

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

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

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
«Обследование и диагностика резервуаров вертикальных стальных с плавающей крышей типа РВСПК 50000 м ³ »

УДК 622.692.23-025.71-034.14(183м20000)-047.44

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б4А	Струльникова Т. А.		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Цимбалюк А.Ф.	к.ф-м.н, доцент		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент	Макашева Ю. С.	-		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент	Абраменко Н. С.	-		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Запланированные результаты обучения по программе бакалавриата

21.03.01 «Нефтегазовое дело»

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 нефтегазового промышленного 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-3с), (ЕАС-4.2-e).

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»		
P9	Применять диагностическое оборудование для проведения технического диагностирования объектов ЛЧМГ и ЛЧМН	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-4, ОПК-5, ПК-9, ПК-14), требования профессионального стандарта 19.016 "Специалист по диагностике линейной части магистральных газопроводов".</i>
P10	Выявлять неисправности трубопроводной арматуры, камер пуска и приема внутритрубных устройств, другого оборудования, установленного на ЛЧМГ и ЛЧМН	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-5, ОПК-6, ПК-9, ПК-11), требования профессионального стандарта 19.010 "Специалист по транспортировке по трубопроводам газа".</i>
P11	Оценивать результаты диагностических обследований, мониторингов, технических данных, показателей эксплуатации объектов ЛЧМГ и ЛЧМН	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-6, ОПК-7, ПК-4, ПК-7, ПК-13), требования профессионального стандарта 19.010 "Специалист по транспортировке по трубопроводам газа".</i>

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

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

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

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
2Б4А	Струльниковой Татьяне Александровне

Тема работы:

«Обследование и диагностика резервуаров вертикальных стальных с плавающей крышей типа РВСПК 50000 м ³ »	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	3406/с от 16.05.2018 г.

Срок сдачи студентом выполненной работы:

--	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	
(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.).	Резервуар вертикальный стальной с плавающей крышей типа РВСПК 50000 м ³ . Стенка резервуара изготовлена полистовой сборкой. Металл стенки – сталь 09Г2С. Класс опасности – I. Хранимый продукт – сырая нефть, 0,53 % серы, плотность 871,0 кг/м ³ . Эксплуатируется более 30 лет. Необходимо проведение полного технического диагностирования.

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p> <p>(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).</p>	<p>Необходимо выполнить следующие задачи:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Изучить нормативно-техническую документацию и современную литературу по правилам технического диагностирования резервуаров; 2. Проанализировать и выбрать методы технического диагностирования для заданного резервуара; 3. Выполнить технологические расчёты объекта исследования, а именно – рассчитать стенку резервуара типа РВСПК 50000 м³ на прочность и устойчивость при проявлении дефекта стенки типа потеря металла.
---	--

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы
(с указанием разделов)

Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	ассистент Макашева Ю. С.
«Социальная ответственность»	ассистент Абраменко Н. С.

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	15.02.2018г
---	-------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Цимбалюк Александр Федорович	к.ф-м.н., доцент		15.02.2018

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б4А	Струльникова Татьяна Александровна		15.02.2018

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

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
 Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»
 Уровень образования бакалавриат
 Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения _____ (осенний / весенний семестр 2017/2018 учебного года) _____

Форма представления работы:

бакалаврская работа

**КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
 выполнения выпускной квалификационной работы**

Срок сдачи студентом выполненной работы:

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
17.02.2018	Состояние вопроса исследования	10
28.02.2018	Общие сведения об объекте исследования	10
15.03.2018	Обзор нормативно-технической документации, литературы и анализ методов технического диагностирования	30
09.04.2018	Расчет стенки на прочность и устойчивость при проявлении дефекта стенки типа потеря металла	15
30.04.2018	Финансовый менеджмент	10
06.05.2018	Социальная ответственность	10
14.05.2018	Заключение	5
20.05.2018	Презентация	10
Итого		100

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Цимбалюк А. Ф.	к.ф-м.н, доцент		

СОГЛАСОВАНО:

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

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 104 с., 8 рис., 25 табл., 40 источников.

Ключевые слова: техническая диагностика, резервуар, дефект, плавающая крыша, неразрушающие методы контроля, акустико-эмиссионный контроль, ультразвуковой контроль, вихретоковый контроль.

Объектом исследования является - резервуар вертикальный стальной с плавающей крышей типа РВСПК 50000 м³.

Цель работы – анализ методов проведения технического диагностирования РВСПК-50000м³ с целью обеспечения своевременного предупреждения аварий и отказов.

В процессе исследования были рассмотрены основные дефекты, возникающие на резервуаре, приведена методика проведения технического диагностирования, проанализированы методы неразрушающего контроля при проведении работ по техническому диагностированию, по результатам технического диагностирования проведены расчеты на прочность и устойчивость стенки резервуара при проявлении дефекта типа потеря металла, рассмотрены мероприятия по охране труда и безопасности выполнения работ по техническому диагностированию, охране окружающей среды, а также технико-экономическая часть.

В результате исследования был произведен сравнительный анализ методов проведения технического диагностирования. На основании полученных результатов было выявлено, что для данного резервуара в качестве основного метода диагностического контроля целесообразно применение акустико-эмиссионного метода для выявления дефектов в стенке резервуара, а для днища резервуара – вихретокового и ультразвукового методов.

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: технология и организация выполнения работ, подготовительные работы, проведение технического диагностирования, оценка технического состояния.

Экономическая значимость работы: трудозатраты при проведении полной технической диагностики оцениваются в 579,95 тысяч рублей, где основной статьей расходов является себестоимость проведения диагностических работ.

					Обследование и диагностика резервуаров вертикальных стальных с плавающей крышей типа РВСПК 50000 м ³			
Изм.	Лист	№ докум.			Реферат	Лит.	Лист	Листов
Разраб.	Струльникова Т.А.							
Руковод.	Цимбалюк А.Ф.						7	104
Консульт.	Рудаченко А.					ТПУ гр. 2Б4А		
Рук-ль ООП	Брусник О.В.							

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б4А	Струльниковой Татьяне Александровне

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

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

1. Стоимость ресурсов: материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Расчет сметной стоимости выполняемых работ, согласно применяемому оборудованию и технологии.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы амортизационных отчислений, нормы времени на выполнение операций и др.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Взносы фонд социального страхования (ФСС) 2,9%; Взносы в фонд обязательного медицинского страхования (ФОМС) 5,1%; Взносы в фонд обязательного социального страхования от несчастных случаев на производстве 0,2% Взносы в Пенсионный фонд 22%.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала и перспективности с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Обоснование проведения полной технической диагностики с использованием определенных методов контроля с целью поддержания надежного работоспособного состояния резервуара
2. Планирование и формирование бюджета для проведения работ	Планирование видов работ, расчет норм времени, формирование кадрового состава и расчет основных статей расходов на проведение полной технической диагностики

Перечень графического материала:

1. Линейный календарный проведения работ на объекте
2. Диаграмма затрат на проведение мероприятия

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	15.02.18
---	----------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент отделения социально-гуманитарных наук	Макашева Ю.С.			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б4А	Струльникова Татьяна Александровна		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б4А	Струльниковой Татьяне Александровне

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

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

Введение, описание рабочего места	<p>При подготовке и выполнении работ по полной диагностике резервуара имеют место вредные и опасные проявления факторов производственной среды для человека. Это происходит как из-за особенностей рабочего места, так и по причине вредности самих методов диагностического контроля.</p> <p>В этом разделе выпускной квалификационной работы рассмотрены основные аспекты производственной и экологической безопасности вопросы, приведены рекомендации по безопасности в чрезвычайных ситуациях, а также рассмотрены правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.</p>
-----------------------------------	--

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Производственная безопасность</p> <p>1.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов при выполнении полной технической диагностики резервуара</p> <p>1.2. Обоснование мероприятий по защите персонала предприятий от действия опасных и вредных факторов.</p>	<p>Работы по подготовке РВС к полной технической диагностике являются работами повышенной опасности вследствие потенциальной возможности влияния опасных и вредных факторов.</p> <p>Вредные факторы:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Запыленность и загазованность воздушной среды; 2. Наличие электромагнитных полей, ионизирующих излучений; 3. Тяжесть и напряженность физического труда; 4. Работа в сложных погодных условиях. <p>Опасные факторы:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Расположение рабочего места на значительной высоте относительно поверхности земли; 2. Выполнение газоопасных работ; 3. Воздействие на организм человека электрического тока.
<p>2. Экологическая безопасность</p> <p>2.1 Анализ влияния работ по технической диагностике на окружающую среду (атмосфера, гидросфера, литосфера)</p> <p>2.2 Обоснование мероприятий по защите окружающей среды и обеспечение экологической безопасности</p>	<p>Вещества, загрязняющие атмосферный воздух, могут образовываться при проведении следующих работ на резервуарах:</p> <ul style="list-style-type: none"> - при пескоструйной очистке металлической поверхности резервуара под нанесение защитного антикоррозионного покрытия; - при обезжиривании металлической поверхности конструкций резервуара протиркой уайт-спиритом; - при окраске поверхности металлических конструкций эмалевыми красками; - при работе двигателей транспортной, строительной-монтажной техники; - при проведении рентгенографического метода диагностики.
<p>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях</p> <p>3.1 Вероятные ЧС при выполнении работ по технической диагностике резервуара</p> <p>3.2 Разработка предупредительных мер</p>	<p>Возможными причинами аварий при технической диагностике могут быть:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) ошибочные действия персонала при производстве работ; 2) отказ приборов контроля и сигнализации; 3) отказ электрооборудования и исчезновение электроэнергии; 4) производство ремонтных работ без соблюдения необходимых организационно-технических мероприятий; 5) старение оборудования (моральный или физический износ); 6) коррозия оборудования;

3.3 Обоснование мероприятий по предотвращению ЧС и разработка порядка действий в случае возникновения ЧС	7) факторы внешнего воздействия (ураганы, удары молнией и т.д.) Планово-предупредительные мероприятия по предотвращению возможных разливов нефти включает три основные группы мероприятий: - проектно-строительные; - эксплуатационно-технические; - организационные.
4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности 4.1 Специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; 4.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	В области охраны труда и безопасности жизнедеятельности трудовую деятельность регламентируют следующие правовые, нормативные акты, инструктивные акты в области охраны труда и отраслевые документы: - Закон об основах охраны труда в РФ №181-ФЗ от 17.07.1999 г (с изменениями от 20 мая 2002 г., 10 января 2003 г., 9 мая, 26 декабря 2005 г.). - Федеральный закон о промышленной безопасности опасных производственных объектов 116-ФЗ от 21.07.1997г. с изменениями от 7.08.2000 г. - Трудовой кодекс №197-ФЗ (с изм. и доп., вступ. в силу с 13.04.2014) - Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности ПБ 08624-03 - Инструкции по технике безопасности предприятия и др. Все лица, которым предстоит работать в замкнутом пространстве резервуаров, должны проходить инструктаж о возможных опасностях, мерах безопасности, правилам оказания доврачебной помощи и действиях в аварийных ситуациях.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	15.02.2018г
---	-------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент	Абраменко Н. С.	-		15.02.2018 г

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б4А	Струльникова Татьяна Александровна		15.02.2018 г

Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки

В данной работе применены следующие термины с соответствующими определениями:

авария: Внезапный вылив или истечение нефти, нефтепродуктов в результате полного разрушения или частичного повреждения трубопровода, его элементов, резервуаров, оборудования и устройств, сопровождаемые одним или несколькими событиями:

- воспламенение нефти, нефтепродуктов или взрыв их паров;
- загрязнение любого водотока, реки, озера, водохранилища или любого водоема сверх пределов, установленных действующими стандартами на качество воды, вызвавшее изменение окраски поверхности воды или берегов, или приведшее к образованию эмульсии, находящейся ниже уровня воды, или к выпадению отложений на дно или берега;
- смертельным травматизмом людей;
- объем утечки составил 10 м³ и более.

демонтаж: Полное удаление металлических конструкций резервуара, трубопроводов в пределах каре и резервуара

дефект: Каждое отдельное несоответствие параметров резервуара или его элемента требованиям нормативной и технической документации.

класс опасности резервуара: Степень опасности, возникающая при достижении предельного состояния резервуара, для здоровья и жизни граждан имущества физических или юридических лиц, экологической безопасности окружающей среды.

контроль технического состояния: Комплекс мероприятий, проводимый в период между работами по технической диагностике резервуара с целью подтверждения срока его безопасной эксплуатации, установленного по результатам частичной технической диагностики.

					Обследование и диагностика резервуаров вертикальных стальных с плавающей крышей типа РВСПК 50000 м ³			
Изм.	Лист	№ докум.						
Разраб.	Струльникова Т.А.				Введение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.	Цимбалюк А.Ф.						12	104
Консульт.	Рудаченко А. В.					ТПУ гр. 2Б4А		
Рук-ль ООП	Брусник О.В.							

недопустимый дефект: Дефект или совокупность дефектов, вид, количество и/или геометрические параметры которых имеют недопустимые отклонения от значений, устанавливаемых требованиями нормативной и конструкторской документации.

общий срок службы резервуара: Назначенный срок безопасной эксплуатации, в течение которого резервуар не достигнет предельного состояния с вероятностью γ при выполнении необходимого регламента обслуживания и ремонтов.

осмотр: Операция, выполняемая визуально при наблюдении за сооружением с целью определения его технического состояния

плавающая крыша: Плавающее покрытие, находящееся внутри резервуара на поверхности жидкости, предназначенное для сокращения потерь от испарения при хранении нефти и нефтепродуктов.

расчетный срок службы резервуара: Срок безопасной эксплуатации до очередного диагностирования или ремонта, в течение которого резервуар не достигнет предельного состояния с вероятностью γ .

резервуар стальной вертикальный цилиндрический: Наземное строительное сооружение, предназначенное для приема, хранения и выдачи жидкости.

срок безопасной эксплуатации резервуара: Срок эксплуатации резервуара (в годах) на допустимых параметрах, установленных по результатам оценки технического состояния.

техническое диагностирование: Комплекс работ по определению технического состояния конструкций резервуара, определению пригодности его элементов к дальнейшей эксплуатации.

частичная техническая диагностика резервуара: Техническая диагностика резервуара с наружной стороны, приводящаяся без выведения его из эксплуатации.

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

В настоящей работе были использованы ссылки на следующие обозначения и сокращения:

АКП - антикоррозионное покрытие;

АКЗ - антикоррозийная защита;

АЭ - акустическая эмиссия;

АЭК - акустико-эмиссионный контроль;

ВИК - визуальный и измерительный контроль;

ДО - диагностическая организация;

ЗУ – заземляющее устройство;

ИТР - инженерно-технический работник;

ЛКМ - лакокрасочные материалы;

ЛПДС - линейная производственно-диспетчерская станция;

МК - магнитный контроль;

МНК – методы неразрушающего контроля;

НДС - напряженно-деформированное состояние;

НПС - нефтеперекачивающая станция;

ОТС - оценка технического состояния;

ПВК - контроль проникающими веществами (капиллярный);

ПДК - предельно-допустимая концентрация;

ПК - плавающая крыша;

ПРП - приемо-раздаточный патрубков;

ПРУ - приемо-раздаточное устройство;

ПЭП - пьезоэлектрический преобразователь;

РВСПК - резервуар вертикальный стальной с плавающей крышей;

РК - радиографический контроль;

СИЗ – средства индивидуальной защиты;

СОП - стандартный образец предприятия;

УЗК - ультразвуковой контроль;

УЗТ - ультразвуковая толщинометрия;

ЭХЗ - электрохимическая защита.

					Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки	Лист
						14
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

В настоящей работе использованы ссылки на следующие стандарты:

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

ГОСТ 20911-89 Техническая диагностика. Термины и определения

ГОСТ 23118-2012 «Конструкции стальные строительные. Общие технические условия»

ГОСТ 14782-86 Контроль неразрушающий. Соединения сварные. Методы ультразвуковые

ГОСТ 18442-80 Контроль неразрушающий. Капиллярные методы. Общие требования

ГОСТ 20426-82 Контроль неразрушающий. Методы дефектоскопии радиационные. Область применения

РД 19.100.00-КТН-545-06 Ультразвуковой контроль стенки и сварных соединений при эксплуатации и ремонте вертикальных стальных резервуаров

РД 03-606-03 Инструкция по визуальному и измерительному контролю

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

РД-23.020.00-КТН-053-17 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов, нефтепродуктопроводов и нефтебаз

РД-23.020.00-КТН-141-16 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Правила технического диагностирования резервуаров

РД-77.060.00-КТН-234-12 Методика контроля антикоррозионного покрытия, металла и сварных швов днища и внутренних металлоконструкций резервуара

РД-23.020.00-КТН-027-10 Методика обследования фундаментов и оснований резервуаров

РД-23.020.00-КТН-296-07 Руководство по оценке технического состояния резервуаров

РД-19.100.00-КТН-299-09 Ультразвуковой контроль стенки и сварных соединений при эксплуатации и ремонте стальных вертикальных резервуаров

					Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		15

ОР-13.040.00-КТН-006-12 Контроль воздушной среды на объектах магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов

ОР-23.020.00-КТН-027-16 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Продление срока эксплуатации и контроль за техническим состоянием вертикальных стальных резервуаров

ОР-23.020.00-КТН-230-14 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Зачистка резервуаров от донных отложений. Порядок организации и выполнения работ

ОР-23.020.00-КТН-278-09 Регламент вывода из эксплуатации, проведения диагностики, капитального ремонта (реконструкции) резервуаров и ввода в эксплуатацию

ОР-23.020.00-КТН-279-09 Специальный регламент по эксплуатации однодечной и двудечной плавающей крыши резервуаров РВСПК, ЖБРПК в зимний период

ГОСТ 12.1.004-91 Система стандартов безопасности труда. Пожарная безопасность. Общие требования

ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны

ГОСТ 12.2.020-76 Система стандартов безопасности труда. Электрооборудование взрывозащищенное. Термины и определения. Классификация.

