:

$$t_{d1} = [0,001 \cdot 0,9 \cdot 9,81 \cdot (12 - 0) + 1,2 \cdot 0,002] \cdot \frac{17,1}{197} = 9,4 \text{ мм};$$

$$t_{d2} = [0,001 \cdot 0,9 \cdot 9,81 \cdot (12 - 1,5) + 1,2 \cdot 0,002] \cdot \frac{17,1}{172} = 9,4 \text{ мм};$$

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		67

$$t_{d3} = [0,001 \cdot 0,9 \cdot 9,81 \cdot (12 - 3) + 1,2 \cdot 0,002] \cdot \frac{17,1}{172} = 8,1 \text{ мм};$$

$$t_{d4} = [0,001 \cdot 0,9 \cdot 9,81 \cdot (12 - 4,5) + 1,2 \cdot 0,002] \cdot \frac{17,1}{172} = 6,8 \text{ мм};$$

$$t_{d5} = [0,001 \cdot 0,9 \cdot 9,81 \cdot (12 - 6) + 1,2 \cdot 0,002] \cdot \frac{17,1}{172} = 5,5 \text{ мм};$$

$$t_{d6} = [0,001 \cdot 0,9 \cdot 9,81 \cdot (12 - 7,5) + 1,2 \cdot 0,002] \cdot \frac{17,1}{172} = 4,2 \text{ мм};$$

$$t_{d7} = [0,001 \cdot 0,9 \cdot 9,81 \cdot (12 - 9) + 1,2 \cdot 0,002] \cdot \frac{17,1}{172} = 2,9 \text{ мм};$$

$$t_{d7} = [0,001 \cdot 0,9 \cdot 9,81 \cdot (12 - 10,5) + 1,2 \cdot 0,002] \cdot \frac{17,1}{172} = 1,6 \text{ мм}$$

Подставляем найденные значения в формулу (4.3) и вычисляем расчетную толщину поясов стенки РВС для условий гидравлических испытаний:

$$t_{g1} = [0,001 \cdot 1 \cdot 9,81 \cdot (12 - 0) + 1,2 \cdot 0,002] \cdot \frac{17,1}{221} = 9,3 \text{ мм};$$

$$t_{g2} = [0,001 \cdot 1 \cdot 9,81 \cdot (12 - 1,5) + 1,2 \cdot 0,002] \cdot \frac{17,1}{221} = 8,2 \text{ мм};$$

$$t_{g3} = [0,001 \cdot 1 \cdot 9,81 \cdot (12 - 3) + 1,2 \cdot 0,002] \cdot \frac{17,1}{221} = 7 \text{ мм};$$

$$t_{g4} = [0,001 \cdot 1 \cdot 9,81 \cdot (12 - 4,5) + 1,2 \cdot 0,002] \cdot \frac{17,1}{221} = 5,9 \text{ мм};$$

$$t_{g5} = [0,001 \cdot 1 \cdot 9,81 \cdot (12 - 6) + 1,2 \cdot 0,002] \cdot \frac{17,1}{221} = 4,7 \text{ мм};$$

$$t_{g6} = [0,001 \cdot 1 \cdot 9,81 \cdot (12 - 7,5) + 1,2 \cdot 0,002] \cdot \frac{17,1}{221} = 3,6 \text{ мм};$$

$$t_{g7} = [0,001 \cdot 1 \cdot 9,81 \cdot (12 - 9) + 1,2 \cdot 0,002] \cdot \frac{17,1}{221} = 2,5 \text{ мм};$$

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

$$t_{g8} = [0,001 \cdot 1 \cdot 9,81 \cdot (12 - 10,5) + 1,2 \cdot 0,002] \cdot \frac{17,1}{221} = 1,3 \text{ мм}$$

Выбираем толщину стенки для каждого пояса в соответствии с условием (1) и округляем до значения из сортаментного ряда по ГОСТ 19903–2015:

