

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
 федеральное государственное автономное  
 образовательное учреждение высшего образования  
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

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

### БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Технология проведения работ по техническому обслуживанию резервуара стального типа РВСП -20000м <sup>3</sup>

УДК 622.692.23-025.71-034.14-047.44

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б5Д	Кирейчев А.А		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Рудаченко А.В	К.Т.Н		

### КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Рыжакина Т.Г	К.Э.Н		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент	Сечин А.А	К.Т.Н		

### ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
<b>ОНД ИШПР</b>	Брусник О.В.	К.П.Н		

Томск – 2020г.

Планируемые результаты обучения

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
<b>В соответствии с универсальными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями</b>		
<b>Общие по направлению подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»</b>		
P1	Применять базовые естественнонаучные, социально-экономические, правовые и специальные знания в области нефтегазового дела, самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, УК-6, УК-7, ОПК-1, ОПК-2), (ЕАС-4.2, АВЕТ-3А, АВЕТ-3i).</i>
P2	Решать профессиональные инженерные задачи на основе информационной и библиографической культуры с применением информационно-коммуникационных технологий и с учетом основных требований информационной безопасности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2, УК-3, УК-4, УК-5, УК-8, ОПК-2, ОПК-6, ОПК-7).</i>
<i>в области производственно-технологической деятельности</i>		
P3	Применять процессный подход в практической деятельности, сочетать теорию и практику при эксплуатации и обслуживании технологического оборудования нефтегазовых объектов	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-5, ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-6, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-10, ПК-11).</i>
P4	Оценивать риски и определять меры по обеспечению безопасности технологических процессов  в практической деятельности и применять принципы рационального использования природных ресурсов и защиты окружающей среды в нефтегазовом производстве	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-8, ОПК-6,  ПК-12, ПК-13, ПК-14, ПК-15).</i>
<i>в области организационно-управленческой деятельности</i>		
P5	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, используя принципы менеджмента и управления персоналом и обеспечивая корпоративные интересы	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-3, УК-8, ОПК-3, ОПК-7, ПК-16, ПК-17, ПК-18),  (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d).</i>
P6	Участвовать в разработке организационно-технической документации и выполнять задания в области сертификации нефтегазопромыслового оборудования	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2, ОПК-1, ОПК-2, ОПК-7, , ПК-19, ПК20, ПК-21, ПК-22).</i>
<i>в области экспериментально-исследовательской деятельности</i>		

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
P7	Получать, систематизировать необходимые данные и проводить эксперименты с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий для решения расчетно-аналитических задач в области нефтегазового дела	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26).</i>
<i>в области проектной деятельности</i>		
P8	Использовать стандартные программные средства для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2, ОПК-3, ОПК-5, ОПК-6, ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30), (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е).</i>
<b>Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»</b>		
P9	Применять диагностическое оборудование для проведения технического диагностирования объектов ЛЧМГ и ЛЧМН	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-4, ОПК-5, ПК-9, 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 науки и высшего образования Российской Федерации  
 федеральное государственное автономное  
 образовательное учреждение высшего образования  
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

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

УТВЕРЖДАЮ:  
 Руководитель ООП ОНД ИШПР

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

### ЗАДАНИЕ

#### на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б5Д	Кирейчев Андрей Анатольевич

Тема работы:

«Технология проведения работ по техническому обслуживанию резервуара стального типа РВСП -20000м <sup>3</sup> »	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	

Срок сдачи студентом выполненной работы:

--	--

#### ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<b>Исходные данные к работе</b>  <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i>	<b>Резервуар вертикальный стальной с понтоном (РВСП)-20000м<sup>3</sup>, обслуживания оборудования.</b>
--	---

<p><b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b></p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<p><b>Введение</b></p> <p><b>1. Анализ состояния вопроса и постановка задач.</b></p> <p><b>2. Конструктивные особенности оборудования резервуарных парков.</b></p> <p><b>3. Техническое обслуживание резервуаров.</b></p> <p><b>4. Экспериментальные методы технического обследования.</b></p> <p><b>5. Аналитические методы анализа технического состояния.</b></p> <p><b>6. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность, ресурсосбережение.</b></p> <p><b>7. Социальная ответственность.</b></p>
--	--

<p><b>Перечень графического материала</b> <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<p><b>Таблицы, рисунки</b></p>
---	--------------------------------

**Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы**  
*(с указанием разделов)*

Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	доцент, к.э.н. Рыжакина Татьяна Гавриловна
«Социальная ответственность»	ассистент, к.т.н. Сечин Андрей Александрович

**Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:**

Реферат.

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

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Рудаченко Александр Валентинович	К.Т.Н.,		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б5Д	Кирейчев Андрей Анатольевич		

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

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
3-2Б5Д	Кирейчев Андрей Анатольевич

<b>Инженерная школа</b>	<b>Природных ресурсов</b>	<b>Отделение</b>	<b>Нефтегазового дела</b>
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. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<i>Стоимость материальных ресурсов производится по действующим прейскурантам или договорным ценам.</i>
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<i>Устанавливаются в соответствии с заданным уровнем нормы оплат труда: 1,3 - районный коэффициент для расчета заработной платы.</i>
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<i>Общая система налогообложения с учетом льгот для образовательных учреждений, в том числе отчисления во внебюджетные фонды - 27,1%.</i>

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

1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	1. <i>Проведение предпроектного анализа.</i> 2. <i>Определение целевого рынка и проведение его сегментирования.</i> 3. <i>Выполнение SWOT-анализа проекта</i>
2. <i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	<i>Бюджет научно – технического исследования (НТИ)</i> 1. <i>Структура работ в рамках научного исследования.</i> 2. <i>Определение трудоемкости выполнения работ.</i> 3. <i>Разработка графика проведения научного исследования.</i> 4. <i>Бюджет научно-технического исследования.</i> 5. <i>Основная заработная плата исполнительной темы.</i> 6. <i>Дополнительная заработная плата исполнительной темы.</i> 7. <i>Отчисление во внебюджетные фонды.</i> 8. <i>Накладные расходы.</i> 9. <i>Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта</i>
3. <i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	1. <i>Расчет показателей ресурсоэффективности.</i> 2. <i>Определение интегрального показателя эффективности научного исследования</i>

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

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

**Дата выдачи задания для раздела по линейному графику****Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Рыжакина Т.Г	К.Э.Н,		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б5Д	Кирейчев Андрей Анатольевич		

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б5Д	Кирейчев Андрей Анатольевич

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»:

<p>1. Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования) на предмет возникновения:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– вредных проявлений факторов производственной среды (метеоусловия, вредные вещества, освещение, шумы, вибрации, электромагнитные поля, ионизирующие излучения)</li> <li>– опасных проявлений факторов производственной среды (механической природы, термического характера, электрической, пожарной и взрывной природы)</li> <li>– негативного воздействия на окружающую природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу)</li> <li>– чрезвычайных ситуаций (техногенного, стихийного, экологического и социального характера)</li> </ul>	<p>В данной работе рассматриваются технология проведения работ по техническому обслуживанию резервуара вертикального стального с понтоном РВСП-20000м<sup>3</sup>, находящиеся в эксплуатации АО «Транснефть Сибирь», и предназначенные для временного хранения нефти.</p>
<p>2. Знакомство и отбор законодательных и нормативных документов по теме</p>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. ГОСТ 12.0.003-2015 Система стандартов по безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация</li> <li>2. ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ Система стандартов безопасности труда. Средства и методы защиты от шума.</li> <li>3. ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление</li> <li>4. ГОСТ 12. 1. 007 – 76 «ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности</li> <li>5. ГОСТ 17. 2. 1. 03-84 «Охрана природы. Атмосфера. Термины и определения контроля загрязнения</li> <li>6. РД-13.220.00-КТН-575-06 Правила пожарной безопасности на объектах магистральных нефтепроводов ОАО "АК "Транснефть" и дочерних акционерных обществ (взамен ВППБ-01-05-99, ППБО-104-83)</li> </ol>

<b>Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:</b>	
<p>1. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой;</li> <li>– действие фактора на организм человека;</li> <li>– приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ);</li> <li>– предлагаемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства)</li> </ul>	<p>Вредные:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1.Повышенный шум;</li> <li>2.Ультразвук;</li> <li>3Отклонение показателей климата;</li> <li>4.Электромагнитные поля радиочастот</li> </ol>
<p>2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– механические опасности (источники, средства защиты);</li> <li>– термические опасности (источники, средства защиты);</li> <li>– электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты);</li> <li>– пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения)</li> </ul>	<p>Опасные:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1.Опасность термических ожогов во время сварки;</li> <li>2.Опасность поражения электрическим током;</li> <li>3.Опасность механических повреждений.</li> </ol>
<p>3. Охрана окружающей среды:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– защита селитебной зоны</li> <li>– анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы);</li> <li>– анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы);</li> <li>– анализ воздействия объекта на литосферу (отходы);</li> <li>– разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.</li> </ul>	<p>При ликвидации аварийного разлива нефти, воздействия оказывают как производственные процессы, так и объекты постоянного и временного назначения. Ликвидации последствий разлива нефти на территории резервуарного парка сопровождается: - загрязнением атмосферного воздуха; - повреждением почвенно-растительного покрова;.</p>
<p>4. Защита в чрезвычайных ситуациях:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– перечень возможных ЧС на объекте;</li> <li>– выбор наиболее типичной ЧС;</li> <li>– разработка превентивных мер по предупреждению ЧС;</li> <li>– разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС;</li> <li>– разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий</li> </ul>	<p>Чрезвычайные ситуации на территории резервуарного парка могут возникать в результате аварийного разлива нефти. В районе деятельности возможно возникновение следующих видов чрезвычайных ситуаций:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- техногенного характера;</li> <li>- природного характера;</li> <li>- военно-политического характера.</li> </ul>
<p>5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</li> <li>– организационные мероприятия при компоновке</li> </ul>	<p>РД 09-364-00 «Типовая инструкция по организации безопасного проведения огневых работ на взрывоопасных взрывопожароопасных объектах»;</p>

<i>рабочей зоны</i>	
<b>Перечень графического материала:</b>	
<i>При необходимости представить эскизные графические материалы к расчётному заданию (обязательно для специалистов и магистров)</i>	

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

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент	Сечин А.А	К.Т.Н		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б5Д	Кирейчев Андрей Анатольевич		

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
 федеральное государственное автономное  
 образовательное учреждение высшего образования  
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)  
 Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»  
Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»  
 Уровень образования бакалавриат  
 Отделение нефтегазового дела  
 Период выполнения \_\_\_\_\_ (осенний / весенний семестр 2019/2020 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)
	1. Анализ состояния вопроса и постановка задач.	15
	2. Конструктивные особенности оборудования резервуарных парков.	15
	3. Техническое обслуживание резервуаров.	10
	4. Экспериментальные методы технического обследования.	20
	5. Аналитические методы анализа технического состояния.	10
	6. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность, ресурсосбережение.	15
	7. Социальная ответственность.	15
		100

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Рудаченко А.В.	к.т.н		

**СОГЛАСОВАНО:**

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

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 173 страниц, 13 рисунков, 29 таблиц, 63 источника, 3 приложения

Ключевые слова: резервуар, технологическое оборудование, оборудование резервуара, методы диагностики, нефть и нефтепродукты.

Объектом исследования является (ются) резервуар вертикальный стальной типа РВСП -20000 м<sup>3</sup>.

Цель работы –провести анализ технологии проведения работ по техническому обслуживанию резервуара вертикального типа РВСП-20000 м<sup>3</sup>

В процессе работы приводится общая характеристика вертикальных стальных резервуаров, их типы и организация технологического обслуживания, виды и методы диагностики резервуаров вертикальных стальных.

В результате работы были рассмотрены конструкции РВС и особенности каждого из них, поэтапно описано технологическое обслуживания резервуаров и оборудования, рассмотрены правила эксплуатации, диагностика, антикоррозийная защита и очистка резервуаров.

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: осмотр и техническое обслуживания резервуаров и средств измерения уровня отбора проб нефти, задвижек, трубопроводов обвязки резервуаров, размыв донных отложений, подготовительные работы, расчет конструктивных элементов резервуара .

Степень внедрения: новых технологий по транспортировки нефти

Область применения: транспорт и хранения нефти и нефтепродуктов

Экономическая эффективность/значимость работы Разница среди затрат на бюджет НТИ трех исполнений большая. Наименьшая сумма – 2293011,57 руб., а наибольшая – 2879307,57 руб. Учитывая показатели ресурсосберегающей, финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности, целесообразно для проведения исследования будет выбрать вариант 1 исполнения.

В будущем планируется исследовать инновационные технологии по снижению потерь углеводородных фракций.

					Технология проведения работ по технологическому обслуживанию резервуара стального типа РВСП – 20000м <sup>3</sup>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпис</i>	<i>Дат</i>				
Разраб.		Кирейчев АА			Реферат	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
Руковод.		Рудаченко А.В					12	173
Консульт.								
Рук-ль ООП		Брусник О. В.						
						НИ ТПУ гр.3-2Б5Д		

## REPORT

Final qualifying work 173 pages., 13 figures. 29 tables, 63 sources, 3 appendices

Keywords: reservoir, process equipment, reservoir equipment, diagnostic methods, oil and petroleum products.

The object of research is (1) -vertical steel tank type rvsp -20000 m<sup>3</sup>.

The purpose of the work is to analyze the technology for performing maintenance of the vertical type tank rvsp -20000 m<sup>3</sup>

In the process of work, the General characteristics of vertical steel tanks, their types and organization of technological maintenance, types and methods of diagnostics of vertical steel tanks are given,

The result was the design of RVS and features of each of them, step by step described the process of service vessels and equipment, reviewed the rules of operation, diagnostics, corrosion protection and tank cleaning.

Main design, technological and technical-operational characteristics: inspection and maintenance of tanks and oil sampling level measuring devices, valves, pipelines for tank binding, bottom sediment washing, preparatory work, calculation of tank structural elements .

Degree of implementation: new technologies for oil transportation

Application: transportation and storage of oil and petroleum products

Economic efficiency/significance of the work the Difference among the budget costs of the NTI of the three executions is large. The lowest amount is 2293011.57 rubles, and the highest amount is 2879307.57 rubles. Taking into account the indicators of resource-saving, financial, budgetary, social and economic efficiency, it is advisable to choose option 1 for the study.

In the future, it is planned to explore innovative technologies to reduce losses of hydrocarbon fractions.

					Реферат	Лис
						13
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		

## Оглавление

ВВЕДЕНИЕ.....	17
Глава 1. АНАЛИЗ СОСТОЯНИЯ ВОПРОСА И ПОСТАНОВКА ЗАДАЧ, СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ .....	19
1.1    Общая характеристика объекта .....	19
1.2    Климатические условия объекта.....	21
1.3    Резервуарный парк как объект трубопроводной системы.....	22
Глава 2. КОНСТРУКТИВНЫЕ ОСОБЕННОСТИ РЕЗЕРВУАРНЫХ ПАРКОВ .....	28
2.1    Конструкции вертикальных стальных резервуаров .....	31
2.2    Оборудование резервуаров.....	35
2.3    Вертикальные стальные цилиндрические резервуары со стационарной крышей (типа РВС).....	41
2.4    Вертикальные стальные цилиндрические резервуары с плавающей крышей (типа РВСПК) .....	42
2.5    Вертикальные стальные цилиндрические резервуары с понтоном (типа РВСП) .....	44
Вывод к главе:.....	52
Глава 3. ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ РЕЗЕРВУАРОВ .....	53
3.1    Организация технического обслуживания резервуаров и резервуарных парков.....	53
3.1.1    Осмотр и техническое обслуживание резервуаров.....	55
3.1.2    Особенности обслуживания резервуаров с высокосернистой нефтью .....	1
3.1.3    Обслуживание средств измерения уровня отбора проб нефти .....	2
3.1.4    Предотвращение накопления и размыв донных отложений.....	3
3.1.5    Обслуживание задвижек, трубопроводов обвязки резервуаров, газоуравнительной системы. ....	4
3.1.6    Обслуживание производственной канализации .....	5
3.1.7    Подготовка резервуаров, оборудования, объектов резервуарного парка к эксплуатации в зимний и летний периоды года.....	6
3.2    Вывод резервуара из эксплуатации. ....	7
Вывод к главе:.....	9
Глава 4. ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ МЕТОДЫ ТЕХНИЧЕСКОГО ОБСЛЕДОВАНИЯ. ....	10
4.1    Подготовительные работы. ....	10
4.1.1    Технологический процесс очистки резервуара. ....	10
4.1.2    Дегазация резервуара. ....	13

					Технология проведения работ по технологическому обслуживанию резервуара стального типа РВСП – 20000м <sup>3</sup>			
<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпис</i>	<i>Дат</i>				
Разраб.		Кирейчев АА			Оглавление	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
Руковод.		Рудаченко А.В					14	173
Консульт.								
Рук-ль ООП		Брусник О. В.				НИ ТПУ гр.3-2Б5Д		

4.1.3	Оборудование применяемое при очистке и дегазации резервуара .....	13
4.2	Техническое диагностирование резервуаров.....	14
4.2.1	Технологий диагностики их виды и методы .....	21
4.2.1.1	Визуальный и измерительный контроль.....	21
4.2.1.2	Радиографический метод контроля .....	23
4.2.1.3	Акустический контроль .....	27
4.2.1.4	Ультразвуковая дефектоскопия и ультразвуковая толщинометрия.....	28
4.2.1.5	Акустико-эмиссионный метод контроля .....	33
4.3	Технологический расчет не велированием .....	39
4.3.1	Определение максимальной осадки основания наружного контура днища резервуара ...	39
	Исходные данные .....	40
4.4	Антикоррозионная защита резервуаров.....	44
	Вывод к главе:.....	47
	Глава 5 АНАЛИТИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ АНАЛИЗА ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ.....	48
5.1	Расчетная часть основных параметров на прочность .....	48
5.2	Расчет устойчивости стенки резервуара .....	51
	Глава 6. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ, РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	54
6.1	Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения .....	54
6.1.1	Потенциальные потребители результатов исследования .....	54
6.1.2	Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения .....	56
6.1.3	SWOT – анализ .....	58
6.2	Анализ производственных затрат .....	59
6.2.1	Структура работ в рамках научного исследования.....	59
6.2.2	Определение трудоемкости выполнения работ.....	60
6.2.3	Разработка графика проведения научного исследования.....	61
6.2.4	Бюджет научно-технического исследования.....	62
6.2.4.1	Расчет материальных затрат НТИ .....	62
6.2.4.2	Расчет затрат на специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ .....	63
6.2.4.3	Основная заработная плата .....	64
6.2.4.4	Дополнительная заработная плата исполнителей тем .....	65
6.2.4.5	Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления).....	66
6.2.4.6	Накладные расходы.....	67
6.2.4.7	Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта .....	67

					Оглавление	Лис
						16
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		

6.3	Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования .....	68
	<b>Глава 7. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....</b>	<b>124</b>
7.1	Опасные и вредные факторы, присутствующие при выполнении работ по сооружению резервуара .....	124
7.2	Анализ производственных факторов.....	125
7.2.1	Анализ вредных производственных факторов .....	125
7.2.1.1	Повышенный шум.....	125
7.2.1.2	Ультразвук .....	126
7.2.1.3	Отклонение параметров климата.....	128
7.2.1.4	Электромагнитные поля радиочастот .....	128
7.2.2	Анализ опасных производственных факторов .....	131
7.2.2.1	Опасность термических ожогов во время сварки .....	131
7.2.2.2	Опасность поражения электрическим током.....	131
7.2.2.3	Опасность механических повреждений .....	134
7.3	Пожарная безопасность .....	135
7.4	Экологическая безопасность .....	143
7.4.1	Воздействие на литосферу .....	143
7.4.2	Воздействие на атмосферу .....	144
7.4.3	Воздействие на гидросферу.....	145
7.5	Безопасность в чрезвычайных ситуациях .....	145
	<b>ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....</b>	<b>148</b>
	<b>СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ИСТОЧНИКОВ.....</b>	<b>149</b>
	<b>Приложение 1 .....</b>	<b>155</b>

## ВВЕДЕНИЕ

Резервуары стальные вертикальные (РВС) представляют собой одну из самых востребованных и распространенных разновидностей емкостного оборудования. Они находят широчайшее применение в самых различных областях промышленности. В частности, используются для хранения различных веществ в жидкой фазе. Это могут быть продукты производства, ожидающие транспортировки, или наоборот – исходные материалы.

Сложно назвать хотя бы одну отрасль тяжелой промышленности, где вертикальные цилиндрические резервуары не были бы востребованы. В нефтедобывающей, нефте- и газоперерабатывающей промышленности, а также в нефтехимии чаще всего используются резервуары вертикальные для нефтепродуктов. В них помещается как сырая нефть, так и продукты нефтеперегонки. Также в этих резервуарах складировются промежуточные продукты крекинга и реформинга, химического синтеза и так далее.

Вертикальные цилиндрические резервуары представляют собой емкости с наличием одного или нескольких штуцеров и специальным люком. Они изготавливаются из высокопрочной легированной стали, способной выдержать любые механические воздействия и стойкой к коррозии. Резервуары могут иметь различные подпорки, обеспечивающие монтаж и прочное крепление.

Существует достаточно большое разнообразие типов и видов вертикальных резервуаров. Они различаются целым рядом особенностей, в том числе толщиной стенок, формой дна, наличием дополнительных штуцеров и клапанов и так далее.

Применение вертикального резервуара ограничивается его техническими характеристиками и рекомендуемой производителем сферой.

### Вертикальные резервуары изготавливаются для выполнения конкретных

					Технология проведения работ по технологическому обслуживанию резервуара стального типа РВСП – 20000м <sup>3</sup>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпис</i>	<i>Дат</i>				
Разраб.		Кирейчев А.А			Введение	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
Руковод.		Рудаченко А.В					18	173
Консульт.						НИ ТПУ гр.3-2Б5Д		
Рук-ль ООП		Брусник О. В.						

задач и хранения строго определенного рода жидкостей. Однако назначение вертикальных резервуаров может колебаться в достаточно широких пределах, если речь идет о жидкостях со сходными свойствами.[5]

Изготовление вертикальных стальных резервуаров для нефтепродуктов, происходит в листовом или в рулонном исполнении в одном и более рулонах в зависимости от конструкции и объема. Пожарные резервуары, резервуары для воды, резервуары для нефтепродуктов, резервуары нефти полностью комплектуются технологическим оборудованием и различными конструктивными элементами, т.е. люками, площадками обслуживания, лестницами,, патрубками, клапанами.

Эксплуатация вертикальных стальных резервуаров – комплекс мер и процессов, направленный на обеспечение нормального приёма и сдачи нефти, нормальной работоспособности парка, его ремонт, диагностирование и обслуживание.

Перечень основных работ, проводимых во время эксплуатации:

- Расчёт вместимости и градуировка;
- Текущее и оперативное обслуживание;
- Поддержка каре на достаточном уровне;
- Техническая диагностика;
- Реконструкция (при необходимости).

Несмотря на все предпринимаемые усилия, вертикальный стальной резервуар по-прежнему остаётся достаточно сложным и опасным объектом. Во многом это связано с такими факторами: высокая степень взрыво- и пожароопасность хранимых веществ; крупные габариты, существенно усложняющие проверку сварных швов на резервуарах; неравномерная посадка; неправильная геометрия конструкций; периодические изменения формы резервуаров, что вызвано наполнением и опустошением ёмкостей; подверженность коррозии.[6]. Таким образом, от качества и своевременности технического обслуживания резервуаров зависит работоспособность и равномерная работа трубопроводов и магистралей.

									Лис
									19
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат	Оглавление				

# Глава 1. АНАЛИЗ СОСТОЯНИЯ ВОПРОСА И ПОСТАНОВКА ЗАДАЧ, СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

## 1.1 Общая характеристика объекта

Резервуар важный и опасный объект трубопроводной системы, поэтому его техническое обслуживание определенно актуально и это подтверждается в РД 153-39.4-078-01[36], в учебных пособиях Бунчук В. А[5], Земенков Ю.Д.[10], Константинов Н.Н, Тугунова П.И.[13], Николаев Н.В[18]. Кроме того существуют и методические указания, в их числе «Резервуары вертикальные стальные для нефти и нефтепродуктов. Техническое диагностирование и анализ безопасности: методические указания» Ассоциация «Ростехэкспертиза». [24]

Теоретической основой выполнения дипломной работы послужили научные труды таких авторов как Абузова.Р.Ф[1], Лурь.М.В[3], Дайнеко С.В[4], Бунчук.В.А[5], Земенков.Ю.Д[10], Еременко.Н.А[9], Коннова.Г.В[11], Коршак.А.М[12], Константинов.Н.Н[13], Тугунова.П.И[13], Николаев.Н.В.[18], Ханухова.Х.М[31], и других ученых Цыбульского.П.Г[32], на основе труда Дятлова.В.А[8]

В работе отражены ПБ 03-605-03[35], РД 153-39.4-078-01[36], РД 23.020.00-КТН-271-10[37], ОР 23.020.00-КТН-230-14[38], опираясь на учебные пособия Александрова .В.Н , Гольянова .А.И. Шаммазова .А.М[3], Еременко.Н.А.[9].

Изм	Лист	№ докум.	Подпис	Дат				
Разраб.		Кирейчев А.А			Анализ состояния вопроса и постановка задач, список литературы.	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Рудаченко А.В					20	173
Консульт.						НИ ТПУ гр.3-2Б5Д		
Рук-ль ООП		Брусник О. В.						

██████████» предназначена для приёма нефти из участков  
«██████████ и перекачки

Нефтеперекачивающая станция ██████████ введена в  
эксплуатацию в 1973 году, является структурным подразделением .

██████████ и представляет собой  
комплекс сооружений и устройств для учета, приема, перекачки нефти по  
магистральному нефтепроводу ██████████

В состав НПС входят:

- основная насосная – 3 насосных агрегата НМ-10000-210 со сменными роторами производительностью  $Q=5000 \text{ м}^3/\text{ч}$

- подпорная насосная – 5 насосных агрегата НПВ–3600-90-2

- фильтры–грязеуловители МН ██████████ НА-85761  $D_y=500 \text{ мм.}$ ,  $P_y=24 \text{ кгс/см}^2$  (3 шт.);

- камера регулирования давления с двумя регуляторами BIFFI VANESSA F8F400  $D_y500$ ,  $P_y7,5 \text{ МПа}$ ;

- узел предохранительных клапанов на входе в резервуарный парк м/н ██████████ СППК4 200-16 (3шт.);

- ЗРУ-6кВ;

- резервуарный парк – 14 резервуаров типа РВС–20000  $\text{м}^3$

- технологические трубопроводы с запорной арматурой;

- сеть трубопроводов производственно-ливневой и хозяйственно-бытовой канализации с колодцами, нефтеловушкой;

- комплексная система автоматического пожаротушения;

- пожарный водоём №1  $V=1000 \text{ м}^3$ , №2  $V=1000 \text{ м}^3$ ;

- сеть трубопроводов пожаротушения (водопроводы и пенопроводы) с водяными гидрантами, колодцами с задвижками, помещениями с электроприводными задвижками (ПЭЗ);

					Анализ состояния вопроса и постановка задач	Лис
						21
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		

•система хозяйственно-питьевого водоснабжения: четыре арт. скважины с погружными насосами ЭЦВ;

•система сбора и откачки утечек: основной насосной – ёмкость  $V=40$  м<sup>3</sup> с погружными насосами 12НА94 – 2 шт; подпорной насосной – ёмкость  $V=40$  м<sup>3</sup> с погружным насосом 12НА94 – 1 шт;

•технологические трубопроводы НПС диаметром от до .273 мм1020 мм

•системы автоматического управления – микропроцессорная система автоматики основной, подпорной насосной и резервуарного парка, комплексная система автоматического пожаротушения НПС;

•система диспетчерского контроля и управления и система телемеханики;

•связь: канал передачи данных, система производственно – технической связи;

•производственно – бытовые здания и сооружения.

## 1.2 Климатические условия объекта

Объект находится на территории [REDACTED] в [REDACTED] районе на площадке [REDACTED]

Климат района резко-континентальный с продолжительной холодной зимой и сравнительно жарким и коротким летом.