ГОСТ 12.4.124-83 Система стандартов безопасности труда. Средства защиты от статического электричества. Общие технические требования

ГОСТ Р 53324-2009 Ограждения резервуаров. Требования пожарной безопасности

РД-13.100.00-КТН-225-06 Система организации работ по охране труда на нефтепроводном транспорте

СП 155.13130.2014 Склады нефти и нефтепродуктов. Требования пожарной безопасности

					Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки	Лист
						16
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Оглавление

Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки	12
Введение	20
Обзор литературы	22
1. Характеристика объекта исследования и конструктивные особенности резервуара	25
1.1. Стенка	25
1.2. Днище.....	25
1.3. Плавающая крыша	26
1.4. Направляющая.....	27
1.5. Уплотняющий затвор	28
1.6. Катучая лестница.....	29
1.7. Кольцевая лестница.....	30
1.8. Ветровое кольцо и площадки обслуживания оборудования	30
1.9. Технологическое оборудование	31
2. Основные виды дефектов на резервуарах	33
3. Организация работ по технической диагностике резервуаров	37
3.1. Перечень работ, выполняемых при частичной технической диагностике ..	42
3.2. Перечень работ, выполняемых при полной технической диагностике	43
4. Краткое описание методов контроля и требования к работам, выполняемых при техническом диагностировании	45
4.1. Осмотр	45

					Обследование и диагностика резервуаров вертикальных стальных с плавающей крышей типа РВСПК 50000 м ³			
Изм.	Лист	№ докум.						
Разраб.		Струльникова Т.А.			Содержание	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Цимбалюк А.Ф.					17	104
Консульт.		Рудаченко А.				ТПУ гр. 2Б4А		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

4.2. Визуальный и измерительный контроль.....	45
4.2.1. Геодезические измерения	46
4.3. Ультразвуковая толщинометрия	48
4.4. Контроль состояния антикоррозионного покрытия.....	49
4.5. Акустико-эмиссионный контроль	50
4.6. Ультразвуковой контроль	50
4.7. Радиографический контроль.....	51
4.8. Капиллярный контроль	52
4.9. Течеискание пузырьковым вакуумным способом.....	52
4.10.Контроль избыточным давлением	52
4.11.Контроль ЭХЗ, молниезащиты, заземления, защиты от статического электричества	53
4.12.Электромагнитный контроль.....	53
4.13.Механические испытания и определение химического состава металла ...	54
4.14 . Выводы по результатам технической диагностики и определение срока безопасной эксплуатации резервуара	55
5. Сравнительный анализ неразрушающих методов диагностического контроля.....	56
6. Расчётно-технологическая часть	60
6.1. Проверочный расчет стенки резервуара на прочность	65
6.2. Проверочный расчет стенки резервуара на устойчивость	70
7. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение....	76
7.1. Расчет времени на проведение мероприятия	76
7.2. Обоснование потребности в материально-технических ресурсах.....	78
7.3. Затраты на амортизационные отчисления	79

					Содержание	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		18

7.4. Расходы на оплату труда.....	80
7.5. Затраты на страховые взносы	81
7.6. Затраты на проведения мероприятия	82
8. Социальная ответственность	84
8.1. Производственная безопасность	85
8.2. Экологическая безопасность	92
8.3. Безопасность в ЧС	94
8.3.1. Пожарная безопасность.....	97
8.4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	98
Заключение	100
Список литературы	101

Введение

Ежегодное число аварий на резервуарах остается достаточно высоким без тенденции к снижению, в то время как каждый разлив на любом нефтяном объекте влечет за собой экологический и экономический ущерб. Значительное количество отказов различной степени тяжести на данных объектах техники связано со значительным сроком их эксплуатации. Так, по данным работы А.А. Тарасенко и др.[1], уже в 1997 году в системе трубопроводного транспорта свыше 3000 РВС находились в эксплуатации более 50 лет, 1000 РВС – от 40 до 50 лет. В ряде случаев отсутствует возможность замены резервуаров.

За последние 25-30 лет объем производства резервуаров в Российской Федерации снизился примерно в два-три раза, в то же время происходит постоянное повышение объемов нефтедобычи [2]. Естественно, что при таких условиях процессы старения резервуаров интенсифицируются, а на первый план выходят вопросы по обеспечению надежности эксплуатируемых и вновь проектируемых конструкций.

При получении достоверных данных об отсутствии опасных повреждений и дефектов, эксплуатация резервуаров может быть продолжена. Для поддержания надежного работоспособного состояния РВС очень важно проведение периодического обследования и комплексной дефектоскопии. Это позволяет своевременно выявлять дефекты и неисправности, которые могут быть устранены при проведении ремонтных работ.

Из этого следует **актуальность** данной работы: прогнозирование технического состояния резервуара вертикального стального типа РВСПК-50000м³, позволяющее обеспечить своевременное предупреждение аварий и отказов.

Цель работы: выбор методики проведения технического диагностирования резервуара вертикального стального типа РВСПК-50000м³.

					Обследование и диагностика резервуаров вертикальных стальных с плавающей крышей типа РВСПК 50000 м ³			
Изм.	Лист	№ докум.						
Разраб.	Струльникова Т.А.				Введение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.	Цимбалюк А.Ф.						20	102
Консульт.	Рудаченко А.					ТПУ гр. 2Б4А		
Рук-ль ООП	Брусник О.В.							

Исходя из поставленной цели, необходимо выполнить следующие задачи:

1. Изучить нормативно-техническую документацию и современную литературу по правилам технического диагностирования резервуаров;
2. Проанализировать методы технического диагностирования, выбрать методы технического диагностирования заданного резервуара;
3. Выполнить технологические расчёты объекта исследования, а именно – рассчитать стенку резервуара типа РВСПК 50000 м³ на прочность и устойчивость при проявлении дефекта стенки типа потеря металла.

Объект исследования и предмет: резервуар вертикальный стальной с плавающей крышей типа РВСПК 50000 м³.

Предмет исследования – обследование и диагностика конструкций и элементов стального вертикального резервуара.

Практическая значимость результатов ВКР – результаты данной работы могут быть использованы для выбора метода диагностики для данного оборудования со схожими параметрами.

					Введение	Лист
						21
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Обзор литературы

Общий объем резервуарного парка в России составляет более 50 млн.м³. Резервуары являются объектами повышенной опасности не только для эксплуатирующих организаций, но и для окружающей среды. Число аварий в резервуарных парках достаточно велико, без тенденции к сокращению.

Резервуар является металлоконструкцией, которая находится в сложном напряженно-деформированном состоянии и подвергается различным нагрузкам (температурная, снеговая, ветровая нагрузки, гидростатическое давление и т.д.). В процессе эксплуатации появляются различные дефекты, снижающие надежность резервуара, поэтому обследование, техническое диагностирование и своевременное выявление дефектов является основой безопасной и безаварийной работы РВС.

Необходимость повышения надежности путем внедрения новых методов диагностики, позволяющих сократить сроки обследования и обеспечить более точные результаты, является актуальной и востребованной задачей.

Очистке, диагностике и капитальному ремонту резервуаров вертикальных стальных посвящены работы Г.М. Гималетдинова [3], [4].

Вопросы технической диагностики объектов транспорта нефти и нефтепродуктов рассмотрены в работах Лисина Ю. В., Шамазова А. М., Мастобаева Б. Н., Сощенко А. Е.[5]

Современное состояние проблем обеспечения надежности резервуаров для нефти и нефтепродуктов изложено в статье Гайсина Э.Ш. и Гайсина М.Ш.[6], [7].

Контроль технического состояния и диагностирование резервуаров проводятся на основании системы нормативно-технической документации (НТД), включающей различные нормы и правила, от федеральных законов до

					Обследование и диагностика резервуаров вертикальных стальных с плавающей крышей типа РВСПК 50000 м ³			
Изм.	Лист	№ докум.			Обзор литературы	Лит.	Лист	Листов
Разраб.	Струльникова Т.А.							
Руковод.	Цимбалюк А.Ф.						22	104
Консульт.	Рудаченко А.					ТПУ гр. 2Б4А		
Рук-ль ООП	Брусник О.В.							

отраслевых регламентов.

Основным документом в ПАО «Транснефть» является руководящий документ РД-23.020.00-КТН-141-16 «Правила технического диагностирования резервуаров» [8]. Документ устанавливает требования к составу и объему работ при диагностировании РВС и железобетонных резервуаров и требования к оформлению отчетов, полученных по результатам технического диагностирования.

С усовершенствованием методов контроля разрабатываются новые нормативные документы. Так РД-77.060.00-КТН-221-09 «Методика контроля антикоррозионного покрытия, металла и сварных швов днища и внутренних конструкций резервуара» был заменен на РД– 77.060.00–КТН–234-12 «Методика контроля внутренних металлоконструкций резервуара без удаления антикоррозионного покрытия». В документе установлены методы и объемы контроля, критерии оценки, технология проведения контроля, методика проведения контроля АКП, металлоконструкций и сварных швов РВС описывается методика проведения УЗК с ФАР.

На сегодняшний день разрабатываются новые методы диагностики, дающие более точные результаты, усовершенствуются ранее используемые методы и ужесточаются критерии оценки. С появлением новых методов и методик обновляется и нормативно-техническая база, которая помогает получить всестороннюю оценку технического состояния резервуара. Все это проводится для повышения уровня надежности и безопасности резервуаров.

					Обзор литературы	Лист
						23
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

1. Характеристика объекта исследования и конструктивные особенности резервуара

Резервуар вертикальный стальной с плавающей крышей типа РВСПК-50000 м³ предназначен для приема нефти, её хранения и откачки на объектах магистральных нефтепроводов и нефтебаз по ГОСТу Р 51858-2002.

Технологическая схема резервуара позволяет выполнять следующие операции:

- перекачку нефти по нефтепроводу по схеме «с подключенной емкостью»;
- перекачку нефти по нефтепроводу по схеме «через емкость».

Максимальная производительность заполнения (опорожнения) резервуара единичной емкостью 50000 м³ составляет 11569 м³/час (при скорости движения плавающей крыши не более 4,0 м/ч в соответствии с РД 16-01-60.30 00-КТН-026-1-04).

Резервуар РВСПК-50000 м³ является сооружением, относящимся к специальным объектам, представляющим опасность для непосредственного окружения, относится к I классу опасности по РД 16.01-60.30.00-КТН-026-1-04, уровень ответственности – I, повышенный. По НПБ-105-03 категория по пожарной опасности – Ан.

					Обследование и диагностика резервуаров вертикальных стальных с плавающей крышей типа РВСПК 50000 м ³			
Изм.	Лист	№ докум.			Характеристика объекта исследования	Лит.	Лист	Листов
Разраб.		Струльникова Т.А.						
Руковод.		Цимбалюк А.Ф.					24	104
Консульт.		Рудаченко А.				ТПУ гр. 2Б4А		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

1.1. Стенка

Стенка резервуара состоит из девяти поясов, каждый пояс из двадцати четырех листов размером 8000x2250 мм. Листы стенки резервуара имеют различную толщину, которая уменьшается снизу вверх. Стенка резервуара собрана полистовой технологией (рисунок 1).

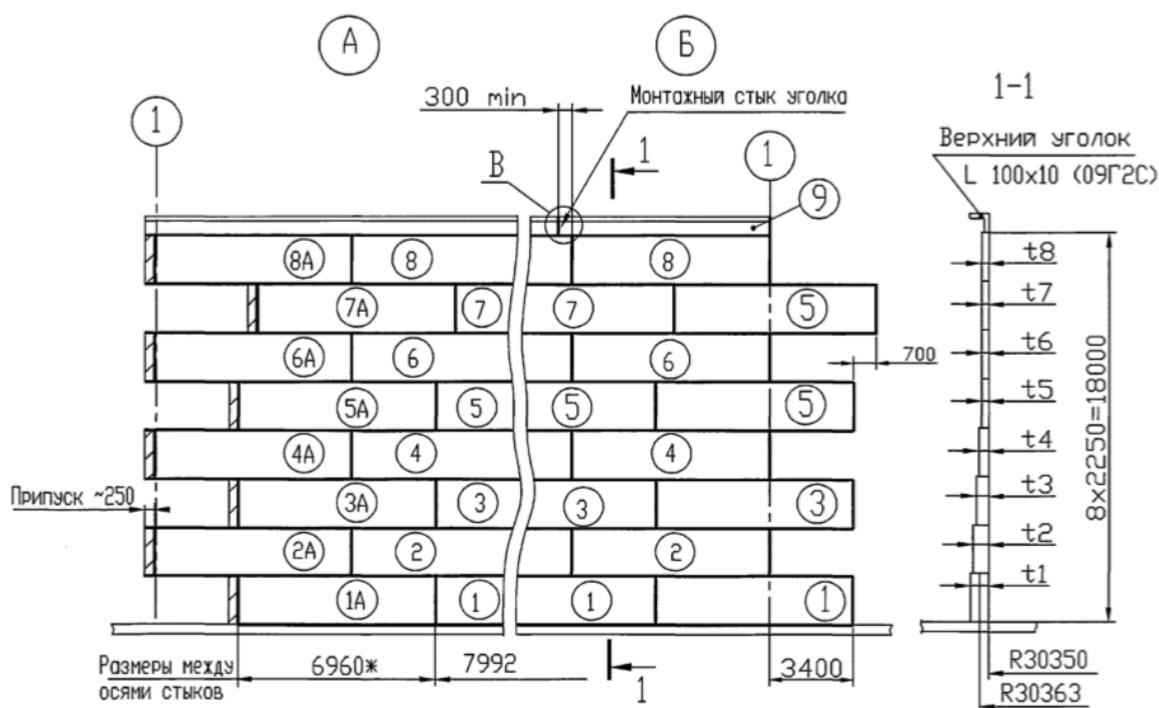


Рисунок 1 – Схема стенки резервуара типа РВСПК-50000 м³.

1.2. Днище

Днище резервуара - цельносварное полистовой сборки из стали марки СтЗсп5св, толщиной 5 мм. Днище состоит из листов стали толщиной 9 мм, кольцо окраек смонтировано в месте примыкания днища к стенке резервуара, которое состоит из 24 листов с толщиной 16 мм.

Для наиболее полного опорожнения резервуара и обеспечения возможности слива подтоварной воды днище имеет уклон 1:100 от центра к стенке резервуара.

Для контроля протечек через днище предусмотрены три смотровых колодца, расположенных возле стенки резервуара.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Конструктивные особенности резервуара	Лист
						26

1.3. Плавающая крыша

Основным преимуществом плавающей крыши в сравнении со стационарной является сокращение потерь хранимого продукта при испарениях не менее чем на 90%. Также, в резервуаре с плавающей крышей гораздо меньше корродируют сама плавающая крыша и верхние пояса стенки [9].

В отношении взрывопожаробезопасности плавающая крыша более безопасна, за счет отсутствия газового пространства.

Наличие изолированных отсеков обеспечивают пустотелые герметичные короба, которые собраны из отдельных элементов.

Плавающая крыша (ПК) смонтирована из 48 коробов заводского изготовления, которые соединены монтажными марками, образующими монтажные короба. Все короба плавающей крыши оборудованы смотровыми люками, которые позволяют контролировать герметичность коробов во время эксплуатации.

В плавающей крыше для ограничения её опускания и фиксации в крайнем нижнем положении смонтированы стационарные опорные стойки. Стойки расположены под плавающей крышей равномерно по концентрическим окружностям, закреплены на плавающей крыше и движутся вместе с ней. Высота опорных стоек от низа плавающей крыши до днища резервуара не одинакова, и определяется в соответствии с профилем днища резервуара.

Конструкция опорных стоек предусматривает установку плавающей крыши в трех положениях:

– эксплуатационном - высота от днища резервуара (возле стенки) до нижнего настила плавающей крыши 1300 мм;

– ремонтном - высота от днища резервуара (возле стенки) до нижнего настила плавающей крыши 2000 мм;

– для покраски и нанесения внутреннего антикоррозионного покрытия на высоту первого пояса - высота от днища резервуара (возле стенки) до нижнего настила плавающей крыши 2600 мм.

					Конструктивные особенности резервуара	Лист
						26
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Уклоном верхнего настила ПК к линии водостока обеспечивается сток ливневых вод. Для трубопроводов водоспуска на линии водостока установлены два патрубка (зумпф дренажа) с условным диаметром 150 мм в систему промканализации.

Плавающая крыша тремя токоотводами прикреплена к кронштейнам на стенке резервуара для отвода статического электричества.

По катушей лестнице обеспечивается доступ на плавающую крышу.

Для вытеснения газо-воздушной смеси в первоначальный период заполнения, а для обеспечения возможности подачи воздуха в пространство под плавающей крышей при постановки ПК на стойки и понижении уровня нефти ниже нижнего настила плавающей крыши установлено два предохранительных клапана, выполненные конструктивно в виде сквозного патрубка Ду 250 мм с проходящим в нем по направляющим пластинам из нержавеющей стали штоком диаметром 73 мм с приваренной к нему крышкой диаметром 450 мм. При нахождении плавающей крыши в нижнем эксплуатационном положении клапан находится в открытом состоянии, при этом зазор между патрубком клапана и крышкой составляет 100 мм [9].

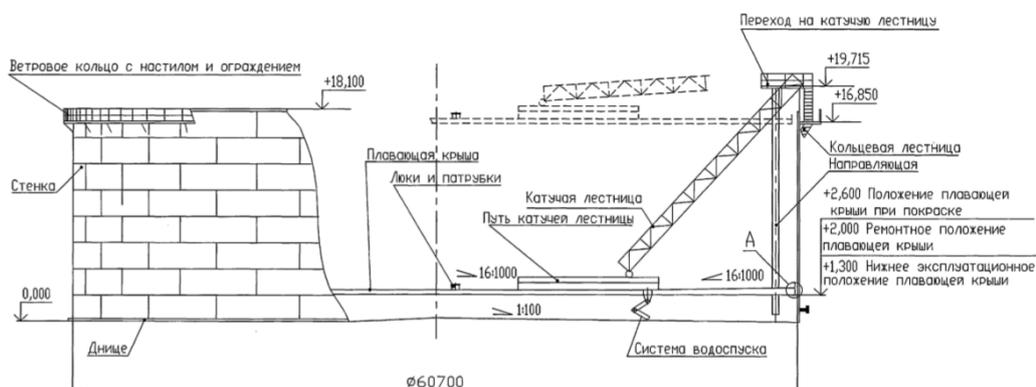


Рисунок 2- Схема резервуара РВСПК-50000 м³ в разрезе.