$$t_1 \geq \max(9,4 + 2; 8; 6) + 0,6 = 12 = 12 \text{ мм}$$

$$t_2 \geq \max(9,4 + 2; 7; 6) + 0,6 = 12 = 12 \text{ мм}$$

$$t_3 \geq \max(8,1 + 2; 6; 6) + 0,6 = 10,7 = 11 \text{ мм}$$

$$t_4 \geq \max(6,8 + 2; 5; 6) + 0,6 = 9,4 = 9 \text{ мм}$$

$$t_5 \geq \max(5,5 + 2; 4; 6) + 0,6 = 8,1 = 8 \text{ мм}$$

$$t_6 \geq \max(4,2 + 2; 3; 6) + 0,6 = 6,8 = 7 \text{ мм}$$

$$t_7 \geq \max(2,9 + 2; 2,1; 6) + 0,6 = 5,5 = 6 \text{ мм}$$

$$t_8 \geq \max(1,6 + 2; 1,1; 6) + 0,6 = 4,2 = 4 \text{ мм}$$

4.3 Проверочный расчет на прочность для каждого пояса стенки РВС

Проверочный расчет на прочность для каждого пояса стенки резервуара осуществляем в соответствии с [1], по формуле:

$$(\sigma_1^2 - \sigma_1 \cdot \sigma_{2k} + \sigma_{2k}^2)^{0,5} \leq R \quad (4.5)$$

где σ_{2k} – кольцевое напряжение, МПа, рассчитываемое для нижней точки каждого пояса стенки РВС по формуле:

$$\sigma_{2k} = [0,001 \cdot \rho \cdot g \cdot (H - x_L) + 1,2 \cdot p] \cdot \frac{r}{t_{ir}}; \quad (4.6)$$

где ρ – плотность нефти, равная 0,9 т/м³;

g – ускорение свободного падения, равное 9,81 м/с²;

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

H – высота налива нефти, $H = 12$ м;

x_L – расстояние от дна до нижней кромки i -го пояса резервуара, м;

p – нормативное избыточное давление в газовом пространстве, МПа, определяемое по таблице 3.2.2 в соответствии с документом РД-23.020.00-КТН-018-14;

r – радиус стенки резервуара, $r = 17,1$ м;

t_{ir} – расчетная толщина i -го пояса, м.

Вычислим кольцевое напряжение для нижней точки первого пояса РВС, подставив значения в формулу (6).

$$\sigma_{2k_1} = [0,001 \cdot 0,9 \cdot 9,81 \cdot (12 - 0) + 1,2 \cdot 0,002] \cdot \frac{17,1}{0,01} = 185,3 \text{ МПа};$$

По аналогии вычислим остальные кольцевые напряжения и, для удобства, занесем их в таблицу 4.3.1

Таблица 4.3.1 – Кольцевые напряжения для нижних точек всех поясов резервуара

Номер пояса резервуара	Значение, МПа
1	185,3
2	162,63
3	139,98
4	117,33
5	94,69
6	72,04
7	49,39
8	26,75

Меридиональное напряжение σ_{1i} , МПа, в i -ом поясе стенки резервуара со стационарной крышей определяется по формуле:

$$\sigma_{1i} = \frac{1,05G_M + 1,05\psi_1 G_0 + 1,3\psi_2 G_t}{2\pi r t_{ir}} + \frac{1,4 \cdot c_e p_s + 1,2\psi_3 p_v}{t_{ir}} \cdot \frac{r}{2}, \quad (7)$$

где G_M – вес металлоконструкций выше расчетной точки, МН;

					<i>Расчетная часть</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		70

G_0 – вес стационарного оборудования выше расчетной точки, МН;

G_t – вес теплоизоляции выше расчетной точки, МН;

p_s – расчетная снеговая нагрузка на поверхности земли, МПа;

p_v – нормативное значение вакуума, МПа, определяемое по таблице 3.2.2 в соответствии с документом РД-23.020.00-КТН-018-14;

$c_e = 0,85$ при $D \leq 60$ м;

ψ_1, ψ_2, ψ_3 – коэффициенты сочетаний соответственно для длительных и кратковременных нагрузок, назначаемые в соответствии с СП 20.13330.2011 «Свод правил «СНиП 2.01.07—85* Нагрузки и воздействия» (пп. 6.2 – 6.4), утвержденным приказом Минрегиона РФ от 27 декабря 2010 г. № 787, соответственно равны 0,95; 0,9; 0,9.

Примем вес теплоизоляции равным нулю, тогда формула примет вид:

$$\sigma_{1i} = \frac{1,05G_M + 1,05\psi_1 G_0}{2\pi r t_{ir}} + \frac{1,4 \cdot c_e p_s + 1,2\psi_3 P_v}{t_{ir}} \cdot \frac{r}{2}, \quad (8)$$

Вес металлоконструкций выше расчетной точки складывается из массы стенки и крыши по формуле:

$$G_M = G_{M, \text{стенки}} + G_{M, \text{крыши}}, \quad (9)$$

где $G_{M, \text{стенки}}$ – вес металлоконструкции стенки выше расчетной точки, МН;

$G_{M, \text{крыши}}$ – вес металлоконструкции крыши выше расчетной точки, $G_{M, \text{крыши}} = 0,33$ МН (из таблицы 4.1.1).