Характеристика климата в районе НПС [REDACTED] дана по материалам многолетних наблюдений по метеостанции "[REDACTED]":

- нормативное значение веса снегового покрова - 150 кгс/см<sup>3</sup>;
- среднегодовая температура воздуха - минус 26°С;
- средняя месячная температура января - минус 27°С;
- средняя месячная температура июля - плюс 25°С;
- температура наиболее холодной пятидневки - минус 51°С[58]

Глубина промерзания -2.75

Грунты в основании -песок пылеватый

					Анализ состояния вопроса и постановка задач	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		22

### 1.3 Резервуарный парк как объект трубопроводной системы

Резервуарные парки являются одними из основных технологических сооружений нефтеперерабатывающих и нефтехимических производств. Они призваны обеспечить надежную оперативную работу и гибкую технологическую связь комплексов «промысел — нефтепровод — нефтеперерабатывающий завод» или «нефтеперерабатывающий завод — нефтепродуктопровод — нефтебаза — потребитель». Наличие большого запаса резервуарных емкостей позволяет в новых экономических условиях получать дополнительные прибыли от товарно-транспортных операций и дает преимущества в сфере принятия управленческих решений руководством компании [23].

Одной из основных проблем резервуарных парков сегодня является проблема физического и морального износа резервуаров. Несмотря на снижение, в последнее время, объемов перекачки нефти, вызванное различными факторами, основная часть резервуарного парка продолжает активно эксплуатироваться. В этих условиях повышается роль резервуарных парков для поддержания уровня эксплуатационной надежности и промышленной безопасности системы в целом. Поскольку строительство новых резервуаров (резервуарных парков) является длительным процессом, сопряжено со значительными финансовыми затратами, встает задача поддержания в исправном состоянии уже имеющихся объектов.

Нормативный срок эксплуатации 20(30) лет для резервуаров в отечественных нормативах был установлен исключительно из экономических соображений. С введением Федерального закона от 21.07.1997 N 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» Федеральной службой по экологическому, технологическому и атомному надзору Российской Федерации (Ростехнадзор) введён новый порядок аттестации технических устройств, зданий и сооружений (резервуаров) применяемых на опасных

					Анализ состояния вопроса и постановка задач	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		23

производственных объектах, исчерпавших свой нормативный срок эксплуатации. Таким образом, теоретически срок эксплуатации технических устройств, зданий и сооружений (резервуаров) применяемых на опасных производственных объектах теперь не ограничивается. С увеличением срока службы сокращаются промежутки его освидетельствования и ужесточаются требования к оценке технического состояния резервуаров. Одновременно с этим практически все предприятия эксплуатирующие опасные производственные объекты столкнулись с задачей оценки технического состояния большого числа резервуаров и другого технологического оборудования[37].

Используемый при проектировке и изготовлении[58], чётко регламентируют те требования, которые предъявляются к компоновке каждого отдельного резервуара и всего парка в целом. Так, например, каждый резервуар должен иметь обвалование замкнутого типа, с шириной не менее 0,5 метра, способное выдерживать гидростатическое давление хранимой жидкости. Также данное положение определяет требования к расстоянию между резервуарами, их вместимость и схему расположения. Все вышеперечисленные параметры напрямую зависят от следующих данных:

- категории, которую имеет резервуарный парк;
- объёма используемых резервуаров;
- схемы и планировки парка;
- последовательности строительства и ввода в эксплуатацию резервуаров;
- условий местности [21].

Анализ причин аварий резервуарных конструкций, произошедших за последние 10 лет, показывает, что основной причиной (более 60%) является «человеческий фактор» - нарушение правил промышленной безопасности при сдаче резервуаров в эксплуатацию, при эксплуатации резервуаров, при подготовке и проведении ремонтных работ. В прежние годы на долю этой причины приходилось 11%, а 63% - на долю хрупкого разрушения. Таким

					Анализ состояния вопроса и постановка задач	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		24

образом, налицо деградация производственной культуры. А в условиях, когда износ эксплуатируемых РВС составляет 60-80%, но они продолжают эксплуатироваться, наиболее эффективным средством повышения безопасности эксплуатации резервуарных парков (РП) является системный подход, включающий в себя следующие составляющие:

- сбор и анализ информации о техническом состоянии и приемлемых рисках РП;
- разработка нормативных документов по промышленной безопасности РП;
- комплексная экспертиза промышленной безопасности (ЭПБ) РП;
- классификация и категорирование РП по степени риска;
- электронная паспортизация РП;
- создание базы данных РП;
- оптимизация межремонтных сроков эксплуатации РП с перспективой перехода к эксплуатации по фактическому техническому состоянию;
- технические и организационные аспекты управления рисками и мониторинга технического состояния РП [7].

В настоящее время по всем этим направлениям рядом специализированных организаций, а также органами Ростехнадзора, ведутся работы различной степени проработанности.

Вертикальные стальные резервуары подразделяются на три класса. В зависимости от места размещения и объема.

I Класс - резервуары особо опасные (резервуары для нефтепродуктов)

- объемом 10000 м<sup>3</sup> и более;
- объемом 5000 м<sup>3</sup> и более, находящихся вблизи крупных водоемов и речных берегов, а также на территории городов.

					Анализ состояния вопроса и постановка задач	Лис
						25
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		

II Класс – резервуары повышенной опасности

- объемом от 5000 м<sup>3</sup> до 10000 м<sup>3</sup>.

III Класс – резервуары опасные

- объемом от 100 м<sup>3</sup> до 5000 м<sup>3</sup>.

Резервуары обеспечивают компенсацию сезонно и пиковой неравномерности потребления нефти, равномерную нагрузку магистральных трубопроводов, накопление запасов стратегического и аварийного резерва, для выполнения технологических операций по подогреву, смешению и использования при товарно-коммерческих операциях для замеров количества продуктов.

Большое количество резервуаров заняты на приеме разных сортов нефтепродуктов, на товарных операциях, на откачке в трубопровод или налив. Одно из свойств работы резервуаров считается повышенная скорость опорожнения и заполнения. Продуктивность перекачки имеет возможность достигать 5000-8000 м<sup>3</sup>/ч.

Резервуар представляет собой вертикально установленный большой металлический цилиндр, плоскость которого сделана из рулонной стали. В нижней части резервуара толщина стен больше, нежели в верхней части. Резервуары разной вместительности употребляются в резервуарных парках— от 100 до 120000 м<sup>3</sup>. Уровнем максимального и минимального наполнения характеризуется емкость резервуара. Степень, ниже которого откачка из резервуара невозможна именуется минимальным уровнем. Максимальный уровень резервуара определяется из условий полного заполнения резервуара без разрушения его конструкции. Допускается превышение заполнения до аварийного уровня в случае неисправности системы автоматики и дистанционного управления системой резервуара. В зависимости от величины наполнения резервуара можно найти объем нефти в резервуаре по градуировочным таблицам, в которых на основании точных измерений указывается объем нефти в резервуаре.

					Анализ состояния вопроса и постановка задач, список литературы.	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		26

Через приемные патрубки нефть поступает в резервуар и откачивается через раздаточные.

Один и тот же патрубок может использоваться и как раздаточный, и как приемный. Через патрубки соединительными трубопроводами резервуары подключаются к коллекторам резервуарного парка. Задвижки, отключающие резервуар от коллектора, устанавливаются на соединительных трубопроводах вблизи от резервуаров. Кроме того, для дублирования отсекающие задвижки устанавливаются на соединительных трубопроводах в местах подключения к коллекторам. Одни из этих задвижек используются при технологических операциях и являются оперативными, другие же производят отключение резервуара при неисправности оперативных задвижек. Из нефтепровода нефть поступает в приемные коллекторы и распределяется по резервуарам, а в подпорную насосную нефть поступает по раздаточным коллекторам.[57]



Рисунок 1 - Резервуары вертикальные стальные для хранения товарной и неподготовленной нефти

					Анализ состояния вопроса и постановка задач, список литературы	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		27

В завершении этого раздела: является анализ и разработка технологий и выбор средств для бесперебойной и надежной работы системы резервуарного парка и постоянного грузопотока товарного продукта между постовщиками и потребителями.

Основной задачей является соблюдение технологических операций, которые являются стратегической задачей.

Для решение данной проблемы необходимо решить следующие задачи:

-провести конструктивный анализ резервуарного парка;

-выполнить анализ основных характеристик оборудования;

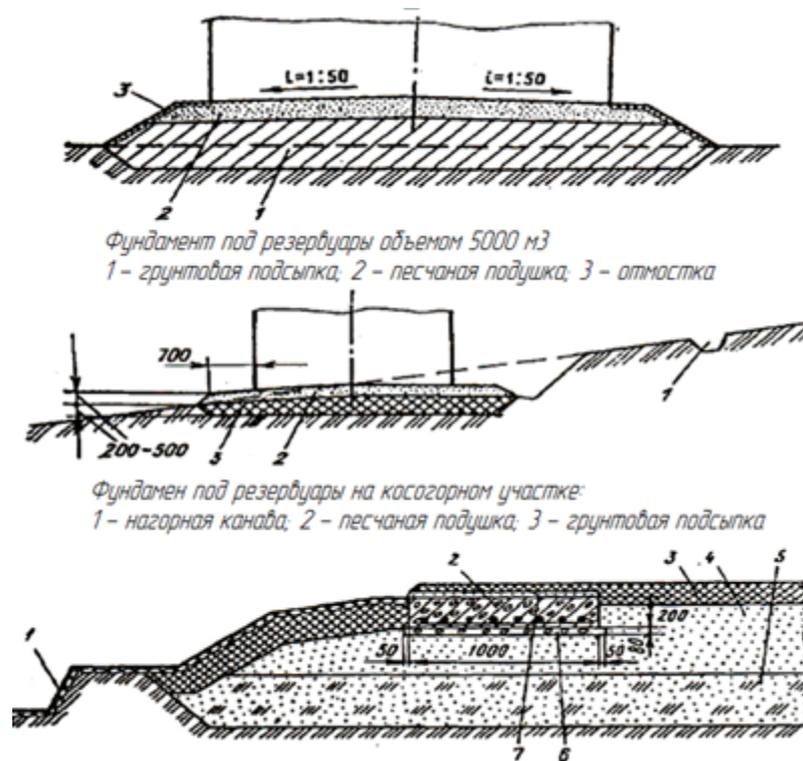
-выбор оптимальных методов технического обслуживания и диагностики.

					Анализ состояния вопроса и постановка задач, список литературы	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		28

## Глава 2. КОНСТРУКТИВНЫЕ ОСОБЕННОСТИ РЕЗЕРВУАРНЫХ ПАРКОВ

Оптимальное условие резервуара обеспечивать надежность решения транспорта технологических операций. Позволяет проводить монтаж в различном виде и исполнении. Включает основные узлы: днище, сегменты крыши и элементы стеновых листов. [22].

Фундамент резервуара выполняется в двух вариантах: в Волго-Уральском регионе – песчаная подушка. В Западной Сибири сооружается свайное поле (рис. 2).



Фундамент под резервуар объемом 10 000 м<sup>3</sup>:

1-кольцевая канавка с отмосткой; 2-железобетонное кольцо; 3-гидрофобный слой; 4-песчанная подушка; 5-грунтовая подсыбка; 6-бетонное основание; 7-выравнивающий цементный слой.

Рисунок 2 - Фундаменты для вертикальных стальных резервуаров

					Технология проведения работ по технологическому обслуживанию резервуара стального типа РВСП – 20000 м <sup>3</sup>			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпис	Дат	Конструктивные особенности резервуарных парков	Лит.	Лист	Листов
Разраб.		Кирейчев А.А					29	173
Руковод.		Рудаченко А.В				НИ ТПУ гр.3-2Б5Д		
Консульт.								
Рук-ль ООП		Брусник О. В.						

При первом варианте на выбранной площадке снимается грунт, засыпается песчано-гравийной смесью, верхняя часть засыпается песком 20-30 см. Полотно хорошо укатывается катком с одновременной нивелировкой и обрабатывается горячим битумом или вязкой нефтью. На подготовленное полотно раскатывается рулон днища резервуара. Автокраном на кромку днища ставится рулон корпуса резервуара и раскручивается по краю днища с прихваткой электросваркой. После полного разворачивания рулона корпуса резервуара изнутри и снаружи проваривается вертикальный шов. Точно также по всей окружности провариваются швы между корпусом резервуара и днищем.

В центр днища приваривается центральная стойка. К центральной стойке и к верхней части корпуса резервуара привариваются сегменты крыши. Затем устанавливаются дыхательные клапаны, световой люк и люк лаз, лестница, привариваются патрубки для входа и выхода нефти.

Внешняя часть резервуара красится, делаются необходимые надписи, внутренняя часть резервуара покрывается антикоррозийным составом. Для опрессовки резервуар заполняется водой и выдерживается в течение суток. Еще раз производится нивелировка резервуара по утору. Резервуары обваловываются по два в одной обваловке. Емкость обвалования должна быть не менее объема одного резервуара. Для предотвращения выхода газа из резервуаров через дыхательные клапаны в момент их наполнения крыши резервуаров соединяли общим газопроводом [11]. На сегодня на промыслах внедряются установки, периодически отсасывающие газ из резервуаров и концевых сепараторов в газопровод. После выполнения всех необходимых работ составляется акт приемки резервуаров в эксплуатацию. С целью упрочнения фундамента для резервуаров емкостью 10 000 м<sup>3</sup> и более по окружности фундамента монтируется железобетонное кольцо, которое показано на рис. 2 цифрой 2.

По расположению резервуаров относительно планировочной отметки территории резервуарного парка различают резервуары следующих групп:

					Конструктивные особенности резервуарных парков	Лис
						30
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		

- надземные, когда днище емкости находится выше планировочной отметки  $Z_{по}$  (рис. 3 а, б);
- наземные, когда отметка днища  $Z_{д}$  равна планировочной отметке  $Z_{по}$  или отметке поверхности естественного основания  $Z_о$  (рис. 3 в);
- подземные, если разница между  $Z_{по}$  и максимальным уровнем  $Z_{мах}$  продукта в резервуаре равна или больше 0,2 м (рис. 3 г) [1].

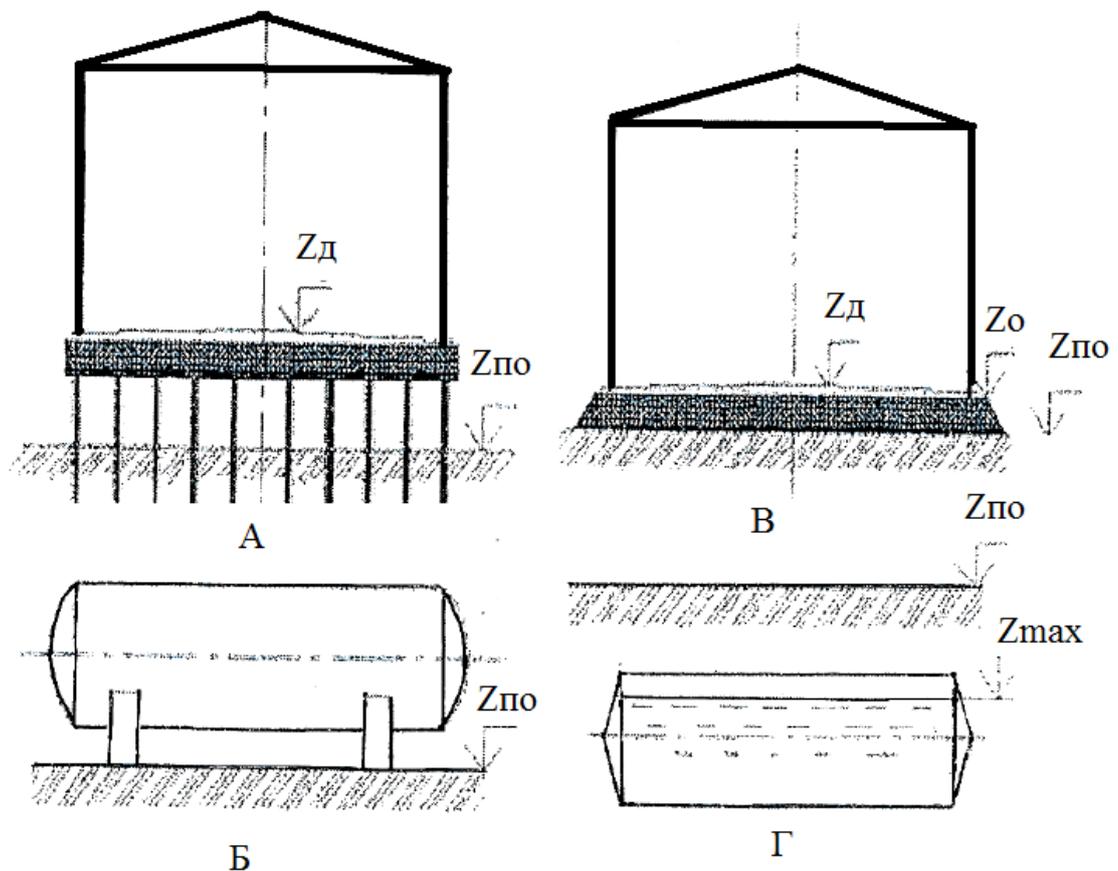


Рисунок 3-Способы расположения емкостей относительно поверхности земли

Таким образом, для хранения, приема и сбора нефти используются склады нефти, которые состоят из резервуаров и связывающий их трубопровод. Эти склады нефти называются резервуарными парками. Большие резервуарные парки, входящие в состав конечных, промежуточных и головных станций магистрального трубопровода, имеют высокую оборачиваемость и действуют круглые сутки.

Резервуары в системе магистральных нефтепроводов служат:

					Конструктивные особенности резервуарных парков	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		31

- для компенсации неравномерности приема-отпуска нефти на границах участков транспортной цепи;
- для учета нефти;
- для достижения требуемого качества нефти (отстаивание от воды и мехпримесей, смешение и др.).

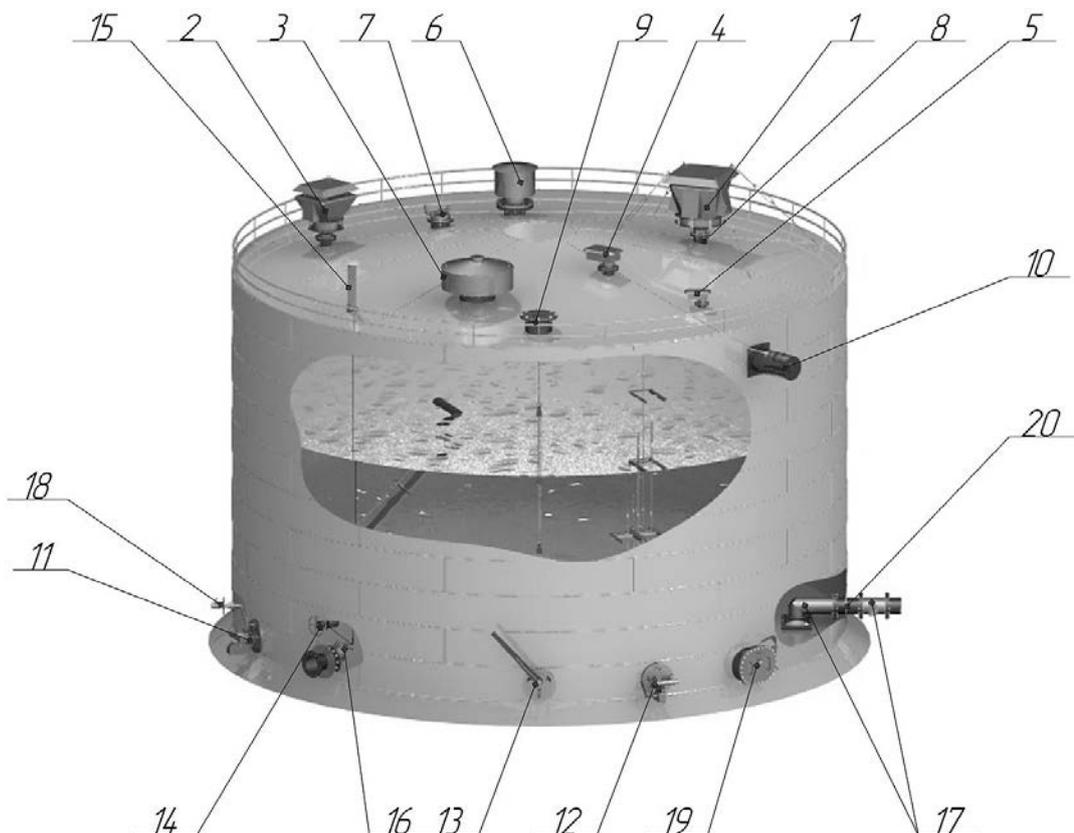
В соответствии с этим резервуары размещаются:

- на головной НПС;
- на границах эксплуатационных участков;
- в местах подкачки нефти с близлежащих месторождений или сброса нефти попутным потребителям.

## 2.1 Конструкции вертикальных стальных резервуаров

Вертикальные стальные цилиндрические резервуары можно выделить как основную группу емкостей для хранения продуктов и, как правило, они наземной установки.

На Рисунке 4 рассмотрен резервуар вертикальный стальной



					Конструктивные особенности резервуарных парков	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		32

- 1 — клапан дыхательный совмещённый КДС,
  - 2 — клапан дыхательный механический КДМ,
  - 3 — клапан аварийный АК,
  - 4 — совмещённый механический дыхательный клапан СМДК,
  - 5 — клапан дыхательный механический КДМ-50,
  - 6 — патрубок вентиляционный ПВ,
  - 7 — люк замерный ЛЗ,
  - 8 — люк монтажный ЛМ,
  - 9 — люк световой ЛС,
  - 10 — генератор пены средней кратности ГПСС,
  - 11 — пробоотборник плавающий резервуарный ПП,
  - 12 — пробоотборник стационарный резервуарный органного типа ПСР
- ОТ,
- 13 — пробоотборник стационарный секционный резервуарный ПСР,
  - 14 — механизм управления хлопушкой боковой МУ-1,
  - 15 — механизм управления хлопушкой верхней МУВ,
  - 16 — хлопушка ХП,
  - 17 — приёмораздаточное устройство ПРУ, 18 — кран сифонный КС,
  - 19 — люк-лаз ЛЛ,
  - 20 — приёмораздаточный патрубок ПРП.

Они, в основном, используются для хранения жидких веществ: нефти и нефтепродуктов, сжиженных газов, технических кислот и спирта, воды и др. В отдельных случаях они играют роль бункеров для сыпучих материалов: цемента, зерна, муки и др.

Вертикальные стальные резервуары в основном изготавливаются из малоуглеродистых и низколегированных сталей, а в некоторых случаях для них используют нержавеющую сталь. Применяемая толщина металлопроката должна составлять не менее 4 мм.

По объёму их подразделяют на классы:

- I класс – более 50 000 м<sup>3</sup>;
- II класс – 20 000 — 50 000 м<sup>3</sup>;
- III класс – 1 000 – 20 000 м<sup>3</sup>;
- IV класс – до 1 000 м<sup>3</sup>.

По способу изготовления и монтажа их можно разделить:

					Конструктивные особенности резервуарных парков	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		33

- рулонной сборки, при которой элементы конструкций выполняются и монтируются рулонными полотнищами;
- листовой сборки, когда все эти операции производятся отдельными листами;
- комбинированной сборки, включающей в себя оба предыдущих способа.

По конструктивным особенностям они делятся:

- резервуары РВС обычного исполнения со стационарной крышей;
- резервуары РВСП со стационарной крышей и понтоном;
- резервуары РВСПК, в которых установлена плавающая крыша.
- резервуары, имеющие защитную стенку [22].

При хранении продуктов обладающих низкой испаряемостью, с создаваемым давлением насыщенными парами до 26.6 кПа и температурой возгорания больше 61°C, на вертикальные стальные резервуары устанавливают стационарную крышу. К этим продуктам относят: мазут, дизтопливо, керосин, масла, воду. В некоторых случаях их используют для хранения летучих материалов, с давлением паров до 93.3 кПа и относящимся к легко воспламеняемым веществам. В этих случаях на резервуар устанавливается газовая обвязка или аппаратура для улавливания испарений. Основанием для крыши в этих резервуарах служит корпус или она опирается на стойку посреди емкости.

Цилиндрические вертикальные резервуары с понтоном и стационарной крышей используют для хранения жидкостей, у которых насыщенные пары могут создавать давление 26.6 – 93.3 кПа, а температура воспламенения до 61°C. Понтон выполнен в форме газонепроницаемого жесткого диска уложенного на поверхность жидкости. По размерам диск должен занимать не менее 90% всей верхней площади поверхности продукта. Зазор между резервуаром и диском герметизируется уплотнением.

Вертикальные резервуары для нефтепродуктов могут оборудоваться плавающей крышей. Такая кровля резервуара находится в полном контакте с

					Конструктивные особенности резервуарных парков	Лист
						34
Изм.	Лист	№ докум.	Подпис	Дат		

поверхностью хранимой жидкости. По конструкции, в ней имеются герметичные отсеки или короба, которые обеспечивают крыше плавучесть. На внутренней стенке корпуса резервуара имеются направляющие, чтобы исключить вращение крыши при наполнении или сливе жидкости из резервуара. В пустом резервуаре крыша опирается на специальные опоры, расположенные на днище.

Правила эксплуатации вертикальных стальных резервуаров устанавливают обязательную обваловку производственных площадок, где находятся резервуарные парки или отдельные резервуары, в которых для хранения заложена нефть или ее продукты перегонки. В случае затруднений или невозможности обустройства обваловки для безопасности используют резервуары, на которые смонтирована защитная стенка. Она выполняет роль защиты от возможного разлива нефтепродуктов при нарушении целостности резервуара. Такие резервуары используются вблизи жилых строений и водоемов.

Проектирование, изготовление, строительство и проверка железных резервуаров строго регламентируются соответствующими стандартами.

На вертикальные резервуары наземного расположения устанавливаются следующие нормы эксплуатации:

- плотность продукта хранения – не выше 1015 кг/м<sup>3</sup>;
- температурный режим корпуса резервуара плюс 180°С – минус 65°С;
- избыточное внутреннее давление – до 2000 Па;
- разряжение верхнего газового промежутка – до 250 Па;
- показатель сейсмичности района установки – до 9 баллов.

Эти все нормы прописаны в ГОСТ 31385–2008 и он является основным документом для всех стадий строительства вертикальных металлических резервуаров наземного расположения. Продуктами хранения резервуаров отвечающих этим требованиям являются жидкие пищевые продукты минеральные удобрения, стоки, вода и др.

					Конструктивные особенности резервуарных парков	Лист
						35
Изм.	Лист	№ докум.	Подпис	Дат		

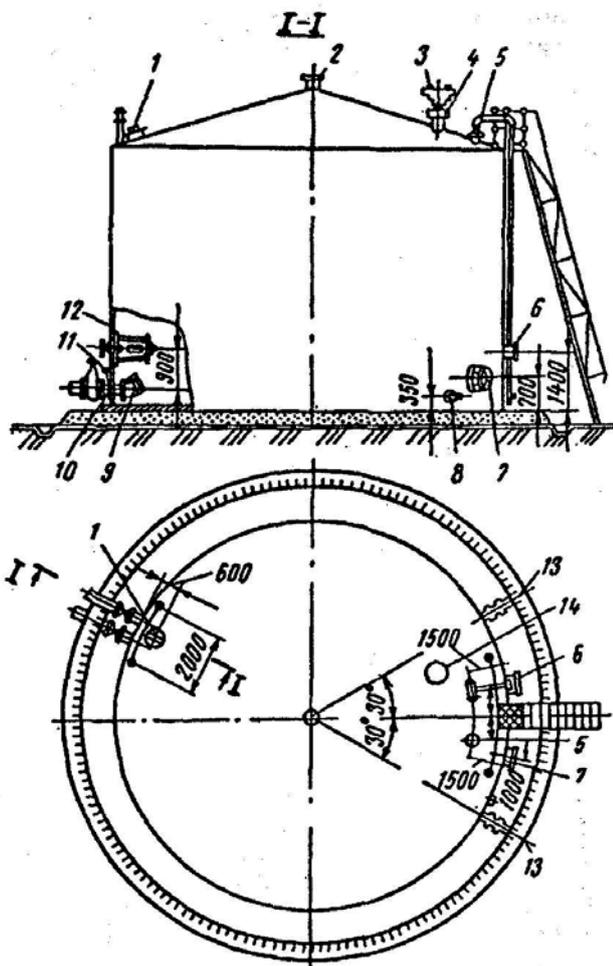
Более серьезные требования предъявляются к емкостям для хранения нефти и нефтепродуктов. Они относятся к резервуарам с повышенным уровнем опасности и при их изготовлении руководствуются федеральным законом № 384-ФЗ от 30.12.2009г. и ГОСТ Р 54257-2010.