1.4. Направляющая

Направляющая устанавливается для координации движения плавающей крыши и для предотвращения её вращения под воздействием потоков нефти при опорожнении и заполнении резервуара. Она представляет собой

					Конструктивные особенности резервуара	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		27

вертикально установленную трубу, которая опирается на днище резервуара тремя опорными уголками.

На верхнем фланце направляющей установлены радарный уровнемер и многоточечный датчик температуры, а так же лючок для ручного замера уровня нефти и сравнения с показаниями радарного уровнемера. Переход на катучную лестницу служит площадкой для обслуживания этих приборов. Для радарного уровнемера внутри направляющей установлена стальная нержавеющая труба.

1.5. Уплотняющий затвор

Зазор между стенкой резервуара и плавающей крышей установлен для предотвращения неравномерной осадки или заклинивания, вследствие неровностей стенок резервуара.

Уплотняющий затвор состоит из скользящих листов, подвешенного устройства, пружин сжатия, уплотнительной завесы, вторичного уплотнения и защитных листов.

Скользящие листы, которые соединяются друг с другом внахлест, образуя плотно прилегающее к стенке резервуара кольцо. Прокладками и уплотнительными полосами уплотняются стыки листов.

Вес скользящих листов воспринимает подвесное устройство, которое обеспечивает их перемещение относительно плавающей крыши. Рычаги подвешенного устройства крепятся через кронштейн подвески к плавающей крыше болтовым соединением.

Пружины сжатия, которые крепятся пружинной накладкой к бортовому листу короба, обеспечивают плотное прилегание скользящих листов к внутренней поверхности стенки резервуара.

Уплотнительная завеса служит для обеспечения герметичности затвора, и представляет собой маслобензостойкую прорезиненную ткань, прикрепленную с помощью прижимных скоб и зажимных прутков к скользящему листу и бортовому листу плавающей крыши.

					Конструктивные особенности резервуара	Лист
						28
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Для защиты внутренней полости затвора от попадания атмосферных осадков и посторонних предметов устанавливаются защитные листы, которые крепятся двумя крюками в держателях защитного листа, и опираются на поверхность короба плавающей крыши с зазором между ними для вентиляции пространства под защитными листами.

Затвор поставляется в комплекте со скользящими листами, нижняя часть которых выполнена в форме скребков. Они служат для удаления парафина с внутренней поверхности стенки резервуара.

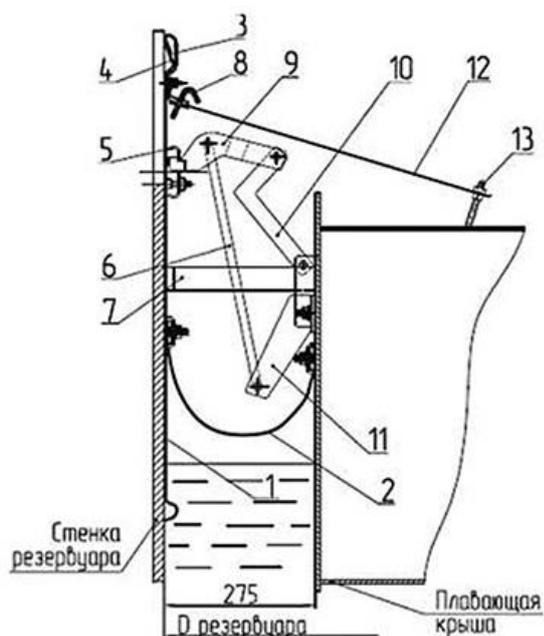


Рисунок 3 - Общий вид унифицированного затвора плавающей крыши УЗПК:

1 – скользящий лист, 2 – уплотнительная завеса, 3 – вторичное уплотнение, 4 – прижимная шина, 5 – замок подвески, 6 – поддерживающий рычаг, 7 – пружина сжатия, 8 – крюк, 9 – подвесной крюк, 10 – коленообразный рычаг, 11 – держатель кронштейна подвески, 12 – защитный лист, 13 – опорная шпилька

1.6. Катучая лестница

Доступ на плавающую крышу резервуара осуществляется с наружной стороны по кольцевой лестнице, переходной площадке и катучей лестнице.

					Конструктивные особенности резервуара	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		29

Конструкция катучей лестницы рассчитана на вертикальную нагрузку 5000 Н, приложенной к середине пролета лестницы при ее нахождении в горизонтальном положении.

Катучая лестница прикрепляется к стенке резервуара через верхний опорный узел, который состоит из балки крепления, установочной пластины, горизонтальной и вертикальной осей оснащенных опорно-упорными подшипниками качения. Нижней опорой лестницы служит колесная пара. В ступицах колес установлены радиальные подшипники качения. На настиле плавающей крыши предусмотрены пути катучей лестницы для движения колесной пары. При любом угле наклона ступени катучей лестницы остаются горизонтальными.

1.7. Кольцевая лестница

Маршевая кольцевая лестница обеспечивает подъем на ветровое кольцо резервуара, и крепится к стенке резервуара. Конструкция кольцевой лестница включает в себя лестничные марши, промежуточные площадки и ограждения.

Промежуточные площадки состоят из секторов и опираются на кронштейны. Кронштейны под площадки приварены к стенке резервуара.

В месте сопряжения с площадкой верхний узел каждого лестничного марша - жесткий. Ступени лестничных маршей выполнены из просечно-вытяжной стали для соблюдения правил техники безопасности.

1.8. Ветровое кольцо и площадки обслуживания оборудования

Ветровое кольцо, обеспечивающее общую устойчивость конструкции резервуара, воспринимающее ветровую нагрузку и служащее обслуживающей площадкой, расположено в верхней части стенки. Оно состоит из 18 секций с ограждением и настилом. Обслуживание камер пены низкой кратности и извещателей пламени производится с ветрового кольца. Для обслуживания оборудования резервуара предусматривается:

– площадка обслуживания оборудования размещаемого на направляющей плавающей крыши;

					Конструктивные особенности резервуара	Лист
						30
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- площадка обслуживания для сигнализатора верхнего уровня;
- площадки обслуживания с лестницей-стремянкой, для обслуживания люк-лаза во втором поясе стенки резервуара.

Настил площадок выполнен из просечно-вытяжной стали для удобства обслуживания и соблюдения правил техники безопасности при обслуживании в условиях низких температур.

1.9. Технологическое оборудование

Надёжная эксплуатация резервуаров обеспечивается специальным технологическим оборудованием.

Таблица 1 – Перечень оборудования и конструктивных элементов вертикальных цилиндрических стальных резервуаров [10].

№ п/п	Наименование оборудования	Наличие в резервуаре		
		РВС	РВСП, РВСПА	РВСПК
1	Приемо-раздаточный патрубок	+	+	+
2	Приемо-раздаточное устройство	+	+	+
3	СРДО, в том числе типа «Диоген»	+	+	+
4	Кран сифонный	+	+	+
5	Люк-лазы в первом поясе	+	+	+
6	Люк-лаз во втором (третьем) поясе	-	+	+
7	Люк световой	+	+	+
9	Люк монтажный	+	+	+
10	Люк замерный	+	+	+
11	Дыхательный клапан	+	-	-

Продолжение таблицы 1

№ п/п	Наименование оборудования	Наличие в резервуаре		
		РВС	РВСП, РВСПА	РВСПК

13	Аварийный клапан	+	-	-
14	Вентиляционный патрубок	-	+	-
15	Пробоотборник	+	+	-
16	Водоспуск	-	-	+
17	Система подогрева (опционально)	+	+	+
18	Система охлаждения	+	+	+
19	Система пожаротушения	+	+	+
20	Установка газового пожаротушения (опционально)	+	+/-	-
21	Сигнализатор верхнего допустимого уровня	+	+	+
22	Уровнемер (измеритель уровня)	+	+	+
23	Многоточечный датчик средней температуры нефти	+	+	+
24	Датчик гидростатического давления	+	+	+
25	Датчик (типа мановакуумметр) для контроля давления в паровоздушном пространстве под стационарной крышей резервуара	+	-	-
26	Датчик подтоварной воды (опционально)	+	+	+

2. Основные виды дефектов на резервуарах

Большинство резервуаров для хранения нефтепродуктов в нашей стране эксплуатируются более 50 лет и практически выработали нормативные сроки службы. Как известно, длительная эксплуатация приводит к деградации металла, при этом повышается предел текучести, снижаются показатели пластичности [18].

Без мониторинга развития повреждений в процессе эксплуатации резервуаров приводит к значительному снижению его надежности или к катастрофическим авариям. Поэтому, первой задачей обеспечения надежности резервуаров является предотвращение разрушений.

Оценка технического состояния объекта устанавливается по показателям обнаруженных приборами неразрушающего контроля дефектов, при этом найденные дефекты разделяются на допустимые по требованиям НТД и недопустимые, превышающие нормы ГОСТ Р ИСО 6520-1-2012.

В соответствии с нормативно-правовыми актами и требованиями касаясь объекта контроля, дефекты различают на: поверхностные (обычно обнаружимые без вооруженного глаза) и скрытые, а также критические, значительные малозначительные. Такое разделение дефектов необходимо для выбора вида контроля, например, разрушающий либо неразрушающий метод контроля. Для каждого метода контроля дефекты оцениваются по конкретным характеристикам, которые свойственны для данного вида контроля [14].

Дефекты сварных соединений и основного металла подразделяются на: производственно-технологические, которые возникают в процессе изготовления конструкции, в процессе монтажа и установки, и эксплуатационные, появляющиеся после в процессе эксплуатации в результате процессов деградации металла, и так же в результате нарушений эксплуатации и ремонтов. Все указанные дефекты при проведении технического контроля

					Обследование и диагностика резервуаров вертикальных стальных с плавающей крышей типа РВСПК 50000 м ³			
Изм.	Лист	№ докум.			Основные виды дефектов на резервуарах	Лит.	Лист	Листов
Разраб.		Струльникова Т.А.						
Руковод.		Цимбалюк А.Ф.					33	102
Консульт.		Рудаченко А.				ТПУ гр. 2Б4А		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

(диагностировании) должны выявляться средствами и методами неразрушающего контроля (НК).

По геометрическим параметрам все дефекты, которые были выявлены физическими методами при дефектоскопии сварных соединений резервуара и основного металла, подразделяются на: локальные (точечные), плоскостные и объёмные.

Дефекты, выявляемые при обследовании резервуаров, с точки зрения пригодности резервуара к дальнейшей эксплуатации разделяют на:

- ограниченно-допустимые - наличие таких дефектов обуславливает принятие необходимых эксплуатационных мер (например, ограничение высоты уровня жидкости в резервуаре);
- недопустимые - при наличии которых невозможна дальнейшая безопасная эксплуатация резервуара.

Со стороны ремонтпригодности дефекты, которые были выявлены при обследовании резервуара и его конструкций делятся на:

- исправимые — устранение таких дефектов технически возможно и целесообразно экономически;
- неисправимые — устранение которых связано со значительными затратами или невозможно [15].

В зависимости от стадии возникновения дефектов РВС может быть предложена следующая классификация дефектов РВС:

1) дефекты, которые образовались при изготовлении (металлургические). К этой категории относятся неравномерное легирование, нарушение геометрии проката, микротрещины, расслоения, закаты, задиры;

2) дефекты, которые образовались в процессе изготовления рулонных заготовок. В эту категорию входят: подрез; кратер в сварном шве; шлаковые включения; смещение стыкуемой кромки листа; микротрещина в сварном шве; грубая чешуйчатость шва; непровар; газовые поры; свищи; нарушение геометрии сварного шва;

					Основные виды дефектов на резервуарах	Лист
						34
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

3) дефекты, которые были образованы в процессе транспортировки рулонных заготовок. В эту категорию входят: гофры, которые образовались на поверхности рулона; прогиб в продольном направлении; местная вмятина на крае рулона; локальная вмятина на рулоне; смятие части рулона;

4) дефекты, которые появились в процессе монтажа резервуара (монтажные). В эту категорию входят: дефекты при подготовке основания (некачественное уплотнение, перепад высот площади основания, некачественное выполнение нивелирования) и монтаже: локальные пластические деформации стенки резервуара, подтянутые с усилием части окраек днища к стенке резервуара перед выполнением сварки, смещение в вертикальной плоскости стыкуемых полотнищ, жестко закрепленные шахтные лестницы или газоуравнительной системы к резервуару, сквозные пробои монтажной техникой металлоконструкций резервуара, отсутствие фундамента газоуравнительной системой или под задвижками, недопустимых размеров хлопуны днища и т.д.

Исследование особенностей распределения дефектов позволило сделать заключения, что для сварных соединений характерны подрезы, поры, непровары и шлаковые включения; виды дефектов зависят от метода сварки.

Для автоматической сварки преобладают дефекты в виде непроваров, для ручной дуговой – поры, шлаковые включения, подрезы, дефекты формы шва. При ручной и механизированной сварке дефекты располагаются в виде цепочек различной протяженности или скоплений из нескольких дефектов.

По результатам проведенных обследований более 600 рассмотренных резервуаров для хранения нефтепродуктов обнаружено 8580 дефектов. Из них преобладающее количество занимают подрезы около 45%, раковины 30%, дефекты формы шва 15%, непровары 5%, шлаки 5% [19].

Основными причинами появления течей в корпусе и днище резервуара являются мелкие свищи и трещины в сварных соединениях.

Авторы исследований, приведенных в списке литературы [1] при анализе причин 213 аварийных резервуаров, выделили несколько генеральных

					Основные виды дефектов на резервуарах	Лист
						35
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

направлений доминирующих причин разрушения РВС, без учета активной коррозии металла РВС.

Таблица 2 – Доминирующие причины разрушения РВС.

Наименование доминирующих причин аварий резервуаров	Число аварий	Процент от общего числа аварий
1. Нарушение технологии ремонта	3	6,5
2. Коррозия	2	4,3
3. Нарушение технологии проведения гидроиспытаний	4	8,7
4. Некачественное выполнение сварочных работ	13	28,3
5. Неравномерная осадка	6	13,1
6. Нарушение правил эксплуатации	11	23,9
7. Нарушение технологии изготовления	7	15,2
Всего	46	100,0

Наиболее частыми случаями повреждений и отказов конструкций РВСПК-50 000, которые находятся в эксплуатации более 20 лет, являются: образование усталостных трещин сварных соединениях стенки, усталостные трещины в зонах врезки приемо-раздаточных патрубков; появление кольцевых трещин в зоне сопряжения уторного шва с основным металлом краечных листов днища; трещины в сопряжении колец жесткости со стенкой; интенсивные локальные коррозионные повреждения внутренней стороны стенки в сопряжении с днищем; коррозионные повреждения внутреннего уторного шва; общая и язвенная коррозия центральной части днища; нарушения герметичности коробов и опор плавающей крыши [8].

Обязательным требованием для обеспечения надёжности резервуаров является раннее обнаружение дефектов, при этом основным инструментом становится применение неразрушающих методов контроля. При проведении диагностирования резервуаров широкое распространение получили следующие методы НК: визуальный и измерительный, рентгенографический, ультразвуковой, капиллярный, магнитопорошковый и акустико-эмиссионный.

					Основные виды дефектов на резервуарах	Лист
						36
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

3. Организация работ по технической диагностике резервуаров

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

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

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

					Обследование и диагностика резервуаров вертикальных стальных с плавающей крышей типа РВСПК 50000 м ³			
Изм.	Лист	№ докум.						
Разраб.	Струльникова Т.А.				Организация работ по технической диагностике резервуаров	Лит.	Лист	Листов
Руковод.	Цимбалюк А.Ф.						37	104
Консульт.	Рудаченко А.					ТПУ гр. 2Б4А		
Рук-ль ООП	Брусник О.В.							

органов по оценке соответствия» СДА-01-2009 и СДА-15.

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

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

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

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

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

В первую очередь диагностированию должны подвергаться резервуары:

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

					Организация работ по технической диагностике резервуаров	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		38

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

Техническое диагностирование так же разделяется на очередное и внеочередное.

Во время эксплуатации резервуара проводятся следующие виды технического диагностирования:

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

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

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

Таблица 3 – Периодичность проведения технического диагностирования вертикальных цилиндрических стальных резервуаров [10]

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

№ п/п	Тип резервуара	Срок эксплуатации	Частичное техническое диагностирование	Полное техническое диагностирование
3	РВС, РВСП, РВСПК, РВСПА полистовой сборки	До 20 лет	1 раз в 10 лет после ввода в эксплуатацию, последнего технического диагностирования или ремонта	1 раз в 20 лет после ввода в эксплуатацию, последнего ремонта или через 10 лет после частичного технического диагностирования
4	РВС, РВСП, РВСПК, РВСПА полистовой сборки	От 20 лет	1 раз в 5 лет после последнего технического диагностирования или ремонта	1 раз в 10 лет после последнего ремонта или через 5 лет после частичного технического диагностирования
5	РВС, РВСП полистовой сборки с теплоизоляцией	До 20 лет	1 раз в 10 лет после ввода в эксплуатацию, последнего технического диагностирования или ремонта	1 раз в 20 лет после ввода в эксплуатацию, последнего ремонта или через 10 лет после частичного технического диагностирования
6	РВС, РВСП полистовой сборки с теплоизоляцией	От 20 лет	1 раз в 5 лет после последнего технического диагностирования или ремонта	1 раз в 10 лет после последнего ремонта или через 5 лет после частичного технического диагностирования

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

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

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

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

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

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

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

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

3.1. Перечень работ, выполняемых при частичной технической диагностике

Этапы проведения частичной технической диагностики [8]:

а) в первом этапе проводят:

- анализ документации: проверка наличия паспорта резервуара и правильности его заполнения, установления фактических условий эксплуатации и соответствия их паспортным данным, анализ результатов ранее проведённых диагностирований и ремонтно-восстановительных работ, уточнения фактической наработки резервуара, сбора сведений о металлах, применённых при строительстве, ознакомление с результатами испытаний и актами на скрытые работы.
- выполнение частичного технического диагностирования без вывода резервуара из эксплуатации: проведение визуального и измерительного контроля, контроля неразрушающими методами, контроля толщин стенок корпуса резервуара неразрушающим методом (ультразвуковая толщинометрия);
- по результатам диагностики выдается предварительное заключение.