Вес металлоконструкции стенки выше расчетной точки рассчитаем по формуле:

$$G_{M, \text{стенки}} = \sum_1^8 G_{M, \text{П}_t}, \quad (4.10)$$

где $G_{M, \text{П}_t}$ – вес пояса РВС, МН.

Вес первого пояса резервуара вычисляется по формуле:

					<i>Расчетная часть</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		71

$$G_{M,П_1} = 2 \cdot \pi \cdot r \cdot h_{л} \cdot t_1 \cdot \rho_{ст} \cdot g, \quad (4.11)$$

где $h_{л}$ – высота листа стенки РВС, $h_{л} = 1,5$ м;

t_1 – толщина листа стенки РВС, м;

$\rho_{ст}$ – плотность стали, $\rho_{ст} = 7800$ кг/м³.

Подставим значения в формулу (4.11) и вычислим вес первого пояса РВС:

$$G_{M,П_1} = 2 \cdot 3,14 \cdot 17,1 \cdot 1,5 \cdot 0,012 \cdot 7800 \cdot 9,81 = 0,15 \text{ МН}$$

По аналогии считаем вес остальных поясов:

$$G_{M,П_2} = 2 \cdot 3,14 \cdot 17,1 \cdot 1,5 \cdot 0,012 \cdot 7800 \cdot 9,81 = 0,15 \text{ МН}$$

$$G_{M,П_3} = 2 \cdot 3,14 \cdot 17,1 \cdot 1,5 \cdot 0,011 \cdot 7800 \cdot 9,81 = 0,14 \text{ МН}$$

$$G_{M,П_4} = 2 \cdot 3,14 \cdot 17,1 \cdot 1,5 \cdot 0,009 \cdot 7800 \cdot 9,81 = 0,11 \text{ МН}$$

$$G_{M,П_5} = 2 \cdot 3,14 \cdot 17,1 \cdot 1,5 \cdot 0,008 \cdot 7800 \cdot 9,81 = 0,09 \text{ МН}$$

$$G_{M,П_6} = 2 \cdot 3,14 \cdot 17,1 \cdot 1,5 \cdot 0,007 \cdot 7800 \cdot 9,81 = 0,08 \text{ МН}$$

$$G_{M,П_7} = 2 \cdot 3,14 \cdot 17,1 \cdot 1,5 \cdot 0,006 \cdot 7800 \cdot 9,81 = 0,07 \text{ МН}$$

$$G_{M,П_8} = 2 \cdot 3,14 \cdot 17,1 \cdot 1,5 \cdot 0,004 \cdot 7800 \cdot 9,81 = 0,05 \text{ МН}$$

Подставим найденные значения в (4.10) и вычислим вес металлоконструкции стенки выше расчетной точки

$$G_{M,стенки} = 0,15 + 0,15 + 0,14 + 0,11 + 0,09 + 0,08 + 0,07 + 0,05 = 0,84 \text{ МН}$$

Рассчитаем вес металлоконструкций выше расчетной точки:

$$G_M = 0,84 + 0,79 = 1,63 \text{ МН}$$

Масса стационарного оборудования складывается из массы лестницы, площадок на крыше и комплектующих конструкций и рассчитывается по формуле:

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

$$G_O = G_{O, \text{лестницы}} + G_{O, \text{площадок}} + G_{O, \text{к.к.}} \quad (4.12)$$

Вычислим массу стационарного оборудования по формуле (4.12):

$$G_O = 0,06 + 0,012 + 0,029 = 0,101 \text{ МН}$$

По «СНиП 2.01.07 – 85* Нагрузки и воздействия», рассчитаем расчетную снеговую нагрузку на поверхности крыши РВС.

Расчетное значение снеговой нагрузки находится по формуле:

$$p_s = 0,7 \cdot c_e \cdot c_t \cdot \mu \cdot S_g, \quad (4.13)$$

где c_e – коэффициент, учитывающий снос снега с крыши под действием ветра или иных факторов, равный 0,85;

c_t – термический коэффициент, равный 0,8;

μ – коэффициент перехода от веса снегового покрова земли к снеговой нагрузке на покрытие, равный 1;

S_g – вес снегового покрова на 1 м² горизонтальной поверхности земли равный 0,0024 Мпа.