Для хранения углеводородных сжиженных топливных газов используют резервуары отвечающие требованиям ГОСТ Р 52087 – 2003.

## 2.2 Оборудование резервуаров

На резервуарах устанавливаются (рис. 5):

- оборудование, обеспечивающее надежную работу резервуаров и снижение потерь нефти;
- оборудование для обслуживания и ремонта резервуаров;
- противопожарное оборудование;
- приборы контроля и сигнализации.



					Конструктивные особенности резервуарных парков	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		36

Рисунок 5 - Схема расположения оборудования на вертикальных резервуарах для маловязких нефтепродуктов: 1-световой люк; 2-вентиляционный патрубок; 3-дыхательный клапан; 4-огневой предохранитель; 5 - замерный люк; 6 - прибор для замера уровня; 7 - люк - лаз; 8 - сифонный кран; 9 - хлопушка; 10 - приемо-раздаточный патрубок; 11 - перепускное устройство; 12 – управление хлопушкой; 13 - крайнее положение приемо - раздаточных патрубков по отношению к оси лестницы; 14- предохранительный клапан

Далее рассмотрим оборудование для обеспечения надежной работы резервуаров и снижения потерь нефти. К этой группе оборудования относятся:

- дыхательная арматура;
- приемо-раздаточные патрубки с хлопушкой;
- средства защиты от внутренней коррозии;
- оборудование для подогрева нефти.

Дыхательная арматура резервуаров включает дыхательные и предохранительные 14 клапаны. Назначение дыхательной арматуры состоит в следующем. При заполнении резервуаров или повышении температуры в газовом пространстве давление в них возрастает. Так как резервуары рассчитаны на давление, близкое к атмосферному, их может просто разорвать. Чтобы этого не происходило на резервуарах установлены дыхательные и предохранительные клапаны. Первые открываются, как только избыточное давление в газовом пространстве достигнет 2000 Па, предел срабатывания вторых - на 5-10% выше, они страхуют дыхательные клапаны.

Дыхательная арматура защищает резервуары и от смятия при снижении давления в них при опорожнении, либо при уменьшении температуры в газовом пространстве. Как только вакуум достигает допустимой величины открываются дыхательные клапаны, в газовое пространство резервуаров поступает атмосферный воздух. Если их пропускная способность

					Конструктивные особенности резервуарных парков	Лис
						37
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		

недостаточна и вакуум продолжает увеличиваться, то открываются предохранительные клапаны [7].

Дыхательная арматура является также первичным средством сокращения потерь нефти от испарения. Во-первых, эта арматура находится в нормально закрытом состоянии, чем предотвращается вентиляция газового пространства резервуаров. Во-вторых, выпуск свежей порции воздуха в резервуар (для насыщения которой должно испариться некоторое количество нефти), как и выпуск паровоздушной смеси из него, происходит не в момент изменения давления в газовом пространстве, а с запаздыванием, определяемым пределами срабатывания дыхательной арматуры. Тем самым объем «дыханий», а значит, и потери нефти уменьшаются.

Приемо-раздаточные патрубки 10 служат для приема и откачки нефти из резервуаров. На концах приемо-раздаточных патрубков устанавливают хлопушки 9, предотвращающие утечку нефти из резервуара в случае повреждения приемо-раздаточных трубопроводов и задвижек. Хлопушки на раздаточных патрубках в обязательном порядке оснащаются системой управления 12, включающей трос с барабаном, управляемым снаружи с помощью штурвала, поскольку иначе нельзя произвести откачку. Хлопушки на приемных патрубках, как правило, открываются потоком закачиваемой нефти.

В резервуарах всегда имеет отстоявшаяся подтоварная вода. Ее наличие приводит к внутренней коррозии днища и первого пояса резервуаров. Для борьбы с внутренней коррозией производят периодическое удаление воды через сифонный кран 8 и монтируют протекторы на днище резервуара.

Для обслуживания и ремонта резервуаров используется следующее оборудование:

- люк-лаз;
- люк замерный;
- люк световой;

					Конструктивные особенности резервуарных парков	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		38

- лестница.

Люк-лаз 7 размещается в первом поясе и служит для проникновения обслуживающего персонала внутрь резервуара. Через него в резервуар также доставляется оборудование, требующее монтажа (протекторы, детали понтонов и т. д.), и извлекаются донные отложения при ручной зачистке.

Люк замерный 5 служит для ручного замера уровней нефти и подтоварной воды, а также для отбора проб пробоотборником.

Люк световой 1 предназначен для обеспечения доступа солнечного света внутрь резервуара и его проветривания при дефектоскопии, ремонте и зачистке.

Замерный и световые люки монтируются на крыше резервуара.

Лестница 15 служит для подъема персонала на крышу резервуара. Различают лестницы следующих типов: прислонные, спиральные (идушие вверх по стенке резервуара) и шахтные. Лестницы имеют ширину не менее 0,7 м и наклон к горизонту не более  $60^{\circ}$ , снабжены перилами высотой не менее 1 м. У места присоединения лестницы к крыше резервуара располагается замерная площадка, рядом с которой размещается замерный люк.

Рассмотрим противопожарное оборудование. Резервуары являются объектом повышенной пожарной опасности, поэтому они в обязательном порядке оснащаются противопожарным оборудованием: огневыми предохранителями, средствами пожаротушения и охлаждения.

В тех случаях, когда огневые предохранители не встроены в корпус клапанов, они устанавливаются между клапаном и монтажным патрубком резервуара. Принцип действия огневых предохранителей основан на том, что пламя или искра не способны проникнуть внутрь резервуара через отверстия малого сечения в условиях интенсивного теплоотвода. Конструктивно огневой предохранитель представляет собой стальной корпус с фланцами, внутри которого в кожухе помещена круглая кассета, состоящая из свитых в спираль гофрированной и плоской лент из алюминиевой фольги,

					Конструктивные особенности резервуарных	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		39

образующих множество параллельных каналов малого сечения.

В случае возникновения пожара тушение горячей в резервуарах нефти производят пеной, изолирующей поверхность горючей жидкости от кислорода воздуха. Для подачи пены в резервуары используются пеносливные камеры (химическая пена) или пеногенераторы типа ГВПС (воздушно-механическая пена), монтируемые в верхнем поясе резервуаров.

В последнее время начинает внедряться способ подслоной подачи пены в очаг горения. Имеющийся опыт показывает, что эффективность пожаротушения указанным способом существенно выше по сравнению с верхней подачей пены.

Для сигнализации и контроля за работой резервуаров применяются:

- местные и дистанционные измерители уровня нефти;
- сигнализаторы максимального оперативного и аварийного уровней нефти;
- дистанционные измерители средней температуры нефти в резервуаре;
- местные и дистанционные измерители температуры жидкости в районе приемо-раздаточных патрубков (при оснащении резервуаров средствами подогрева);
- сниженный пробоотборник и др.

Измерители уровня и температуры углеводородной жидкости, а также сниженные пробоотборники применяются для целей учета и контроля ее качества. Зная уровень разлива жидкости в резервуаре, по калибровочным таблицам находят ее объем. Умножая объем на среднюю плотность нефти, находят массу продукта в резервуаре. Средняя плотность находится на основе отбора средних проб и с учетом средней температуры жидкости по высоте резервуара. Для измерения массы, уровня и отбора проб нефти в резервуарах применяются системы дистанционного замера уровня. Измерительно-вычислительная система «Кор-Вол» обеспечивает измерение уровня и средней температуры, сигнализацию оперативных уровней, вычисление количества нефти в резервуарах [14].

					Конструктивные особенности резервуарных парков	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		40

Система действует по принципу следящего регулирования за перемещением поплавка на поверхности нефти. Для измерения средней температуры используется комплект термометров сопротивления, смонтированных на несущей трубе, следящей за изменением уровня жидкости при помощи поплавка.

Для местного контроля за уровнем взлива нефти в резервуарах со стационарной крышей применяются указатели уровня типа УДУ 6, принцип работы которых основан на определении положения поплавка, плавающего на поверхности нефти и перемещающегося вместе с ее уровнем.

Для отбора средних проб нефти из резервуаров применяются стационарные пробоотборники типа ПСР или типа «перфорированная труба».

Отличительной особенностью оборудования резервуаров с плавающими крышами является то, что световой и замерный люки, дыхательные клапаны монтируются непосредственно на плавающей крыше. Необходимость в установке дыхательных клапанов возникает в связи, с тем, что при опорожнении резервуара ниже высоты опорных стоек под плавающей крышей образуется газовое пространство. При последующем заполнении резервуара эта газовая «подушка», вытесняясь через зазор между стенкой и коробом, может создать перекосы плавающей крыши и вызвать ее заклинивание. Чтобы этого не происходило, выпуск газовой фазы из-под плавающей крыши производят организованно - через дыхательные клапаны.

Дополнительно на плавающей крыше монтируются водоприемник дренажной системы, катушечная лестница с направляющими, патрубки для крепления опорных стоек, устройства для заземления и люк-лаз.

Дренажная система служит для отвода ливневых вод в канализацию. Сток воды к центру крыши обеспечивается за счет постоянного уклона к водоприемнику. Водоприемник приварен к плавающей крыше и снабжен запорным устройством поплавкового типа. Системой водоспуска, выполненной из шарнирно состыкованных стальных труб или гибких

					Конструктивные особенности резервуарных парков	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		41

резинотканевых рукавов, водоспуск соединяется с дренажным патрубком, сваренным в первый пояс резервуара. Эта система является слабым звеном плавающих крыш особенно в холодное время года.

Катучая лестница служит для спуска персонала на поверхность плавающей крыши. Верхним концом катучая лестница шарнирно опирается на переходную площадку, соединенную с шахтной лестницей, служащей для подъема на кольцевую площадку резервуара. Нижний конец лестницы, снабженный катками, при вертикальном перемещении крыши движется горизонтально по специальным направляющим (рельсам).

В центральной части плавающей крыши установлен дополнительный люк-лаз. Люк-лаз и световой люк располагают диаметрально противоположно.

### **2.3 Вертикальные стальные цилиндрические резервуары со стационарной крышей (типа РВС)**

Вертикальные стальные цилиндрические резервуары со стационарной крышей (типа РВС) являются наиболее распространенными. Они представляют собой (рис. 6) цилиндрический корпус, сваренный из стальных листов размером 1,5х6 м, толщиной 4...25 мм, со щитовой конической или сферической кровлей. При изготовлении корпуса длинная сторона листов располагается горизонтально. Один горизонтальный ряд сваренных между собой листов называется поясом резервуара. Пояса резервуара соединяются между собой ступенчато, телескопически или встык [8].

Щитовая кровля опирается на фермы и (у резервуаров большой емкости) на центральную стойку.

Днище резервуара сварное, располагается на песчаной подушке, обработанной с целью предотвращения коррозии битумом, и имеет уклон от центра к периферии. Этим обеспечивается более полное удаление подтоварной воды.

					Конструктивные особенности резервуарных парков	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		42

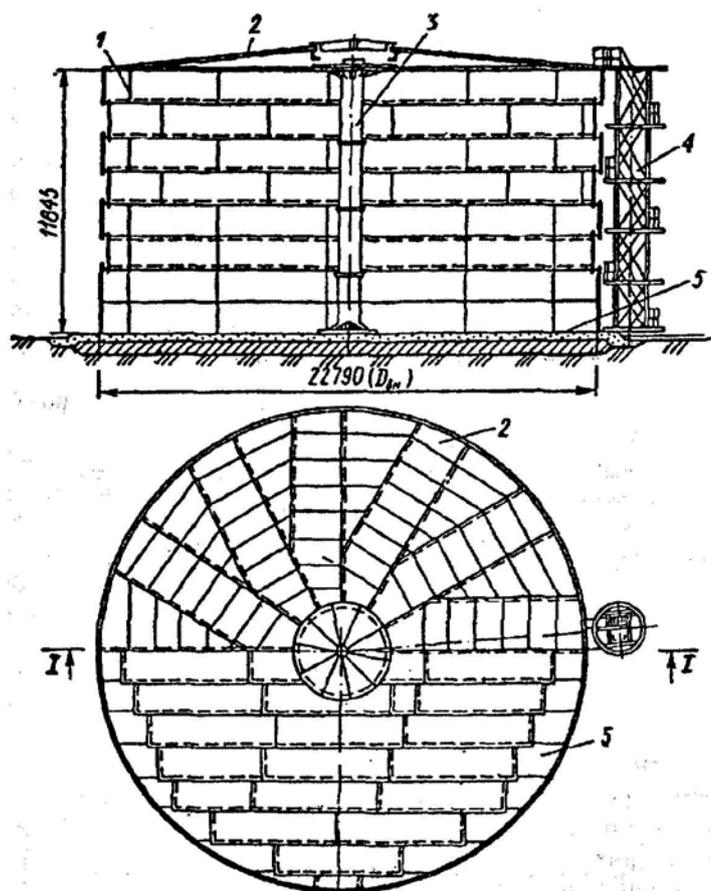


Рисунок 6 - Вертикальный цилиндрический резервуар объемом с щитовой кровлей: 1 - корпус; 2 - щитовая кровля; 3 - центральная стойка; 4 - шахтная лестница, 5 – днище

Резервуары типа РВС сооружаются объемом от 100 до 50000 м<sup>3</sup>. Они рассчитаны на избыточное давление 2000 Па и вакуум 200 Па.

Для сокращения потерь нефти от испарения вертикальные цилиндрические резервуары оснащают понтонами и плавающими крышами.

#### 2.4 Вертикальные стальные цилиндрические резервуары с плавающей крышей (типа РВСПК)

Вертикальные стальные цилиндрические резервуары с плавающей крышей (типа РВСПК) отличаются от резервуаров типа РВС тем, что они не имеют стационарной кровли (рис. 7). Роль крыши у них выполняет диск, изготовленный из стальных листов, плавающий на поверхности жидкости.

					Конструктивные особенности резервуарных парков	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		43

Известные конструкции плавающих крыш можно свести к четырем основным типам: дисковая, однослойная с кольцевым коробом, однослойная с кольцевым и центральным коробами, двухслойная. Дисковые крыши наименее металлоемки, но и наименее надежны, т. к. появление течи в любой ее части приводит к заполнению чаши крыши нефтью и далее - к ее потоплению. Двухслойные крыши, наоборот, наиболее металлоемки, но и наиболее надежны, т. к. пустотелые короба, обеспечивающие плавучесть, герметично закрыты сверху и разделены перегородками на отсеки.

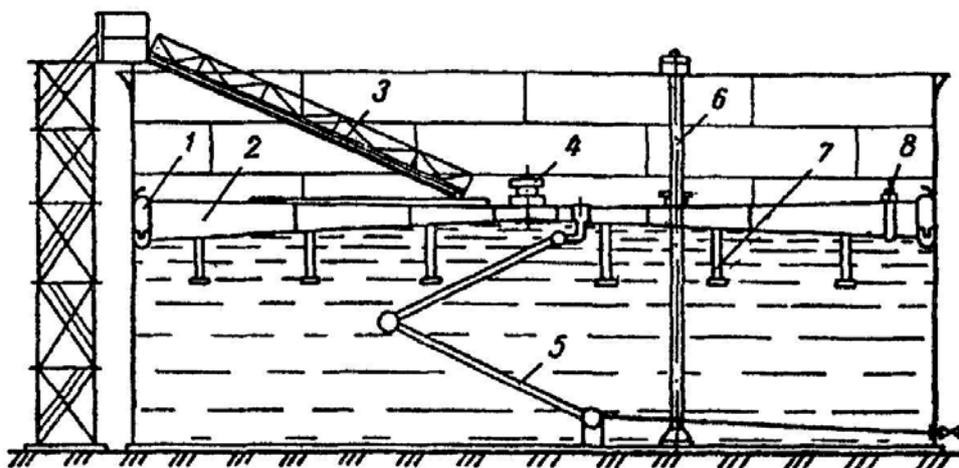


Рисунок 7 - Резервуар с плавающей крышей: 1 - уплотняющий затвор; 2 - крыша; 3 - шарнирная лестница; 4 - предохранительный клапан; 5 - дренажная система; 6 - труба; 7 - стойки; 8 - люк

Для сбора ливневых вод плавающие крыши имеют уклон к центру. Во избежание разрядов статического электричества их заземляют.

С целью предотвращения заклинивания плавающих крыш диаметр их металлического диска на 100-400 мм меньше диаметра резервуара. Оставшееся кольцевое пространство герметизируется с помощью уплотняющих затворов 1 различных конструкций (рис. 7).

Чтобы плавающая крыша не вращалась вокруг своей оси, в резервуаре устанавливают вертикальные направляющие 6 из труб, которые одновременно служат для размещения устройства измерения уровня и отбора проб нефти.

					Конструктивные особенности резервуарных парков	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		44

В крайнем нижнем положении плавающая крыша опирается на стойки 7, расположенные равномерно по окружности крыши. Высота опорных стоек равна 1,8 м, что позволяет рабочим проникать внутрь резервуара и выполнять необходимые работы.

Недостатком резервуаров с плавающей крышей является возможность ее заклинивания вследствие неравномерности снежного покрова [19].

## 2.5 Вертикальные стальные цилиндрические резервуары с понтоном (типа РВСП)

Вертикальные стальные цилиндрические резервуары с понтоном (типа РВСП) - это резервуары, по конструкции аналогичные резервуарам типа РВС (имеют стационарную крышу), но снабженные плавающим на поверхности нефти понтоном (рис. 8). Подобно плавающей крыше понтоны перемещаются по направляющим трубам 6, снабжены опорными стойками 9 и уплотняющими затворами 1, 7, тщательно заземлены.

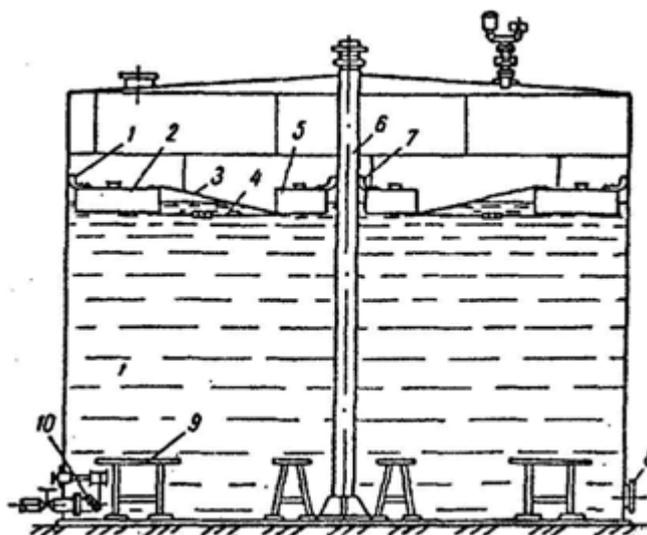


Рисунок 8 - Резервуар с плавающим металлическим понтоном: 1 - уплотняющий затвор; 2 - периферийный короб понтона; 3 - мембрана из листового металла; 4 - стяжка; 5 - центральный короб понтона;

					Конструктивные особенности резервуарных парков	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпис	Дат		45

6 - направляющая труба; 7 - уплотнение направляющей трубы; 8 - люк-лаз; 9 - опоры для понтона; 10 - приемо-раздаточный патрубок с хлопушкой

Понтоны для резервуаров — это его внутренняя плавающая крыша. Она специально разработана для резервуаров вертикальной конструкции с целью уменьшения потерь нефтепродуктов от испарений, улучшения экологической и пожарной безопасности. Основным материалом для изготовления понтонов является алюминий, нержавеющая сталь или их комбинации. Понтоны используются в резервуарах со стационарной крышей не имеющих внутреннего давления и без вакуума.

Легкость конструкции понтона из алюминия дает возможность его установки не только в строящихся, но и уже в действующих резервуарах без изменения их конструктивных элементов и применения подъемной техники. Алюминиевые понтоны для резервуаров изготавливают из готовых секций. Эти секции раскатывают на заводе в круглую форму в соответствии с диаметром резервуара и оставлением технологического промежутка между стенкой корпуса и понтоном для уплотнения. Очень важным в этом случае является соблюдение линейных и угловых размеров секции. Соединительным элементом секций являются профили, в которых имеются запрессованные болты из нержавеющей стали для соединения с листами покрытия. Болты в профилях по расположению соответствуют отверстиям в листах.

Все эти конструктивные элементы изготавливаются весом позволяющим осуществлять переноску двумя людьми и габаритам с условием легкого прохождения через лаз в резервуаре.

Для сборки понтона используют направляющие зажимы, которые позволяют быстро выполнить монтаж.

Понтоны для резервуаров бывают:

					Конструктивные особенности резервуарных парков	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		46

- мембранные, в которых открытые или закрытые короба находятся по периметру;

- двухдечные, состоящие из герметичных коробов;
- поплавковые;
- многослойные.

По своей конструкции понтон должен работать без вращения и перекосов на всей высоте резервуара. Величина зазора между стенкой и краем понтона выбирается в соответствии с конструкцией резервуара. Это пространство и зазоры между патрубками понтона уплотняются специальными устройствами (затворами). Материал изготовления затвора выбирается с учетом температуры климатической зоны расположения резервуара, физико-химических свойств хранимого продукта и его паров, а также с соблюдением требований по прочности и пожаробезопасности.

По конструкции и применяемому материалу затворы бывают:

- одиночные или двойные из полиэтилена;
- одиночные или двойные из полиуретана имеющего тефлоновое покрытие;
- пружинные для резервуаров с диаметром менее 8 м;
- механические [20].

Расчетный показатель плавучести понтона проектируют на основании плотности хранимого вещества с учетом, что его бортик и патрубки не должны быть утоплены на глубину более 150 мм. Этот показатель также должен обеспечивать гарантированную плавучесть понтону, даже при нахождении и перемещении на понтоне не меньше двух человек. Конструкция понтона, в этом случае, не должна деформироваться и разрушаться, а продукт не выступать на его поверхность. При использовании поплавкового вида понтон должен сохранять плавучесть при возможной потере герметичности не меньше двух коробов.

					Конструктивные особенности резервуарных парков	Лис
						47
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		

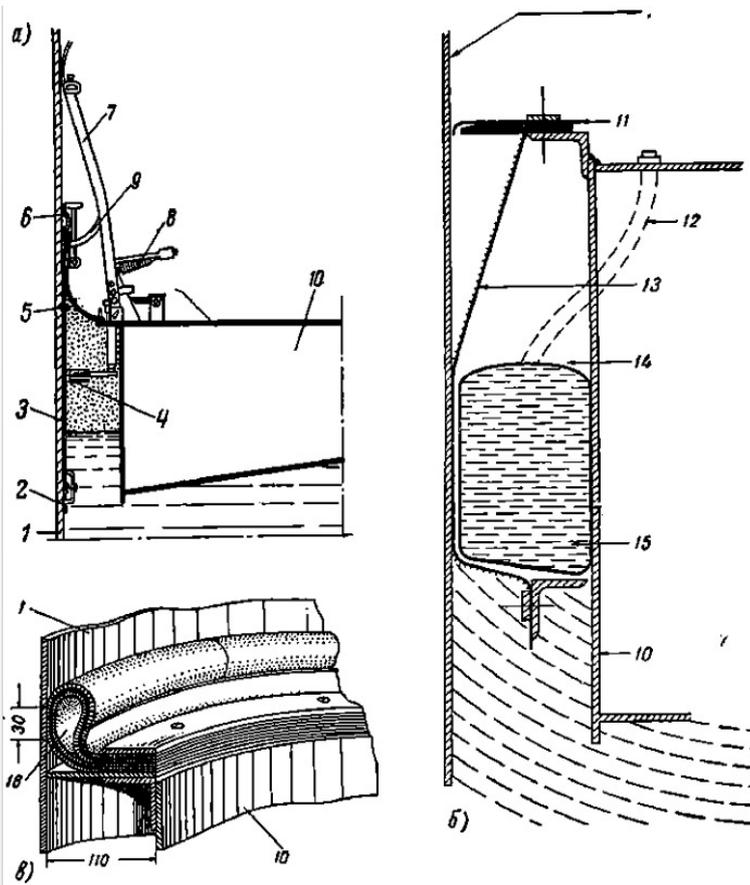


Рисунок 9 - Затворы плавающих крыш: а — шторный; б — с герметизирующим мешком; в — петлеобразный однорядный; г — петлеобразный двухрядный с пружиной.

На рисунке 9 представлен затвор, относящийся к линейным или константным затворам. Он состоит из сплошного кольцевого герметизирующего мешка 14, заполненного незастывающей жидкостью 15 (масло, антифриз, соляной раствор и т. и.). Мешок 14 установлен между стенками корпуса резервуара 1 и плавающей крыши 10.

Герметизирующий мешок не подвергается коррозии, требует незначительного ухода, защищен от атмосферных влияний и воздействия паров нефтепродукта водозащитной накладкой 11 и рифленным фартуком 13, изготовленным из синтетического каучука. Оболочка мешка постоянно находится под давлением, что обеспечивает надежную герметизацию. Для налива жидкости в мешок последний снабжен гибким шлангом 12, выведенным на поверхность плавающей крыши.

					Конструктивные особенности резервуарных парков	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		48

Другим типом линейного затвора является, затвор конструкции В. И. Титкова и А. М. Александрова, состоящий из петлеобразных эластичных тканевых пластин 16, обеспечивающих герметичность щели за счет собственной упругости.

В качестве газонепроницаемого эластичного материала для затворов применяются ткани, пропитанные различными составами, повышающими стойкость их против воздействия паров нефтепродуктов и солнечного света. Применяется также асбестовая ткань с заделанной внутрь ее легкой сеткой для придания прочности, пропитанная тиоколом или другими составами.[10]

Используется для петлеобразного затвора и обрезиненный бельтинг, хорошо сопротивляющийся истиранию. Ткань бельтинга выдерживает, без каких-либо следов износа, перемещение на 25 000 м и более. Затвор состоит из двух слоев пластин, перекрывающих взаимно стыковые швы. Между слоями бельтинга прокладывается герметизирующий материал из полихлорвиниловой пленки. Однородный петлеобразный затвор применяется для перекрытия кольцевого пространства между корпусом резервуара и понтоном шириной до 120 мм. Для перекрытия кольцевых пространств большей ширины (до 250 мм) необходимо применять двухрядные петлеобразные затворы с пружинами внутри.

Герметизирующая способность затвора зависит от нескольких факторов: плотности прилегания затвора к корпусу резервуара, герметичности самого затвора и величины кольцевого пространства.

Плотность прилегания затвора к корпусу резервуара выражается через давление на единицу поверхности затвора.

Сила трения, возникающая в результате прижатия затвора к корпусу резервуара, и вес понтона с нагрузкой должны быть несколько меньше подъемной силы понтона.

Удельное давление, соответствующее реальным условиям работы затвора в резервуаре, составляет  $0,05 \text{ кГ/см}^2$ .

					Конструктивные особенности резервуарных парков	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		49

Толщину конструктивных элементов понтона выбирают с расчета возможного механического воздействия на понтон и на основании коррозионной стойкости материала изготовления. Соединительные конструкции понтона монтируются с необходимой плотностью, которая должна обеспечивать герметичность соединения. В случае использования уплотнителей, их материал не должен вступать в химическую реакцию с хранимым продуктом и не терять своих свойств.

Для циркуляции воздуха при нахождении понтона на стойках в нем монтируются вентиляционные патрубки, которые не допускают возникновения перегрузок на его конструкцию. Эти перегрузки особенно наблюдаются при заполнении пустого резервуара и поэтому быстрота заполнения не должна превышать минимального значения для резервуара.