б) во втором этапе выполняют:

- расчёт стенки резервуара на прочность и устойчивость;
- расчёт напряжённо-деформированного состояния конструкции резервуара с учетом проявления локальных дефектов стенки (типа вмятины, выпучины), угловатости сварного шва, ребер и колец жесткости;
- определение срока и условий безопасной эксплуатации конструкций резервуара с дефектами с указанием срока эксплуатации по каждому дефекту, элементу конструкции и резервуара в целом;
- по результатам частичной технической диагностики резервуара выдают технический отчёт с учётом результатов обследования и заключение о сроке и условиях безопасной эксплуатации резервуара.

					Организация работ по технической диагностике резервуаров	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		42

3.2. Перечень работ, выполняемых при полной технической диагностике

Этапы проведения частичной технической диагностики [8]:

а) в первом этапе:

- проведение первого этапа технического диагностирования в объёме частичной технической диагностики без вывода резервуара из эксплуатации, без проведения акустико-эмиссионного контроля днища, корпуса стенки и ультразвукового сканирования первого пояса;
- полное проведение ультразвукового контроля сварных швов стенки резервуара и перекрестий, ультразвукового контроля кольцевых швов трубопроводов систем подслоного пожаротушения, системы размыва донных отложений, зачистного трубопровода, системы компенсации.
- выдача предварительного отчёта.

б) во втором этапе:

- проведение технической диагностики после вывода резервуара из эксплуатации, зачистки, дегазации и демонтажа временных ремонтных элементов, которые были выявлены на первом этапе диагностики и не обеспечивают (по результатам расчета напряжённо-деформированного состояния) расчет критериев прочности и устойчивости стенки.
- проведение визуального и измерительного контроля (проверяют сварные швы, плавающую крышу, стенки, наружное защитное покрытие, днище, уровнемерное устройство, теплоизоляцию, фланцевые соединения, сальниковые уплотнения, дыхательные механические и предохранительные гидравлические клапаны, заземления, обогревающие устройства, молниезащиту, обвалование, отмостки, лестницы, площадки обслуживания; измерение размеров выявленных дефектов, проверку вертикальности стенок и горизонтальности днища);
- контроль неразрушающими методами (контролируют сплошности сварных швов и зоны основного материала, применяя методы магнитной памяти, рентгенографию, ультразвуковую дефектоскопию и др.);

					Организация работ по технической диагностике резервуаров	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		43

- контроль толщины стенки основных элементов (корпуса, днища, кровли) неразрушающими методами контроля (ультразвуковая толщинометрия);
- определение физико-механических свойств материала основных элементов и химического состава (при необходимости);
- расчет допустимых нагрузок;
- проведение гидравлического испытания;
- расчет остаточного ресурса.

По окончании двух этапов проводится:

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

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

Составленный по результатам технического диагностирования отчёт подписывается исполнителями, подвергается проверке и подписывается руководителем структурного подразделения. Утверждается руководителями генеральной подрядной организации и диагностической организации, которая проводила техническое диагностирование. Отчёт заверяется печатью диагностической организации, которая проводила техническое диагностирование, и передается заказчику в четырех бумажных экземплярах и в трех электронных копий [8].

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

					Организация работ по технической диагностике резервуаров	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		44

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

4.1. Осмотр

Визуальный осмотр осуществляется для оценки общего состояния конструкций резервуара, с целью выявления очевидных дефектов (основного металла стенки, плавающей крыши и сварных соединений)[12].

Результаты визуального осмотра заносят в акт осмотра, где указываются:

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

4.2. Визуальный и измерительный контроль (ВИК)

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

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

При проведении визуально-измерительного контроля расстояние до контролируемого объекта должно быть менее 300 мм, а освещенность контролируемого объекта должна быть более 500 Лк [26].

При ВИК материал и сварные соединения проверяют на:

- механические повреждения поверхностей;
- изменение форм элементов конструкций;

					Обследование и диагностика резервуаров вертикальных стальных с плавающей крышей типа РВСПК 50000 м ³			
Изм.	Лист	№ докум.						
Разраб.		Струльникова Т.А.			Описание методов контроля	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Цимбалюк А.Ф.					45	102
Консульт.		Рудаченко А.				ТПУ гр. 2Б4А		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

- трещины и поверхностные дефекты, которые образовались в процессе эксплуатации;
- коррозионный и механический износ поверхностей.

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

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

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

4.2.1. Геодезические измерения

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

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

При геодезических измерениях применяют средства измерений:

- технический теодолит со среднеквадратичной погрешностью измерения угла одним приемом 30" и менее;
- измерительная каретка;
- лазерный сканер;
- тахеометр электронный, допускаемая средняя квадратическая погрешность измерения угла одним приемом не более 5", измерение расстояния 3 мм.

					Описание методов контроля	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		46

- нивелир со средней квадратичной погрешностью измерений не превышающей 3 мм на 1 км двойного нивелирного хода;
- отвес.

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

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

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

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

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

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

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

Нивелирование коробов плавающих крыш проводится при опущенной на опоры крыши с шагом в 6 м [8].

					Описание методов контроля	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		47

4.3. Ультразвуковая толщинометрия (УЗТ)

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

Измерения выполняются на:

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

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

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

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

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

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

					Описание методов контроля	Лист
						48
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Контроль конструкций резервуара с антикоррозионным покрытием, удовлетворяющими требованиям РД-19.100.00-КТН-299-09, производится без снятия покрытия с использованием толщиномеров, которые позволяют измерять толщину металла через покрытие толщиной до 3000 мкм [8].

4.4. Контроль состояния антикоррозионного покрытия

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

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

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

Контроль по внешнему виду АКП выявляет:

- эксплуатационные дефекты типа растрескивание, отслаивание, пузыри, коррозию металла под покрытием по всей площади контролируемой поверхности;
- дефекты, обусловленные некачественным нанесением покрытия на сварные швы и околошовные зоны в виде неоднородностей, наплывов, посторонних вкраплений, отслоений и потёков, сморщивания и т.п., которые вызовут нарушение акустического контакта и будут препятствовать перемещению ПЭП при выполнении УЗК.

При выявлении дефектов в антикоррозионном покрытии измеряют площадь повреждения. Если площадь повреждения превышает 15 % от всей площади антикоррозионного покрытия элемента, то покрытие

					Описание методов контроля	Лист
						49
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

конструкционного элемента подвергается капитальному ремонту. Контроль диэлектрической сплошности, толщины и адгезии при этом не проводится. Если площадь дефекта не превышает 15 % от всей площади АКП элемента, то проводится местный ремонт покрытия [8].

4.5. Акустико-эмиссионный контроль (АЭК)

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

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

Благодаря данным свойствам, представляется возможность формировать адекватную систему классификации дефектов и критерии оценки технического состояния объекта, основанные на реальном влиянии дефекта на объект [8].

4.6. Ультразвуковой контроль (УЗК)

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

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

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

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

					Описание методов контроля	Лист
						50
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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

Каждый дефект описывают отдельно при составлении заключения. К акту УЗК прилагаются заключение с результатами УЗК, схемы проведения диагностического контроля, эскизы конструкций резервуара с обозначением координат расположения выявленных дефектов [8].

4.7. Радиографический контроль (РК)

РК основан на регистрации и анализе проникающего ионизирующего излучения. Используются рентгеновское гамма-излучение потоки нейтрино и т.д. Проходя через толщу изделия, проникающие излучения по-разному ослабляются в дефектном и бездефектном сечениях и несут информацию о внутреннем строении вещества и наличии дефектов внутри изделия.

Энергия источников гамма-излучения, анодное напряжение на рентгеновской трубке выбираются в зависимости от толщины металла просвечиваемых изделий и типа применяемой радиографической пленки или запоминаящих многоразовых («фосфорных») пластин таким образом, чтобы была обеспечена требуемая чувствительность контроля, производительность работ и радиационная безопасность всего обслуживающего персонала. стальных резервуаров и трубопроводов.

Используется в случае контроля объектов сложных форм, при невозможности применения контактных методов, таких как ультразвуковая дефектоскопия. РК предпочтительно подходит для обнаружения внутренних объемных дефектов, возможность контроля объектов из любых материалов.

Результаты радиографического контроля легко визуализируются и заносятся в архив протоколов, по сравнению с другими видами контроля таким образом, обнаруженные несплошности представляются в наглядном виде [8].

					Описание методов контроля	Лист
						51
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

4.8. Капиллярный контроль (ПВК)

Капиллярные методы основаны на капиллярном проникновении капель индикаторных жидкостей в полости поверхностных дефектов. Капиллярный контроль проводится для выявления поверхностных дефектов сварных соединений РВС и основного металла элементов конструкций резервуара.

Дефектоскопические материалы используются в виде наборов, которые должны включать в себя:

- индикаторный пенетрант, характерный цветовой тон которого можно наблюдать в видимом излучении;
- очиститель объекта контроля от пенетранта;
- проявитель индикаторного следа дефекта [8].

4.9. Течеискание пузырьковым вакуумным способом (вакуумирование)

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

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

Нарушение герметичности определяется по появлению пузырей пенного индикатора.

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

4.10. Контроль избыточным давлением (контроль давлением)

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

					Описание методов контроля	Лист
						52
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Присутствие несплошностей обнаруживается по образованию пузырей пенного индикатора.

Герметичность сварных соединений приварки воротников патрубков к стенке производится созданием избыточного давления воздуха 4 кПа в полости между воротником и стенкой. Воздух при этом закачивается через технологическое отверстие в воротнике. Нарушение герметичности шва также обнаруживается по образованию пузырей пенного индикатора [8].

4.11. Контроль ЭХЗ, молниезащиты, заземления, защиты от статического электричества

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

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

4.12. Электромагнитный контроль (ЭМК)

Среди методов электромагнитного контроля выделяют магнитный и вихретоковый контроль.

Для оценки качества термообработки, свойств модифицированных поверхностных слоев, контроля НДС применяется коэрцитиметрия. Метод НК, основанный на эффекте магнитной памяти металла, применяется для оценки деформаций материала и позволяет выявить потенциальные зоны разрушения.

Еще одним методом диагностики, основанным на измерении напряженности магнитного поля, является феррозондовый. В качестве контролируемого параметра он использует магнитные поля рассеяния. Данный метод используется для выявления трещиноподобных дефектов материала.

					Описание методов контроля	Лист
						53
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Вихретоковый НК отличается большим диапазоном чувствительности и возможностью контроля нескольких характеристик. Амплитудный вихретоковый НК может быть применен для оценки уровня накопленных повреждений металла от воздействия циклических нагрузок.

ЭМК металла и сварных стыковых соединений днища РВС выполняется без удаления АКП, если качество покрытия отвечает требованиям РД-77.060.00-КТН-221-09.

4.13. Механические испытания и определение химического состава металла

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

При механическом определении свойств стали проводят следующие испытания:

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

Отбор и вырезка образцов для выполнения механических испытаний производится из нижнего пояса стенки резервуара. При этом вырезают участок листа для контрольной заготовки круглой формы с диаметром 500 мм, содержащим сварной шов в наиболее корродированном листе в зоне с интенсивными коррозионными повреждениями так, чтобы место вырезки можно было отремонтировать с помощью сварки. При этом центр участка, который был вырезан, должен располагаться на вертикальном сварном шве, на расстоянии более 700 мм от горизонтальных швов.

На вырезанный контрольный образец наносят маркировку с указанием номера резервуара, пояса и листа, и составляют сопроводительную документацию [8].

					Описание методов контроля	Лист
						54
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

4.14. Выводы по результатам технической диагностики и определение срока безопасной эксплуатации резервуара

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

Резервуар должен быть выведен из эксплуатации в ремонт при обнаружении:

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

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

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

					Описание методов контроля	Лист
						55
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

5. Сравнительный анализ неразрушающих методов диагностического контроля

Одним из перспективных методов выявления дефектов в стенке резервуара является акустико-эмиссионный (АЭ) метод НК, в котором нахождение развивающихся дефектов достигается регистрацией и анализом акустических волн, возникающих от развивающихся дефектов [19].

С помощью акустико-эмиссионного метода обнаруживают и регистрируют в развивающиеся дефекты, что дает возможность классифицировать их не по размерам, а по степени опасности. Исследование с помощью метода АЭ производится без вывода оборудования из эксплуатации. Выявляемость дефектов АЭ контроля не зависит от положения и ориентации дефектов, что является одним из главных преимуществ.

Возможности, связанные с использованием АЭ методом контроля, имеют большие преимущества в сравнении с другими традиционными методами, требующих, например, удаления изоляционного покрытия, опорожнения резервуара от жидкости или сканирования больших поверхностей, но главным преимуществом считается обнаружение трудно обнаруживаемых ультразвуковым, рентгеновским, магнитным и другими методами зарождающихся плоскостных дефектов.

Благодаря отличию своих возможностей от традиционных методов контроля, оказывается очень полезным на практике совмещать АЭ с другими методами контроля. Использование метода АЭ значительно сокращает время проведения диагностических работ и экономит средства, затрачиваемые на их проведение и вывод из эксплуатации оборудования.

Однако акустико-эмиссионный метод не позволяет обследовать полную поверхность резервуара, а только стенку, поскольку для проведения метода необходимо создание нагрузки. Исходя из этого, для обследования днища

					Обследование и диагностика резервуаров вертикальных стальных с плавающей крышей типа РВСПК 50000 м ³			
Изм.	Лист	№ докум.			Сравнительный анализ неразрушающих методов диагностического контроля	Лит.	Лист	Листов
Разраб.	Струльникова Т.А.						56	104
Руковод.	Цимбалюк А.Ф.					ТПУ гр. 2Б4А		
Консульт.	Рудаченко А.В.							
Рук-ль ООП	Брусник О.В.							

резервуара целесообразно применять другие методы неразрушающего контроля.

В России традиционно принято обследовать днища резервуаров ультразвуковым диагностическим методом. Однако у этого метода есть физические особенности, которые не позволяют ему обеспечить полный контроль днища. Помимо этого, перед применением УЗК необходимо произвести демонтаж защитного изоляционного покрытия вне зависимости от его состояния [17].

Поэтому в настоящее время ультразвуковым методом контроль проводят не по всей площади днища, а в конкретных точках. В этом случае появляется большая вероятность пропуска дефектов, а особенно коррозионных повреждений днища, которые расположены со стороны с гидрофобным слоем.

Проблема повышения точности результатов технического диагностирования является важной задачей, так одной из современных технологий, повышающих качество ультразвукового контроля (УЗК), является применение приборов с фазированными антенными решетками.

На рисунке 4 изображен принцип работы датчиков с фазированными антенными решетками (ФАР). В УЗК с ФАР используется одноэлементный преобразователь, представляющий множество пьезоэлектрических элементов объединенных в одном датчике. Принципиальные отличия от традиционного УЗК в том, что с помощью ФАР захватывается большая область контроля, увеличивается скорость сканирования, получают более точные результаты, считывание и распознавание сигналов происходит быстрее, расшифровка результатов упрощается за счет получения изображения [16].

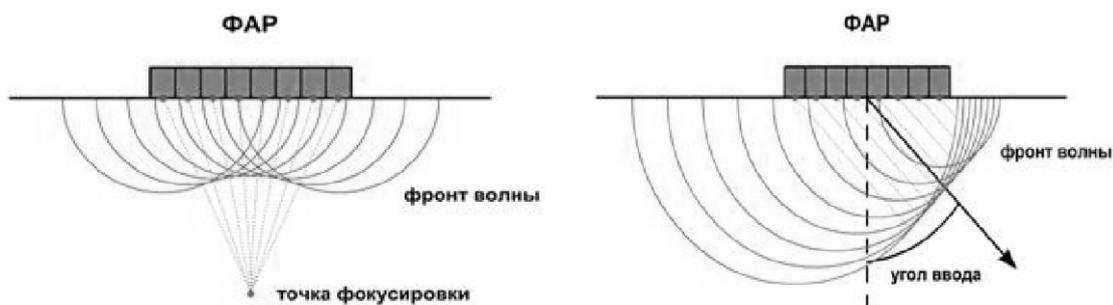


Рисунок 4 – Принцип работы датчиков ФАР

					Сравнительный анализ неразрушающих методов диагностического контроля	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		57

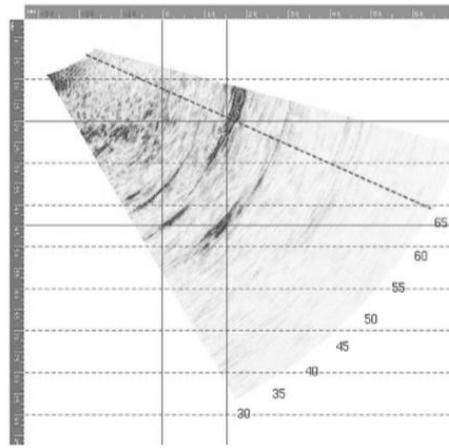


Рисунок 5 - Изображение, получаемое при контроле ультразвуковым способом с применением фазированных решеток

Одной из усовершенствованных методик УЗК является проведение контроля без удаления антикоррозионного покрытия (АКП). Но в случаях, когда АКП не соответствует требованиям нормативной и технической документации, на дефектных участках производят ремонт и повторный контроль.

Сравнительный анализ возможностей различных технологий, используемых при диагностическом обследовании днищ и стенок РВС, с учетом их физических возможностей представлен в таблице 4.

Таблица 4 - Сравнительный анализ возможностей различных методов диагностического контроля [18]

№	Свойство	Сравнение технологий НК днища и стенки РВС			
		ВИК	УЗК	АЭК	МК
1	Контроль без демонтажа ЗИП	-	-	+	+
2	Контроль 100% площади днища и стенки	+	-	-	+
3	Возможность контроля при полной диагностике	+	+	-	+
4	Возможность контроля при частичной диагностике	только стенка	только стенка	+	только стенка
5	Возможность выявления как наружных, так и внутренних дефектов	-	+	+	+

№	Свойство	Сравнение технологий НК днища и стенки РВС			
		ВИК	УЗК	АЭК	МК
7	Определение координат дефектов	-	+	-	+
8	Оценка размеров дефектов	+	+	-	+
9	Определение остаточной толщины металла днища и стенки	-	+	-	+
10	Оценка толщины ЗИП	-	-	-	+

В настоящее время преимущественно для днищ резервуара в настоящее время применяется вихретоковый контроль с применением сканеров магнитного поля. Вихретоковый контроль позволяет выявить поверхностные и подповерхностные дефекты в углеродистой и низколегированной конструкционной стали днища, а так же измерить толщину антикоррозионного покрытия.