Подставляя значения в формулу (4.13), получим:

$$p_s = 0,7 \cdot 0,85 \cdot 0,8 \cdot 1 \cdot 0,0024 = 0,00114 \text{ МПа}$$

Вычислим меридиональные напряжения для первого пояса резервуара по формуле (4.8):

$$\sigma_{1,1} = \frac{1,05 \cdot 1,63 + 1,05 \cdot 0,95 \cdot 0,101}{2 \cdot 3,14 \cdot 17,1 \cdot 0,01} + \frac{1,4 \cdot 0,85 \cdot 0,00114 + 1,2 \cdot 0,9 \cdot 0,00025}{0,01} \cdot \frac{17,1}{2} = 15,76 \text{ МПа}$$

По аналогии считаем меридиональные напряжения для остальных поясов резервуара и занесем их в таблицу 4.3.2

Таблица 4.3.2 – Меридиональные напряжения всех поясов резервуара

					Расчетная часть	Лист
						73
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Номер пояса резервуара	Значение, МПа
1	15,76
2	15,79
3	15,86
4	15,9
5	15,9
6	15,97
7	16,0
8	16,0

Сделаем проверочный расчет на прочность для каждого пояса стенки резервуара, подставив полученные данные в формулу (5).

Для первого пояса:

$$(15,76^2 - 15,76 \cdot 185,3 + 185,3^2)^{0,5} \leq 197;$$

$$177,9 \leq 197;$$

для второго пояса:

$$(15,79^2 - 15,79 \cdot 162,63 + 162,63^2)^{0,5} \leq 172;$$

$$154,6 \leq 172;$$

для третьего пояса:

$$(15,86^2 - 15,86 \cdot 139,98 + 139,98^2)^{0,5} \leq 172;$$

$$149,27 \leq 172;$$

для четвертого пояса:

$$(15,9^2 - 15,9 \cdot 117,33 + 117,33^2)^{0,5} \leq 172;$$

$$146,17 \leq 172;$$

для пятого пояса:

$$(15,9^2 - 15,9 \cdot 94,69 + 94,69^2)^{0,5} \leq 172;$$

$$140,62 \leq 172;$$

для шестого пояса:

$$(15,79^2 - 15,79 \cdot 72,04 + 72,04^2)^{0,5} \leq 172;$$

$$110,01 \leq 172;$$

для седьмого пояса:

$$(16,0^2 - 16,0 \cdot 49,39 + 49,39^2)^{0,5} \leq 172;$$

$$78,52 \leq 172;$$

для восьмого пояса:

$$(16,0^2 - 16,0 \cdot 26,75 + 26,75^2)^{0,5} \leq 172;$$

$$54,04 \leq 172;$$

Условие прочности выполняется для всех поясов резервуара.

4.4 Расчет стенки резервуара на устойчивость

Устойчивость стенки резервуара обеспечивается при выполнении следующего неравенства:

$$\frac{\sigma_{1i}}{\sigma_{cr1}} + \frac{\sigma_{2i}}{\sigma_{cr2}} \leq 1 \quad (4.14)$$

где σ_{1i} – расчетное меридиональное напряжение в i -том поясе стенке резервуара, МПа;

σ_{2i} – расчетное кольцевое напряжение в i -том поясе стенке резервуара, МПа;

σ_{cr1} – критическое меридиональное напряжение в i -том поясе стенке резервуара, МПа;

					<i>Расчетная часть</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		75

σ_{cr2} – критическое кольцевое напряжение в i -том поясе стенке резервуара, МПа;
 Критическое меридиональное напряжение σ_{cr1} , МПа, находятся по формуле:

$$\sigma_{cr1} = C_0 \frac{E}{\delta} \quad (4.15)$$

где C_0 – безразмерный коэффициент, зависящий от толщины стенки и радиуса резервуара;

E – модуль упругости стали, $E = 2,1 \cdot 10^{11}$ Па;

δ – безразмерный параметр.