Также конструкция понтона должна предусматривать устройство не менее одного люка-лаза (светового) диаметром не менее 600 мм. Эти люки используют для технических работ по обслуживанию внутренней части резервуара при отсутствии продукта. В некоторых случаях эти люки оборудуются противовакуумным клапаном.

Короба закрытого типа, которые имеют выход на верхнюю поверхность понтона и нуждаются в визуальном контроле над герметичностью, оборудуются смотровыми лючками.

Резервуар с понтоном должен оборудоваться регулируемыми или стационарными опорами. Высота опоры выбирается выше высоты установки на днище и стенке рабочего оборудования резервуара. Эти опоры должны иметь в верхней и нижней части отверстия для выполнения работ по зачистке и дренажа. Место установки опоры на днище усиливается стальными подкладками, приваренными к нижней части днища для распределения веса понтона на всю площадь. В конструкции резервуара предусматривают установку трубных направляющих, которые также используют для размещения измерительных устройств и приборов для отбора проб, хотя в некоторых резервуарах применяют тросовые направляющие.

					Конструктивные особенности резервуарных парков	Лист
						50
Изм.	Лист	№ докум.	Подпис	Дат		

По периметру стационарной крыши или в верхней части стенок резервуара с понтоном на удалении не больше 10 метров устанавливают вентиляционные отверстия (не меньше двух), а один вентиляционный патрубок монтируется в центре крыши. Общая открытая площадь патрубков должна быть не меньше 0.06 м<sup>2</sup> в расчете на 1 метр диаметра резервуара. Эти патрубки закрывают сеткой изготовленной из нержавеющей стали с размером ячеек 10X10 мм и кожухом исключая попадание влаги в резервуар.

Для визуального контроля над понтоном и уплотнением, в стационарной крыше на удалении, не превышающем 20 метров, монтируют не меньше двух смотровых люков.

Все люки и патрубки, используемые в резервуарах с понтонами, должны обеспечивать герметичность и прочность конструкции. Поэтому сварку мест установки усиливают накладками (воротниками) из металла одной толщины с резервуаром.

Электропроводящие конструктивные элементы понтона должны быть соединены между собой и корпусом, при помощи гибких кабелей идущих с крыши резервуара. Кабели выбирают с учетом возможной коррозии, агрессивного воздействия паров продукта и предполагаемой величины электрического тока.

Понтоны бывают металлические и синтетические. Металлические понтоны конструктивно мало отличаются от плавающих крыш. Синтетический понтон состоит из кольца жесткости с сеткой, опирающегося на поплавки и покрытого ковром из непроницаемой для паров (например, полиамидной) пленки. Понтоны из синтетических материалов в отличие от металлических практически непотопляемы, монтируются в действующих резервуарах без демонтажа части кровли или корпуса, без применения огневых работ в резервуаре, малометаллоемки.

При сооружении резервуаров типов РВС, РВСП и РВСПК используются рулонные заготовки днища и корпуса заводского

					Конструктивные особенности резервуарных парков	Лист
						51
Изм.	Лист	№ докум.	Подпис	Дат		

изготовления.

Понтоны для вертикальных резервуаров устанавливаются для снижения испарения с зеркала нефтепродукта, из-за чего ухудшается его качества при переработке или транспортировке. Они располагаются между стационарной крышей и продуктом. При хранении легковоспламеняющихся жидкостей происходит испарение и попадание вредных горючих газов в атмосферу, что приводит к возможному воспламенению и экономическим потерям оператора нефтехранилища.

Уровень потерь зависит от условий эксплуатации (температуры, свойств продукта, давления) и параметров эксплуатации (количество оборачиваемости, наличие улавливающих устройств, соотношение объема резервуара и его заполненности). Все это ведет к экономическим потерям оператора нефтехранилища. Решением этого вопроса является металлический или алюминиевый понтон, который располагается между крышей и поверхностью рабочей среды.

Преимущества применения понтонов:

- сокращают потери от испарения;
- обеспечивают взрыво- и пожаробезопасность;
- уменьшается негативное экологическое воздействие от попадания вредных газов в воздух;
- монтируются как на вновь строящемся резервуаре, так и в уже эксплуатируемом;
- сохранение качества нефтепродуктов.

					Конструктивные особенности резервуарных парков	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		52

**Вывод к главе:**

В этой главе дипломной работы было обозначено, что необходимость иметь постоянные запасы продуктов и материалов является гарантией успешной работы любого производства. Для решения этой задачи используют резервуары. В них не только хранят, но и транспортируют различные продукты. Они бывают различных видов, типов, форм и объемов. По месту установки их различают: наземные, подземные и заглубленные.

					Конструктивные особенности резервуарных парков	Лис
						53
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		

## Глава 3. ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ РЕЗЕРВУАРОВ

### 3.1 Организация технического обслуживания резервуаров и резервуарных парков

Для поддержания резервуарных парков и отдельных резервуаров в работоспособном состоянии, в период между капитальными ремонтами, должны проводиться их своевременное и качественное техническое обслуживание и текущий ремонт. Техническое обслуживание и текущий ремонт резервуаров и других составных частей резервуарного парка осуществляются силами и средствами перекачивающих станций, наливных пунктов и нефтебаз.

Техническое обслуживание резервуарного парка заключается в периодическом осмотре, плановой организации и своевременном проведении регламентных работ по самим резервуарам, их оборудованию, приборам и системам, а также по трубопроводам обвязки резервуаров, системе пожаротушения резервуарного парка.

Техническое обслуживание проводится согласно инструкциям заводов-изготовителей, отраслевым руководящим документам и инструкциям по эксплуатации резервуаров, оборудования, приборов, систем, разработанным с учетом конкретных условий предприятия или его филиалов.

Обход и осмотр резервуаров и резервуарного парка должен осуществляться, по графику и инструкциям, утвержденным главным инженером филиала предприятия, с записью в журнале осмотров и ремонта резервуаров и отметкой об устранении недостатков:

1. ежедневно обслуживающим персоналом в соответствии с должностными инструкциями;
2. еженедельно - лицом, ответственным за эксплуатацию резервуарных парков;

					Технология проведения работ по технологическому обслуживанию резервуара стального типа РВСП – 20000м <sup>3</sup>			
<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпис</i>	<i>Дат</i>				
Разраб.		Кирейчев А.А			Техническое обслуживание резервуаров	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
Руковод.		Рудаченко А.В					54	173
Консульт.						НИ ТПУ гр.3-2Б5Д		
Рук-ль ООП		Брусник О. В.						

3. ежемесячно - руководством станции, нефтебазы;
4. ежеквартально, выборочно - комиссией производственного контроля (КПК) структурного подразделения;
5. один раз в год, выборочно - комиссией производственного контроля (КПК) предприятия [18].

По результатам комиссионного осмотра резервуарного парка составляются акты с отражением в них выявленных недостатков.

Резервуары, находящиеся в эксплуатации, подлежат периодическому обследованию и дефектоскопии для определения их действительного технического состояния. Очередность, сроки проведения обследований, а также объем работ по проверке технического состояния резервуара регламентируются [34]. Сроки проведения частичного и полного обследования представлены в табл. 3.1.

Таблица 3.1 – Сроки проведения обследования резервуаров

Вид хранимого нефтепродукта	Срок эксплуатации резервуара	Полное обследование с выводом из эксплуатации	Частичное обследование без вывода из эксплуатации
Нефть товарная	Более 25 лет	Через 3 года	Через год
	Менее 25 лет	« 5 лет	« 2,5 года
Бензин	Более 25 лет	« 3 года	« 1 год
	Менее 25 лет	« 5 лет	« 2,5 года
Дизельное топливо Керосин	Более 25 лет	« 4 года	« 2 года
	Менее 25 лет	« 7 лет	« 3 года

Текущий ремонт проводится с целью поддержания технико-эксплуатационных характеристик, выполняется без освобождения резервуаров от нефти.

Текущий ремонт резервуарного парка в целом или отдельных его резервуаров осуществляется по мере необходимости по результатам осмотра резервуарных парков КПК всех уровней и ответственными лицами станций, наливных пунктов, нефтебаз, филиалов предприятий.

Ответственность за организацию и осуществление технического обслуживания и текущего ремонта резервуарных парков, резервуаров и

					Техническое обслуживание резервуаров	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		55

оборудования установленного на резервуаре и в резервуарном парке возлагается должностное лицо (специалиста), на которого по должностному положению (инструкции) возложены функции по содержанию и обслуживанию резервуарных парков.[33]

### 3.1.1 Осмотр и техническое обслуживание резервуаров

Осмотр и техническое обслуживание резервуаров должны проводиться в соответствии с картами технического обслуживания (таблицы 3.2 – 3.4).

При осмотре РВС необходимо обратить внимание на:

1. утечки нефти;
2. образование трещин по сварным швам и основному металлу;
3. появление вмятин;
4. неравномерную осадку резервуара.

В резервуарах со стационарной крышей (без понтона) необходимо контролировать избыточное давление, его соответствие установленному (допустимому). Для резервуаров, находящихся в эксплуатации длительное время, могут быть уменьшены избыточное рабочее и максимальное давление и вакуум по сравнению с проектными на величину, определяемую на основе результатов диагностирования состояния резервуара.

Визуальный осмотр поверхности понтона должен проводиться в верхнем его положении через световой люк. При осмотре необходимо проверить наличие нефти на ковре понтона и в открытых коробах.

Плавающую крышу необходимо осматривать с верхней кольцевой площадки. При осмотре необходимо проверить положение плавающей крыши, ее горизонтальность, отсутствие нефти в центральной части плавающей крыши, зимой - наличие снега на плавающей крыше, состояние защитных щитков кольцевого уплотняющего затвора, положение задвижки системы водоспуска.

					Техническое обслуживание резервуаров	Лис
						56
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		

При техническом обслуживании резервуара с плавающей крышей следует проверить состояние катушей лестницы, погружение плавающей крыши, проверить отсутствие нефти в коробах и в отсеках между ними, техническое состояние затвора и его элементов, ливнеприемника.

Для удобства обслуживания следует каждому коробу плавающей крыши присвоить порядковый номер, написать несмываемой краской, начиная с короба, расположенного над приемо-раздаточным патрубком, и далее по часовой стрелке.[33]

					Техническое обслуживание резервуаров	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		57

Таблица 3. 2 - Карта технического обслуживания резервуара со стационарной крышей

Наименование объекта	Сроки проведения работ	Перечень работ
1	2	3
1. Резервуар в целом	Ежедневно в светлое время суток	Проверить визуально внешнее состояние. Обратить внимание на сварные вертикальные и горизонтальные швы нижних поясов, окрайки днища
2. Дыхательный клапан	Не реже: 2 раз в месяц в весенне-летний период; 1 раза в неделю в осенне-зимний период	Седла тарелок очистить от окиси металла, грязи и пр., что препятствует клапанам свободно перемещаться вверх и вниз. Тарелки клапанов несколько раз повернуть, прижимая их к седлу. Не допускать заедания, примерзания клапанов, обмерзания предохранительных сеток, закрывающих наружные отверстия дыхательных клапанов
3. Огневой предохранитель на резервуаре	Не реже 1 раза в месяц в весенне-летний период	Снять крышку огневого предохранителя, проверить исправность и чистоту пакетов, удалить с них пыль, проверить плотность крышки и фланцевых соединений, правильность расположения пластин или гофрированной и плоской металлических лент в пакете
4. Предохранительный клапан	Не реже: 2 раз в месяц в весенне-летний период; 1 раза в 10 дней в осенне-зимний период	Проверить качество и паспортный уровень масла, горизонтальность колпака, чистоту сетчатой перегородки. При снижении уровня жидкости в гидрозатворе долить жидкость той же марки. При обнаружении удалить с внутренней поверхности колпака снег, лед, иней
5. Люки: световой, люк-лаз	Не реже 1 раза в месяц	Проверить визуально наличие прокладок и затяжку болтов фланцевых соединений
6. Уровнемер	Каждый раз перед использованием, но не реже 1 раза в месяц	Проводить контрольную проверку правильности показаний прибора в соответствии с инструкцией завода-изготовителя
7. Перепускное устройство	Не реже 2 раз в месяц	Проверить плавность открытия-закрытия вентиля
8. Сифонный кран	Не реже 2 раз в месяц	Проверить отсутствие течи в сальниках крана, поворот крана должен быть плавным, без заеданий; в нерабочем состоянии приемный отвод должен находиться в горизонтальном положении
9. Приемно-раздаточные патрубки	Каждый раз при приеме-отпуске, но не реже 2 раз в месяц	Проверить герметичность сварных швов
10. Системы пенотушения	Сроки и порядок технического обслуживания систем пожаротушения осуществляется в соответствии с нормативными документами ГУГПС МВД России	
11. Генератор пены ГПС	1 раз в месяц	Проверить состояние уплотнений монтажного фланца и растворопровода; внешний вид генератора; состояние рычажной системы;

	1 раз в год	состояние защитной сетки Проверка срабатывания ручного привода; промывка и чистка сеток кассеты; промывка, чистка и смазка шарнирных соединений; промывка и чистка распылителя; выявление и исправление мест коррозии и отслаивания покрытий; проверка состояний контактных поверхностей деталей из цветных металлов; проверка уплотнения выходного отверстия генератора на герметичность
12. Лестница шахтная	Перед пользованием, но не реже 1 раза в месяц	Следить за исправностью, не допускать загромождения посторонними предметами, не допускать присутствия наледи в осенне-зимний период
13. Основание и фундамент	В первые 4 года эксплуатации - 1 раз в год; в последующие - 1 раз в 5 лет или при диагностике	Следить за осадкой основания, проводить нивелирование окрайки днища; Проводить нивелирование окрайки днища
14. Система размыва донных отложений	В соответствии с инструкцией по ее эксплуатации	Контрольный пуск с целью проверки целостности и пропускной способности системы

Таблица 3.3 - Карта технического обслуживания резервуара с понтоном

Наименование объекта	Сроки проведения работ	Перечень работ
1	2	3
1. Резервуар в целом и его оборудование		Те же, что и для резервуара со стационарной крышей за исключением дыхательной арматуры
2. Понтон стальной с открытыми отсеками	2 раза в год	Проверить наличие нефти на поверхности понтона
3. Вентиляционный патрубок с огневым предохранителем	2 раза в год	Проверить целостность кассеты огневого предохранителя, плотность прилегания кассеты к прокладке в корпусе, плотность и непроницаемость корпуса огневого предохранителя и фланцевых соединений. Очистить от пыли. При температуре наружного воздуха ниже 0 °С огневые предохранители необходимо снять

Таблица 3.4 - Карта технического обслуживания резервуара с плавающей крышей

Наименование объекта	Сроки проведения работ	Перечень работ
1	2	3
1. Резервуар в целом	Ежедневно	Те же, что и для резервуара со стационарной крышей
2. Кольцо жесткости	2 раза в год	Проверить визуально внешнее состояние
3. Дополнительные кольца жесткости	2 раза в год	Проверить визуально внешнее состояние
4. Плавающая крыша; Центральная часть	Ежедневно, в светлое время	Проверить наличие отпотин или нефти
5. Короба плавающей крыши	1 раз в квартал	Открыть крышки люков всех коробов и отсеков между коробами и проверить наличие отпотин или нефти в коробах
6. Люк световой	1 раз в месяц	Проверить визуально наличие прокладок и затяжку болтов фланцевых соединений
7. Лестница шахтная; Площадка-переход	Перед пользованием, но не реже 1 раза в месяц	Проверить исправность, не допускать загрязнения, загромождения посторонними предметами, присутствия наледи в осенне-зимний период
8. Лестница катучая	Каждую смену	Обратить внимание на состояние верхнего узла вращения
9. Ферма опорная	1 раз в неделю	Зимой обращать внимание на образование наледи, своевременно удалять ее
10. Водоспуск	Ежедневно	Открыть задвижку водоспуска на несколько витков и убедиться в отсутствии выхода нефти из открытого крана водоспуска
11. Ливнеприемник	Ежедневно	Проверить техническое состояние сетки ливнеприемника. По мере засорения сетки очищать ее от пыли, грязи, зимой - от обледенений
12. Огневой предохранитель	1 раз в месяц	Проверить целостность кассеты огневого предохранителя, плотность прилегания кассеты к прокладке в корпусе, плотность и непроницаемость корпуса огневого предохранителя и фланцевых соединений. При температуре наружного воздуха ниже 0 °С огневые предохранители необходимо снять
13. Затвор у направляющей стойки	2 раза в год	Проверить степень износа трущихся поверхностей
14. Затвор уплотняющий	2 раза в год	Проверить техническое состояние мембраны, пружин и рычагов затвора, степень износа трущихся частей затворов. Обратить внимание на плотность прилегания затвора к стенке резервуара. Не допускать скопления пыли и грязи на щитке затвора

### 3.1.2 Особенности обслуживания резервуаров с высокосернистой нефтью

При перекачке и хранении в резервуарах высокосернистой нефти необходимо учитывать возможность выделения сероводорода, образования и накопления пирофорных отложений, способных к самовозгоранию при невысоких температурах.

Резервуары, в которых хранятся высокосернистые нефти, должны подвергаться периодическим осмотрам, диагностированию и ремонту по отдельному графику, утвержденному главным инженером филиала предприятия.[33]

В резервуарах с высокосернистыми нефтью патрубки дыхательной арматуры, клапаны, световые люки должны согласно графику очищаться от пирофорных отложений и продуктов коррозии для предупреждения самовозгорания пирофорных отложений.

Резервуары с высокосернистой нефтью должны быть оборудованы стационарными уровнемерами. Ручной замер уровня и отбор пробы допускаются при соблюдении правил охраны труда при работе с высокосернистыми нефтью.

При необходимости замера уровня и отбора проб через замерный люк, а также при дренировании воды операторы должны быть в фильтрующих противогазах.

Резервуары с высокосернистыми нефтью должны иметь внутренние защитные покрытия от коррозии.

Перед очисткой освобожденного от высокосернистой нефти резервуара необходимо провести его пропарку.

При проведении работ с высокосернистыми нефтью для обеспечения безопасности очищаемую поверхность следует содержать во влажном состоянии в соответствии с ППР на очистку [25].

					Техническое обслуживание резервуаров	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		61

Пропарку РВС следует проводить при закрытом нижнем люке резервуара, а конденсат дренировать в канализацию. После окончания работы необходимо взять пробу воздуха для анализа на содержание в нем опасных концентраций нефтяных паров и газов, проба из РВС отбирается через нижний люк.

Пирофорные отложения, извлеченные из резервуара, поддерживаются в увлажненном состоянии, обезвреживаются в специальных установках или размещаются в отведенных местах, согласованных с территориальными органами санэпиднадзора и органами, специально уполномоченными в области охраны окружающей среды и экологической безопасности. Размещение отходов выполняется в соответствии с действующим законодательством по охране окружающей природной среды и экологической безопасности.

### 3.1.3 Обслуживание средств измерения уровня отбора проб нефти.

Обслуживание средств измерения уровня нефти и отбора проб в резервуаре выполняется в соответствии с инструкциями по эксплуатации этих средств.[35]

Устройства учета и отбора проб должны подвергаться контролю технического состояния с периодичностью, установленной технической документацией на указанное средство.

О результатах контроля технического состояния делается запись в журнале текущего обслуживания резервуара. О всех замеченных недостатках должно быть сообщено руководству с одновременным принятием соответствующих мер и обязательной записью в журнале.

Конструкция используемых средств измерения уровня и отбора проб должна предусматривать возможность проверки их работоспособности без демонтажа и освобождения резервуара от нефти

					Техническое обслуживание резервуаров	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		62

Средства измерений должны быть в исправном состоянии и поверены.

В целях обеспечения нормальной работы приборов учета резервуары должны систематически очищаться от пирофорных отложений, высоковязких остатков, минеральных загрязнений, ржавчины, воды.

При отборе проб нельзя допускать разлив нефти. В случае разлива нефти ее следует удалить. Запрещается оставлять на кровле резервуара ветошь, паклю, посторонние предметы.

Водочувствительные ленты, применяемые для измерения уровня подтоварной воды, должны храниться в плотно закрытых футлярах, пересыпанные тальком или мелом. Качество ленты следует систематически проверять.

### 3.1.4 Предотвращение накопления и размыв донных отложений

В целях предотвращения накопления на днище резервуара осадков, а также для их удаления должны устанавливаться, размывающие системы - винтовые устройства.[35]

Эксплуатация систем предотвращения накопления донных отложений должна проводиться в соответствии с технической документацией.

Размыв осадка проводится по графикам, утвержденным главным инженером филиала предприятия.

Все работы по размыву донных отложений (подготовка резервуара, контроль за ходом размыва, качеством откачиваемой нефти в смеси с размывными донными отложениями) должны выполняться в соответствии с «Инструкцией по размыву донных отложений на НПС», утвержденной главным инженером филиала предприятия.

					Техническое обслуживание резервуаров	Лист
						63
Изм.	Лист	№ докум.	Подпис	Дат		

После окончания размыва донных осадков нефть следует откачать до минимально допустимого технологического (рабочего) уровня разлива.

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

Результаты измерений высоты донных осадков следует занести в журнал учета наличия и размыва донных осадков.

### **3.1.5 Обслуживание задвижек, трубопроводов обвязки резервуаров, газоуравнительной системы.**

Техническое обслуживание трубопроводов обвязки резервуаров, находящихся внутри обвалования, и отсекающих задвижек проводится в составе обслуживания оборудования НПС в соответствии с «Правилами устройств и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов» и РД 153-33ТН-008-96 «Руководство по организации эксплуатации и технологии технического обслуживания и ремонта оборудования и сооружений нефтеперекачивающих станций».[35]

Обслуживание ГУС должно проводиться в соответствии с «Типовой инструкцией по эксплуатации газоуравнительных систем резервуарных парков магистральных нефтепроводов».[35]

Техническое обслуживание газоуравнительной системы должно обеспечивать герметичность системы и заданную пропускную способность.

Периодичность осмотров ГУС должна быть не реже двух раз в месяц при положительных значениях температуры воздуха и не реже одного раза в неделю - при отрицательных. При осмотре ГУС проверяются:

1. герметичность элементов системы;

					Техническое обслуживание резервуаров	Лист
						64
Изм.	Лист	№ докум.	Подпис	Дат		

2. состояние наземных газопроводов, их опор и оборудования;
3. работа дыхательных клапанов;
4. исправность заземляющих устройств;
5. отсутствие конденсата в дренажных устройствах;
6. работа задвижек на открытие-закрытие [35].

При выполнении ремонтных работ необходимо соблюдать следующие требования:

1. производство ремонта газоуравнительной системы должно осуществляться только при наличии наряда-допуска с указанием в нем очередности проводимых операций ремонта и мер безопасности;

2. при работах, связанных с временным разъединением трубопроводов или снятием оборудования с газоуравнительной системы, следует предварительно с помощью винтовых зажимов устанавливать на разьемах перемычки - токоотводы из стали сечением не менее 35 мм;

3. работы, связанные с ремонтом трубопроводов, задвижек и другой арматуры на газоуравнительной системе, должны проводиться на предварительно отглушенном участке газопровода.

### 3.1.6 Обслуживание производственной канализации

Приемные колодцы производственной канализации, расположенные внутри обвалования, должны иметь хлопуши с тросовым управлением, выведенным за обвалование резервуаров. В нормальном положении хлопуша закрыта. Исправность хлопуш необходимо проверять не реже одного раза в квартал.

В каждом гидравлическом затворе слой воды должен быть не менее 0,25 м. Исправность гидрозатворов и уровень в них воды необходимо проверять 1 раз в месяц.

					Техническое обслуживание резервуаров	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		65

Осмотр производственной канализации должен осуществляться не реже одного раза в месяц.

Для сохранения пропускной способности канализационных сетей резервуарного парка необходимо осуществлять их очистку не реже одного раза в год.

По данным осмотра по необходимости составляется дефектная ведомость на проведение ремонта канализационной сети [35].

### **3.1.7 Подготовка резервуаров, оборудования, объектов резервуарного парка к эксплуатации в зимний и летний периоды года**

При подготовке резервуаров к работе в зимний и летний периоды должен быть разработан перечень мероприятий, который утверждается руководством предприятия.

При подготовке резервуаров к работе в зимний период необходимо:

1. сифонные краны промыть нефтью и повернуть в нерабочее положение и, при необходимости утеплить;
2. слить воду с кольца орошения;
3. проверить и подготовить дыхательную и предохранительную арматуру, уровнемеры и пробоотборники, демонтировать кассеты огневых предохранителей;
4. выполнить ревизию подвижных частей гидрозатвора уровнемера непрерывного измерения уровня нефти, заполнить гидрозатвор незамерзающей жидкостью, утеплить гидрозатвор и уровнемер.

Предохранительный гидравлический клапан на зиму необходимо залить незамерзающей жидкостью.

Необходимо проверить работу дыхательных клапанов, плотность прилегания тарелки клапана к седлу. Необходимо проверить устойчивость и исправность лестниц, поручней, ограждений площадок на крыше резервуара.

					Техническое обслуживание резервуаров	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		66

При подготовке канализационной сети к зиме необходимо провести ревизию сбросовых коллекторов, запорной арматуры, оборудования, задвижек, колодцев.

При накоплении снега на плавающей крыше во избежание перекоса необходимо очищать ее от снега.

При примерзании кольцевого затвора к стенке резервуара с плавающей крышей его следует отрывать при помощи не образующих искру металлических пластин или деревянных клиньев, сняв предварительно защитный щиток затвора на примерзшем участке, или путем отогревания примерзших участков паром с наружной стороны, или путем циркуляции теплой нефти в резервуаре.

При подготовке к весенне-летнему периоду резервуарные паркы и отдельно стоящие резервуары, расположенные в зоне возможного затопления во время паводка, должны быть заблаговременно к нему подготовлены, обвалования и ограждения восстановлены и, при необходимости, наращены.

При подготовке к весенне-летнему периоду эксплуатации на резервуарах следует выполнить ревизию дыхательных и предохранительных клапанов, установить кассеты огневых предохранителей [35].

### **3.2 Вывод резервуара из эксплуатации.**

Резервуары из эксплуатации выводятся на основании «Плана, реконструкции и ремонта объектов АО МНПП», утверждаемых ПАО «Транснефть», план-графика зачистки, обследования и нивелировки резервуаров и графика выполнения работ по ремонту резервуаров, утверждаемых АО, или в неплановом порядке, в том числе, аварийно.

В состав технологических операций по выводу резервуара из эксплуатации, проведению ремонта и последующему вводу в эксплуатацию входят:

					Техническое обслуживание резервуаров	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		67

- вывод резервуара из технологического режима работы;
- опорожнение и очистка резервуара, подготовка его к проведению технической диагностики;
- техническое диагностирование резервуара с составлением дефектной ведомости;
- разработка проектно-сметной документации на ремонт (реконструкцию) на основании дефектной ведомости, проведение экспертизы и согласование ее в органах государственного надзора;
- выполнение ремонтных работ;
- испытание резервуара;
- нанесение антикоррозионного покрытия;
- ввод в эксплуатацию.

Прием-передача резервуаров при их техническом обслуживании оформляется актом. При передаче резервуара в ремонт исполнителю передается отчет по результатам диагностики, дефектная ведомость, техническое задание на разработку проектно-сметной документации на капитальный ремонт и акт готовности резервуара к огневым работам.

Приказом назначается ответственный за подготовку резервуара, разрешительной документации и за безопасное производство ремонтных работ и контроль за ведением исполнительной документации на каждом этапе работ; определяется порядок и режим работы подрядной организации, привлечение других специалистов к контролю качества производства ремонтных работ.

По окончании ремонта резервуар принимается совместной (заказчика и подрядчика) приемочной комиссией с составлением акта

Датой окончания ремонтных (строительных) работ считается дата утверждения акта приемочной комиссией.[38]

					Техническое обслуживание резервуаров	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		68

Вывод к главе:

Таким образом, в заключение главы можно сделать вывод о том, что техническое обслуживание резервуарного парка заключается в периодическом осмотре, плановой организации и своевременном проведении регламентных работ по самим резервуарам, их оборудованию, приборам диагностики и системам, а также по трубопроводам обвязки резервуаров, системе пожаротушения резервуарного парка. Техническое обслуживание проводится согласно инструкциям заводов - изготовителей, отраслевым руководящим документам и инструкциям по эксплуатации резервуаров, оборудования, приборов, систем, разработанным с учетом конкретных условий предприятия или его филиалов.