Одной из особенностей вихретокового НК является то, что измерения физических величин проводятся на ограниченной глубине, в приповерхностном слое материала. Достоинством вихретокового НК является то, что область материала, охватываемая при измерениях, локализована в потенциальной зоне зарождения трещин (у поверхности материала).

Также к достоинствам рассматриваемого вида контроля можно отнести высокую точность, возможность «отстройки» от большинства помех (так называемых «мешающих» факторов), низкая чувствительность к температуре и влажности окружающей среды и отсутствие чувствительности к анизотропии проката (в случае контроля изделий, изготовленных из листовой стали). Наилучшим образом выявляются дефекты типа усталостных трещин, ориентированные перпендикулярно контролируемой поверхности [18].

Таким образом, для проведения технического диагностирования резервуаров целесообразно применять акустико-эмиссионный контроль для обнаружения дефектов в стенке, а для днища резервуара – совместное применение магнитного контроля и ультразвукового. Благодаря этому сочетанию достигается выявление наибольшего количества дефектов

6. Расчётно-технологическая часть

Целью проведения обследования и технической диагностики сооружения – «Резервуар вертикальный стальной с плавающей крышей типа РВСПК-50000 м³», применяемого на опасном производственном объекте, I класс опасности (по РД 16.01-60.30.00-КТН-026-1-04) и категория по пожарной опасности - Ан (по НПБ-105-03), является:

- 1) оценка технического состояния;
- 2) оценка соответствия требованиям промышленной безопасности;
- 3) определение возможности и срока дальнейшей безопасной эксплуатации.

Таблица 5 - Краткая характеристика объекта

Тип технического устройства	Резервуар вертикальный стальной типа РВСПК-50000 м ³
Ввод в эксплуатацию	1984 г.
Базовая высота	19315 мм
Максимально допустимая высота налива	14900 мм
Общая емкость	50000 м ³
Вид хранимого продукта	Сырая нефть, плотность 861 кг/м ³
Диаметр	60700 мм
Высота стенки	18000 мм
Высота резервуара	24160 мм
Данные о металле	09Г2С (ГОСТ 5058-65)
Тип соединения	Стыковое, нахлесточное, тавровое.
Способ сварки	Ручная (ГОСТ 5264)

					Обследование и диагностика резервуаров вертикальных стальных с плавающей крышей типа РВСПК 50000 м ³			
Изм.	Лист	№ докум.						
Разраб.		Струльникова Т.А.			Расчётно- технологическая часть	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Цимбалюк А.Ф.					60	104
Консульт.		Рудаченко А.				ТПУ гр. 2Б4А		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

Продолжение таблицы 5

Толщина листов по поясам	1 пояс – 25,0 мм; 2 пояс – 22,0 мм; 3 пояс – 18,0 мм; 4 пояс – 15,0 мм; 5 пояс – 12,0 мм; 6 пояс – 11,0 мм; 7-9 пояса – 11,0 мм.
Плавающая крыша	Диаметр 60400 мм, высота коробов 600 мм; количество коробов 32 шт. толщина листов 4,0 мм
Фундамент	Железо-бетонный фундамент с гидрофобным слоем
Вид работы	Статический с 1984 г. по 2016 г., циклический (3 цикла в неделю) с 2016 г. по настоящее время.
Сведения об авариях	Аварий не было

Резервуар находился в эксплуатации более 30 лет, после частичного диагностирования прошло 5 лет. Аварий и отказов за период эксплуатации зафиксировано не было.

Техническая диагностика проводится в соответствии с периодичностью проведения технического диагностирования вертикальных цилиндрических стальных резервуаров (таблица 13, РД-23.020.00-КТН-053-17).

Методика проведения технического диагностирования.

С целью определения фактического технического состояния сооружения и соответствия требованиям нормативно-технических документов были проведены следующие работы:

- 1) анализ документации;
- 2) техническое диагностирование;
- 3) расчет напряженно-деформированного состояния (НДС).

Выбор методов неразрушающего или разрушающего контроля, наиболее эффективно выявляющих дефекты, образующихся в результате воздействия наружной (язвенной) и внутренней (подповерхностной) коррозии.

При анализе конструкций резервуара, предыдущих ЭПБ, выявленных дефектов и требований ГОСТ 17032-2010 были выбраны наиболее эффективные методами неразрушающего и разрушающего контроля

					Расчётно-технологическая часть	Лист
						61
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

выявленных дефектов, образующихся в результате установленных механизмов повреждения.

Техническое диагностирование сооружения проведено в соответствии с требованиями программы диагностики и включало в себя:

- анализ эксплуатационной, проектной и ремонтной документации, результатов проведенных ранее экспертиз промышленной безопасности, материалов расследования аварий (при их наличии);
- внешний осмотр, визуальный и измерительный контроль (в том числе измерение расстояния между плавающей крышей и стенкой резервуара, измерение отклонений направляющих плавающей крыши резервуара);
- ультразвуковая толщинометрия;
- контроль геометрической формы стенки и нивелирование окрайки днища сооружения (геодезический контроль);
- ультразвуковой контроль сварных швов и капиллярная дефектоскопия;
- измерение твердости основного металла, определение химического состава металла, измерение микротвердости;
- выполнение математических расчетов;
- гидравлическое испытание с применением акустико-эмиссионного метода.

Таблица 6 – Результаты технического диагностирования

№1. Внешний осмотр, визуальный и измерительный контроль	
Выявленный дефект	<p>Хлопуны на днище</p> <p>№1 - размер 1,0 м x 1,0 м, площадь 1,0 м², высота 70 мм;</p> <p>№2 - размер 1,0x0,5 м, площадь 0,5 м², высота 55мм;</p> <p>№3 - размер 0,5x0,5 м, площадь 0,25 м², высота 45 мм;</p> <p>№4 - размер 0,5x0,5 м, площадь 0,25 м², высота 50 мм;</p> <p>№5 - размер 1,5x1,5 м, площадь 2,25 м², высота 70 мм;</p> <p>№6 - размер 1,0x1,0 м, площадь 1,0 м², высота 60 мм;</p> <p>№7 - размер 1,0x1,0 м, площадь 1,0 м², высота 55 мм;</p> <p>(см. Рисунок 6)</p>

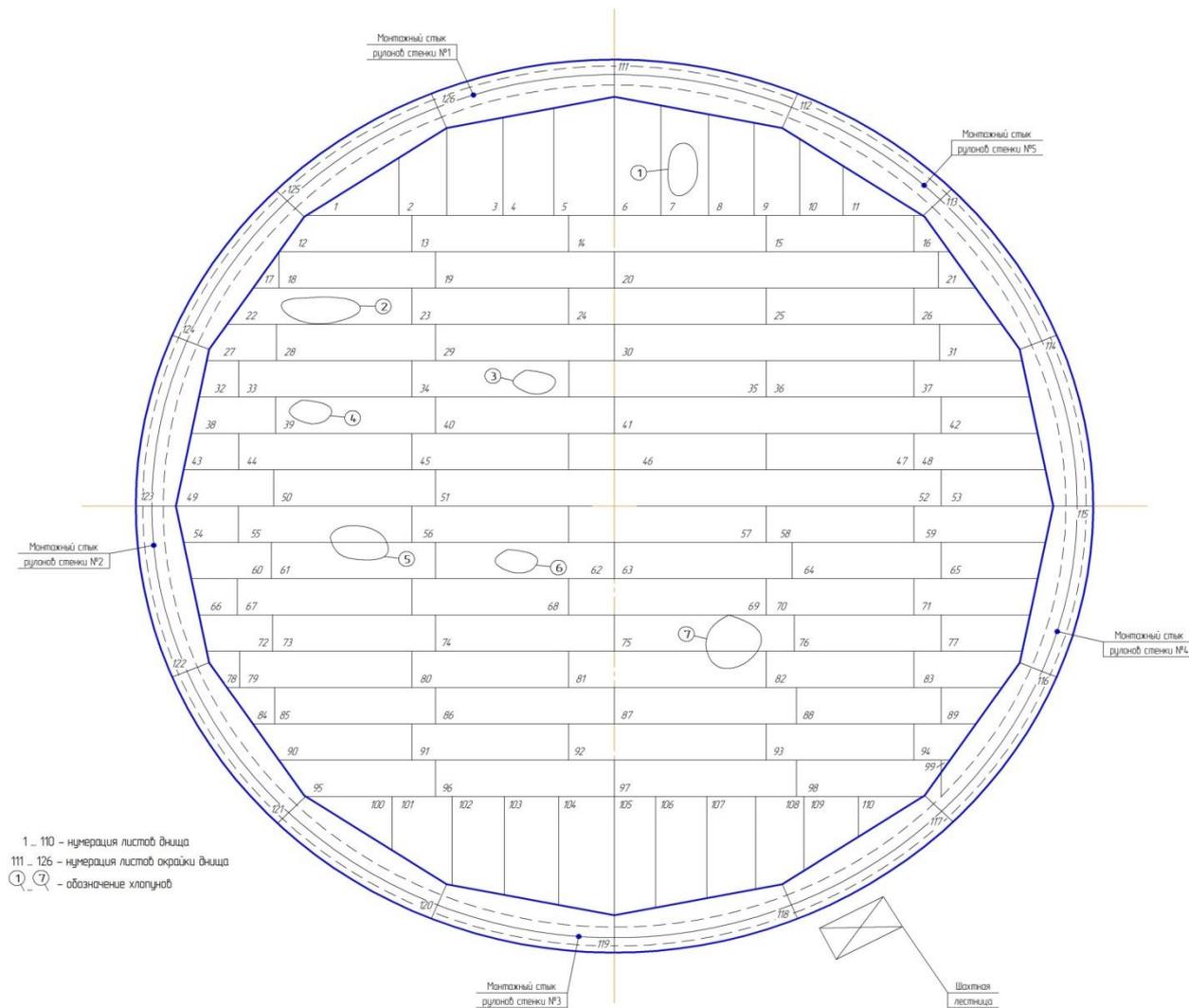


Рисунок 6 – Схема расположения хлопунов на днище сооружения

Рекомендации по дальнейшей эксплуатации

По результатам проведенной технической диагностики РВСПК-50000 не в полной мере соответствует требованиям промышленной безопасности и может быть применен при условии выполнения мероприятий, после проведения которых резервуар будет соответствовать требованиям промышленной безопасности.

По результатам расчета резервуара на прочность и на устойчивость (см. раздел расчётная часть), можно заключить, что эксплуатация резервуара возможна на проектных параметрах.

6.1. Проверочный расчет стенки резервуара на прочность

Выполнение расчётов прочности и устойчивости резервуара производится с учётом эксплуатационных нагрузок, таких как гидростатическое давление жидкости и ветровая нагрузка в соответствии с разделом 5.2 РД-16.01-60.30.00-КТН-062-1-05.

Исходные данные:

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

$\rho_s = 7850 \text{ кг/м}^3$ – удельный вес стали.

По данным технического отчета проведенной полной технической диагностики резервуара:

r - радиус резервуара, $r = 30,35 \text{ м}$;

H_s - высота стенки резервуара, $H_s = 18,0 \text{ м}$;

H - максимально допустимый уровень, $H = 14,9 \text{ м}$.

Таблица 7 – Параметры стенки по результатам диагностики

№ Пояса	Толщина стенки по паспорту, мм	Фактическая минимальная толщина стенки, мм	Скорость коррозии стенки, мм/год	Марка стали
1-й	25	24,7	$V_{cl} = 0,054$	09Г2С
2-й	22	21,5	$V_{cl} = 0,055$	
3-й	19	17,8	$V_{cl} = 0,038$	
4-й	15	14,8	$V_{cl} = 0,029$	
5-й	12	11,8	$V_{cl} = 0,024$	
6-й	11	10,8	$V_{cl} = 0,022$	
7-й	11	10,7	$V_{cl} = 0,022$	
8-й	11	10,7	$V_{cl} = 0,022$	
9-й	11	10,6	$V_{cl} = 0,023$	

Таблица 8 – Параметры резервуара

Параметр	Обозначение	Единица измерения	Величина
Вес стенки резервуара	G_s	МН	1,51
Вес оборудования	G_{s0}	МН	0,34
Вес плавающей крыши	G_r	МН	1,19
Вес оборудования крыши	G_{r0}	МН	0,18
Уровень налива при гидро-пневмоиспытаниях	H_{0g}	м	10,325
Нормативное избыточное давление в газовом пространстве	p	кПа	0,2
Расчётная снеговая нагрузка на поверхности земли	p_s	кПа	1,68
Нормативное значение вакуума	p_v	кПа	0,24
Нормативное значение ветрового давления	p_w	кПа	0,38
Коэффициент условий работы	γ_c	-	0,9
Коэффициент надёжности по ответственности	γ_n	-	1,2

Определение минимальной толщины стенки проводится согласно РД 16.01-60.30.00-КТН-026-1-04 «Нормы проектирования стальных вертикальных резервуаров для хранения нефти объемом 1000-50000 м³» [15].

Минимальную толщину стенки резервуара РВСПК для условий эксплуатации рассчитываем по формуле:

$$\delta_i = \frac{n_1 \cdot \rho_n \cdot g \cdot (H_{max} - x_i) \cdot R}{\gamma_c \cdot R_y} \quad (1)$$

где $n_1 = 1,05$ – коэффициент надёжности по нагрузке гидростатического давления;

ρ_n – плотность нефти, кг/м³;

R – радиус стенки, м;

					Расчётно-технологическая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		66

H_{max} – максимальный уровень разлива нефти в резервуаре, м;

x_i – расстояние от днища до расчетного уровня, м;

γ_c – коэффициент условий работы,

$\gamma_c = 0,7$ – для нижнего пояса,

$\gamma_c = 0,8$ для остальных поясов;

R_{γ} – расчетное сопротивление материала пояса стенки по пределу текучести,

Па.

Расчетное сопротивление материала:

$$R_{\gamma} = \frac{R_{\gamma n}}{\gamma_m \gamma_T} \quad (2)$$

$R_{\gamma n}$ – нормативное сопротивление стали, принимаемое по табл. 5.1* СНиП П23-81*: для стали 09Г2С $R_{\gamma n} = 345$ МПа (сущ. 1 - 9 пояса);

$\gamma_m = 1,025$ - коэффициент надежности по материалу;

$\gamma_n = 1,15$, так как объем резервуара более 10 000 м³.

$$R_{\gamma} = \frac{345 \text{ МПа}}{1,15 \cdot 1,025} = 292,68 \text{ МПа}$$

При проведении прочностных расчетов основные геометрические размеры резервуара округляем в большую сторону до номинальных размеров так, чтобы погрешность шла в запас прочности:

$H = 18,0$ м; $B = 2,0$ м; $R = 30,35$ м.

Расчетная толщина стенки первого пояса:

$$\delta_1 = \frac{n_1 \cdot \rho_n \cdot g \cdot (H_{max} - B(i-1)) \cdot R}{\gamma_c \cdot R_{\gamma}} = \frac{1,05 \cdot 871 \cdot 9,81 \cdot (14,9 - 0) \cdot 30,35}{0,7 \cdot 292,68 \cdot 10^6} = 0,01980 \text{ м}$$

Расчетная толщина стенки второго пояса:

$$\delta_2 = \frac{(1,05 \cdot 871 \cdot 9,81 \cdot (14,9 - 2,0(2-1))) \cdot 30,35}{0,8 \cdot 292,68 \cdot 10^6} = 0,01714$$

Для остальных поясов резервуара полученные значения представлены в таблице 9.

					Расчётно-технологическая часть	Лист
						67
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 9 – Расчетная толщина стенки

Номер пояса	Расчетная толщина стенки, мм	Номер пояса	Расчетная толщина стенки, мм
1	19,80	6	6,51
2	18,14	7	3,85
3	14,49	8	1,20
4	11,83	9	-1,28
5	9,17		

Проверку каждого пояса стенки резервуара на прочность выполняем по формуле:

$$\sigma_2 \leq \frac{R_y \gamma_c}{\gamma_n}, \quad (3)$$

где σ_2 - расчетное кольцевое напряжение в поясе стенки резервуара, МПа;

R_y - расчетное сопротивление материала пояса, МПа;

γ_c - коэффициент условий работы при расчетах стенки резервуара на прочность, табл. 5 СНиП 2.09.03-85:

$\gamma_c = 0,7$ для нижнего пояса резервуара, $\gamma_c = 0,8$ для остальных поясов при эксплуатации, $\gamma_c = 0,9$ при гидроиспытаниях резервуара;

γ_n - коэффициент надежности по назначению для резервуаров объемом по строительному номиналу $50000 \text{ м}^3 - \gamma_n = 1,1$

Расчетное кольцевое напряжение в поясе для резервуаров РВСПК определяется по формуле:

$$\sigma_2 = \frac{g \cdot \rho \cdot (H_n - z) R}{t_1} \quad (4)$$

Для первого пояса:
$$\sigma_{21} = \frac{9,81 \cdot 871 \cdot (14,9 - 0) \cdot 30,35}{24,7 \cdot 1000} = 156,43$$

Для второго пояса:
$$\sigma_{22} = \frac{9,81 \cdot 871 \cdot (14,9 - 2) \cdot 30,35}{21,5 \cdot 1000} = 155,59$$

Расчетные напряжения в остальных поясах приведены в таблице 9.

ρ - плотность нефти, $\rho = 871,0 \text{ кг/м}^3$;

H_n - максимально допустимый уровень разлива нефти в резервуаре, м;

					Расчётно-технологическая часть	Лист
						68
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

z - расстояние от днища до нижней кромки пояса, м;

R - радиус резервуара, R=30,35 м;

t₁- фактическая толщина пояса, принятая по результатам технической диагностики резервуара, м.

Проверим выполнение условия (1) для первого пояса:

$$156,43 \leq \frac{292,68 \cdot 0,7}{1,1} = 186,25 - \text{выполняется}$$

Проверим выполнение условия (1) для второго пояса:

$$155,59 \leq \frac{292,68 \cdot 0,8}{1,1} = 212,86 - \text{выполняется}$$

Расчетное сопротивление материала каждого пояса приведены в таблице 9.

Таблица 10 – Проверочный расчет существующих поясов на прочность в данный момент времени, при высоте взлива 14,9 м.