Безразмерный коэффициент C_0 находится по формуле:

$$C_0 = \begin{cases} 0,04 + 40/\delta, & \text{при } 400 \leq \delta \leq 1220 \\ 0,085 + 10^{-5} \cdot \delta, & \text{при } 1220 \leq \delta \leq 2500 \\ 0,065 - 2 \cdot 10^{-6} \cdot \delta, & \text{при } 2500 \leq \delta \leq 10000 \end{cases} \quad (4.16)$$

Безразмерный параметр δ находится по формуле:

$$\sigma = \frac{r}{t_{mr}} \quad (4.17)$$

где r – радиус резервуара, $r = 17,1$ м;

t_{mr} – расчетная толщина самого тонкого пояса резервуара, $t_{mr} = 0,007$ м.

Рассчитаем безразмерный параметр по формуле (4.17):

$$\sigma = \frac{17,1}{0,007} = 2442,8$$

Исходя из полученного значения δ , следует, что C_0 определяется второй формуле из (4.16). Найдем значение безразмерного коэффициента C_0 :

$$C_0 = 0,085 + 10^{-5} \cdot 2442,8 = 0,1$$

По формуле (4.15) вычислим критическое меридиональное напряжение:

					<i>Расчетная часть</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		76

$$\sigma_{cr1} = 0,1 \cdot \frac{2,1 \cdot 10^{11}}{2442,8} = 42,6 \text{ МПа}$$

Критическое кольцевое напряжение σ_{cr2} , МПа, определяются по формуле:

$$\sigma_{cr2} = 0,55 \cdot \frac{r}{H_r} \cdot \frac{E}{\sqrt{\delta^3}} \quad (4.18)$$

где r – радиус резервуара, $r = 17,1$ м;

H_r – редуцированная высота стенки резервуара, м;

E – модуль упругости стали, $E = 2,1 \cdot 10^{11}$ Па;

δ – безразмерный параметр, равный 1628,5.

Редуцированная высота стенки резервуара находится по формуле:

$$H_r = \sum_{i=1}^n h_i \cdot \left(\frac{t_{mr}}{t_{ir}} \right)^{2,5} \quad (4.19)$$

где h_i – высота листа стенки резервуара;

t_{mr} – расчетная толщина самого тонкого пояса стенки резервуара;

t_{ir} – расчетная толщина i -го пояса стенки резервуара.

Подставив рассчитанные данные в (4.19) вычислим редуцированную высоту стенки резервуара:

$$\begin{aligned} H_r &= 1,5 \cdot \left(\frac{0,007}{0,01} \right)^{2,5} + 1,5 \cdot \left(\frac{0,007}{0,009} \right)^{2,5} + 1,5 \cdot \left(\frac{0,007}{0,008} \right)^{2,5} + 5 \cdot 1,5 \cdot \left(\frac{0,007}{0,007} \right)^{2,5} \\ &= 10 \text{ м} \end{aligned}$$

Подставляя значения в формулу (4.18) найдем критическое кольцевое напряжение:

$$\sigma_{cr2} = 0,55 \cdot \frac{17,1}{10} \cdot \frac{2,1 \cdot 10^{11}}{\sqrt{2442,8^3}} = 2 \text{ МПа} \quad (4.18)$$

Кольцевое напряжение в i -ом поясе стенки резервуара со стационарной крышей определяется по формуле:

					<i>Расчетная часть</i>	Лист
						77
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$\delta_{2i} = (1,2 \cdot \psi_{t3} \cdot p_v + 0,5 \cdot \psi_{t2} \cdot p_w) \cdot \delta \quad (4.19)$$

где p_v – нормативное значение вакуума, $p_v = 0,00025$ МПа;

p_w – нормативное значение ветрового давления, МПа, принимаемое по СП 20.13330.2011 исходя из ветрового района, $p_w = 0,00048$ МПа;

ψ_{t3} , ψ_{t2} – коэффициенты сочетаний соответственно для длительных и кратковременных нагрузок, назначаемые в соответствии с требованиями СП 20.13330.2011, ψ_{t3} , ψ_{t2} равны соответственно 0,95 и 0,9;

δ – безразмерный параметр, равный 1628,5.

Подставляя значения в формулу (4.19) находим кольцевое напряжение в i -ом поясе стенки резервуара:

$$\delta_{2i} = (1,2 \cdot 0,95 \cdot 0,00025 + 0,5 \cdot 0,9 \cdot 0,00048) \cdot 2442,8 = 1,22 \text{ МПа}$$

Так как устойчивость стенки резервуара обеспечивается при выполнении неравенства (4.14), то сделаем проверку на устойчивость для всех поясов резервуара.