					Техническое обслуживание резервуаров	Лис
						69
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		

## Глава 4. ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ МЕТОДЫ ТЕХНИЧЕСКОГО ОБСЛЕДОВАНИЯ.

### 4.1 Подготовительные работы.

Перед очисткой понтон резервуара переводится с рабочего положение в не рабочее(монтажное).

Очистку резервуара (подготовительные работы, технологический процесс очистки резервуара, контроль готовности резервуара к ремонту).

Имеющейся в резервуаре системой размыва донных отложений произвести размыв нефти и парафина. Смонтировать трубопроводы и оборудование для подачи воды на системы водоснабжения. Смонтировать трубопроводы и оборудование для откачки парафина из зачищаемого резервуара в соседний резервуар-отстойник. Откачать парафин из резервуара через сифонный кран.

#### 4.1.1 Технологический процесс очистки резервуара.

Способы очистки резервуаров делятся на 3 типа:

##### 1. Ручной.

Ручная очистка резервуаров от нефтешламов является наиболее распространенным методом очистки. Чаще всего, ручной способ используют при очистке резервуаров небольшой ёмкости. При данном способе очистки резервуар сначала пропаривают, затем промывают горячей водой при температуре 30 – 50° С при давлении 0,2 – 0,3 МПа. Промывочную воду с отмытым нефтешламом откачивают насосом. Твердые остатки и песок убирают лопатами, совками, ведрами.

					Технология проведения работ по технологическому обслуживанию резервуара стального типа РВСП – 20000м <sup>3</sup>			
<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпис</i>	<i>Дат</i>	Экспериментальные медоты технического обследования	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
Разраб.		Кирейчев А.А					70	173
Руковод.		Рудаченко А.В				НИ ТПУ гр.3-2Б5Д		
Консульт.								
Рук-ль ООП		Брусник О. В.						

## 2. Механический.

При механическом способе очистки резервуары промывают горячей водой при температуре 70 – 80° С при давлении 1 – 1,2 МПа через специальные моечные машинки-гидромониторы. Способ заключается в том, что струя воды механически разрушает отложения и равномерно отмывает всю поверхность. Промывочная вода с загрязнениями откачивается насосом на очистные сооружения.

## 3. Химико-механизированный способ с использованием моющих средств.

Суть химико-механизированного способа в том, что очистка резервуаров производится теми же техническими средствами, что и механизированный способ, но с помощью растворов моющих средств, улучшающих отделение осадка от стенок, днища и внутренних конструкций резервуаров. Эти вещества вводятся в осадок и вследствие химических реакций разжижают его до текучего состояния. Полученная суспензия откачивается в отстойник для специальной переработки.

Рассмотрим первый способ очистки ручной:

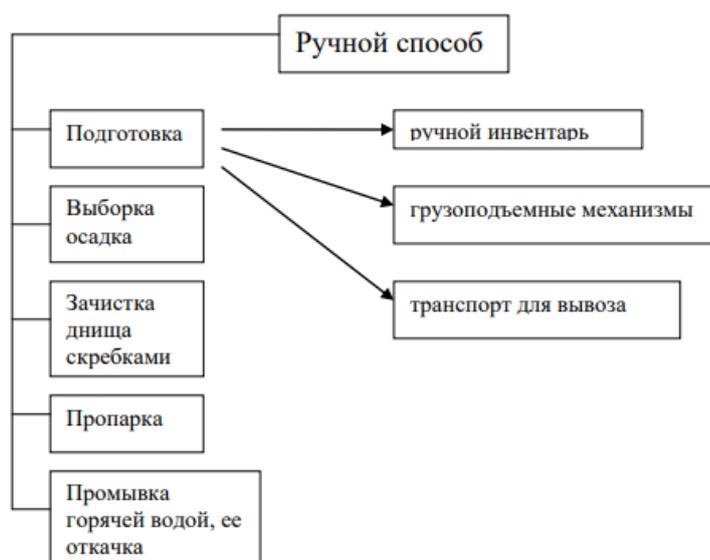


Рисунок: 10 ручной способ очистки.

					Экспериментальные методы технического обследования	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		71

На кровле резервуара вскрыть монтажный люк и люк-лаз в 1-ом поясе резервуара и установить на них газоотводные трубы. Подсоединить вентиляторы к люкам на первом и третьем поясе резервуара для проведения принудительной вентиляции.

Через овальный люк-лаз внутрь резервуара ввести шланги для подачи воды и откачки водопарафиновой эмульсии

Размыв парафина производить в следующей последовательности:

В район приема раздаточного патрубка ПРП, сегментами от центра резервуара к стенке. Откачку водопарафиновой эмульсии производить от стенки резервуара. Мойка резервуара производится при непрерывной принудительной вентиляции, обеспечивая концентрацию паров ниже ПДВК. Для увеличения моющей способности воды ее следует подогревать до температуры 30-50С с использованием теплообменного аппарата и передвижной паровой установки (ППУ). Существующую систему размыва осадка для освобождения ее от остатков нефти необходимо пропарить с помощью ППУ. Если в резервуаре после промывки водой остаются песок, ржавчина и другие механические примеси, необходимо произвести доочистку вручную с использованием искрообразующего инструмента (лопата, скребок, щетка и т.д.).

После доочистки и дегазации резервуара, следует проверить чистоту его внутренней поверхности. Если при осмотре резервуара обнаружатся плохо отмытые места, должна быть повторена операция мойки и доочистки.

Отстоявшаяся нефть из резервуара отстойника закачивается в технологию, а вода сбрасывается на очистные сооружения.[37]

					Экспериментальные методы технического обследования	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		72

#### 4.1.2 Дегазация резервуара.

При дегазации должны удаляться газообразные углеводороды из газового пространства, а также углеводороды, которые могут перейти в газообразное состояние из остаточной нефтяной пленки в процессе дегазации и после ее завершения. Дегазацию необходимо производить для снижения концентрации паров нефти меньше 2 г/м. Ускорение процесса дегазации достигается принудительной вентиляцией. Концентрация паров нефти в обваловании и за его пределами не должна превышать ПДВК.

При принудительной вентиляции резервуара в нем должен быть смонтирован датчик контроля статического электричества, с блокировкой работы вентилятора. Скорость приточной струи воздуха, подаваемого в резервуар (в начале процесса), при наличии в резервуаре взрывоопасных концентраций должно быть не более 10 м/с, но не менее 2 м/с. Выброс паров нефти из резервуара в атмосферу следует производить через газоотводную трубу высотой 2м., установленную на кровле резервуара и высотой 20, установленную в первом поясе резервуара. При этом другие люки должны быть закрыты.

Перед началом вентиляции резервуара из его газового пространства отбирается проба паров на анализ. При достижении в пробе концентрации паров нефти 2 г/м (ПДВК) и менее подачу воздуха в резервуар следует прекратить. Если по истечении 2 часов концентрация паров в резервуаре не превысит 2 г/м, то процесс дегазации можно считать законченным.[37]

#### 4.1.3 Оборудование применяемое при очистке и дегазации резервуара

1. Насосный агрегат для откачки парафина–Ш-80-2,5, производительностью 36 м<sup>3</sup>/ч с двигателем взрывозащищенного исполнения;

					Экспериментальные методы технического обследования	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		73

2. Насосный агрегат для подачи воды–К-100-80-160, производительностью 160 м<sup>3</sup>/ч, устанавливается за обвалованием;
3. Трубопроводы для подачи воды и откачки парафина – ПМТ-150;
4. Передвижная паровая установка (ППУ);
5. Вентилятор – ВЦ4-70-10И1-04А, производительностью 35 тыс.м<sup>3</sup>/ч;
6. Задвижки Ду 150, Ду 100 на давление 16 кгс/см<sup>2</sup>;
7. Газоанализаторы типа ГХП-3М,ГХП-100,ХПМ-4,МХ,ТХ-1-2, СТХ17;
8. Анализаторы ПГФ 2М-ИЗГ, УГ-2, ГВ-3, СТХ-5А;
9. Датчики контроля статического электричества.[37]

#### 4.2 Техническое диагностирование резервуаров

Под техническим диагностированием понимается комплекс работ, включающих подготовку, натурное обследование элементов конструкции, оценку технического состояния и составление технического заключения о возможности дальнейшей эксплуатации резервуара. Целью диагностирования является своевременное выявление дефектов, снижающих эксплуатационную надежность резервуара.

Система технического диагностирования включает в себя два уровня проведения работ:

1. частичное техническое обследование резервуара с наружной стороны без выведения его из эксплуатации;
2. полное техническое обследование, требующее выведения резервуара из эксплуатации, его опорожнения, зачистки и дегазации.

Периодичность выполнения полных и частичных технических обследований приведена в таблице 4.2..

					Экспериментальные методы технического обследования	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		74

Таблица.4.2 Периодичность диагностирования вертикальных стальных резервуаров

Срок эксплуатации, год	Полное обследование, лет	Частичное обследование, лет
До 20	10	5
Свыше 20	8	4

Примечание - Частичные обследования, выполняемые в срок, не могут служить основанием для продления (перенесения) срока полного обследования

При составлении планов первоочередному диагностированию должны подвергаться резервуары:

- эксплуатируемые без полного обследования более 10 лет;
- сооруженные не по типовым проектам;
- изготовленные из кипящих или нескольких разнотипных сталей;
- находящиеся в эксплуатации более 20 лет;
- эксплуатируемые более 5 лет в режиме учета нефти с частотой более 200 полных циклов в год;
- не имеющие внутренней антикоррозионной защиты;
- не снабженные системой и не обеспеченные условиями слива подтоварной воды;
- применяемые для хранения нефти, вызывающей усиленную коррозию металла;

					Экспериментальные методы технического обследования	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		75

- используемые для хранения товарной нефти с агрессивными примесями.

Техническое диагностирование резервуаров проводится по типовой программе. Объем полного или частичного диагностирования может быть увеличен индивидуально, за счет проведения обследования по дополнительной программе, в зависимости от технического состояния, срока и интенсивности эксплуатации резервуара, а также коррозионной активности среды.

Типовая программа частичного обследования [33], предусматривает выполнение следующих работ:

- ознакомление с технической документацией;
- визуальный осмотр и измерение размеров элементов металлоконструкций резервуара с наружной стороны;
- измерение толщины стенки и крыши резервуара;
- измерение отклонений образующих стенки от вертикали;
- нивелирование наружного контура днища, фундаментов приемораздаточных патрубков, шахтной лестницы и газоуравнительной системы;
- проверку состояния и геодезическую съемку обвалования;
- проверку состояния основания и отмостки;
- составление технического заключения по результатам обследования.

Дополнительная программа частичного обследования может включать следующие работы:

- акустико-эмиссионную диагностику стенки и днища;
- ультразвуковое или магнитное сканирование первого пояса стенки;
- инфракрасную спектроскопию;
- зондирование грунта под основанием резервуара электрическими методами и другие работы.

					Экспериментальные методы технического обследования	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		76

Типовая программа полного обследования, предусматривает выполнение следующих работ:[33]

- ознакомление с технической документацией;
- визуальный осмотр и измерение размеров элементов металлоконструкций резервуара с наружной и внутренней сторон;
- измерение толщины стенки, крыши, днища резервуара;
- измерение толщины патрубков и люков-лазов;
- измерение отклонений образующих стенки от вертикали;
- нивелирование наружного контура днища, поверхности днища;
- нивелирование фундаментов приемо-раздаточных задвижек, компенсаторов, технологических трубопроводов, шахтной лестницы
- контроль сварных соединений стенки физическими методами;
- контроль герметичности сварных соединений днища;
- контроль состояния внешнего и внутреннего (при наличии) покрытий;
- проверку состояния основания и отмостки;
- проверку состояния и геодезическую съемку обвалования;
- составление технического заключения по результатам обследования, включающего ведомость дефектов с указанием их координат на эскизах или чертежах.

При полном и частичном обследованиях резервуара с плавающей крышей (понтон) помимо перечисленных в типовой программе должна включать следующие работы:

- внешний осмотр и измерение габаритов элементов кольцевой площадки плавающей крыши, опорной фермы, катушек лестницы и затвора;
- измерение толщины элементов плавающей крыши (понтон);
- измерение зазора между плавающей крышей (понтон) и стенкой резервуара;

					Экспериментальные методы технического обследования	Лис
						77
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		

- проверку состояния затвора между плавающей крышей (понтон) и стенкой резервуара.

- нивелирование коробов и мембраны плавающей крыши;
- нивелирование опорной фермы и катушек лестницы;
- толщинометрию мембраны в местах коррозии и вмятин

По результатам технического диагностирования оформляется технический отчет, включающий дефектную ведомость с указанием дефектов и их координат на эскизах или чертежах.

На выполненные при техническом диагностировании (освидетельствовании) работы составляется первичная документация (акты, протоколы, журналы и т.п.), на основании которой оформляется заключение о возможности или условиях дальнейшей эксплуатации резервуара, необходимости его ремонта или вывода из эксплуатации.

При полном техническом обследовании резервуар выводится из эксплуатации, опорожняется, зачищается и дегазируется.

Предельно допустимые отклонения образующих стенки от вертикали, наружного контура днища от горизонтали, допустимые стрелы прогиба выпучин или вмятин поверхности стенок, высота хлопунгов, допустимые значения угловых деформаций сварных соединений стенки резервуара, допустимые отклонения геометрических размеров понтона (плавающей крыши) приведены [33].

Отбраковка отдельных элементов резервуара (стенки, кровли, днища, ферм, связей, балок) или всего резервуара проводится на основании детального рассмотрения результатов технического обследования, полной дефектоскопии с учетом всех факторов, снижающих его надежность при эксплуатации.

Все полученные при техническом обследовании и дефектоскопии данные, характеризующие состояние основного металла, сварных швов, деформацию, коррозию, геометрическое положение сравниваются с

					Экспериментальные методы технического обследования	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		78

допустимыми значениями, указанными в проекте, действующих нормативных документах. Недопустимые дефекты заносятся в ведомость дефектов с указанием всех геометрических и др. параметров, необходимых для разработки проекта ремонта.

После обследования и оценки технического состояния резервуара исполнителем составляется технический отчет, который должен содержать следующее:

- сведения о месте расположения резервуара, его инвентарный номер и дату диагностирования;
- наименование организации, выполнившей диагностирование, фамилии и должности исполнителей;
- краткую техническую характеристику резервуара, материалов, примененных при строительстве, данные о режиме эксплуатации и свойствах хранимой нефти;
- сведения о технологии сварки и сварочных материалах, примененных при изготовлении, монтаже и ремонте резервуара;
- даты и результаты проведенных ранее технических диагностирований;
- данные о видах и датах аварий, количество и описание проведенных ремонтов;
- значения проектной и фактической толщины крыши, днища, стенки и элементов плавающей крыши (понтон);
- расчет кольцевых напряжений исходя из фактической толщины стенки РВСП;
- результаты внешнего осмотра конструкций и сварных соединений;
- результаты измерений отклонений образующих стенки от вертикали;
- результаты нивелирования наружного контура и поверхности днища;

					Экспериментальные методы технического обследования	Лис
						79
<i>Изм.</i>	<i>Лис</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпис</i>	<i>Дат</i>		

- результаты физического контроля сварных соединений стенки;
- результаты контроля герметичности сварных соединений днища;
- результаты механических испытаний, металлографического и химического анализов основного металла и сварных соединений;
- эскизы крыши, днища, развертки стенки резервуара и плавающей крыши (понтон) с нанесенными на них местами дефектов, отступлений от проекта, местами установки оборудования, точками измерения толщины элементов и т.п.;
- выводы по результатам обследования с основными данными, характеризующими состояние отдельных элементов или резервуара в целом;
- дефектную ведомость с указанием координат дефектов на эскизах или чертежах;
- заключение о состоянии резервуара и рекомендации по обеспечению его дальнейшей безопасной эксплуатации.

В состав технологических операций по выводу резервуара в ремонт, проведению ремонту и последующего ввода его в эксплуатацию входят:

- вывод резервуара из технологического режима работы;
- зачистка резервуара от донных отложений, подготовка поверхности резервуара к диагностике;
- диагностика резервуара с составлением дефектной ведомости;
- выполнение работ по капитальному ремонту;
- гидравлические испытания и освобождение резервуара от опрессовочной воды;
- нанесение антикоррозионного покрытия;
- заполнение резервуара нефтью и включение в технологический режим работы РНУ
- обслуживания из монолитного бетона.

					Экспериментальные методы технического обследования	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		80

## 4.2.1 Технологий диагностики их виды и методы

### 4.2.1.1 Визуальный и измерительный контроль.

Визуальный и измерительный контроль – используется на всех этапах жизненного цикла резервуара. Позволяет определять дефекты геометрии несущих и ограждающих конструкций, дефектов основного элементов металлоконструкций и сварных соединений.

Данный вид контроля предшествует всем видам и методам технической диагностики и позволяет обнаруживать только дефекты находящиеся и выходящие на поверхность.

Этот вид контроля отличается от других видов неразрушающего контроля границами спектральной области электромагнитного излучения, используемого для получения информации об объекте контроля. Видимое излучение (свет) излучение, которое может непосредственно вызывать зрительное ощущение. И действительно, визуальный контроль - это единственный вид НК, который может выполняться и часто выполняется без какого-либо оборудования и проводится с использованием простейших измерительных средств.

Ввиду того, что некоторые технические средства визуального и измерительного контроля доступны каждому, а сама процедура контроля кажется, достаточно простой, предполагают, что любое обсуждение этого метода может быть простым и быстрым. Фактически же визуальный и измерительный контроль является таким же современным сложным видом контроля, как радиационный и ультразвуковой.

Для эффективного выявления дефектов специалисты по любому виду НК должны уметь выбрать подход, разработать методику проведения испытания и создать необходимые приспособления. Кроме того, эти специалисты должны соответствующим образом подготовить технический персонал для проведения требуемого испытания и обработки его результатов [17].

					Экспериментальные методы технического обследования	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		81

При визуальном и измерительном контроле для оценки размеров и форм дефектов используют всевозможные средства измерений позволяющие проводить контроль с заданной точностью.

Средство измерений - это техническое средство, предназначенное для измерений, имеющее нормированные метрологические характеристики, воспроизводящие и (или) хранящие единицу физической величины, размер которой принимается неизменным в пределах установленной погрешности в течение известного интервала времени.

Различают несколько видов измерений:

Прямое измерение - это измерение, при котором значение измеряемой величины определяют непосредственно по результату измерения, например, измерение глубины линейкой, глубиномера, штангенциркуля ШЦ-1;

Косвенное измерение - это измерение, при котором искомое значение величины определяют пересчетом результатов прямых измерений величин, связанных с искомой величиной известной зависимостью;

Контактное измерение - это измерение, при котором воспринимающее устройство средства измерений имеет механический контакт с поверхностью объекта, например, измерение с помощью штангенциркуля, микрометра, индикатора и т.д.

Бесконтактное измерение - это измерение, при котором воспринимающее устройство средства измерений не имеет механического контакта с поверхностью измеряемого объекта, например, измерение элементов резьбы с помощью микрометрического микроскопа.[16]

Требования к проведению визуального контроля приведены в Инструкции по визуальному и измерительному контролю РД 03-606-03.

Данная Инструкция устанавливает порядок проведения визуального и измерительного контроля основного материала и сварных соединений

					Экспериментальные методы технического обследования	Лис
						82
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		

(наплавки) при изготовлении, строительстве, монтаже, ремонте, реконструкции, эксплуатации, техническом диагностировании (освидетельствовании) технических устройств и сооружений, применяемых и эксплуатируемых на опасных производственных объектах, подконтрольных Госгортехнадзору России.

Визуальный и измерительный контроль материала (полуфабрикатов, заготовок, деталей) и сварных соединений проводят на следующих стадиях:

- входного контроля;
- изготовления деталей, сборочных единиц и изделий;
- подготовки деталей и сборочных единиц к сборке;
- подготовки деталей и сборочных единиц к сварке;
- сборки деталей и сборочных единиц под сварку;
- процесса сварки;
- контроля готовых сварных соединений и наплавки;
- исправления дефектных участков в материале и сварных соединениях (наплавках);
- оценки состояния материала и сварных соединений в процессе эксплуатации технических устройств и сооружений, в том числе по истечении установленного срока их эксплуатации.

#### 4.2.1.2 Радиографический метод контроля

Радиографический метод – метод основан на получении на радиографической пленке видимого (теневого) изображения внутренней структуры объекта, просвечиваемого ионизирующего излучения.

					Экспериментальные методы технического обследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		83

Метод применяется при контроле качества сварных соединений при строительстве, ремонте и реконструкции резервуаров.

Данный метод контроля требует обязательного двустороннего доступа к контролируемому изделию.

Общие требования при радиографическом контроле регламентированы ГОСТ 7512-82.

Задачей радиографического метода контроля является обнаружение имеющихся в них дефектов типа: несплошностей металла – трещин, непроваров, газовых пор, раковин, и т.п. и инородных включений – шлаковых, вольфрамовых и других, отличающихся по плотности от основного металла.

В общем случае схема радиографического контроля следующая: источник создает поток ионизирующего излучения, который, проходя через контролируемый объект, по-разному ослабляется в дефектных и бездефектных сечениях объекта. На пленку под дефектными и бездефектными сечениями объекта попадает различное количество излучения, в результате чего дефекты металла (несплошности, включения, отличающиеся по плотности от основного металла контролируемого объекта) отображаются на пленке после ее фотообработки в виде локальных изменений оптической плотности (темных и светлых пятен и полос, отражающих форму дефекта), наблюдаемых при просмотре пленки снимков на фонаре негатоскопе.

В технической диагностике используют коротковолновое электромагнитное ионизирующее излучение – поток электромагнитных квантов высокой энергии, к нему относятся: рентгеновское излучение, получаемое в рентгеновских трубках при торможении на аноде трубки электронов, ускоренных до энергии свыше 1 кэВ, гамма-излучение, испускаемое при радиоактивном распаде ядер атомом в ядерных реакциях (энергия квантов свыше 10 кэВ) и тормозимое излучение ускорителей

					Экспериментальные методы технического обследования	Лис
						84
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		

электронов (энергия свыше 1 МэВ). Все виды используемого в дефектоскопии излучения для краткости называют R -  $\gamma$ -излучение или просто излучение.

В радиографии в качестве источников проникающего излучения используют рентгеновские аппараты, гамма-дефектоскопы и ускорители электронов.

Рентгеновские аппараты – служат для получения рентгеновского излучения с заданной энергией и интенсивностью. Основными составляющими рентгеновского аппарата являются рентгеновская трубка с защитным кожухом, генератор высокого напряжения, питающий рентгеновскую трубку и аппаратура управления.

По конструктивному исполнению рентгеновские аппараты подразделяются на кабельные (передвижные), у которых рентгеновская трубка и генератор высокого напряжения находятся в отдельных корпусах и соединены высоковольтными кабелями и моноблочные (переносные), у которых рентгеновская трубка и генератор высокого напряжения находятся в одном корпусе.

Радиоизотопные источники гамма-излучения – дефектоскопы с радиоизотопными источниками гамма излучения (гамма-дефектоскопы) используются при контроле труднодоступных мест ответственных изделий, в монтажных и полевых условиях, когда применение рентгеновских аппаратов затруднено или технически невозможно.

Из большого числа радиоактивных изотопов, известных в настоящее время, в радиационной дефектоскопии применяют лишь те, которые удовлетворяют трем основным требованиям:

- достаточно высокая энергия излучения;
- достаточно высокая интенсивность излучения;
- достаточно высокий период полураспада.

					Экспериментальные методы технического обследования	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		85

Этим требованиям удовлетворяют искусственные радиоактивные изотопы

$^{27}\text{Co}^{60}$ ,  $^{72}\text{Ir}^{192}$ ,  $^{55}\text{Cs}^{137}$ ,  $^{34}\text{Se}^{75}$ ,  $^{64}\text{Tl}^{176}$  и др.

Гамма-дефектоскоп состоит из следующих основных частей:

Защитный контейнер (радиационная головка) служит для хранения источника в нерабочем состоянии и является защитой от излучения. Изготавливается из тяжелого металла (свинец, обедненный уран), защита обеспечивает снижение мощности источника до доз не превышающих нормативных значений.

Механизм управления (ручной или электромеханический привод) осуществляет перемещение источника из защитного контейнера и в положение просвечивания и обратно.

Вспомогательные принадлежности – ампулапроводы, штатив, коллиматоры.

Ускорители электронов – применяются в радиационной дефектоскопии для получения высокоэнергетического тормозного излучения с энергией свыше 1 МэВ, используемого для просвечивания больших толщин материалов.

Ускорители электронов при диагностике резервуаров не используются.

Радиографический метод контроля позволяет выявлять дефекты типа несплошностей и инородных включений, отличающихся по плотности от основного металла контролируемого изделия. При этом дефекты должны иметь, размеры, обеспечивающие получение на снимке регистрируемой глазом разности оптических плотностей изображения дефекта и фона.

На практике чувствительность контроля, определяется по эталонам, служит, прежде всего, средством оценки качества выполненных снимков. По ее значениям контролируется соблюдение установленного режима

					Экспериментальные методы технического обследования	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		86

просвечивания, обеспечивающего достижение требуемого уровня выявляемости дефектов. Снимки, допускаемые к расшифровке, должны иметь значения чувствительности, установленные нормативными документами.

Поскольку задача радиографического контроля – выявление дефектов контролируемых изделий, определяющим при выборе параметров радиографирования является обеспечение возможно более высокой чувствительности контроля. Вместе с тем для производства, особенно при массовом контроле, важным является производительность и себестоимость операций контроля, экономическая эффективность выбранных методик просвечивания.

Получение предельно высоких значений радиографической чувствительности обычно связано с существенным возрастанием затрат времени и экономических затрат на проведение радиографирования.

Выбор конкретных (оптимальных) параметров радиографического контроля должен быть технически обоснован не только технически, но и экономически [16]

#### **4.2.1.3 Акустический контроль**

Все многообразие акустических методов неразрушающего контроля основано на взаимодействии упругих сред (жидких, твердых и газообразных) с акустическими колебаниями и волнами. Они отличаются способами возбуждения колебаний и их регистрацией.

Из числа акустических методов чаще всего применяют ультразвуковую дефектоскопию (УЗД), ультразвуковую толщиномирию (УЗТ) и акустико-эмиссионный (АЭ) неразрушающий контроль. На УЗД в мировой практике приходится в настоящее время 60 % всего объема неразрушающего контроля.

В нефтегазовой отрасли УЗД применяют, например, при контроле корпусов вертлюгов, осей талевых блоков, замков бурильных труб,

					Экспериментальные методы технического обследования	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		87

сварных соединений резервуаров и трубопроводов и т. д. УЗТ является основным методом определения остаточной толщины стенок нефтегазового оборудования. [17]

Акустико-эмиссионный контроль широко применяют для интегральной оценки технического состояния и оценки степени опасности имеющихся дефектов различного оборудования, и в первую очередь емкостного: сосудов, трубопроводов и резервуаров различного назначения.

#### **4.2.1.4 Ультразвуковая дефектоскопия и ультразвуковая толщинометрия**

По сравнению с другими методами неразрушающего контроля ультразвуковая дефектоскопия позволяет выявлять дефекты любой формы независимо от их глубины, обладает высокой производительностью, низкой стоимостью, возможностью контроля изделия при одностороннем доступе. Недостатками являются трудности контроля крупнозернистых материалов, а также тонкостенных изделий с толщиной 4 мм и меньше. Контроль изделий сложной формы требует разработки специальных Методик или технологических инструкций.

Колебания с частотой до 16...20 Гц называют инфразвуковыми. Колебания с частотой от 16...20 до (15...20) 103 Гц составляют диапазон слышимости, воспринимаемый человеческим ухом. При увеличении частоты колебаний звука более 20 кГц он переходит в ультразвук; при этом способность его распространения меняется: в воздухе способность распространения уменьшается, в твердых и жидких средах — увеличивается. При неразрушающем контроле металлических материалов используются частоты ультразвукового диапазона 0,5...25 МГц.