Номер пояса	Высота пояса h _i , м	Марка стали	Паспортная толщина пояса t, мм	Фактическая толщина t _i , мм	Минимальная толщина пояса из условия прочности,	Расчетное сопротивление материала R _y , МПа	Расчетные кольцевые напряжения σ ₂ , МПа	Допускаемые напряжения σ _{2 доп.} , МПа	Выполнение условия σ ₂ ≤ σ _{2 доп.}
1	1,69	09Г2С	25	24,7	19,80	292,68	156,43	186,25	Да
2	1,29	09Г2С	22	21,5	18,14	292,68	155,59	212,86	Да
3	1,49	09Г2С	19	17,8	14,49	292,68	158,80	212,86	Да
4	1,49	09Г2С	15	14,8	11,83	292,68	155,95	212,86	Да
5	1,49	09Г2С	12	11,8	9,17	292,68	151,64	212,86	Да
6	1,49	09Г2С	11	10,8	6,51	292,68	117,66	212,86	Да
7	1,49	09Г2С	11	10,7	3,85	292,68	70,28	212,86	Да
8	1,49	09Г2С	11	10,7	1,20	292,68	21,81	212,86	Да
9	1,49	09Г2С	11	10,6	-1,28	292,68	-26,91	212,86	Да

Таблица 11 – Проверочный расчет существующих поясов на прочность на срок дальнейшей эксплуатации 10 лет с учетом скорости коррозии поясов.

Номер пояса	Высота пояса h_i , м	Марка стали	Паспортная толщина пояса t , мм	Фактическая толщина t_i , мм	Минимальная толщина пояса из условия прочности, мм	Расчетное сопротивление материала R_y , МПа	Расчетные кольцевые напряжения σ_2 , МПа	Допускаемые напряжения σ_2 доп., МПа	Выполнение условия $\sigma_2 \leq \sigma_{2\text{доп.}}$
1	1,69	09Г2С	25	24,16	19,80	292,68	159,93	186,25	Да
2	1,29	09Г2С	22	20,95	18,14	292,68	159,68	212,86	Да
3	1,49	09Г2С	19	17,42	14,49	292,68	162,26	212,86	Да
4	1,49	09Г2С	15	14,51	11,83	292,68	159,06	212,86	Да
5	1,49	09Г2С	12	11,56	9,17	292,68	154,79	212,86	Да
6	1,49	09Г2С	11	10,58	6,51	292,68	120,10	212,86	Да
7	1,49	09Г2С	11	10,48	3,85	292,68	71,76	212,86	Да
8	1,49	09Г2С	11	10,48	1,20	292,68	22,27	212,86	Да
9	1,49	09Г2С	11	10,37	-1,28	292,68	-27,51	212,86	Да

Вывод: Все пояса стенки резервуара удовлетворяют условию прочности при высоте взлива 14,9 м. На данный момент времени, а также на срок дальнейшей эксплуатации 10 лет с учетом скорости коррозии поясов.

6.2. Проверочный расчет стенки резервуара на устойчивость

Проверка каждого пояса стенки резервуара на устойчивость производится по формуле:

$$\frac{\sigma_1}{\sigma_{кр1}} + \frac{\sigma_2}{\sigma_{кр2}} \leq \gamma_c \quad (5)$$

σ_1 – расчетное осевое напряжение в поясе, МПа;

$\sigma_{кр1}$ – критическое осевое напряжение в поясе, МПа;

σ_2 – расчетное кольцевое напряжение в поясе, МПа;

					Расчётно-технологическая часть	Лист
						70
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$\sigma_{кр2}$ – критическое кольцевое напряжение в поясе, МПа;

γ_c – коэффициент условий работы при расчете стенки на устойчивость, принимаемый по таблице 5 СНиП 2.09.03-85, $\gamma_c = 1,0$

Расчет на устойчивость следует выполнять по фактическим толщинам.

Если по результатам проверки какие-либо пояса не удовлетворяют условию прочности, то расчет на устойчивость производится по толщинам, удовлетворяющим условию прочности.

Расчетное осевое напряжение пояса для резервуаров РВСПК определяется по формуле:

$$\sigma_1 = \frac{n_3 \cdot (G_{ст})}{2 \cdot \pi \cdot R \cdot \delta_i} \quad (6)$$

где $n_3 = 1,05$ – коэффициент надежности по нагрузке от собственного веса;

$G_{ст,i}$ – вес вышележащих поясов стенки, H ;

δ_i – расчетная толщина стенки i -го пояса резервуара, m .

Вес вышележащих поясов стенки резервуара определяем из того, что высота поясов одинакова и равно по ширине листа B :

$$G_{ст,i} = 2 \cdot \pi \cdot R \cdot B \cdot \gamma_{ст} \sum_{k=1}^a \delta_k \quad (7)$$

где a – номер последнего пояса, если отчет ведется снизу;

$\gamma_{ст} = 78,5 \text{ кН/м}^3$ – удельный вес стали.

Вес стенки для первого пояса:

$$G_{ст,1} = 2 \cdot 3,14 \cdot 30,35 \cdot 2,0 \cdot 78,5$$

$$\cdot \sum_{k=1}^9 (24,7 + 21,5 + 17,8 + 14,8 + 11,8 + 10,8 + 10,7 + 10,7 + 10,6) \\ \cdot 10^{-3} = 3991,85 \text{ кН}$$

					Расчётно-технологическая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		71

Вес стенки для второго пояса:

$$G_{ст,1} = 2 \cdot 3,14 \cdot 30,35 \cdot 2,0 \cdot 78,5$$

$$\cdot \sum_{k=1}^9 (21,5 + 17,8 + 14,8 + 11,8 + 10,8 + 10,7 + 10,7 + 10,6) \cdot 10^{-3}$$

$$= 3252,73 \text{ кН}$$

Таблица 12 – Вес стенки резервуара

Номер пояса	Вес стенки $G_{ст}$, кН	Номер пояса	Вес стенки $G_{ст}$, кН
1	3991,85	6	1280,74
2	3252,73	7	957,56
3	2609,36	8	637,38
4	2076,72	9	317,19
5	1633,84		

Определяем осевые напряжения в каждом поясе стенки резервуара в зависимости от вертикальной нагрузки:

- в первом поясе:

$$\sigma_{11} = \frac{1,05 \cdot 3991850}{2 \cdot 3,14 \cdot 30,35 \cdot 0,0247} = 1,48 \text{ МПа}$$

- во втором поясе:

$$\sigma_{12} = \frac{1,05 \cdot 3252730}{2 \cdot 3,14 \cdot 30,35 \cdot 0,0215} = 0,83 \text{ МПа}$$

Значения остальных осевых напряжений приведены в таблице 13.

Таблица 13 – Результаты расчетов стенки резервуара на устойчивость

Номер пояса	σ_1 , МПа	$\sigma_{кр1}$, МПа	$\frac{\sigma_1}{\sigma_{кр2}}$	σ_2 , МПа	$\sigma_{кр2}$, МПа	$\frac{\sigma_2}{\sigma_{кр2}}$	$\frac{\sigma_1}{\sigma_{кр1}} + \frac{\sigma_2}{\sigma_{кр2}}$
1	0,89	11,10	0,080	0,705	2,103	0,335	0,415
2	0,83	9,67	0,086				0,421
3	0,81	8,00	0,101				0,436
4	0,77	6,65	0,116				0,451
5	0,76	5,33	0,142				0,477
6	0,65	4,86	0,133				0,468
7	0,49	4,81	0,102				0,437
8	0,33	4,81	0,069				0,404
9	0,16	4,77	0,033				0,368

Осевые критические напряжения определяем по формуле:

$$\sigma_{кр1} = C \cdot E \cdot \frac{\delta_i}{R}, \quad (8)$$

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

C – коэффициент, принимаемый по таблице 14.

Таблица 14 - Значение коэффициента C

$\frac{R}{\delta_{ср}}$	600	800	1000	1500	2500
C	0,11	0,09	0,08	0,07	0,06

Вычисляем среднюю толщину стенки:

$$\delta_{ср} = \frac{\sum_{i=1}^n \delta_i}{n_n} = \frac{24,7 + 21,5 + 17,8 + 14,8 + 11,8 + 10,8 + 2 \cdot 10,7 + 10,6}{8} = 14,83 \text{ мм}$$

Вычисляем отношение $R/\delta_{ср}$

$$\frac{R}{\delta_{ср}} = \frac{30,35 \text{ м}}{14,83 \cdot 10^{-3}} = 2046,53$$

Методом интерполяции определяем значение $C = 0,065$

				Лист	
				73	
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	

Вычисляем осевые критические напряжения для:

- первого пояса:

$$\sigma_{кр11} = 0,065 \cdot 2,1 \cdot 10^5 \cdot \frac{24,7 \cdot 10^{-3}}{30,35} = 11,11 \text{ МПа};$$

- второго пояса:

$$\sigma_{кр12} = 0,065 \cdot 2,1 \cdot 10^5 \cdot \frac{21,5 \cdot 10^{-3}}{30,35} = 9,67 \text{ МПа}$$

Осевые критические напряжения для остальных поясов сведены в таблице 17.

Расчетные кольцевые напряжения поясов для резервуаров РВСПК определяем по формуле:

$$\sigma_2 = \frac{(n_{в} \cdot P_{вет}) \cdot R}{\delta_{ср}} \quad (9)$$

$P_{вет}$ - ветровая нормативная нагрузка на верх резервуара, Па;

$n_{в}$ - коэффициент надежности по ветровой нагрузке;

$\delta_{ср}$ - средняя толщина стенки резервуара, м.

Значение ветрового давления на уровне верха резервуара определяем по формуле:

$$P_{вет} = w_0 \cdot k \cdot c_{e1} \quad (10)$$

w_0 - нормативное значение ветрового давления, принимаемое по таблице 15.

Методом интерполяции находим: $w_0 = 380 \text{ Па} = 0,38 \text{ кПа}$;

Таблица 15 - Ветровые давления W_0 по ветровым районам (СНиП 2.01.07-85*)

Ветровые районы	Ia	I	II	III	IV	V	VI	VII
W_0 , кПа	0,17	0,23	0,30	0,38	0,48	0,60	0,73	0,83

k - коэффициент, который учитывает изменение ветрового давления в зависимости от высоты, принимается по п.6.5 СНиП 2.01.07-85*, $k = 1,05$;

c_{e1} - аэродинамический коэффициент для нормального давления, который приложен к внешней поверхности стенки резервуара, принимается согласно СНиП 2.01.07-85* (таблица 16).

Таблица 16 - Аэродинамический коэффициент C_i .

$\frac{H}{2R}$	0,17	0,25	0,5	1,0	2,0
C_i	0,5	0,55	0,7	0,8	0,9

$$\frac{H}{2R} = \frac{18}{2 \cdot 30,35} = 0,29$$

Методом интерполяции $C = 0,617$

Вычисляем ветровое давления для первого пояса:

$$P_{\text{вет}} = 0,38 \cdot 1,05 \cdot 0,617 = 246 \text{ Па}$$

Кольцевое напряжение первого пояса:

$$\sigma_2 = \frac{(246 \cdot 1,4) \cdot 30,35}{0,01483} = 0,705 \text{ МПа}$$

Критические кольцевые напряжения пояса определяются по формуле:

$$\sigma_{\text{кр2}} = 0,55 \cdot E \cdot \frac{R}{H} \cdot \left(\frac{\delta_{\text{ср}}}{R}\right)^{3/2} \quad (11)$$

H – геометрическая высота стенки резервуара; для резервуара РВСПК высота стенки от уровня ветрового кольца.

Критическое кольцевое напряжение для первого пояса:

$$\sigma_{\text{кр2}} = 0,55 \cdot 2,1 \cdot 10^5 \cdot \frac{30,35}{18,00} \cdot \left(\frac{14,83 \cdot 10^{-3}}{30,35}\right)^{3/2} = 2,103 \text{ МПа}$$

Условие устойчивости для первого пояса:

$$\frac{0,89}{11,10} + \frac{0,70}{2,10} = 0,41 \leq 1 \text{ устойчивость обеспечена}$$

Результаты расчёта для остальных поясов представлены в таблице 15.

Вывод:

Все пояса стенки резервуара удовлетворяют условию устойчивости на данный момент времени. Для резервуара РВСПК-50000 м³ условия прочности и устойчивости обеспечиваются для фактических толщин поясов по заключению диагностики. Срок службы резервуара после ремонта составит не менее 10 лет.

					Расчётно-технологическая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		75

Таблица 17 - Время выполнения технологических операций

Наименование работ	Время, ч.
1. Анализ проектной, исполнительной, нормативной документации, анализ отказов и аварий, ремонтных работ и пр.	46
2. Проведение визуально-измерительного контроля (в том числе геодезический контроль)	48
3. Проведение акустико-эмиссионного контроля	56
4. Проведение рентгенографического контроля	35
5. Проведение ультразвукового контроля	40
6. Расчет стенки резервуара на прочность и устойчивость	12
7. Составление и согласование заключений о возможности дальнейшей эксплуатации	32
8. Экспертиза заключений (отчетов) о техническом диагностировании, составление отзыва	40
ИТОГО:	273

Следовательно, общее время на выполнение мероприятия на проведение полного технического диагностирования составляет: $T = 273$ (ч).

Наименование работы	Час	Дни выполнения работ, дни												
		2	4	6	8	10	12	14						
Анализ документации	46	■		■										
Визуально-измерительный контроль (в т.ч. геодезические работы)	48						■	■						
Проведение неразрушающих методов контроля	132							■	■	■	■	■	■	
Выполнение математических расчетов	8												■	
Составление экспертного заключения	72												■	■

Рисунок 7- Линейный календарный проведения работ на объекте

7.2. Обоснование потребности в материально-технических ресурсах

Для проведения полного технического диагностирования необходимо оборудование, представленное в таблице 18.

Таблица 18- Необходимое оборудование для проведения технического диагностирования

Наименование оборудования	Количество
Аппаратура ультразвукового контроля типа УСД-60	1
Аппаратура рентгеновского контроля типа Март-250	1
Толщиномер марки типа «Скат-4000»	1
Акустико-эмиссионный комплекс типа «Эксперт-210»	1
Теодолит ADA DigiGeo-10	1
Нивелир ADA Basis	1
Оборудование для визуального и капиллярного контроля (шаблоны, линейки, отвесы и т.д)	Набор

Доставка оборудования на объект, где находится резервуар, осуществляется на бортовой машине Зил-131, расстояние от диагностической базы до объекта 400 км, расход топлива которой составляет 40 литров на 100 километров. Цена за литр дизельного топлива 44 рубля за литр.

Рассчитаем расход топлива (с доставкой туда-обратно):

$$40 \cdot 2 \cdot 400 / 100 = 352 \text{ литров.}$$

Стоимость топлива для доставки: $352 \cdot 44 = 15\,488$ рубля.

Также дизельное топливо используется для проведения капиллярного обследования. Количество необходимого топлива составляет 50 литров.

Таблица 19 - Материальные расходы для диагностики РВС

№ п/п	Наименование	Колич.	Стоимость, руб	Итоговая стоимость, руб.
1	Топливо для доставки	352	44	15 488,00
2	Топливо для диагностики	50	44	2 200,00
3	Материалы для диагностики	1	6000	6 000,00
ИТОГО:				23 688,00

7.3. Затраты на амортизационные отчисления

Сумма амортизационных отчислений определяется исходя из балансовой стоимости основных производственных фондов и нематериальных активов и утвержденных в установленном порядке норм амортизации, учитывая ускоренную амортизацию их активной части.

Нормы амортизации для техники и оборудования, представленных в таблице 2 выбираем согласно единым нормам амортизационных отчислений на полное восстановление основных средств, включаемых в амортизационные группы (утв. постановлением Правительства РФ от 01.01.2002 N1 (ред. от 07.07.2016)). Расчет проведения полного диагностического контроля представлен в таблице 20.

Таблица 20 - Расчет амортизационных отчислений на оборудование при проведении полного технического диагностирования

Наименование объекта основных фондов	Количество	Балансовая стоимость, тыс руб.		Годовая норма амортизации, %	Сумма амортизации, руб./год
		одного объекта	всего		
Аппаратура ультразвукового контроля типа УСД-60	1	309465	309465	11	34 041,15
Аппаратура рентгеновского контроля типа «Март-250»	1	642000	642000	15	96 300,00
Толщиномер марки типа «Скат-4000»	1	41300	41300	19	7 847,00
Акустико-эмиссионный комплекс типа «Эксперт-210»	1	963200	963200	10	96 320,00

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						79
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Продолжение таблицы 20						
Теодолит ADA DigiTeo-10	1	69 550	69 550	16	11 128,00	
Нивелир ADA Basis	1	12180	12180	14	1705,20	
Оборудование для визуального и капиллярного контроля (шаблоны, линейки, отвесы и т.д)	1	10100	10100	12	1212,00	
ИТОГО:					248553,15	

7.4. Расходы на оплату труда

К расходам на оплату труда относятся суммы, начисленные по тарифным ставкам, должностным окладам, сдельным расценкам или в процентах от выручки от реализации продукции (работ, услуг) в соответствии с принятыми на предприятии (организации) формами и системами оплаты труда. Также учитываются надбавки по районным коэффициентам, за работу в районах крайнего Севера и др. Расчет заработной платы сведен в таблицу 5.

Прочие расходы включают в себя: ремонт оборудования, накладные расходы, содержание АУП и т.д. и составляют 40% от прямых затрат.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		80

Таблица 21 - Расчет заработной платы

Должность	Количество человек	Часовая тарифная ставка, руб.	Норма времени на проведение мероприятия, чел.- час	Заработная плата с учетом надбавок*, руб.
Геодезист 6 разряда	2	230	39	45 747,00
Дефектоскопист 6 разряда	3	230	48	84 456,00
Эксперт промышленной безопасности	1	250	118	75 225,00
ИТОГО	5			205 428,00

*районный коэффициент – 1,7, северная надбавка – 1,5 на севере Томской области.

7.5. Затраты на страховые взносы

Затраты на страховые взносы Фонд социального страхования (ФСС), Фонд обязательного медицинского страхования (ФОМС) и обязательного социального страхования от несчастных случаев на проведении технического диагностирования, а также отчисления в Пенсионный фонд (ПФР) представлены в таблице 6. Проценты отчислений актуальны на 2018 год.