Для первого пояса:

$$\frac{15,76}{42,6} + \frac{1,22}{2} = 0,97;$$

$$0,97 \leq 1;$$

для второго пояса:

$$\frac{15,79}{42,6} + \frac{1,22}{2} = 0,98;$$

$$0,98 \leq 1;$$

для третьего пояса:

$$\frac{15,86}{42,6} + \frac{1,22}{2} = 0,98;$$

$$0,98 \leq 1$$

					<i>Расчетная часть</i>	<i>Лист</i>
						78
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Для четвертого пояса:

$$\frac{15,9}{42,6} + \frac{1,22}{2} = 0,98;$$

$$0,98 \leq 1$$

Для пятого пояса:

$$\frac{15,9}{42,6} + \frac{1,22}{2} = 0,98;$$

$$0,98 \leq 1$$

Для шестого пояса:

$$\frac{15,97}{42,6} + \frac{1,22}{2} = 0,98;$$

$$0,98 \leq 1$$

Для седьмого пояса:

$$\frac{16,0}{42,6} + \frac{1,22}{2} = 0,99;$$

$$0,99 \leq 1$$

Для восьмого пояса:

$$\frac{16,0}{42,6} + \frac{1,22}{2} = 0,99;$$

$$0,99 \leq 1$$

Условие неравенства выполняется. Из этого следует, что толщины поясов стенки резервуара определены верно, потому что расчеты на прочность и устойчивость выполняются. Установка колец жесткости не требуется.

					<i>Расчетная часть</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		79

5 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЖЕНИЕ

5.1 Обоснование потребности в материально-технических и трудовых ресурсах и календарного плана работ

					<i>Технология проведения капитального ремонта резервуара стального типа РВС 10000 м³</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>	<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Разраб.</i>		<i>Шилун Ч.</i>						
<i>Руковод.</i>		<i>Брусник О.В.</i>					67	119
<i>Консульт.</i>						НИ ТПУ гр. 2Б5А		
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Брусник О.В.</i>						

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной выпускной квалификационной работе подробно рассмотрели технологию проведения капитального ремонта вертикального стального резервуара объемом 10000 м³.

В ходе выполнения работы были решены следующие задачи:

- рассмотрели назначение и технические характеристики РВС-10000;
- рассмотрели современные конструкции и виды РВС-10000;
- ознакомились с видами диагностик и ремонтов резервуара;
- подробно рассмотрели технологию и порядок проведения капитального ремонта РВС-10000;
- провели расчет стенки резервуара на прочность и устойчивость;
- изучили вопросы социальной ответственности при выполнении работ по капитальному ремонту резервуара;
- рассчитали сметную стоимость работ по капитальному ремонту резервуара, которая составила 3298000 рублей.

					<i>Технология проведения капитального ремонта резервуара стального типа РВС 10000 м³</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.№</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.Разр</i>	<i>Шилун Ч.</i>				<i>ЗаключениеРасчетная часть</i>	<i>Лит.Ли</i>	<i>ЛистЛи</i>	<i>ЛистовЛист</i>
<i>Руковод..Ру</i>	<i>Брусник</i>						11564	119119
<i>Консульт.К</i>						НИ ТПУ гр. 2Б5А		
<i>Рук-ль ООП</i>	<i>Брусник</i>							

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Мировая экономика [Электронный ресурс] – Режим доступа к стр.: <http://www.ereport.ru/articles/weconomy/china2.htm> (дата обращения: 10.03.2019 г.)
2. Нефть RUS. Резервуары и резервуарное оборудование [Электронный ресурс] <http://xn----itbxofdje7e.xn--p1ai/rezervuary-vertikalnye-rvs-rvsp-rvss/rvs-10000-m3.html>. (дата обращения 20.03.2019 г.)
3. ОТГ-23.020.00-КТН-023-16 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Резервуары стальные вертикальные для хранения нефти и нефтепродуктов объемом 1000-100000 куб.м. Нормы проектирования» (с изменением 1).
4. Самарский резервуарный завод. Конструктивные элементы резервуаров. [Электронный ресурс] <http://reservoir.ru/katalog/konstruktivnyie-elementyi-rezervuarov>. (дата обращения 17.04.2019 г.)
5. ГОСТ 31385-2016 «Резервуары вертикальные цилиндрические стальные для нефти и нефтепродуктов. Общие технические условия».
6. РД-23.020.00-КТН-271-10 «Правила технической диагностики резервуаров. Часть 1. Правила диагностики вертикальных стальных и железобетонных резервуаров».
7. РМГ 116-2011 «Государственная система обеспечения единства измерений. Резервуары магистральных нефтепроводов и нефтебаз. Техническое обслуживание и метрологическое обеспечение в условиях эксплуатации».
8. РД-23.020.00-КТН-283-09 «Правила ремонта и реконструкции резервуаров для хранения нефти объемом 1000-100000 куб.м. Том 1».