Распространение акустической ультразвуковой волны в материале происходит с определенной постоянной скоростью  $C$ , определяемой свойствами среды (следует отличать скорость ультразвуковой волны  $C$  от

					Экспериментальные методы технического обследования	Лис
						88
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		

скорости колебания упругих частиц  $v$ , которая зависит от фазы колебаний). Распространение волны сопровождается образованием в материале зон, в которых частицы находятся в одинаковом колебательном состоянии (фазе).

Существует ряд способов возбуждения ультразвуковых колебаний, в том числе механический, радиационный, лазерный, магнитный и др. В практике диагностирования в полевых условиях для получения и ввода ультразвуковых колебаний применяют специальные устройства - преобразователи, основанные на использовании электромагнитно-акустического (ЭМА) и пьезоэлектрического эффектов. Важным преимуществом ЭМА-преобразователей является возможность контроля бесконтактным методом через слой изоляции. Вместе с тем такие преобразователи, в силу их конструктивных особенностей и низкого коэффициента преобразования, используются для прозвучивания поперечными и продольными волнами по нормали к поверхности объекта контроля и применяются в основном для толщинометрии металлоконструкций.

Наиболее распространенным является способ, основанный на явлении пьезоэлектрического эффекта. Физическая сущность этого эффекта заключается в том, что при механическом растяжении или сжатии на поверхности пластин некоторых твердых материалов появляются электрические заряды противоположного знака - возникает прямой пьезоэффект; наоборот, при подаче на поверхность пластин переменных электрических зарядов пластина начинает сжиматься и разжиматься имеет место обратный пьезоэффект. Такими свойствами обладает ряд природных и искусственных материалов: кварц, турмалин, сегнетова соль, титанат бария, и др.

При реализации обратного пьезоэффекта механически вибрирующая пьезопластинка играет роль «молоточка», посылающего пучок упругих

					Экспериментальные методы технического обследования	Лис
						89
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		

колебаний в контролируемый материал. Одновременно та же пластинка под действием прямого пьезоэффекта может служить преобразователем механических колебаний в электрические сигналы. Пьезопластинки являются основным элементом пьезоэлектрических преобразователей (ПЭП), предназначенных для возбуждения и приема ультразвуковых колебаний. Основные преимущества ПЭП, обуславливающие их широкое применение, — высокая эффективность преобразования (высокая чувствительность) и простота конструкции. Используют три основные схемы конструктивного исполнения контактных ПЭП прямые, наклонные, раздельно-совмещенные.

Основные типы пьезопреобразователей приведены на рисунке 11

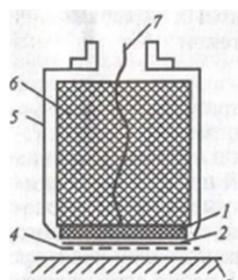


Рисунок 11 - тип пьезопреобразователей – прямой.

На поверхности пьезопластины 1 методом осаждения или напыления наносят серебряные или медные электропроводные покрытия, одно из которых с помощью проводника 7 подключается к электрическому разъему ПЭП, а другие — к металлическому корпусу 5. Толщина пьезопластины принимается равной половине длины волны в пьезоматериале на рабочей частоте ПЭП. В прямых ПЭП (рисунок 11) пьезопластина одной стороной приклеена к демпферу 6, а другой стороной - к протектору 2. Протектор служит для защиты пьезопластины от механических повреждений и должен обладать высокой износостойкостью. Демпфер в свою очередь служит для гашения свободных колебаний пьезопластины и получения коротких импульсов.

					Экспериментальные методы технического обследования	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		90

В подавляющем большинстве случаев используют контактный способ с применением контактной смазки (жидкости). Контактная смазка 3 служит для обеспечения акустического контакта и передачи ультразвуковых колебаний в объект контроля 3 и обратно. Толщина смазки должна быть меньше длины волны ультразвука в ней. Это достигается путем прижатия ПЭП к поверхности объекта контроля. Изменение толщины контактной смазки влияет на количественные результаты контроля, поэтому для повышения стабильности результатов при контактном способе контролируемую поверхность предварительно зачищают до шероховатости не хуже Rz40. [23]

Обнаружение и измерение имеющихся в конструкции дефектов осуществляют с помощью ультразвуковых дефектоскопов специального или общего назначения.

Импульс ультразвуковых механических колебаний, посылаемых в контролируемое изделие, создается в пьезопреобразователе за счет обратного пьезоэффекта. Для этого на пьезоэлемент пьезопреобразователя подается короткий электрический импульс, вырабатываемый генератором зондирующих импульсов. Отраженный от донной поверхности или от дефекта механический импульс УЗК принимается тем же или другим пьезопреобразователем, работающим в режиме приема, и преобразовывается посредством прямого пьезоэффекта в электрический сигнал. Далее сигнал, усиленный с помощью усилителя, подается на вертикальные отклоняющие элементы экрана, определяющие положение луча на экране дефектоскопа по высоте. Одновременно с генератором зондирующих импульсов запускается генератор развертки, который вырабатывает линейно увеличивающийся (пилообразный) импульс, подаваемый на горизонтальные отклоняющие элементы экрана, для развертки луча в горизонтальной плоскости. Сигналы, поступившие от дефекта (Д) или противоположной стороны изделия (донный сигнал),

					Экспериментальные методы технического обследования	Лис
						91
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		

вместе с зондирующим импульсом появляются на экране дефектоскопа в виде пиков соответствующей амплитуды. Положение этих пиков на горизонтальной оси определяется временем их прихода и зависит от скорости УЗ колебаний в контролируемом изделии, а также глубины залегания дефекта или толщины изделия. С помощью глубиномера по времени прихода импульса и известной скорости распространения колебаний определяются соответственно глубина расположения дефектов и толщина изделия

Контроль сварных стыков резервуара с помощью отдельно-совмещенного пьезопреобразователя хордового типа производится путем перемещения пьезопреобразователя только вдоль сварного стыка, одно-временно совершая при этом незначительные (до  $\pm 2$  мм) возвратнопоступательные перемещения. Контроль выполняется с каждой стороны сварного шва.

Разнообразие методических приемов ультразвукового контроля различных деталей и элементов обуславливается многообразием их конструктивного исполнения. Для наиболее ответственных деталей и резервуара разработаны соответствующие технологические инструкции, регламентирующие методику их контроля.

Ультразвуковые толщиномеры предназначены в основном для определения толщины изделия и, в отличие от дефектоскопов, имеют существенно более простое устройство, меньшие габариты и массу. Например, у них отсутствуют блоки временной регулировки чувствительности, автоматического сигнализатора дефектов и др. При контроле толщины конструкций, подвергшихся сероводородному растрескиванию или расслоению, а также изготовленных из сталей с большим содержанием сульфидных включений, раскатов и др., часто совершаются ошибки, так как большинство толщиномеров определяют толщину изделия по пришедшему первым сигналу от дефекта или расслоения. Поэтому наиболее совершенные модели ультразвуковых

					Экспериментальные методы технического обследования	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		92

толщиномеров снабжаются экранами, на которые выводится развертка типа А. Это позволяет выявить донный сигнал и отличить его от сигнала от расслоения.

Большинство моделей толщиномеров наряду с толщиной позволяет измерять также и скорость распространения или время распространения УЗ волны. Точное измерение этих параметров позволяет использовать ультразвуковые толщиномеры также и для других целей: например, для экспресс-анализа марки металла по скорости распространения в нем ультразвука.

#### **4.2.1.5 Акустико-эмиссионный метод контроля**

Метод акустической эмиссии (АЭ) относится к диагностике и направлен на выяснение состояния объектов путем определения и анализа шумов, сопровождающих процесс образования и роста трещины в контролируемых объектах. Он базируется на регистрации акустических волн, возникающих в металле и сварных соединениях при нагружении в результате образования пластических деформаций, движения дислокаций, появления микро- и макротрещин. В основу метода положено явление излучения (эмиссии) упругих волн твердым телом при локальных динамических перестройках его структуры при его деформировании и локальном разрушении (пластическая деформация, скачкообразное развитие трещин).

По классификации (ГОСТ Р 56542-2015) этот метод относится наряду с ультразвуковой дефектоскопией к классу акустических методов неразрушающего контроля. Однако он имеет принципиальное отличие от ультразвукового метода: АЭ фактически объединяет методики, характерные для неразрушающего контроля, и модели механики разрушения. Кроме того, по формальному классификационному признаку УЗД относится к активному методу, в котором ультраупругие волны

					Экспериментальные методы технического обследования	Лис
						93
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		

возбуждаются в объекте внешним устройством (от пьезодатчика), тогда как в методе АЭ они порождаются динамическими процессами перестройки структуры и разрушения (роста трещин) в материале контролируемого аппарата.

Физическая природа возникновения АЭ в материале при его пластическом деформировании и разрушении, очевидно, связана с микропроцессами необратимого деформирования и разрушения материалов. Приложенная нагрузка приводит к возникновению в материале конструкции полей напряжений и деформаций, за счет энергии которых зарождаются и развиваются дефекты, приводящие в конечном итоге к разупрочнению материала. Зарождение, перемещение, рост дефектов, а также их исчезновение сопровождаются изменением напряженно-деформированного состояния и перестроением микроструктуры материала. При этом в материале перераспределяется внутренняя энергия, что приводит к возникновению АЭ.

Главные источники АЭ - процессы пластической деформации, связанные с появлением, движением и исчезновением дефектов кристаллической решетки: трещин, фазовых превращений, двойникования и скольжения.

На практике широко оперируют электрическими сигналами, поэтому целесообразно ввести понятие электрического сигнала АЭ, получаемого как электрический сигнал на выходе приемного преобразователя. Эти сигналы можно характеризовать такими параметрами, как общее число импульсов, суммарная АЭ, интенсивность АЭ, уровень (сигналов) АЭ, амплитуда АЭ, амплитудное распределение, энергия (сигнала) АЭ, спектральная плотность (сигналов) АЭ.

Общее число импульсов - это число зарегистрированных импульсов дискретной АЭ за исследуемый интервал времени.

					Экспериментальные методы технического обследования	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		94

Суммарная АЭ представляет собой число зарегистрированных превышений сигналом АЭ установленного уровня ограничения (дискриминации) за исследуемый интервал времени.

Активность АЭ - это общее число импульсов, отнесенное к единице времени.

Уровнем АЭ называется среднее квадратическое значение сигнала в рассматриваемый интервал времени.

Амплитудой АЭ является максимальное значение сигнала АЭ в течение выбранного интервала времени.

Амплитудное распределение - это распределение 5 амплитуд АЭ за исследуемый интервал времени.

Энергия (сигнала) АЭ - это энергия, выделяемая в месте измерения в исследуемой полосе частот за выбранный интервал времени.

Спектральная плотность (сигналов) АЭ представляет собой распределение сигналов АЭ по частотам энергии

Характерной особенностью АЭ при повторном нагружении является быстрое уменьшение числа импульсов АЭ и их амплитуд при последующих нагружениях. Это явление называется эффектом Кайзера. Кратко эффект Кайзера можно сформулировать как явление невоспроизводимости АЭ при повторном нагружении вплоть до максимальной нагрузки предшествующего нагружения.

Абсолютное исчезновение АЭ при повторном нагружении должно свидетельствовать о том, что материал не повреждается и, следовательно, усталостного разрушения не будет при любом числе циклов напряжения. Если же при повторных нагружениях значения параметров АЭ уменьшаются в малой степени, то, следовательно, идет быстрое накопление повреждений, и, соответственно, быстрое усталостное разрушение объекта.

					Экспериментальные методы технического обследования	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		95

Для обнаружения всех опасных источников сигналов в процессе АЭ-контроля производят оперативное накопление и обработку данных. Накопление производят после выделения параметров сигналов АЭ. При наличии цифровых регистраторов используется запоминание сигналов АЭ с целью последующего анализа процесса. После обработки принятых сигналов результаты контроля представляют в виде идентифицированных и классифицированных источников АЭ.

Классификацию источников АЭ выполняют с использованием следующих параметров сигналов: суммарный счет, число импульсов, амплитуда (амплитудное распределение), энергия (либо энергетический параметр), скорость счета, активность, концентрация источников АЭ. В систему классификации также входят параметры контролируемого объекта и время. Выявленные и идентифицированные источники АЭ рекомендуется разделять на четыре класса - I, II, III, IV.

Источник I класса - пассивный источник.

Источник II класса - активный источник.

Источник III класса - критически активный источник.

Источник IV класса - катастрофически активный источник.

Для регистрации волн акустической эмиссии используют аппаратуру, работающую в широком интервале частот - от кГц до МГц.

При испытании объекта или в процессе его эксплуатации приложение нагрузки приводит к возникновению в зоне предразрушения акустического сигнала. Информация о времени распространения сигнала, его амплитуде, частотном спектре и т.п. воспринимается пьезоэлектрическими акустическими датчиками - преобразователями акустической эмиссии (ПАЭ), расположенными на поверхности контролируемой конструкции. Обработка полученной информации служит основанием для заключения о природе, месте расположения и росте дефекта.

					Экспериментальные методы технического обследования	Лис
						96
<i>Изм.</i>	<i>Лис</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпис</i>	<i>Дат</i>		

—Оживающий при нагружении контролируемого объекта дефект конструкции сигнализирует автоматически о своем статусе, что позволяет формировать —правильную систему классификации дефектов по степени их опасности и адекватные критерии бракования. Однако максимальная наглядность при обнаружении дефекта проявляется лишь в том случае, когда в объекте присутствуют катастрофически активные источники АЭ. Последние свидетельствуют о наступлении конечной стадии в жизни объекта, связанной с ускоренным ростом трещины, либо с общей потерей устойчивости. И то, и другое приводит к отказу, завершающим этапом которого является разрушение объекта.

Достоинством данного метода являются:

- высокой чувствительностью к растущим дефектам;
- возможностью выявления опасных (развивающихся) дефектов;
- интегральностью, т.е. возможностью контроля одним или несколькими неподвижными датчиками всего объекта;
- малой чувствительностью к положению и ориентации дефекта;
- возможностью контроля труднодоступных зон;
- широким диапазоном применения по материалам;
- возможностью проведения контроля процессов изменения свойств и напряженно-деформированного состояния материала объекта;
- возможностью диагностирования объектов без полной разборки и снятия изоляции.

К недостаткам метода, ограничивающим его применение, следует отнести его чувствительность только к динамическим дефектам, высокую трудоемкость, потребность в высококвалифицированных специалистах, трудность выделения сигналов акустической эмиссии из помех, сложность интерпретации полученных результатов.

Необходимость для реализации метода акустико-эмиссионного контроля деформирования материала контролируемого объекта можно

					Экспериментальные методы технического обследования	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		97

отнести к основным недостаткам. Поскольку только при этом условии разнообразные дефекты структуры как концентраторы напряжений излучают дискретные акустические волны упругой разгрузки металла.

Весьма серьезным недостатком является чувствительность к разнообразным помехам, в том числе электромагнитным, радиовибрационным, климатическим, акустическим и прочим. Статистика показывает, что при АЭ-контроле промышленных объектов более 90% зарегистрированных сигналов относится к акустическим помехам. Поэтому, как никакой другой, АЭ-метод требует тщательной методической обработки для получения положительных результатов. При этом остается актуальной идентификация дефекта по характеристикам акустических сигналов. Обычно эта задача решается с использованием отбраковки акустических помех по признаку —сигнал/помеха, получаемому после цифровой обработки формы импульса, излученного источниками-дефектами, и акустических помех.

Основные задачи, решаемые АЭ-методом:

- выявление разнообразных дефектов материала, в том числе развивающихся трещин, коррозионных поражений, мест эрозионного износа с определением их местоположения на контролируемом объекте;
- контроль герметичности корпусных конструкций в режиме течеискания и выявление сквозных дефектов, в том числе свищей, коррозионных проеданий и неплотностей соединений;
- контроль сварных швов непосредственно в процессе сварки и в период остывания;
- выявление районов повышенной напряженности и перегруженности конструкций по регистрации зон локальных пластических деформаций и общей текучести материала.

					Экспериментальные методы технического обследования	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		98

Учитывая оперативность оценки состояния объекта, особенно крупногабаритного, то приведенные выше возможности АЭ-метода ставят его вне конкуренции со всеми известными на сегодня методами НК.

АЭ-метод выступает как самостоятельный, если по его оценке, полученной на основании критериального анализа зарегистрированной АЭ-информации от источников-дефектов, состояние объекта признается удовлетворительным. В противном случае для окончательной оценки привлекаются дополнительные методы НК. Наибольшую надежность оценки дает применение АЭ-метода в комплексе с такими традиционными методами, как визуально-оптический, капиллярный, магнитопорошковый, ультразвуковой, рентгеновский. Эффективность комплексного контроля в этом случае определяется тем, что в задачу АЭ-метода входит выявление АЭ-активных источников и определение их координат или зон их расположения, обеспечивающих многократную минимизацию объемов последующего контроля традиционными методами. Последние дополняют предварительную АЭ-оценку состояния объекта сведениями о геометрических параметрах и степени опасности выявленных дефектов (размерах, форме, ориентации и глубине залегания).

### **4.3 Технологический расчет не велированием**

#### **4.3.1 Определение максимальной осадки основания наружного контура днища резервуара**

При сдаче в эксплуатацию вновь построенных резервуаров проводится их геодезическое обследование, которое заключается в проверке геометрических параметров смонтированных конструкций.

При приемке резервуаров в эксплуатацию проводят испытания конструкций резервуаров в соответствии с требованиями: «Несущие и ограждающие конструкции»[37]; «Инструкция по изготовлению и монтажу вертикальных цилиндрических резервуаров»[38].

					Экспериментальные методы технического обследования	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		99

## Исходные данные

Нивелирование окраек днища резервуара выполнено геометрическим методом нивелиром и нивелирной рейкой в 27 точках, расположенных в местах соединения окраек с вертикальными швами первого пояса. Нумерация точек нивелирования нанесена на стенку резервуара, совпадает с нумерацией вертикальных сварных швов и ведётся от ближайшего к шахтной лестнице монтажного шва по часовой стрелке. Нивелирование окраек днища проведено относительно репера Вр-II, расположенного в фундаменте мачты молниеотвода.

Для высотной привязки обследуемого резервуара к реперу Вр-II выполняется замкнутый нивелирный ход через любую точку нивелирования окрайки днища резервуара. Эту точку, для которой в результате обработки результатов замкнутого нивелирного хода определяют абсолютную отметку, называют рабочим репером.

Нивелирование 27 точек окрайки днища резервуара выполнено с 3-х станций методом «из середины» через рабочий репер рисунок 12

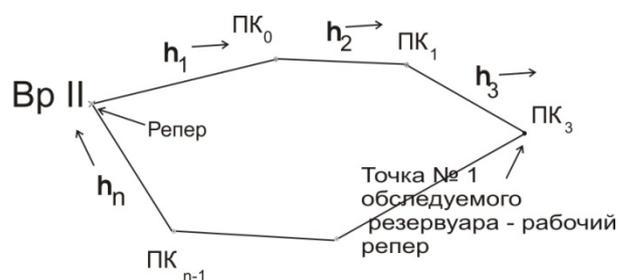


Рисунок 12. Пример схемы замкнутого нивелирного хода через одну точку днища резервуара

Таблица 4.3.1 – Исходные данные

Номер рабочего репера резервуара	Высотная отметка рабочего репера, мм	Расстояние между станциями и пикетами	Пикетные точки (станция 1/станция 2/станция 3)
ПК 6	71764	50	6,15/15,24/24,6

					Экспериментальные методы технического обследования	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		100

Таблица 4.3.2 - Журнал регистрации нивелирных отметок по достижении максимального уровня налива

№ станции	№ пи-кетов и про-межу-точных точек	Отсчёты по рейкам, мм			Превышения, мм			Горизонт инстру-мента, мм	Отметки Н <sub>абс</sub> , мм	
		задняя <i>a</i>	перед-няя <i>b</i>	про-межу-точная <i>c</i>	наб-люда-емые	средние	Исправ-ленные			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
1	ПК6	2512						74276	71764	
		7125								
	7			2508					71768	
	8			2511					71765	
	9			2510	12				71766	
	10			2512		13	9,8		71764	
	11			2513	14				71763	
	12			2513					71763	
	13			2511					71765	
	14			2509					71767	
	ПК15		2500							
			7111							
2	ПК15	0555						72328,8	71773,8	
		5319								
	16			0557					71771,8	
	17			0556					71772,8	
	18			0531	5				71797,8	
	19			0533		6,5	3,3		71795,8	
	20			0528	8				71800,8	
	21			0529					71799,8	
	22			0539					71789,8	
	23			0539					71789,8	
	ПК24		0550							
			5311							
3	ПК24	1307						73084,2	71777,2	
		6073								
	25			1297					71787,2	
	26			1301					71783,2	
	27			1302	-9				71782,2	
	1			1291		-10	-13,2		71793,2	
	2			1298	-11				71786,2	
	3			1319					71765,2	
	4			1317					71767,2	
	5			1316					71768,2	
	ПК6		1316						71764	
			6084							
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат	Экспериментальные методы технического обследования				Лис	101

Общий контроль	$\Sigma a = 22891$	$\Sigma h = 19$	$\Sigma h_{cp} = 9,5$
	$\Sigma b = 22872$	$\frac{1}{2} \Sigma h = 9,5$	$\frac{1}{2}(\Sigma a - \Sigma b) = 9,5$
$\Sigma h_T = H_K - H_H = 0$			
$fh = \Sigma h_{cp} - \Sigma h_T = 9,5$		$\delta h = -fh/n = -9,5/3 = -3,2; -3,2; -3,2$	
$fh_{доп} = 50 \text{ мм} \cdot \sqrt{L, \text{ км}} = 50 \text{ мм} \cdot \sqrt{0,3} = 27,39$			

**График отклонения от горизонтали  
наружного контура днища резервуара**



Рисунок 11. График отклонения от горизонтали наружного контура днища резервуара.

Точки графика в таблице 4.3.3 смотрите Приложения 1

Вывод: предельное значение не превышено, можно эксплуатировать.

В приложении 2 Таблица 4.3.4 Ведомость измерения горизонтальных углов после монтажа конструкций резервуара.

В Приложении 3 Таблица 4.3.5-Отклонения образующей стенки резервуара перед гидравлическим испытанием.

					Экспериментальные методы технического обследования	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		102

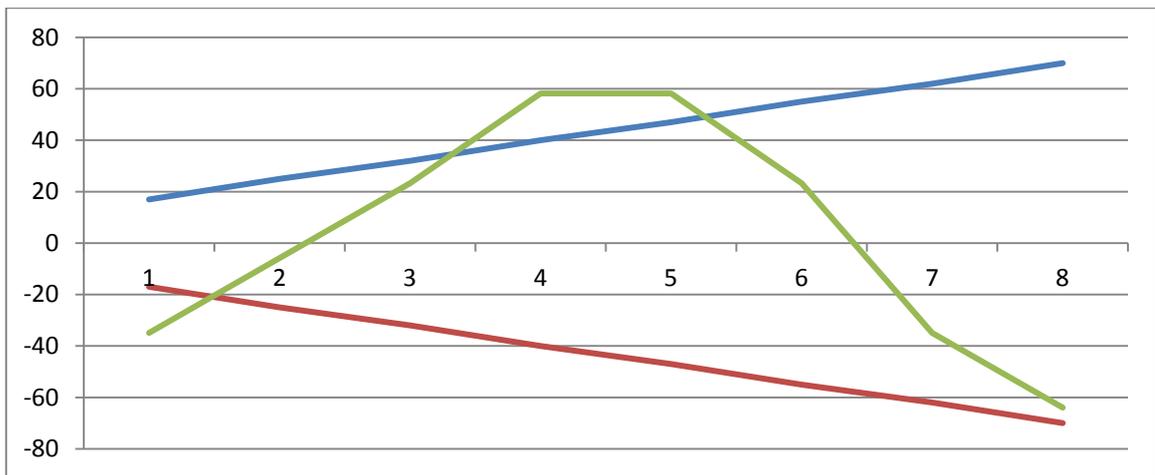


Рисунок 12 - Красный и синий – предельные отклонения, зеленый – отклонения от вертикали

Вывод: пояса 1,4,5 образующей 6 не соответствуют предельному отклонению.

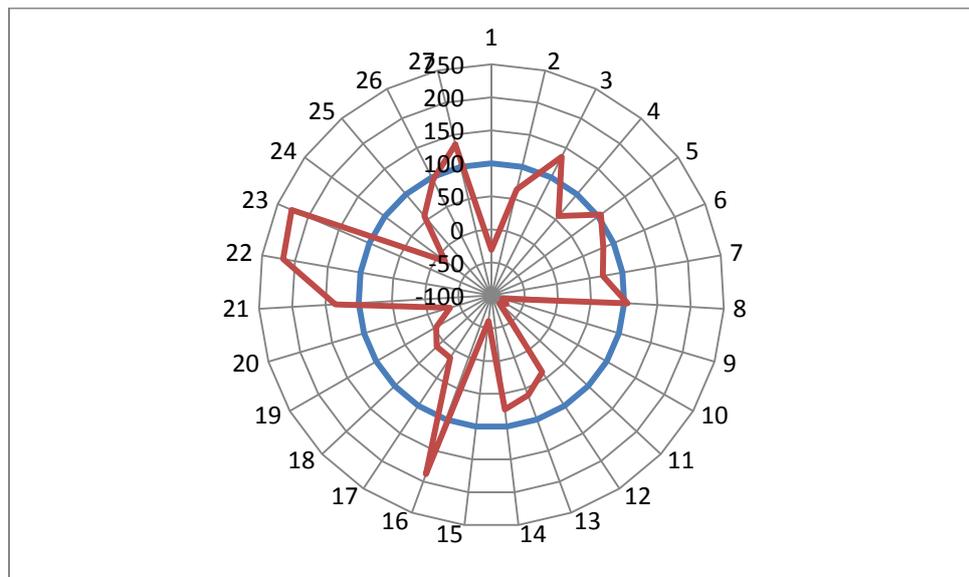


Рисунок 13 - Красный – верхний пояс, синий – уторый шов (нулевая линия).

Вывод: верхний пояс корпуса резервуара имеет наибольшие отклонения от нулевой линии в следующих точках: 1,10,15,16,20,22,23

В результате проделанного технологического расчета, определили максимальную осадку основания наружного контура днища резервуара и пришли к выводу о несоответствии поясов одной из образующих предельному отклонению.

#### 4.4 Анतिकоррозионная защита резервуаров

Антикоррозионная защита резервуаров разрабатывается в соответствии с соблюдением существующих стандартов, конструкции резервуара, условий и срока эксплуатации. Основной ее задачей является снижение и воспрепятствование возникновению коррозионных повреждений конструкций резервуаров. Защита резервуаров от коррозии на этапе проектирования для увеличения срока его эксплуатации предусматривает использование большей толщины листов металла и антикоррозионное покрытие.

Кроме того предусматривают проведение полного осмотра всей поверхности резервуара один раз в пять лет с целью выявления участков повреждений коррозией и разрушений антикоррозионного покрытия.

Выбор антикоррозионных покрытий и допуск металла на коррозию производится в зависимости от показателя воздействия агрессивного влияния среды и в соответствии со стандартами [39].

Антикоррозионная защита резервуаров предусматривает подготовку поверхности для ее нанесения. На этой поверхности не должно быть:

- сварочных брызг, остатков шлака, неровностей на сварочных швах, наплывов;
- следов газовой резки и обрезки;
- остатков элементов монтажа и транспортировки;
- жировых, химических и механических загрязнений;
- острых кромок радиусом меньше 1.5 мм на внешней и 3 мм на внутренней частях резервуара [22].

Особые требования предъявляются к сварочным швам и местам стыковки металла. В этих местах должен быть плавный переход металла, без наплывов и подрезов. Все конструктивные элементы внутри и снаружи резервуара провариваются.

					Экспериментальные методы технического обследования	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		104

Антикоррозийная обработка резервуаров выполняется только на обезжиренные поверхности. При выборе антикоррозийных материалов следует учитывать, что для внутренних поверхностей используют металлизированные и лакокрасочные материалы, а для наружных применяют лакокрасочные. Срок службы этих материалов должен составлять не меньше 10 лет.