Рассчитывая затраты на страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний, выбираем класс I с тарифом 0,2 для проведения работ по техническому диагностированию (код по ОКВЭД – 71.20.9 Деятельность по техническому контролю, испытаниям и анализу).

Таблица 22 - Расчет страховых взносов при проведении технического диагностирования

Должность	Кол-во	ЗП, руб.	ФСС (2,9%)	ФОМС (5,1%)	Страхование от несчаст. случаев (0,2%)	ПФР (22%)	ИТОГО, руб.
Геодезист 4 разряда	2	45 747	1 326,66	2 333,10	91,45	10064,34	13815,55
Дефектоскопист 5 разряда	3	84 456	2 449,22	4 307,26	168,91	18580,32	25505,71
Эксперт промышленной безопасности	1	75 225	2 181,52	3 836,47	150,45	16549,5	22717,94
ИТОГО, руб.	5	205428	5 957,41	10 476,8	410,81	45194,16	62039,18

7.6. Затраты на проведения мероприятия

На основании вышеперечисленных расчетов затрат определяется общая сумма затрат на проведение организационно-технического мероприятия (таблица 23).

Таблица 23 - Общая сумма затрат на проведение мероприятия

Состав затрат	Сумма затрат, руб.	Удельный вес, %
1. Материальные затраты	23 688,00	4,09
2. Затраты на оплату труда	205 428,00	35,45
3. Страховые взносы	62 039,18	10,69
4. Амортизационные отчисления	248 553,15	42,88
5. Прочие затраты	40 240,00	6,94
Итого основные расходы	579 948,33	100

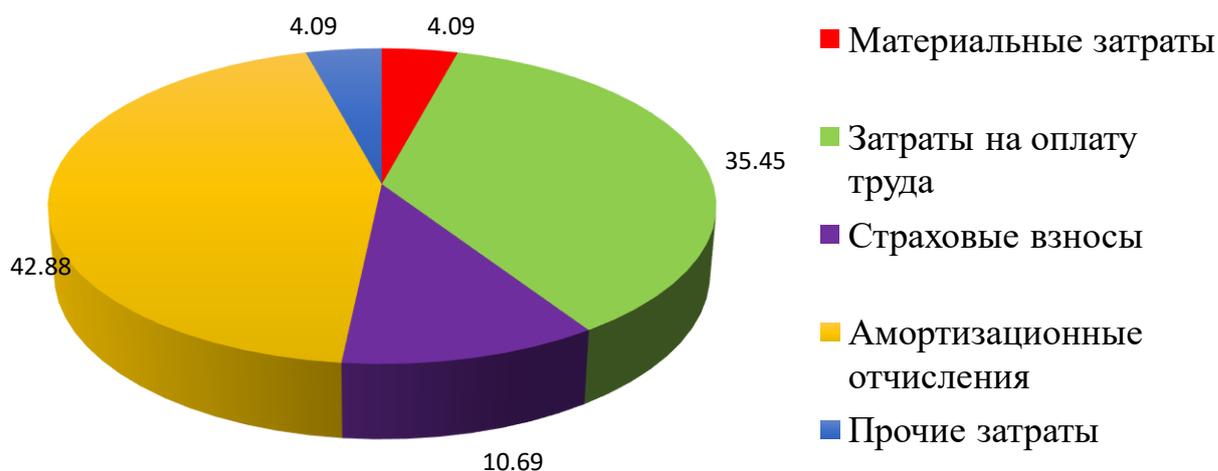


Рисунок 8. Затраты на проведение мероприятия

В результате проведенных расчётов, делаем вывод, что основной статьёй расходов являются амортизационные отчисления на оборудование.

Следовательно, в зависимости от балансовой стоимости выбранного оборудования для проведения полного технического диагностирования, общая сумма затрат на проведение мероприятия будет меняться.

Итоговые затраты на проведение полной технической диагностики составили 579,95 тыс. руб.

8. Социальная ответственность

Введение

Проведение технического диагностирования проводится для прогнозирования технического состояния резервуара и обеспечения своевременного предупреждения аварий и отказов.

Процесс контроля на опасных производственных объектах представляет ответственное мероприятие, связанное с жизнью людей и их благополучием. Контроль проводится на основании систем нормативно-технической документации, включающей различные нормы и правила, устанавливающих требования к составу и объемам работ при диагностировании РВС. По этой причине выполнять работы имеют право только специалисты, которые обучены и аттестованы в соответствии с требованиями «Правил аттестации персонала в области неразрушающего контроля» ПБ 03-440-02.

Выбор способов контроля и проведение технического диагностирования производится не только согласно качеству определения дефектов сварных швов и основного металла, но и в зависимости от влияния методов контроля на организм рабочего, проводящего диагностический контроль. При подготовке и выполнении работ по полной диагностике резервуара имеют место вредные и опасные проявления факторов производственной среды для человека. Это происходит как из-за особенностей рабочего места дефектоскописта, так и по причине вредности самих методов диагностического контроля, например, такого как радиографический метод контроля.

В этом разделе выпускной квалификационной работы рассмотрены основные аспекты производственной и экологической безопасности вопросы, приведены рекомендации по безопасности в чрезвычайных ситуациях, а также рассмотрены правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.

					Обследование и диагностика резервуаров вертикальных стальных с плавающей крышей типа РВСПК 50000 м ³			
Изм.	Лист	№ докум.						
Разраб.		Струльникова Т.А.			Социальная ответственность	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Цимбалюк А.Ф.					84	104
Консульт.		Рудаченко А.				ТПУ гр. 2Б4А		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

8.1. Производственная безопасность

Производственная (трудовая) безопасность – это комплексная система мер защиты человека на производстве от различных вредных и опасных факторов, которые могут повлиять на здоровья и жизнь человека.

Требования по охране труда определяются действующими законодательными актами Российской Федерации, Федеральными нормами и правилами, решениями и указаниями органов государственного надзора, министерств и ведомств.

Работы по подготовке РВС к полной технической диагностике являются работами повышенной опасности вследствие потенциальной возможности влияния опасных и вредных факторов (таблица 24):

- вредными производственными факторами называют те факторы, которые приводят к заболеванию, в том числе усугубляющие уже имеющиеся заболевания;

- опасными производственными факторами называют факторы, приводящие к травме, в том числе смертельной [21].

а) анализ вредных и опасных факторов.

Таблица 24 - Опасные и вредные факторы при выполнении работ полного технического диагностирования РВСПК 50000 м³

Наименование видов работ	Факторы (по ГОСТ 12.0.003-2015)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1.Откачка нефти из резервуара	Загазованность воздушной среды	Оборудование, работающее под давлением выше атмосферного. Работа с электрооборудованием. Выполнение газоопасных работ.	ГОСТ 12.2.044-80 ГОСТ 12.1.005-88 ГН 2.2.5.1313-03 Р 2.2.2006-05

Продолжение таблицы 24

Наименование видов работ	Факторы (по ГОСТ 12.0.003-2015)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
2. Зачистка резервуара и дегазация	Запыленность и загазованность воздуха рабочей среды, работа с повышенными температурами (водяной пар), химическими веществами.	Расположение рабочего места на значительной высоте относительно поверхности земли. Выполнение газоопасных работ.	ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ РД 153-39ТН-012-96 ГН 2.2.5.1313 – 03 СНиП 2.04.05.86 РД 102-76-87
4. Обследование резервуара: - радиографическим методом; - ультразвуковым методом, - акустико-эмиссионным методом, - магнитным методом.	Наличие рентгеновского, радиационного, магнитного, акустического излучений. Воздействие ультразвука.	Расположение рабочего места на значительной высоте относительно поверхности земли. Работа с электрооборудованием. Выполнение газоопасных работ	ГОСТ 12.1.001 ГОСТ 12.2.007.0-75 СП 2.6.1.758–99 ГОСТ 12.1.001-89
	Тяжесть и напряженность физического труда. Недостаточная освещенность на рабочем месте. Работа в сложных погодных условиях.		ГОСТ 12.2.033-78 ГОСТ 12.1.005 СП 52.13330.2011

б) Обоснование мероприятий по защите персонала предприятия от действия опасных и вредных факторов.

1. Работа в сложных погодных условиях

Из-за особенностей климата Западной Сибири обслуживающему персоналу приходится работать при воздействии солнечных лучей, при атмосферных осадках, сильном ветре, в условиях низких и высоких температур от минус 30°C до плюс 40°C. Нормирование параметров на открытых площадках не производится, но определяются конкретные мероприятия по снижению неблагоприятного воздействия их на организм рабочего.

При проведении работ на открытых площадках рабочие должны быть обеспечены средствами индивидуальной защиты, предусмотренными отраслевыми нормами и соответствующими времени года.

При определенных температуре воздуха и скорости ветра в холодное время работы приостанавливаются (таблица 25). Работа в резервуаре разрешается при температуре воздуха ниже 35°C и относительной влажности не выше 70%.

Таблица 25 - Скорость ветра и температура воздуха, при которых работы на открытом воздухе приостанавливаются [26].

Скорость ветра, м/с	Температура воздуха °С
При отсутствии ветра	-40
До 5,0	-35
5,1-10,0	-25
10,0-15,0	-15
15,1-20,0	-5
Более 20,0	0

2. Утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу.

Потери нефти в РВС происходят от испарения при хранении, наполнении резервуара, а также при его опорожнении.

Контроль воздушной среды на объектах резервуарного парка должен осуществляться в соответствии с требованиями ОР-13.040.00-КТН-006-12 не реже 1 раза в сутки.

По санитарным нормам предельно ПДК паров нефти и газов не должна превышать 300 мг/м³ в рабочей зоне, при проведении газоопасных работ, при условии защиты органов дыхания, не должно превышать предельно – допустимую взрывобезопасную концентрацию (ПДВК), для паров нефти 2100 мг/ м³[27].

3. Тяжесть и напряженность физического труда.

В связи с большой протяженностью и удаленностью объектов от населенных пунктов, работникам длительное время приходится проводить в командировках, что сопровождается тяжелым и напряженным физическим трудом. Тяжелый и напряженный физический труд может повлиять на общее самочувствие рабочего и привести к развитию различных заболеваний.

У людей, занятых тяжелым и напряженным физическим трудом, должен быть 8–ми часовой рабочий день с обеденным перерывом и периодическими кратковременными перерывами, а также должна быть увеличена заработная плата и продолжительность отпуска [28].

4. Наличие рентгеновского, радиационного, магнитного, акустического излучений.

Основными видами опасности для персонала при радиографическом контроле являются воздействие на организм ионизирующего излучения и вредных газов, образующихся в воздухе под воздействием излучения, и поражение электрическим током .

В месте производства работ устанавливаются размеры и маркируются знаками радиационной опасности зона, в пределах которой мощность дозы излучения превышает 0,3 мбэр/час [24].

Знаки радиационной опасности и предупреждающие надписи ставятся вокруг зоны и должны быть видны на расстоянии не менее 3 метров.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		88

В процессе дефектоскопии производится постоянный дозиметрический контроль каждого работника службы дефектоскопии. После выполнения работ по каждому объекту доза облучения записывается в санитарную книжку радиографа. Суммарная индивидуальная доза за год не должна превышать 5 бэр [33].

Ультразвуковое оборудование должно соответствовать требованиям ГОСТ 12.2.051. Запрещается непосредственный контакт работающих с рабочей поверхностью оборудования в процессе его обслуживания, жидкостью и обрабатываемыми деталями во время возбуждения в них ультразвука.

Для защиты рук от возможного неблагоприятного воздействия контактного ультразвука в твердой или жидкой средах необходимо применять две пары перчаток - резиновые (наружные) и хлопчатобумажные (внутренние) или только хлопчатобумажные [22].

Защита персонала от воздействия магнитного излучения осуществляется путем проведения организационных (выбор рациональных режимов работы оборудования; ограничение места и времени нахождения персонала в зоне воздействия) и инженерно-технических мероприятий (поглотители мощности, экранирование и пр.), а также использования средств индивидуальной защиты.

К средствам индивидуальной защиты относятся защитные очки, щитки, каски, защитная одежда.

5. Выполнение газоопасных работ.

Работы внутри резервуара, связанные с осмотром, чисткой, ремонтом, проведением технической диагностики относятся к газоопасным работам.

Газоопасными считаются те работы, где имеются или не исключена возможность поступления на место проведения работ взрыво- и пожароопасных или вредных паров, газов и других веществ, способных вызвать взрыв, возгорание, оказание вредного воздействия на организм человека, а также работы при недостаточном содержании кислорода (объемная доля ниже 20 %).

					Социальная ответственность	Лист
						89
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Газоопасные работы регламентируются ОР-03.100.30-КТН-150-11
Порядок организации огневых, газоопасных и других работ повышенной опасности на взрывопожароопасных и пожароопасных объектах организаций.

К газоопасным работам допускают только при наличии наряда-допуска.
Перед началом работ необходимо провести анализ воздушной среды на содержание взрывоопасных и вредных газов.

Каждый участвующий в газоопасных работах должен иметь подготовленный к работе шланговый противогаз. Во всех случаях на рабочего, находящегося в емкости, должен быть надет спасательный пояс с сигнально-спасательной веревкой.

б. Работа с электрооборудованием.

При обследовании резервуаров используются приборы, которые имеют автономное питание или могут работать от сети переменного тока напряжением 220 вольт.

Опасной для жизни считается сила тока 10 миллиампер и выше, наиболее опасная частота 40-60 Гц [25].

Если используются приборы напряжением 220 вольт, принимаются меры, исключающие соприкосновение тела человека и токоведущих частей и проводки с металлом резервуара, для чего необходимо:

- усилить изоляцию в местах ввода электропроводки в резервуар;
- исключить совместную прокладку заземляющего провода и электропроводки;
- исключить прокладку электропровода в сырых местах резервуара;
- питающие провода не должны иметь оголенных мест.

На рабочем месте под ноги укладывается резиновый коврик или надевается резиновая обувь. Используются индивидуальные и коллективные СИЗ.

Если используются приборы напряжением 220 вольт, принимаются меры, исключающие соприкосновение тела человека и токоведущих частей и проводки с металлом резервуара, для чего необходимо:

- усилить изоляцию в местах ввода электропроводки в резервуар;

					Социальная ответственность	Лист
						90
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- исключить совместную прокладку заземляющего провода и электропроводки;
- исключить прокладку электропровода в сырых местах резервуара;
- питающие провода не должны иметь оголенных мест.

На рабочем месте под ноги укладывается резиновый коврик или надевается резиновая обувь. Используются индивидуальные и коллективные СИЗ.

7. Работы на высоте

К работам на высоте относятся все работы, выполняемые выше 1 метра от уровня земли или рабочего настила. Работы, выполняемые на высоте более 5 метров, относятся к верхолазным. Такие работы имеют место при диагностике сварных соединений стенки резервуара, плавающей крыши и др.

При невозможности устройства ограждений работы должны выполняться с применением предохранительного пояса и страховочного каната.

К средствам индивидуальной защиты от падения с высоты работников, относятся системы обеспечения безопасности на высоте, в том числе: предохранительные пояса по ГОСТ 32489 и канаты страховочные по ГОСТ 12.4.107. Работники, выполняющие работы на высоте, должны пользоваться касками по ГОСТ 12.4.087 с застегнутым подбородочным ремнем.

Выполняются с учетом Правила по охране труда при работе на высоте (утверждены приказом Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 28.03.2014 № 155н).

8. Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей среды.

При проведении работ по зачистке резервуара контроль воздушной среды проводится внутри и снаружи резервуара. Периодичность контроля воздушной среды должна составлять не реже 1 раза в 30 мин. Разрешается работа без противогаса при загазованности воздуха парами нефти и газа менее 300 мг/м³.

Для дегазации зоны производства работ должны применяться взрывозащищенные переносные вентиляционные установки либо принудительное естественное вентилирование.

Работы по очистке и промывке внутренних стен резервуара должны

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

выполняться рабочими в шланговых или изолирующих противогазах, специальной одежде и обуви без стальных накладок. Продолжительность пребывания в шланговом противогазе не должна превышать 15 мин, а последующий отдых на чистом воздухе должен быть не менее 15 мин [36].

Источниками пыли при работе в резервуаре могут быть: шлифовка при ремонте оборудования, зачистка внутренней и наружной поверхности резервуара и оборудования. Содержание пыли в воздухе не должно превышать 0,5 мг/м³.

8.2. Экологическая безопасность

Перед проведением полной технической диагностики резервуара необходимо вывести резервуар из эксплуатации, опорожнить, произвести зачистку и дегазацию. А после, в зависимости от результатов диагностики, проводится ремонт и/или восстановление антикоррозионного покрытия. Все эти работы должны проводиться с соблюдением правовых, нормативных, инструктивных и методических документов по охране окружающей среды.

Загрязняющие атмосферный воздух вещества могут образовываться при проведении ниже перечисленных работ на резервуарах:

- при пескоструйной очистке металлической поверхности резервуара под нанесение защитного антикоррозионного покрытия;
- при обезжиривании металлической поверхности конструкций резервуара протиркой уайт-спиритом;
- при окраске поверхности металлических конструкций эмалевыми красками;
- при работе двигателей транспортной, строительно-монтажной техники.

После установления норм предельно допустимых выбросов (временно согласованных выбросов), загрязняющих веществ в атмосферу на НПС должен быть организован контроль за их соблюдением путем ведения журналов ПОД.

В целях снижения уровня загрязнения атмосферы выбросами углеводородов при опорожнении резервуаров осуществляют мероприятия по сокращению потерь нефти (нефтепродуктов).

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		92

Для снижения негативных последствий при экологических последствиях, возникающих зачистке резервуаров на почвенно-растительный покров должны быть предусмотрены мероприятия:

- сбор твердых отходов в контейнеры-накопители;
- сооружение подъездных дорог в каре резервуара с покрытием железобетонными дорожными плитами в местах переездов через подземные технологические нефтепроводы и инженерные коммуникации;
- сбор кварцевого песка (отработанного);
- сбор отходов ржавчины металла и старого лакокрасочного покрытия;
- утилизация промышленных и бытовых отходов.

При зачистке резервуаров образуются следующие виды отходов:

- вода после зачистки резервуара от остатков нефти;
- шлам от зачистки резервуаров;
- твердые отходы при очистке конструкций резервуара от ржавчины и старых лакокрасочных покрытий;
- отработанные обтирочные материалы (ветошь);
- твердые бытовые отходы.