					<i>Технология проведения капитального ремонта резервуара стального типа РВС 10000 м³</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>	<i>Шилун Ч.</i>				<i>Список используемых источников</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>	<i>Брусник О.В.</i>						116	119
<i>Консульт.</i>						НИ ТПУ гр. 2Б5А		
<i>Рук-ль ООП</i>	<i>Брусник О.В.</i>							

9. РД-23.020.00-КТН-283-09 «Правила ремонта и реконструкции резервуаров для хранения нефти объемом 1000-100000 куб.м. Том 2».

10. ОР-75.180.00-КТН-027-13 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Зачистка резервуаров от донных отложений. Организация и проведение работ».

11. РД-25.160.10-КТН-015-15 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Сварка при строительстве и ремонте стальных вертикальных резервуаров. Часть 2. Методы контроля качества сварных соединений».

12. Руководство по безопасности вертикальных цилиндрических стальных резервуаров для нефти и нефтепродуктов. Серия 03. Выпуск 69. — М.: Закрытое акционерное общество «Научно-технический центр исследований проблем промышленной безопасности», 2013. — 240 с.

13. РД-23.020.00-КТН-184-10 «Правила антикоррозионной защиты резервуаров для хранения нефти и светлых нефтепродуктов».

14. ОТГ-25.220.01-КТН-097-16 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Антикоррозионные покрытия для защиты наружной поверхности резервуаров, надземных трубопроводов, конструкций и оборудования».

15. ОТГ-25.220.01-КТН-187-13 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Антикоррозионные покрытие для защиты внутренне поверхности резервуаров».

16. ОР-91.010.30-КТН-156-15 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Порядок приемки в эксплуатацию законченных строительством объектов магистральных трубопроводов. Формирование приемо-сдаточной документации».

17. Забродин Ю.Н., Коликов В.Л., Саруханов А.М. Управление нефтегазостроительными проектами: современные концепции, эффективные методы и международный опыт / Ю.Н. Забродин, В.Л. Коликов, А.М. Саруханов. – М.: ЗАО «Издательство «Экономика», 2004. -406 с.

					Список используемых источников	Лист
						117
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

18. Герчикова И.Н. Менеджмент: Учебник для вузов. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: ЮНИТИ, 2006. – 511 с.
 19. ГОСТ 12.0.002-2014 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Термины и определения».
 20. ТОИ Р-112-16-95 «Типовая инструкция по охране труда при зачистке резервуаров на предприятиях нефтепродуктообеспечения»
 21. ГОСТ 12.1.005-88 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны».
 22. Инструкция по охране труда для работников, занятых зачисткой резервуаров (утв. Минтрудом РФ 17 мая 2004 г.)
 23. ГОСТ 12.1.046-2014 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Строительство. Нормы освещения строительных площадок».
 24. ГОСТ 12.1.003-2014 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Шум. Общие требования безопасности».
 25. ГОСТ 12.1.029-80 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства и методы защиты от шума. Классификация».
 26. СанПиН 2.2.4.3359-16 «Санитарно-эпидемиологические требования к физическим факторам на рабочих местах»
 27. Безопасность жизнедеятельности. Безопасность технологических
 28. процессов и производств. Охрана труда: учебное пособие для вузов / П. П. Кукин [и др.]. — 5-е изд., стер. — Москва: Высшая инженерная школа, 2009. — 335 с.: ил. — Для высших учебных заведений. — Безопасность жизнедеятельности. — Библиогр.: с. 333.
 29. СанПиН 2.2.3.1384-03 «Гигиенические требования к организации строительного производства и строительных работ»
 30. ГОСТ 12.1.005-88 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны».
 31. ГОСТ 12.1.008-76 «Система стандартов безопасности труда. Биологическая безопасность. Общие требования».
- СНиП 21-01-97* «Пожарная безопасность зданий и сооружений».

					<i>Список используемых источников</i>	<i>Лист</i>
						118
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		