Днище резервуара наиболее подвержено коррозии. Поэтому резервуар должен устанавливаться на фундамент, а при установке на грунт, на эту поверхность наносят гидрофобный слой и делают отвод грунтовых и атмосферных вод.

Перед нанесением антикоррозийного слоя поверхность резервуара тщательно очищают от грязи, возможной коррозии и старой краски. Для этого используют железные щетки, шкурки или химический состав, включающий в себя: 5% бутилового спирта, 20% этилового спирта, 35% фосфорной кислоты, 39% воды и 1% гидрохинона. Эту моющую жидкость наносят на поверхность резервуара на время 3-5 минут. Затем поверхность смывают горячей водой, протирают и просушивают.

Для нанесения защитного слоя используют пневматический распылитель. Распыление производится ровным слоем без образования подтеков. Для наружных работ используют антикоррозийное покрытие светлых тонов со светоотражающим эффектом.

Обработанная поверхность резервуара должна иметь единую толщину антикоррозийного покрытия.

Протекторная защита резервуаров от коррозии относится к электрохимической защите. Ее суть заключается в использовании постоянного тока для прекращения коррозионного процесса.

					Экспериментальные методы технического обследования	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		105

Все металлы по гальваническому составу неоднородны. Это и является основным фактором возникновения коррозии в электролитных растворах, к которым относятся подтоварные и пластовые воды. Разрушение происходит, в основном, в тех местах, где наиболее отрицательный потенциал поверхности металла, а участки с положительным потенциалом не разрушаются.

Протекторная защита основывается на превращении всей защищаемой поверхности в один положительный неразрушаемый слой. Положительными анодами в этом случае являются подключаемые к поверхности резервуара электроды металла с отрицательным зарядом, которые называют протекторами.

Защитный ток при применении протекторной защиты возникает при взаимодействии гальванической пары металл резервуара – протектор. Одним из недостатков такой защиты является то, что со временем протекторы теряют свой отрицательный потенциал (изнашиваются), который используется для защиты поверхности резервуара.

Такая защита очень эффективна против локальных типов коррозии металлопроката (язвенной, контактной, питтинговой, коррозионного растрескивания, щелевой). Ее с успехом используют как на монтируемых, так и на используемых резервуарах, так как она останавливает уже начавшиеся коррозионные процессы.

Протекторная защита удачно сочетается с пассивной защитой, которая представлена лакокрасочным покрытием. Такая двойная защита увеличивает срок службы протекторов и обеспечивает равное распределение тока по всей поверхности резервуара соприкасающейся с протектором. Она компенсирует все дефекты на покрытии вызванные монтажом, транспортировкой, эксплуатацией и старением резервуара.

					Экспериментальные методы технического обследования	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		106

Защитный ток в первую очередь воздействует на дефектные участки. При этом в водных растворах происходит выпадение солевого осадка состоящего из магния и кальция, который, в свою очередь, исполняет роль дополнительной защиты.

Протекторную защиту вполне можно использовать в резервуарах без покрытия, что конечно потребует установки дополнительных протекторов. Но если учитывать большую трудоемкость выполнения лакокрасочных работ, то этот вариант имеет перспективы.

При установке протекторов нужно учитывать величину потенциала протектора. В случае увеличения потенциала может произойти перезащита, при которой происходит выделение водорода или изменяется состав приэлектродного слоя, что, в свою очередь, может вызвать ускорение коррозии. Основным металлом для протекторов являются алюминий, магний и цинк.[39]

**Вывод к главе:**

В заключение главы можно сделать вывод о том, что техническое диагностирование и обслуживание резервуарного парка заключается в периодическом осмотре, плановой организации и своевременном проведении регламентных работ по самим резервуарам, их оборудованию

					Экспериментальные методы технического обследования	Лис
						107
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		

## Глава 5 АНАЛИТИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ АНАЛИЗА ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ.

### 5.1 Расчетная часть основных параметров на прочность

Геометрические параметры РВСП 20000 м<sup>3</sup>: внутренний диаметр основного резервуара 39,9 м, при высоте стенки 17,88 м.

К основным нагрузкам и воздействиям, учитываемым при проектировании, относятся гидростатическое давление нефти, избыточное давление и вакуум, ветровые и снеговые нагрузки, коррозионное воздействие подтоварной воды и температурное воздействие среды. Нагрузки приводят к усилиям и напряжениям, которые вместе с внутренними монтажными напряжениями могут со временем при коррозионном и температурном воздействии среды вызвать разрушение элементов резервуара.

Расчет на прочность для каждого пояса стенки резервуара проводится по формуле (5.1.1):

$$\sigma_x \leq \frac{\gamma_c \cdot R_{un}}{\gamma_m}, \quad (5.1.1)$$

Определяем марку стали, используемой для изготовления стенки для РВС–20000м<sup>3</sup>:

I - VIII пояса: 09Г2С-12

					Технология проведения работ по технологическому обслуживанию резервуара стального типа РВСП – 20000м <sup>3</sup>		
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпис</i>	<i>Дат</i>			
Разраб.		Кирейчев А.А				<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>
РУКОВОД.		Рвляченко А В					<i>Листов</i>
Консульт.							108
Рвк-ль ООП		Брусник О. В.			Аналитические методы анализа технического состояния		173
						НИ ТПУ гр.3-2Б5Д	

Так как для изготовления стенки используются высокопрочная низколегированная сталь марки 09Г2С-12 то в расчете учитывается нормативное сопротивление материала стенки по временному сопротивлению  $R_{un}$

$$R_{un} = \sigma_{sp} = 460 \text{ МПа} - \text{нормативные сопротивления} .$$

Далее производим проверочный расчет прочности стенки РВС–20000 для эксплуатационного периода по фактическим толщинам стенки, полученным при проведении толщинометрии стенки.

Для каждого пояса резервуара по максимальному значению определяем гидростатическое давление:

$$p_x = \gamma_0 \cdot \rho \cdot g \cdot (H - x) + P_{спаб}, \quad (5.1.2)$$

где

$$P_{спаб} = \gamma_{f,s} \cdot P_s^H = 1,2 \cdot 2,5 = 3 \text{ кПа}$$

$P_s^H$  -нормативное значение избыточного давления,  $P_s^H = 2,5 \text{ кПа}$  ;

$\gamma_{fs}$  -коэффициент надежности по избыточному давлению,  $\gamma_{fs} = 1,2$  ;

$\gamma_{f,0}$  – коэффициент надежности по гидростатическому давлению,

$\gamma_0 = 1,0$  ;

$\rho$  - плотность нефти,  $\rho = 900 \text{ кг/м}^3$  ;

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

$H$  – высота стенки резервуара, м;

1 пояс:  $p_1 = 1,0 \cdot 900 \cdot 9,81 \cdot (12 - 0) + 3000 = 108948 \text{ Па}$  ;

2 пояс:  $p_2 = 1,0 \cdot 900 \cdot 9,81 \cdot (12 - 1,5) + 3000 = 95704,5 \text{ Па}$  ;

3 пояс:  $p_3 = 1,0 \cdot 900 \cdot 9,81 \cdot (12 - 3) + 3000 = 81461 \text{ Па}$  ;

4 пояс:  $p_4 = 1,0 \cdot 900 \cdot 9,81 \cdot (12 - 4,5) + 3000 = 69217,5 \text{ Па}$  ;

5 пояс:  $p_5 = 1,0 \cdot 900 \cdot 9,81 \cdot (12 - 6) + 3000 = 55974 \text{ Па}$  ;

6 пояс:  $p_6 = 1,0 \cdot 900 \cdot 9,81 \cdot (12 - 7,5) + 3000 = 42730,5 \text{ Па}$  ;

7 пояс:  $p_7 = 1,0 \cdot 900 \cdot 9,81 \cdot (12 - 9) + 3000 = 29487 \text{ Па}$  ;

					Аналитические методы анализа технического состояния	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		109

$$8 \text{ пояс: } p_8 = 1,0 \cdot 900 \cdot 9,81 \cdot (12 - 10,5) + 3000 = 16243,5 \text{ Па} .$$

Вычисляем значения напряжений в стенке по формуле (5.1.3):

$$\sigma_x = \frac{p_x \cdot r}{t_{\phi,x}}, \quad (5.1.3)$$

где:  $r$ —радиус резервуара;

$t_{\phi x}$ —фактическая толщина стенки резервуара в рассматриваемом сечении;

$P_x$ —гидростатическое давление в рассматриваемом сечении;

$$1 \text{ пояс: } \sigma_1 = \frac{108948 \cdot 22,8}{0,009} = 276,0016 \cdot 10^6 \text{ Па} = 276,0016 \text{ МПа} ;$$

$$2 \text{ пояс: } \sigma_2 = \frac{95704,5 \cdot 22,8}{0,0109} = 200,189 \cdot 10^6 \text{ Па} = 200,189 \text{ МПа} ;$$

$$3 \text{ пояс: } \sigma_3 = \frac{81461 \cdot 22,8}{0,0103} = 180,321 \cdot 10^6 \text{ Па} = 180,321 \text{ МПа} ;$$

$$4 \text{ пояс: } \sigma_4 = \frac{69217,5 \cdot 22,8}{0,0106} = 148,883 \cdot 10^6 \text{ Па} = 148,883 \text{ МПа} ;$$

$$5 \text{ пояс: } \sigma_5 = \frac{55974 \cdot 22,8}{0,0107} = 119,272 \cdot 10^6 \text{ Па} = 119,272 \text{ МПа} ;$$

$$6 \text{ пояс: } \sigma_6 = \frac{42730,5 \cdot 22,8}{0,0109} = 89,381 \cdot 10^6 \text{ Па} = 89,381 \text{ МПа} ;$$

$$7 \text{ пояс: } \sigma_7 = \frac{29487 \cdot 22,8}{0,0107} = 62,832 \cdot 10^6 \text{ Па} = 62,832 \text{ МПа} ;$$

$$8 \text{ пояс: } \sigma_8 = \frac{16243,5 \cdot 22,8}{0,0108} = 34,292 \cdot 10^6 \text{ Па} = 34,292 \text{ МПа} ;$$

Вычисляем допускаемую величину напряжений в стенке резервуара для каждого из поясов. Затем сравниваем допускаемую величину напряжений в стенке резервуара со значениями возникающих напряжений.

$$\frac{\gamma_c \cdot R_{un}}{\gamma_m}, \quad (5.1.4)$$

					Аналитические методы анализа технического состояния	Лис
						110
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		

где  $\gamma_c$  – коэффициент условий работы стенки резервуара при расчете ее на прочность,  $\gamma_c = 0,7$  – для нижнего пояса (с учетом врезок),  $\gamma_c = 0,8$  – коэффициент условий работы остальных поясов резервуара; .

$\gamma_m = 1,1$  – коэффициент надежности по материалу для листовых прокатов, используемых в резервуаростроении, .

$$\text{для I пояса: } \frac{0,7 \cdot 460}{1,1} = 292,727 \text{ Мпа};$$

$$\text{для I пояса: } \frac{0,7 \cdot 460}{1,1} = 292,727 \text{ Мпа};$$

$$\text{для II – VIII поясов: } \frac{0,8 \cdot 460}{1,1} = 334,545 \text{ Мпа};$$

Дальнейшее сравнение действующих и допустимых напряжений показывает, что условие прочности выполняется. Окончательно принимаем по условию прочности стенки резервуара стандартной толщины.

## 5.2. Расчет устойчивости стенки резервуара

Расчет стенки резервуара на устойчивость выполняется с помощью проверки соотношения:

$$\frac{\sigma_{\epsilon}}{\sigma_{\epsilon,кр}} + \frac{\sigma_{\Gamma}}{\sigma_{\Gamma,кр}} \leq \gamma_c \quad (5.2.1)$$

где  $\sigma_{\epsilon}$  – расчетное напряжение сжатия в кольцевом сечении рассматриваемого пояса от суммарного значения вертикальных расчетных внешних нагрузок и воздействий;

$\sigma_{\epsilon,кр}$  – критическое меридиальное напряжение, зависящее от конструктивных параметров стенки, механических свойств ее материала;

$\sigma_{\Gamma}$  – расчетное напряжение сжатия в вертикальном сечении рассматриваемого пояса от суммарного значения горизонтальных расчетных внешних нагрузок и воздействий;

					Аналитические методы анализа технического состояния	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		111

$\sigma_{z.kp.}$  – нижнее критическое напряжение в вертикальном сечении стенки.

Нормативные значения:

снеговая нагрузка  $S_0 = 1,5 \text{ кПа}$ ,

ветровая нагрузка  $\omega_0 = 0,3 \text{ кПа}$ .

Расчетная величина результирующей снеговой нагрузки на крышу:

$$S = S_0 \cdot \mu = 1500 \cdot 1 = 1500 \text{ Па},$$

где  $S_0$  – нормативное значение веса снегового покрова на  $1 \text{ м}^2$  горизонтальной поверхности земли;

– коэффициент перехода от веса снегового покрова земли к снеговой нагрузке на покрытие,  $\mu = 1$ ;

Расчетная величина результирующей ветровой нагрузки на стенку:

$$\omega_m = \omega_0 \cdot k \cdot C = 230 \cdot 1,25 \cdot 0,5 = 201,25 \text{ Па},$$

где  $k$  – коэффициент, учитывающий изменение ветрового давления по высоте в зависимости от типа местности,  $k = 1,25$ ;

$C$  – коэффициент лобового сопротивления резервуара, определяемый по ;  $C = 0,5$

Наиболее нагруженным является 1 пояс резервуара, поэтому необходимо произвести его расчет устойчивости, не учитывая собственный вес стенки первого пояса. Вес части стенки, расположенной выше рассчитываемого пояса:

$$P_{cm}^l = \frac{P_{cm}}{8} \cdot 7 = \frac{165800}{8} \cdot 7 = 145075 \text{ кг} = 1423186,75 \text{ Н} \quad (5.2.2)$$

$$P_k = 112800 \text{ кг} = 1106568 \text{ Н} \quad (5.2.3)$$

Расчитываем напряжение сжатия в кольцевом сечении 1 пояса по формуле:

$$\sigma_s = \frac{P_k + P_{cm}^l + \pi r^2 (S + p_d)}{2 \pi r t} = \frac{1106568 + 1423186,75 + 3,14 \cdot 22,8^2 (1500 + 600)}{2 \cdot 3,14 \cdot 22,8 \cdot 0,009} = 1,778 \cdot 10^6 \text{ Па}$$

					Аналитические методы анализа технического состояния	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		112

Рассчитываем критическое меридиальное напряжение в соответствии с требованиями :

$$\text{Т.к. } \frac{r}{t} = \frac{22,8}{0,009} = 753,85 > 300, \text{ то :}$$

$$\sigma_{в.кр.} = c \cdot E \cdot \frac{t}{r} = 0,06 \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 10^6 \cdot \frac{0,009}{22,8} = 8,00346 \cdot 10^6 \text{ Па ,}$$

гдес – параметрический коэффициент, определяемый по условиям [16],  $c = 0,06$ , для  $r/t \geq 2500$ ;

$E$  – модуль упругости;  $E = 2,06 \cdot 10^5$  МПа.

Рассчитываем напряжение сжатия в вертикальном сечении I пояса по формуле:

$$\sigma_{\Gamma} = \frac{r \cdot (p_d + \omega_m)}{t} = \frac{22,8 \cdot (600 + 201,25)}{0,012} = 0,06677 \cdot 10^6 \text{ Па.}$$

Рассчитываем нижнее критическое напряжение в вертикальном сечении стенки в соответствии с требованиями :

$$\sigma_{г.кр.} = 0,55 \cdot E \cdot \frac{r}{H} \left( \frac{t_{cp}}{2} \right)^{3/2} = 0,55 \cdot 2,06 \cdot 10^{11} \cdot \frac{22,8}{12} \cdot \left( \frac{0,012}{2} \right)^{3/2} = 100,048 \cdot 10^6 \text{ Па}$$

Проверяем выполнение условия устойчивости стенки от вертикальных и горизонтальных внешних нагрузок:

$$\sigma_{г} = 1,778 \text{ МПа} < \sigma_{в.кр} = 8,00346 \text{ МПа};$$

$$\sigma_{\Gamma} = 0,06677 \text{ МПа} < \sigma_{г.кр} = 100,048 \text{ МПа.}$$

Проверяем соблюдение условия общей устойчивости стенки:

$$\frac{\sigma_{в}}{\sigma_{в.кр}} + \frac{\sigma_{\Gamma}}{\sigma_{\Gamma.кр}} \leq \gamma_c, \dots\dots\dots(5.2.4)$$

где  $\gamma_c = 1$  – коэффициент условий работы стенки РВС при расчете ее на устойчивость.

$$\frac{1,778}{8,00346} + \frac{0,06677}{100,048} = 0,2259 < \gamma_c = 1.$$

Условие общей устойчивости стенки выполняется.

					Аналитические методы анализа технического состояния	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		113

## **Глава 6. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ, РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ**

В процессе ремонтных работ, в частности, работ по очистке, диагностике и обслуживанию резервуаров вертикальных стальных является одной из приоритетных направлений деятельности в процессах эксплуатации резервуаров для хранения нефти и нефтепродуктов.

На данный момент компания «Транснефть» уже не первый год транспортирует нефть, следовательно, резервуары введены в эксплуатацию достаточно давно. С годами себестоимость работ по ремонту, очистке и обслуживанию данных резервуаров лишь растет.

В настоящее время перспективность научного исследования определяется не столько масштабом открытия, оценить которое на первых этапах жизненного цикла высокотехнологического и ресурсоэффективного продукта бывает достаточно трудно, сколько коммерческой ценностью разработки. Оценка коммерческой ценности разработки является необходимым условием при поиске источников финансирования для проведения научного исследования и коммерциализации его результатов в отраслях эксплуатации хранения нефти и нефтепродуктов.

### **6.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения**

#### **6.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования**

Для анализа потребителей результатов исследования необходимо рассмотреть целевой рынок и провести его сегментирование.

Целевой рынок – сегменты рынка, на котором будет продаваться в будущем разработка. В свою очередь, сегмент рынка – это особым образом

					Технология проведения работ по технологическому обслуживанию резервуара стального типа РВСП – 20000м <sup>3</sup>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпис</i>	<i>Дат</i>				
Разраб.		Кирейчев А.А			Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность, ресурсосбережение	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
Руковод.		Рудаченко А.В					114	173
Консульт.		Рыжакина Т.Г				НИ ТПУ гр.3-2Б5Д		
Рвк-ль ООП		Брусник О. В.						

выделенная часть рынка, группы потребителей, обладающих определенными общими признаками.

Сегментирование – это разделение покупателей на однородные группы, для каждой из которых может потребоваться определенный товар (услуга).

Критерии сегментирования можно применять различные. Они могут быть географические, демографические, поведенческие. Также немаловажно учитывать возраст, пол, национальность, образование, доход, интересы и многие другие критерии для физических лиц.

Целесообразно выбрать два наиболее значимых критерия: размер компании на территории РФ и отрасль деятельности компании (Таблица 6.1.1).

Касаемо отраслей, не все предприятия могут пользоваться данным исследовательским проектом, а только нефтяная промышленность. Отсюда вытекает географический критерий, потому что не всякий регион и не всякая страна имеет газовые и нефтяные ресурсы.

Таблица 6.1.1 – Карта сегментирования рынка услуг по ремонтным работам резервуаров

		Отрасль	
		Нефтедобывающие предприятия	Нефтеперерабатывающие предприятия
Размер компании	Крупные		
	Средние		
	Мелкие		

Транснефть
  Газпром
  Атомконверс
  Новатэк
  Норд Империял

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность, ресурсосбережение	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		115

По таблице можно сделать вывод о том, что основные сегменты рынка – крупные и малые компании. Это означает, что наиболее перспективным сегментом в отраслях нефтедобычи и нефтепереработки для формирования спроса является группа независимых крупных и малых нефтедобывающих компаний.

### 6.1.2 Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

При ведении собственного производства необходим систематический анализ конкурирующих разработок во избежание потери занимаемой ниши рынка, так как рынок пребывает в постоянном движении. Периодический анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности позволяет оценить эффективность научной разработки по сравнению с конкурирующими предприятиями. Из наиболее влияющих предприятий–конкурентов в области хранения нефти: ПАО «Транснефть» и ПАО «Газпром».

Целесообразно проводить данный анализ с помощью оценочной карты, пример которой приведен в таблице 6.1.2.:

Таблица 6.1.2 - Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений (разработок)

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Б <sub>ф</sub>	Б <sub>к1</sub>	Б <sub>к2</sub>	К <sub>ф</sub>	К <sub>к1</sub>	К <sub>к2</sub>
<b>Технические критерии оценки ресурсоэффективности</b>							
1.Повышение производительности труда	0,15	5	5	4	0,75	0,75	0,60
2.Удобство в эксплуатации	0,15	5	1	4	0,75	0,15	0,60

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность, ресурсосбережение			Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат				116

2. Надежность	0,1	5	4	4	0,5	0,4	0,4
4. Безопасность	0,1	5	4	4	0,5	0,4	0,4
5. Энергоэкономичность	0,15	5	4	3	0,75	0,60	0,45
<b>Экономические критерии оценки эффективности</b>							
1. Цена	0,2	5	3	4	1,0	0,6	0,8
2. Конкурентоспособность продукта	0,05	4	4	3	0,2	0,2	0,15
3. Финансирование научной разработки	0,05	2	5	4	0,1	0,25	0,2
4. Срок выхода на рынок	0,05	4	5	4	0,2	0,25	0,2
<b>Итого</b>	<b>1</b>	<b>40</b>	<b>39</b>	<b>30</b>	<b>4,75</b>	<b>3,6</b>	<b>3,8</b>

$B_{\phi}$  – продукт проведенной исследовательской работы;

$B_{k1}$  – ПАО «Транснефть»;

$B_{k2}$  – ПАО «Газпром».

Анализ конкурентных технических решений определяется по формуле:

$$K = \sum B_i \cdot B_i,$$

где  $K$  – конкурентоспособность научной разработки или конкурента;

$B_i$  – вес показателя (в долях единицы);

$B_i$  – балл  $i$ -го показателя.

Конкурентоспособность разработки составила 4,75, в то время как двух других аналогов 3,6 и 3,8 соответственно. Результаты показывают, что данная научно-исследовательская разработка по очистке, диагностике и обслуживанию резервуаров вертикальных стальных является

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность, ресурсосбережение	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		117



	оборудования и совершенствования технологических процессов.	поставщиков. 5. Высокий уровень цен на выпускаемую продукцию.
<b>Возможности:</b> 1. Малое количество посредников на территории Томской области. 2. Небольшое количество конкурентов на территории Томской области.	<b>Сильные стороны и возможности:</b> 1. Эффективное использование ресурсов производства. 2. Оптимизация количества посредников за счет постоянных и проверенных поставщиков (пользоваться услугами постоянных поставщиков).	<b>Слабые стороны и возможности:</b> 1. Создание эффективной системы мотивации и стимулирования для сотрудников. 2. Нарботка и укрепление конкурентных преимуществ продукта.
3. Высокое качество поставляемых ресурсов	3. Поддержание увеличения спроса и выхода на новые рынки сбыта товара за счет высокого качества продукции.	3. Модернизация оборудования. 4. Внедрение технологии 5. Выбор оптимального поставщика и заключение договорных отношений

## 6.2 Анализ производственных затрат

### 6.2.1 Структура работ в рамках научного исследования

Для выполнения научных исследований формируется рабочая группа, в состав которой входят научный руководитель и студент. Составим перечень этапов работ и распределим исполнителей по данным видам работ с календарным и сетевым графиком проекта. График представлен в таблице 6.2.1

Таблица 6.2.1 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность, ресурсосбережение	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		119

Название	Длительность, дни	Дата начала работ	Дата окончания работ	Состав участников
Изучение литературы, составление литературного обзора	40	11.01.20	28.02.20	Руководитель Исполнитель
Расчет математического модели	31	01.03.20	31.03.20	Исполнитель
Обсуждение полученных результатов	14	01.04.20	15.04.20	Исполнитель
Оформление выводов	18	20.04.20	02.05.20	Руководитель Исполнитель
Оформление пояснительной записки	21	03.05.20	24.05.20	Руководитель Исполнитель
<b>Итого:</b>	124	11.01.20	25.05.20	

### 6.2.2 Определение трудоемкости выполнения работ

Трудовые затраты в большинстве случаев образуют основную часть стоимости разработки, поэтому важным моментом является определение трудоемкости работ каждого из участников научного исследования. Для определения, ожидаемого (среднего) значения трудоемкости используется следующая формула:  $t_{ож\ i}$

$$t_{ож\ i} = \frac{3t_{\min\ i} + 2t_{\max\ i}}{5},$$

где  $t_{ож\ i}$  – ожидаемая трудоемкость выполнения  $i$ -ой работы чел.-дн.;  $t_{ож\ i}$

$t_{\min\ i}$  – минимально возможная трудоемкость выполнения заданной  $i$ -ой работы (оптимистическая оценка: в предположении наиболее благоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн.;

$t_{\max\ i}$  – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной  $i$ -ой работы (пессимистическая оценка: в предположении наиболее неблагоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн.

Исходя из ожидаемой трудоемкости работ, определяется продолжительность каждой работы в рабочих днях, учитывающая параллельность выполнения работ несколькими исполнителями. Такое вычисление необходимо для обоснованного расчета заработной платы, так

					Лис
					120
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат	

как удельный вес зарплаты в общей сметной стоимости научных исследований составляет около 65%.

$$T_{pi} = \frac{t_{ожi}}{Ч_i},$$

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

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

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

В качестве примера рассчитаем продолжительность 1 работы – откачка и дегазация резервуара (после диагностики):

$$t_{ожi} = \frac{3t_{\min} + 2t_{\max i}}{5} = \frac{3 \cdot 1 + 2 \cdot 3}{5} = 1,8 \text{ чел-дн};$$

$$T_{pi} = \frac{t_{ожi}}{Ч_i} = \frac{1,8}{1} = 1,8 \text{ дн.}$$

### 6.2.3 Разработка графика проведения научного исследования

Диаграмма Ганта – это тип столбчатых диаграмм (гистограмм), который используется для иллюстрации календарного плана проекта, на котором работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ в табл. 6.2.3

Таблица 6.2.3 – Календарный план график проведения НИОКР по теме

Вид работ	Исполнители	Т <sub>к</sub> , кал,дн	Продолжительность выполнения работ													
			январь		февраль			март			апрель			май		
			2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	
Изучение литературы, составление литературного обзора	Исполнитель, руководитель	40	[затененная область]													
Расчет на Математическо й модели	Исполнитель	31						[затененная область]								



затраты на оформление документации.

Результаты по данной статье указаны в табл. 6.2.4.1

Таблица 6.2.4.1 – Материальные затраты

Наименование	Ед. изм.	Количество			Цена за ед., т.руб.			Затраты на материалы, ( ), т.руб.З <sub>м</sub>		
		Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3
Деэмульгатор	т	20	25	24	80	80	80	1600	2000	1920
Канцелярские товары (бумага)	шт.	3	4	3	2	2	2	6	8	6
<b>ИТОГО:</b>								<b>1606</b>	<b>2008</b>	<b>1926</b>

#### 6.2.4.2 Расчет затрат на специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ

В данную статью включают все затраты, связанные с приобретением специального оборудования (приборов, контрольно-измерительной аппаратуры, стенов, устройств и механизмов), необходимого для проведения работ по конкретной теме (табл. 6.2.4.2). Определение стоимости спецоборудования производится по действующим прейскурантам, а в ряде случаев по договорной цене.