Отходы, полученные в результате очистки резервуара и не подлежащие дальнейшему использованию на предприятиях, должны быть утилизированы или размещены в специально отведенных местах, согласованных с территориальными органами санэпиднадзора и органами, уполномоченными в области охраны окружающей природной среды и экологической безопасности.

При работах на резервуаре связанных с очисткой внутренней поверхности резервуара от остатков нефти (нефтепродуктов) и с проведением гидравлических испытаний возникают отрицательные факторы воздействия на состояние поверхностных и подземных вод.

Нормы предельно – допустимого сброса загрязняющих веществ со сточными водами устанавливаются в разрешениях на специальное водопользование в соответствии с НВМ 33-5.1.02.

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

Перед откачкой воды, используемой для очистки внутренней поверхности резервуара от остатков нефти или проведения гидроиспытания, предусмотреть контроль ее качества на соответствие санитарным требованиям.

8.3. Безопасность в ЧС

Чрезвычайная ситуация - это обстановка на определенной территории, сложившаяся в результате аварии, катастрофы, опасного природного процесса, стихийного бедствия, которая приводит к человеческим жертвам, наносит ущерб здоровью населения и природной среде, а также вызывает значительные материальные потери и нарушение условий жизни людей.

Чрезвычайные ситуации при выполнении работ на РВС могут возникать по различным причинам:

1. Паводковые наводнения;
2. Лесные пожары;
3. Террористические акты;
4. Причины техногенного характера (аварии).

Аварии же могут привести к чрезвычайным ситуациям.

Возможными причинами аварий при технической диагностике могут быть:

- 1) отказ приборов контроля и сигнализации;
- 2) ошибочные действия персонала при производстве работ;
- 3) старение оборудования (моральный или физический износ);
- 4) производство работ без соблюдения необходимых организационно-технических мероприятий;
- 5) отказ электрооборудования и исчезновение электроэнергии;
- 6) факторы внешнего воздействия (ураганы, удары молнией и т.д.);
- 7) коррозия оборудования.

а) Разработка предупредительных мер

Планово-предупредительные мероприятия по предотвращению возможных разливов нефти включает три основные группы мероприятий:

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

- проектно-строительные;
- эксплуатационно-технические;
- организационные.

Проектно-строительные мероприятия включают: блокировку насосного оборудования при превышении предельного уровня нефтепродукта в резервуарах, контроль технологических параметров - температурных, уровневых, концентрационных скоростных, и т. д..

Эксплуатационно-технические мероприятия включают: систематический контроль и надзор за герметичностью технологического оборудования; своевременное и качественное выполнение планово-предупредительных ремонтов технологического оборудования; соблюдение технологического регламента при эксплуатации оборудования и требований рабочих технологических карт при перекачке нефтепродуктов; повышение культуры эксплуатации и технического ухода за оборудованием; организацию резерва запасных частей и узлов оборудования.

Организационные мероприятия включают: систематическое повышение квалификации производственного персонала; обучение и периодическую аттестацию обслуживающего персонала; обучение персонала мерам по предотвращению развития аварии, локализации аварийных разливов и их ликвидации; периодическое проведение тренировок и учений.

Все проводимые мероприятия на объекте дают возможность обезопасить оборудование, сооружения от возможных чрезвычайных ситуаций любого характера.

б) Разработка порядка действия в случае возникновения ЧС и меры по ликвидации её последствий.

Оповещение о чрезвычайных ситуациях осуществляется по каналам радиосвязи, радиотелефонной и мобильной связи. Для оповещения об аварии служб и персонала промысла, территориальных органов по делам ЧС, вышестоящих организаций, ведомственных, правоохранительных,

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

природоохранных и прочих служб предусмотрена возможность выхода диспетчера на внешние сети радиосвязи.

Каждый исполнитель при обнаружении критических неисправностей, утечек, деформации резервуара во время технического обслуживания и ремонта, должен выполнить следующее:

- незамедлительно сообщить начальнику смены о месторасположении и характере неисправности;

- предупредить окружающих об опасности, выставить на безопасном расстоянии вокруг повреждённого резервуара предупредительные знаки, а при имеющейся возможности, организовать постоянное дежурство.

При необходимости, если авария будет отнесена к категории ЧС необходимо привлечь другие бригады, а также сторонние организации, с которыми заключены договоры для ликвидации последствий ЧС.

Тушение возможных пожаров, проведение связанных с ними аварийно-спасательных работ осуществляется силами ДПД и штатных аварийных формирований, а также силами опорного пункта.

Выполнение работ по тушению пожаров и проведению связанных с ними аварийно-спасательных работ, осуществляется в соответствии с законодательством РФ, в том числе нормативными правовыми актами Министерства РФ по делам гражданской обороны, чрезвычайным ситуациям и ликвидации последствий стихийных бедствий (МЧС России).

Все отказы в работе резервуаров подлежат отдельному расследованию и учету действующей комиссией, состоящей из председателя (заместителя начальника цеха), ведущего технолога, механика цеха, мастера участка, специалистов по ОТ и ПБ, службы охраны окружающей среды и бухгалтерии.

Комиссия устанавливает причины аварии, конкретных виновников, намечает необходимые мероприятия по предупреждению подобных аварий в дальнейшем. По окончании расследования необходимо составить, подписать и утвердить в двух экземплярах акт «Порядок проведения работ по установлению причин инцидентов на опасных производственных объектах». Все отказы

					Социальная ответственность	Лист
						96
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

необходимо зарегистрировать в журналах учета отказов в течение 24 часов с момента их возникновения [38].

8.3.1. Пожарная безопасность

Пожарная безопасность резервуаров и РП в соответствии с требованиями РД-13.100.00-КТН-183-13, РД-13.220.00-КТН-148-15 и ГОСТ 12.1.004 должна обеспечиваться за счет:

- предотвращения разлива и растекания нефти/нефтепродуктов;
- предотвращения образования на территории РП горючей паровоздушной среды и предотвращения образования в горючей среде источников зажигания;
- противоаварийной защиты, способной предотвратить аварийный выход нефти/нефтепродуктов из резервуаров, оборудования, трубопроводов;
- организационных мероприятий по подготовке персонала, обслуживающего РП, к предупреждению, локализации и ликвидации аварий, аварийных утечек, а также пожаров и загораний.

С целью предотвращения чрезвычайных ситуаций, связанных с возникновением взрывов или пожаров, необходимо применить следующие меры безопасности:

- перед началом работ в ремонтном котловане переносным газоанализатором проверяется уровень загазованности воздушной среды, при этом содержание паров нефти и газов не должно превышать предельно – допустимой концентрации по санитарным нормам;
- работа разрешается только после устранения опасных условий, в процессе работы следует периодически контролировать загазованность, а в случае необходимости обеспечить принудительную вентиляцию;
- для обеспечения пожаро- и взрывобезопасности работники должны быть оснащены спецодеждой, спецобувью и другие средства индивидуальной защиты (очки, перчатки, каски и т.д.), которые предусмотрены типовыми и отраслевыми нормами.

РП и отдельно стоящие резервуары должны оснащаться СПТ, в том числе автоматическими, и СВО согласно РД-13.220.00-КТН-142-15 [39]. Для

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

обеспечения пожарной безопасности создается пожарная охрана численностью и оснащением пожарной техникой в соответствии с РД-13.220.00-КТН-018-12.

8.4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

В области охраны труда и безопасности жизнедеятельности трудовую деятельность регламентируют следующие правовые, нормативные акты, инструктивные акты в области охраны труда и отраслевые документы:

- Закон об основах охраны труда в РФ №181-ФЗ от 17.07.1999 г (с изменениями от 20 мая 2002 г., 10 января 2003 г., 9 мая, 26 декабря 2005 г.).
- Федеральный закон о промышленной безопасности опасных производственных объектов 116-ФЗ от 21.07.1997г. с изменениями от 7.08.2000 г.
- Трудовой кодекс №197-ФЗ (с изм. и доп., вступ. в силу с 13.04.2014)
- Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности ПБ 08624-03
- Инструкции по технике безопасности предприятия.
- Порядок разработки деклараций безопасности промышленного объекта РФ. МЧС, Госгортехнадзор №222/59 от 4.04.1996 г.
- ГОСТ 12.0001-82 ССБТ «Система стандартов безопасности труда»
- ОСТ 51.81.82 ССБТ «Охрана труда в газовой промышленности»
- Санитарные нормы проектирования промышленных предприятий. СНиП .21/2.11.567-96 от 31.10.1996 г.
- Пожарная охрана предприятий. Общие требования. НБТ - 201-96, утв. 01.03.1992г.
- Правила пожарной безопасности РФ ППБ-01-93. МВД РФ 14.12.1993 г., дополнения к ним от 25.07.1995 г.

Организации, осуществляющие деятельность на опасных производственных объектах, в том числе техническую диагностику резервуаров, обязаны:

- выполнять требования промышленной безопасности, содержащиеся в федеральных законах, нормативных правовых актах Российской Федерации, нормативных и технических документах, принятых в установленном порядке;

					Социальная ответственность	Лист
						98
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- иметь в штате работников, удовлетворяющих соответствующим квалификационным требованиям, в количестве, необходимом для осуществления деятельности, прошедших проверку знаний (аттестацию) по охране труда и промышленной безопасности в соответствии с требованием ОР-03.180.00-КТН-222-09;
- обеспечивать проведение подготовки и аттестации руководителей, специалистов и работников в области промышленной безопасности в порядке, установленном федеральными надзорными органами;
- иметь в наличии нормативные правовые акты и нормативные технические документы, включая нормативные документы Ростехнадзора, необходимые для осуществления деятельности по технической диагностике резервуаров;
- иметь согласованные в установленном порядке с надзорными органами методики проведения технической диагностики;
- выполнять распоряжения и предписания, выданные уполномоченными надзорными органами;
- проводить работы по технической диагностике резервуаров в объёме, предусмотренном программой и методиками диагностики

Для обеспечения промышленной безопасности необходимо:

- выполнять работы на основании лицензий, выданных органами, уполномоченными в области промышленной безопасности;
- применять на опасных производственных объектах только сертифицированные технические устройства, разрешённые к применению Ростехнадзором.

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

Заключение

В ходе выполнения работы рассмотрена нормативно-техническая база Российской Федерации, действующая в области технического диагностирования резервуаров и резервуарных парков.

При рассмотрении анализа причин возникновения дефектов при эксплуатации резервуаров вертикальных стальных типа РВСПК 50 000 м³ и методов диагностирования, были выявлены основные положения по техническому диагностированию отдельных видов дефектов.

Необходимо контролировать:

- 1) целостность антикоррозионного покрытия;
- 2) состояние металлоконструкции резервуара;
- 3) все правила и нормы при проведении ремонтных работ.

На основе литературного материала проведен анализ методов диагностирования вертикальных стальных резервуаров с плавающей крышей, представлены последовательные этапы проведения технического диагностирования.

Установлено, что наилучшим способом проведения диагностики является диагностика при выводе резервуара из эксплуатации, так как таким образом можно контролировать все элементы резервуара. Для данного резервуара РВСПК-50000 предложены акустико-эмиссионный, вихретоковый и ультразвуковой методы контроля.

По результатам диагностики выполнен проверочный расчет стенки резервуара на прочность и устойчивость при проявлении дефекта стенки типа потеря металла, полученные данные были сопоставлены с проектно-заданными в паспорте резервуара.

По результатам проведения проверочного расчета, делаем вывод, что условие прочности выполняется, значения действующих напряжений на пояс резервуара меньше допускаемых. Также выполняется условие устойчивости. заключаем, что прочность и устойчивость резервуара обеспечена, его конструкция выдерживает постоянные и кратковременные нагрузки.

					Обследование и диагностика резервуаров вертикальных стальных с плавающей крышей типа РВСПК 50000 м ³			
Изм.	Лист	№ докум.			Заключение	Лит.	Лист	Листов
Разраб.		Струльникова Т.А.					100	104
Руковод.		Цимбалюк А.Ф.						
Консульт.		Рудаченко А.						
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						
						ТПУ гр. 2Б4А		

Список литературы:

1. Тарасенко А.А., Хоперский Г.Г., Макаров А.И. Методы ремонта элементов конструкций стальных вертикальных цилиндрических резервуаров после длительной эксплуатации. Тюмень: АОТ «Сибнефтепровод», 1997. 264 с.
2. Дергачев А.В. Повышение достоверности ультразвукового контроля сварных соединений стальных резервуаров: дис. канд. техн. наук/ Дергачев А.В.; Московский государственный Университет приборостроения и информатики – Москва, 2013, – 118 с.
3. Гималетдинов Г.М. Капитальный ремонт вертикальных стальных и железобетонных резервуаров для хранения нефти: Учеб. пособие. – Уфа: Монография, 2010. 368 с. 32.
4. Гималетдинов Г. М. Очистка и диагностика резервуаров для нефти и нефтепродуктов: Учеб. пособие. Уфа: Монография, 2011. 296 с.
5. Дергачев А.В. Анализ работоспособности стальных резервуаров по результатам неразрушающего контроля сварных соединений. Технологии техносферной безопасности. 2012 г. –№3 – С. 56-58
6. Галеев В. Б., Закиров О. А., Фролов Ю. А. «Аварии резервуаров и способы их предупреждения».-Уфа: 2004
7. Гайсин Э. Ш., Гайсин М. Ш. «Современное состояние проблем обеспечения надежности резервуаров для нефти и нефтепродуктов. Обзор существующих в России решений задач обеспечения надежности резервуаров»//Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья.-Уфа:2016
8. РД-23.020.00-КТН-141-16 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Правила технического диагностирования резервуаров

Изм.	Лист	№ докум.						
Разраб.		Струльникова Т.А.			Список литературы	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Цимбалюк А.Ф.					101	104
Консульт.		Рудаченко А.				ТПУ гр. 2Б4А		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

9. Сальников, А.В. Резервуар вертикальный стальной с двудечной плавающей крышей для нефти и нефтепродуктов объемом 50000 м³ (РВСПК – 50000) [Текст]: метод. указания / А.В. Сальников, Р.В. Агинеи. – Ухта: УГТУ, 2006. – 54 с.

10. РД-23.020.00-КТН-053-17 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов, нефтепродуктопроводов и нефтебаз

11. ГОСТ 31385-2016 Резервуары вертикальные цилиндрические стальные для нефти и нефтепродуктов. Общие технические условия.

12. Коршак А.А. Диагностика объектов нефтеперекачивающих станций: Учебное пособие / А. А. Коршак, Л. Р. Байкова. – Уфа: ДизайнПолиграф-Сервис, 2008. – 176 с.

13. Сильницкий П.Ф. Влияние дефектов сварки на напряженно-деформированное состояние резервуаров: дис. канд. техн. наук/ Сильницкий П.Ф.; Тюменский государственный Нефтегазовый Университет – Тюмень, 2012, – 181 с.

14. Кримчеева Г. Г. Комплексная диагностика вертикальных стальных резервуаров [Текст] : учеб. пособие / Г. Г. Кримчеева. – Ухта : УГТУ, 2010. – 94 с.: ил.

15. Елсуков Е.И. Метод нормирования дефектов сплошности сварных соединений вертикальных цилиндрических резервуаров: дис. канд. техн. наук/ Елсуков Е.И.; Южно-Уральский Государственный Университет – Челябинск, 2008, – 179 с.

16. Ушаков Е.М. Развитие методов и разработка средств и способов ультразвукового контроля изделий с криволинейной поверхностью: дис. канд. техн. наук/ Ушаков Е.М.; ФГУП «ЦНИИТМАШ» – Москва, 2004, – 138 с.

17. Бурков П.В. Исследование состояния днища вертикального стального резервуара, анализ методик диагностики его состояния и выявления причин его деформации. Вестник КузГТУ. 2013г. –№4 – С. 61-64.

					Список литературы	Лист
						102
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

18. Рябов А. А. Прогнозирование остаточного ресурса вертикальных стальных резервуаров с применением электромагнитных измерений: диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук. Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, 2018.

19. Андреев Я. М. Обеспечение эксплуатационной надежности резервуаров Севера путем повышения выявляемости плоскостных дефектов: диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук. Институт физико-технических проблем Севера им. В.П. Ларионова, Якутск, 2017

20. Сухоруков Д.В. Технология диагностики днищ и стенок стальных вертикальных резервуаров. Сфера нефтегаз, автоматизация. 2010г. –№ 2 – С. 5055.

21. ГОСТ 12.0.003-2015 Система стандартов безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация

22. ГОСТ 12.4.011–89 ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация.

23. СП 52.13330.2011 Естественное и искусственное освещение.

24. СП 2.6.1.758–99. Нормы радиационной безопасности

25. ГОСТ 12.1.030–81 ССБТ. Защитное заземление, зануление.

26. ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны

27. ГН 2.2.5.1313 – 03. Предельно-допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны

28. ГОСТ 12.4.124-83 Система стандартов безопасности труда. Средства защиты от статического электричества. Общие технические требования

29. ГОСТ Р 22.0.07-95. Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Источники техногенных чрезвычайных ситуаций. Классификация и номенклатура поражающих факторов и их параметров.

					Список литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		103

30. ГОСТ 12.4.253-2013 Система стандартов безопасности труда. Средства индивидуальной защиты. Общие технические требования
31. ГОСТ 12.2.033-78. Система стандартов безопасности труда. Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования.
32. ГОСТ 12.1.001-89 Система стандартов безопасности труда. Ультразвук. Общие требования безопасности
33. ГОСТ 7512-82 Контроль неразрушающий. Соединения сварные. Радиографический метод
34. ГОСТ Р 55724-2013 Контроль неразрушающий. Соединения сварные. Методы ультразвуковые
35. ГОСТ 22782.0-81 Электрооборудование взрывозащищенное. Общие технические требования и методы испытаний
36. РД-153-39ТН-012-96 Инструкция по пожаровзрывобезопасной технологии очистки нефтяных резервуаров
37. ПТЭ НБ-2003 Правила технической эксплуатации нефтебаз
38. РД-13.100.00-КТН-183-13 Система управления промышленной безопасностью ОАО «АК «Транснефть»
39. РД-13.220.00-КТН-148-15 Правила пожарной безопасности на объектах организаций системы «Транснефть»
40. ОР-13.040.00-КТН-006-12 Контроль воздушной среды на объектах магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов

					Список литературы	Лист
						104
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		