Таблица 6.2.4.2 – Расчет затрат по статье «Спецоборудование для научных работ»

Наименование	Ед.изм.	Количество			Цена за ед., т.руб			Затраты на оборудования, (З <sub>м</sub> ), т.руб.		
		Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3
Испытательный стенд	т	1	2	2	50	40	30	50	80	60

Программное обеспечение	шт	2	1	1	4	4	4	8	4	4
Компьютер	шт	2	1	1	30	50	40	60	50	40
Монитор	шт	2	2	2	5	7	7	10	14	14
ИТОГО:								<b>128</b>	<b>148</b>	<b>118</b>

### 6.2.4.3 Основная заработная плата

В настоящую статью включается основная заработная плата научных и инженерно–технических работников, рабочих макетных мастерских и опытных производств, непосредственно участвующих в выполнении работ по данной теме. Величина расходов по заработной плате определяется исходя из трудоемкости выполняемых работ и действующей системы оплаты труда. В состав основной заработной платы включается премия, выплачиваемая ежемесячно из фонда заработной платы (размер определяется Положением об оплате труда). Расчет основной заработной платы сводим в табл. 6.2.4.3

Таблица 6.2.4.3 – Расчет основной заработной платы

Исполнители	З <sub>б</sub> , руб.	k <sub>р</sub>	З <sub>м</sub> , руб	З <sub>дн</sub> , руб.	Т <sub>р</sub> , раб.дн.	З <sub>осн</sub> , руб.
Руководитель	28944,94	1,3	37628,42	1889,86	64	120950,9
Исполнитель	11400	1,3	14820	774,51	88	52427,76

Статья включает основную заработную плату работников, непосредственно занятых выполнением проекта, (включая премии, доплаты) и дополнительную заработную плату:

$$Z_{зп} = Z_{осн} \cdot Z_{доп} ,$$

Где Z<sub>осн</sub> , Z<sub>доп</sub> – основная и дополнительная заработная плата ;

Основная заработная плата (Z<sub>осн</sub>) руководителя (лаборанта, инженера) от предприятия (при наличии руководителя от предприятия)

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность, ресурсосбережение	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		124

рассчитывается по следующей формуле:

$$Z_{осн} = Z_{дн} \cdot T_p,$$

Где  $Z_{осн}$  – основная заработная плата одного работника;

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

$Z_{дн}$  – среднедневная заработная плата работника, руб. Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{дн} = \frac{Z_m \cdot M}{F_d},$$

Где  $Z_m$  – месячный должностной оклад работника, руб.;  $M$  – количество месяцев работы без отпуска в течение года:

при отпуске в 24 раб. дня  $M = 11,2$  месяца, 5 – дневная неделя;

при отпуске в 48 раб. дней  $M = 10,4$  месяца, 6 – дневная неделя;

$F_d$  – действительный годовой фонд рабочего времени научно – технического персонала, раб.дн.

Таблица 6.2.4.3 – Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководитель	Исполнитель
Календарное число дней	365	365
Количество нерабочих дней –выходные дни –праздничные дни	118	118
Потери рабочего времени –отпуск –невыходы по болезни	24	48
Действительный годовой фонд рабочего времени	223	199

#### 6.2.4.4 Дополнительная заработная плата исполнителей тем

В данную статью включается сумма выплат, предусмотренных законодательством о труде, например, оплата очередных и

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность, ресурсосбережение	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		125

дополнительных отпусков; оплата времени, связанного с выполнением государственных и общественных обязанностей; выплата вознаграждения за выслугу лет и т.п. (в среднем – 12 % от суммы основной заработной платы).

Дополнительная заработная плата рассчитывается исходя из 15% от основной заработной платы, работников, непосредственно участвующих в выполнении темы:

$$Z_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} \cdot Z_{\text{осн}},$$

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

$k_{\text{доп}}$  – коэффициент дополнительной зарплаты;

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

В табл. 6.2.4.4 приведена форма расчёта основной и дополнительной заработной платы.

Таблица 6.2.4.4 – Заработная плата исполнителей НТИ

Заработная плата	Руководитель	Исполнитель
Основная зарплата	120950,9	52427,76
Дополнительная зарплата	18142,64	–
Итого по статье $C_{\text{зп}}$	139093,54	52427,76

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

Статья включает в себя отчисления во внебюджетные фонды.

$$Z_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} \cdot (Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}),$$

где  $k_{\text{внеб}} = 27,1\%$  - коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд обязательного медицинского страхования и пр.).

Отчисления во внебюджетные фонды рекомендуется представлять в табличной форме (табл. 6.2.4.5).

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность, ресурсосбережение	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		126

Таблица 6.2.4.5– Отчисления на социальные нужды

	Руководитель	Исполнитель
Зарплата	139093,54	52427,76
Отчисления на социальные нужды	37694,35	14207,92

#### 6.2.4.6 Накладные расходы

Накладные расходы учитывают прочие затраты организации, не попавшие в предыдущие статьи расходов: печать и ксерокопирование материалов исследования, оплата услуг связи, электроэнергии, почтовые и телеграфные расходы, размножение материалов и т.д. Их величина определяется по следующей формуле:

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

где  $k_{нр}$  – коэффициент, учитывающий накладные расходы.

Величину коэффициента накладных расходов можно взять в размере 16%.

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

Определение бюджета затрат на научно–исследовательский проект по каждому варианту исполнения приведен в таблице 4.8.

Таблица 6.2.4.7 – Расчет бюджета затрат НИИ

Наименование статьи	Сумма, руб		
	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3
1. Материальные затраты НИИ	1606000	2008000	1926000
2. Затраты на специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ	128000	148000	118000
3. Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	173378,66		
4. Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы	18142,64		
5. Отчисления во внебюджетные фонды	51902,27		
6. Накладные расходы	316387,77	383907,8	365987,8
7. Бюджет затрат НИИ	2293011,57	2879307,57	2745307,57

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность, ресурсосбережение	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		127

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

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

Интегральный показатель финансовой эффективности научного исследования получают в ходе оценки бюджета затрат двух вариантов исполнения научного исследования (таблица 6.3.1). Для этого наибольший интегральный показатель реализации технической задачи принимается за базу расчета (как знаменатель), с которым соотносятся финансовые значения по всем вариантам исполнения.

Таблица 6.3.1 – Группировка затрат по статьям аналогов разработки

Затраты по статьям						
Сырье, материалы (за вычетом возвратных отходов), покупные изделия и полуфабрикаты	Специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ	Основная заработная плата	Дополнительная заработная плата	Отчисления на социальные нужды	Накладные расходы	Итого себестоимость
1606000	128000	173378,66	18142,64	51902,27	316387,77	2293011,57
2008000	148000	173378,66	18142,64	51902,27	383907,8	2879307,57
1926000	118000	173378,66	18142,64	51902,27	365987,8	2745307,57

Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:

$$I_{финр}^{исп1} = \frac{\phi_{р1}}{\phi_{мак}} = \frac{2293011,57}{2879307,57} = 0,80,$$

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность, ресурсосбережение	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		128

$$I_{финр}^{исп2} = \frac{\phi_{\rho2}}{\phi_{мак}} = \frac{2879307,57}{2879307,57} = 1,$$

$$I_{финр}^{исп3} = \frac{\phi_{\rho3}}{\phi_{мак}} = \frac{2745307,57}{2879307,57} = 0,95,$$

где  $I_{финр}^{испi}$  – интегральный финансовый показатель разработки;  $\phi_{\rho i}$  – стоимость i-го варианта исполнения;  $\phi_{мак}$  – максимальная стоимость исполнения научно-исследовательского проекта (в т.ч. аналоги).

Полученная величина интегрального финансового показателя разработки отражает соответствующее численное удешевление стоимости разработки в разы.

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

$$I_m^a = \sum_{i=1}^n a_i \cdot b_i^a,$$

$$I_m^a = \sum_{i=1}^n a_i \cdot b_i^p$$

где  $I_m^a$  – интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов;  $a_i$  – весовой коэффициент i-го параметра;  $b_i^a$  – бальная оценка i-го параметра для аналога и разработки, устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания;  $n$  – число параметров сравнения.

Расчет интегрального показателя ресурсоэффективности приведен в таблицу 6.3.2.

Таблица 6.3.2 – Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта

Критерии	Весовой коэффициент параметра	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3
1. Способствует росту производительности труда	0,1	4	3	5
2. Удобство в эксплуатации	0,15	5	5	3
3. Помехоустойчивость	0,15	5	5	4
4. Энергосбережение	0,2	5	4	4
5. Надежность	0,25	5	5	4
6. Материалоемкость	0,15	5	5	3
ИТОГО	1	4,7	4,25	3,8

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

$$I_{p-исп.2} = 4 \cdot 0,1 + 5 \cdot 0,15 + 5 \cdot 0,15 + 4 \cdot 0,2 + 5 \cdot 0,25 + 5 \cdot 0,15 = 4,7$$

$$I_{p-исп.3} = 5 \cdot 0,1 + 3 \cdot 0,15 + 4 \cdot 0,15 + 4 \cdot 0,2 + 4 \cdot 0,25 + 3 \cdot 0,15 = 3,8$$

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

$$I_{исп1} = \frac{I_{p-исп.1}}{I_{финр.1}} = \frac{4,25}{0,80} = 5,31 ,$$

$$I_{исп2} = \frac{I_{p-исп.2}}{I_{финр.2}} = \frac{4,7}{1} = 4,7 ,$$

$$I_{исп3} = \frac{I_{p-исп.3}}{I_{финр.3}} = \frac{3,8}{0,95} = 4 ,$$

Сравнение интегрального показателя эффективности текущего проекта и аналогов позволит определить сравнительную эффективность проекта (табл. 6.3.3).

Сравнительная эффективность проекта:

$$\mathcal{E}_{ср1} = \frac{I_{исп.1}}{I_{испmin}} = \frac{5,31}{4} = 1,33 ,$$

$$\mathcal{E}_{ср2} = \frac{I_{исп.2}}{I_{испmin}} = \frac{4,7}{4} = 1,17$$

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность, ресурсосбережение	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат		130

$$\mathcal{E}_{cp3} = \frac{3}{I_{испmin}} = \frac{4}{4} = 1,$$

где  $\mathcal{E}_{cp}$  – сравнительная эффективность проекта; – интегральный показатель разработки; – интегральный технико - экономический показатель аналога.  $I_{p-исп.i} I_{тэ}^a$

Таблица 4.3.3 – Сравнительная эффективность разработки

№ п/п	Показатели	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3
1	Интегральный финансовый показатель разработки	<b>0,80</b>	1	0,95
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	<b>4,25</b>	4,7	3,8
3	Интегральный показатель эффективности	<b>5,31</b>	4,7	4
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	<b>1,33</b>	1,17	1

Вывод к разделу:

В ходе выполнения работы были рассмотрены следующие вопросы:

– составление календарного плана проекта, на основании которого была построена диаграмма Ганта;

– определение бюджета НТИ. При использовании исполнения 1 потребуется 2293011,57 руб. – это наименьший показатель среди трех рассмотренных вариантов;

– определение ресурсной (ресурсосбережение), финансовой эффективности исследования у исполнения 1 наилучшие показатели.

Разница среди затрат на бюджет НТИ трех исполнений большая. Наименьшая сумма – 2293011,57 руб., а наибольшая – 2879307,57 руб. Учитывая показатели ресурсосберегающей, финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности, целесообразно для проведения исследования будет выбрать вариант 1 исполнения.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность, ресурсосбережение	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		132

## Глава 7. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

### 7.1 Опасные и вредные факторы, присутствующие при выполнении работ по сооружению резервуара.

При сооружение резервуара особую опасность представляют машины и различные технологические установки под напряжением, а также процесс сварочных работ. Резервуар, рассматриваемый в данной работе, находится в Томской области, где преобладает суровый климат и резкие перепады температур. Опасные и вредные факторы, присутствующие при выполнении различных работ указаны в таблице 7.1.1

Таблица 7.1.1 – Основные элементы производственного процесса, формирующие вредные факторы при выполнении работ по сооружению резервуара.

Наименование работ	(ГОСТ 12.0.003-74-ССБТ с измен. 1999 г.)	Нормативные документы
Сооружение резервуара РВС - 20000 м <sup>3</sup>	Вредные	
	<p><b>Физические факторы:</b>                      Повышенный шум;                      Ультразвук;                      Отклонение показателей климата;                      Электромагнитные поля радиочастот.</p>	ГОСТ 12.1.003-83; СН 2.2.4/2.1.8.56296; ГОСТ 12.1.029-80. ГОСТ 12.1.00189[41]; ГОСТ12.2.051[42] ГОСТ 12.1.006-84

Технология проведения работ по технологическому обслуживанию резервуара стального типа РВСП – 20000м <sup>3</sup>				
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпис</i>	<i>Дат</i>
Разраб.	Кирейчев А.А			
Руковод.	Рудаченко А.В			
Консульт.	Сечин А.А			
Зав.кафедр	Брусник О. В.			
Социальная ответственность				
			<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>
				173
			Листов 173	
НИ ТПУ гр.3-2Б5Д				

Таблица 7.1.2 Элементы производственного процесса, формирующие опасные факторы при выполнении работ по сооружению резервуара.

Наименование работ	Факторы по ГОСТ 12.0.003-2015	Нормативные документы
Сооружение резервуара РВС - 20000 м <sup>3</sup>	Опасные	
	<p><b>Физические факторы:</b></p> <p>1. Опасность термических ожогов во время сварки;</p> <p>2. Опасность поражения электрическим током;</p> <p>3. Опасность механических повреждений.</p>	<p>ГОСТ 61140-2012.</p> <p>ГОСТ 12.4.059;</p> <p>ГОСТ 26887,</p> <p>ГОСТ 27321,</p> <p>ГОСТ 27372</p>

## 7.2 Анализ производственных факторов

### 7.2.1 Анализ вредных производственных факторов

Рассмотрим выявленные вредные производственные факторы, которые потенциально могут воздействовать на организм человека при сооружении резервуара.

#### 7.2.1.1 Повышенный шум

Источниками шума являются звуки, вызванные в результате производственной деятельности машин, используемых при сооружение резервуара (плетевозы, панелевозы, бетономешалки, самосвалы, бульдозеры, экскаваторы, автопогрузчики, автокран, башенный кран, землеройные машины). Действие шума на человека определяется влиянием на слуховой аппарат и многие другие органы и системы организма, в том числе и нервную систему.

Громкость ниже 80 дБ обычно не влияет на органы слуха.

Длительное действие шума > 85 дБ в соответствии с нормативными

					Социальная ответственность	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		134

документами СН 2.2.4/2.1.8.562-96 и ГОСТ 12.1.003-83, приводит к постоянному повышению порога слуха, к повышению кровяного давления.

Основные методы борьбы с шумом. Общая классификация средств и методов защиты от шума приведена в ГОСТ 12.1.029-80:

1. использование средств, снижающих шум. К акустическим средствам защиты относятся звукоизоляция, звукопоглощение, виброизоляция, вибродемпфирование. Применяются звукоизолирующие экраны, кожухи, кабины, облицовки, прокладки, опоры, конструктивные разрывы, демпферы, а также глушители шума - реактивные, абсорбционные, комбинированные. Для защиты от непосредственного, прямого воздействия шума используют звукоизолирующие экраны и перегородки;
2. средства индивидуальной защиты (СИЗ): наушники;
3. соблюдение режима труда и отдыха.

### 7.2.1.2 Ультразвук

Ультразвуковые колебания, при строительстве резервуара могут возникать при работе движущихся частей машин, а также при ультразвуковой сварке (сварке давлением, осуществляемая под воздействием ультразвуковых колебаний).

Такой вид сварки сопровождается звуковыми колебаниями, лежащими в диапазоне ультразвука и инфразвука.

Человеческое ухо воспринимает слышимые колебания, лежащие в пределах от 20 до 20000 Гц.

Звуковой диапазон принято подразделять на низкочастотный (20 - 400 Гц), среднечастотный (400 - 1000 Гц) и высокочастотный (свыше 1000 Гц). Звуковые волны с частотой менее 20 Гц называются инфразвуковыми, а с частотами более 20000 Гц - ультразвуковыми. Инфразвуковые и ультразвуковые колебания органами слуха человека не воспринимаются.

									Социальная ответственность	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат						135

Инфразвук оказывает негативное влияние на органы слуха, вызывая утомление, чувство страха, головные боли и головокружения, а также снижает остроту зрения. Особенно неблагоприятно воздействие на организм человека инфразвуковых колебаний с частотой 4 - 12 Гц.

Вредное воздействие ультразвука на организм человека выражается в нарушении деятельности нервной системы, снижении болевой чувствительности, изменении сосудистого давления, а также состава и свойств крови.

Характеристикой воздушного ультразвука на рабочих местах являются уровни звукового давления в децибелах в третьоктавных полосах со среднегеометрическими частотами 12,5, 16, 20, 25, 31,5, 40, 50, 63, 80, 100 кГц. В таблице 7.2.1 приведены нормативные значения уровня звукового давления согласно ГОСТ 12.1.001-89:

Таблица 7.2.1 – Допустимый уровень звукового давления.

Среднегеометрические частоты третьоктавных полос, кГц	Уровень звукового давления, дБ
12,5	80
16	80(90)*
20	100
25	105
31,5 – 100,0	110

Допускается по согласованию с заказчиком устанавливать значение показателя, указанное в скобках.

Для того, чтобы минимизировать действие ультразвука на человека следует:

1. подбирать оборудования соответствующее ГОСТ 12.2.051;
2. запретить непосредственный контакт работающих с рабочей поверхностью оборудования в процессе его обслуживания, жидкостью и обрабатываемыми деталями во время возбуждения в них ультразвука;

					Социальная ответственность	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		136

3. 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;

4. для защиты работающих от неблагоприятного воздействия воздушного ультразвука следует применять противошумы по ГОСТ 12.4.051.

### 7.2.1.3 Отклонение параметров климата

Климат представляет комплекс физических параметров воздуха, влияющих на тепловое состояние организма. К ним относят температуру, влажность, скорость движения воздуха, интенсивность радиационного излучения солнца, величину атмосферного давления. Максимальная температура для Томской области составляет +30 °С, минимальная -51 °С.

Нормирование параметров на открытых площадках не производится, но определяются конкретные мероприятия по снижению неблагоприятного воздействия их на организм рабочего.

Работающие в зимний период года должны быть обеспечены спецодеждой с теплозащитными свойствами. При температуре воздуха -40 °С и ниже необходима защита органов дыхания и лица.

В летний период работающие должны быть обеспечены головными уборами исключающие перегрев головы от солнечных лучей.

### 7.2.1.4 Электромагнитные поля радиочастот

Основными источниками электромагнитной энергии радиочастотного диапазона (РЧ) в производственных помещениях являются неэкранированные ВЧ-блоки установок: генераторные шкафы, конденсаторы, ВЧ-трансформаторы, магнетроны,

					Социальная ответственность	Лис
						137
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		

клинтроны, лампы бегущей волны, волноводные тракты и другое). Основными источниками излучения электромагнитной энергии РЧ в окружающую среду служат антенные системы радиолокационных станций (РЛС), радио- и телерадиостанций, в том числе систем мобильной радиосвязи, воздушные ЛЭП и прочее. Современный этап характеризуется увеличением мощностей источников электромагнитного излучения (ЭМИ) РЧ, что при определенных условиях может приводить к электромагнитному загрязнению окружающей среды и оказывать неблагоприятное воздействие на организм человека.

Наиболее характерными при воздействии радиоволн всех диапазонов являются отклонения от нормального состояния центральной нервной системы и сердечно-сосудистой системы человека. Общим в характере биологического действия электромагнитных полей радиочастот большой интенсивности является тепловой эффект, который выражается в нагреве отдельных тканей или органов. Особенно чувствительны к тепловому эффекту хрусталик глаза, желчный пузырь, мочевого пузыря и некоторые другие органы.

Субъективными ощущениями облучаемого персонала являются жалобы на частую головную боль, сонливость или бессонницу, утомляемость, вялость, слабость, повышенную потливость, потемнение в глазах, рассеянность, головокружение, снижение памяти, беспричинное чувство тревоги, страха и другое.

ЭМП радиочастот следует оценивать показателями интенсивности поля и создаваемой им энергетической нагрузкой.

В диапазоне частот 60 кГц - 300 МГц интенсивность ЭМП характеризуется напряженностью электрического (Е) и магнитного (Н) полей, энергетическая нагрузка (ЭН) представляет собой произведение квадрата напряженности поля на время его воздействия. Энергетическая нагрузка, создаваемая электрическим полем:

					Социальная ответственность	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		138

$$\text{ЭН}_E = E^2 \cdot T$$

Энергетическая нагрузка, создаваемая магнитным полем:

$$\text{ЭН}_E = H^2 \cdot T$$

Предельно допустимые параметры ЭМП радиочастот на рабочих местах персонала указаны в таблице 7.2.2 согласно ГОСТ 12.1.006-84:

Таблица 7.2.2 – Предельно допустимые параметры ЭМП радиочастот

Параметр	Предельные значения в диапазонах частот, МГц		
	от 0,06 до 3	св. 3 до 30	св. 30 до 300
Напряженность электрического поля, В/м	500	300	80
Напряженность магнитного поля, А/м	50	-	-
Энергетическая нагрузка электрического поля, (В/м) <sup>2</sup> ·ч	20000	7000	800
Энергетическая нагрузка магнитного поля, (А/м) <sup>2</sup> ·ч	200	-	-

Организационные мероприятия по защите от ЭМП К организационным мероприятиям по защите от действия ЭМП относятся:

1. использование средств индивидуальной защиты, например, экранирующие комплект – индивидуальная сетка Фарадея;
  1. экранирование рабочего места или источника излучения;
  1. правильный выбор режима работы оборудования;
  2. ограничение время нахождения в зоне действия ЭМП радиочастот;
  3. ограждение зон с повышенным уровнем ЭМП радиочастот;
- максимальное увеличение расстояния от источников ЭМП.

					Социальная ответственность	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		139

## **7.2.2 Анализ опасных производственных факторов**

Рассмотрим выявленные вредные производственные факторы, которые потенциально могут воздействовать на организм человека при сооружении резервуара.

### **7.2.2.1 Опасность термических ожогов во время сварки**

Сварка, применяемая при сооружение резервуара, наплавка и резка открытой и полужакрытой электрической дугой сопровождаются выделением мощной лучистой и тепловой энергии. Такая энергия способна вызывать поражение слизистой оболочки глаз и ожоги незащищённых участков тела.

На незащищенных участках тела лучистое и тепловое излучение вызывает покраснения и ожоги различной степени. Степень ожога зависит от расстояния незащищенных частей тела до источника излучения. Кроме ожогов лучистой энергией существует опасность поражения брызгами расплавленного металла или шлака, причем особо интенсивное разбрызгивание происходит при процессах выполняемых электрической дугой переменного тока.

Для максимальной защиты при проведение сварочных работ необходимо использовать следующие меры предосторожности:

1. применение защитных стекол;
2. применение спецодежды (брезентовой с огнестойкой пропиткой, ботинки из толстой кожи, брезентовые или спилковые перчатки).

### **7.2.2.2 Опасность поражения электрическим током**

При строительстве возникает необходимость использования электрической энергии для обеспечения бесперебойной работы устройств, аппаратов и машин.

					Социальная ответственность	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		140

Опасность воздействия электрического тока на организм человека зависит от электрического сопротивления тела и приложенного к нему напряжения, силы тока, длительности его воздействия, путей прохождения тока через человека, рода и частоты тока, индивидуальных особенностей человека, окружающей среды и ряда других факторов. Степень воздействия токов на человека указана в таблице 7.2.3

Существенное влияние на исход действия электрического тока оказывает путь прохождения тока в теле человека: чем больше жизненно важных органов подвержено действию тока, тем тяжелее исход поражения. Наиболее вероятные и одновременно наиболее опасные пути протекания тока: рука-рука, рука-нога, нога-нога.

Таблица 7.2.3 – Воздействие тока на человека

Воздействие на человека постоянного и переменного токов		
Сила тока проходящая через человека, мА	Воздействие на человека	
	переменный ток 50-60 Гц	постоянный ток
0,5-1,5	начало ощущения, лёгкое дрожание пальцев рук	не ощущается
2,0-3,0	сильное дрожание пальцев рук	не ощущается
5,0-7,0	судороги в руках	зуд, ощущение нагрева
8,0-10,0	трудно, но ещё можно оторвать руки от электродов, сильные боли в пальцах, кистях рук и предплечьях	усиление нагрева
20,0-25,0	паралич рук, оторвать их от электрода невозможно, очень сильные боли,	ещё большее усиление нагрева

	дыхание затруднено	
50,0-80,0	остановка дыхания, начало фибрилляции сердца	сильное ощущение нагрева, сокращение мышц рук, судороги, затруднение дыхания
90,-100,0	остановка дыхания, при длительном воздействии - 3 сек. и более следует остановка сердца	остановка дыхания

Возникновение электротравмы в результате воздействия электрического тока или электрической дуги может быть связано:

1. с одновременным прикосновением человека к двум токоведущим неизолированным частям (фазам, полюсам) электроустановок, находящихся под напряжением;

2. с однофазным (однополюсным) прикосновением неизолированного от земли (основания) человека к неизолированным токоведущим частям электроустановок, находящихся под напряжением, или к металлическому корпусу электрооборудования, оказавшегося под напряжением;

3. с приближением на опасное расстояние человека к неизолированным от земли токоведущим частям электроустановок, находящихся под напряжением.

Согласно ГОСТ 61140-2012 для максимальной защиты персонала необходимо предпринимать следующие меры:

1. изолировать токоведущие части оборудования;
2. заземлять точки источника питания или искусственной нейтральной точки;
3. применять СИЗ, не проводящие токи;
4. устанавливать знаки предостережения в местах повышенной опасности.

					Социальная ответственность	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		142

### 7.2.2.3 Опасность механических повреждений

При проведении работ по сооружению резервуаров возможность получения механических травм высока. Повреждения могут быть разной степени тяжести вплоть до летального исхода. Для предотвращения повреждений необходимо соблюдать технику безопасности.

Для выполнения работ на высоте необходимо предусмотреть наличие исправных оградительных средств по ГОСТ 12.4.059 и защитных приспособлений по ГОСТ 26887, ГОСТ 27321, ГОСТ 27372.

Организационные и технические меры по обеспечению безопасности, осуществляемые при проведении работ, применяемые средства коллективной и индивидуальной защиты, режим проведения работ, а также по оборудованию мест отдыха, приема пищи и санитарно-гигиенических норм до начала работ:

1. Оформить наряд–допуск на проведение работ повышенной опасности;
2. Провести внеплановый инструктаж всем членам бригады по выполнению работ повышенной опасности, а также по правилам поведения во взрыво и пожароопасной обстановке и других опасных условиях и обстоятельствах с росписью в журнале инструктажей на рабочем месте и наряд–допуске;
3. Ознакомить всех руководителей, специалистов, механизаторов и бригадиров с данным планом производства работ, выборочно опросить персонал по усвоению требований безопасности отраженных в разделе.
4. Установить наличие и обозначить знаками расположение всех коммуникаций в радиусе проведения работ;
5. Проверить исправность используемого оборудования;

На весь период работ, в зоне производства работ ограничить доступ

					Социальная ответственность	Лис
						143
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		

лиц, не задействованных в монтажных работах. Весь персонал, задействованный на работах, должен находиться в спецодежде.

### 7.3 Пожарная безопасность

Полностью исключить все ситуации, при которых возможен пожар в резервуарах с нефтепродуктами, невозможно. Но можно существенно снизить вероятность возгорания. Для этих целей необходимо строго соблюдать ряд правил.

1. Соответствующая окраска конструкций. Наземные резервуары должны покрываться составами светлых оттенков. Слой покрытия должны быть сплошным. В случае его нарушения в обязательном порядке производится восстановление покрасочного покрытия.

2. Контроль над резервуарным парком должен быть постоянным. Основные зоны внимания: герметичность конструкций, отпотины, разрывы по швам, трещины в металлическом корпусе или на дне. При обнаружении любых дефектов резервуар немедленно опорожняется, зачищается и отправляется в ремонт. Без проведения зачистки и дегазации (мер по приведению резервуаров резервуарных парков во взрывобезопасное состояние) заделка трещин и прочих дефектов, как и чеканка, проводиться не могут.

3. Периодическая проверка жидкости в гидроклапанах.

4. Регламент предписывает регулярно очищать резервуары ото льда (зимой) и грязи, отложений в каждом сезоне.

5. Постоянный контроль функциональности установленной арматуры (клапанов – предохранительных и дыхательных), подключенных КИП (уровнемеров) и средств предупреждения распространения пожара (огнепреградителей).

6. Соблюдение требований пожарной безопасности при закачке нефти и нефтепродукта (включая приведение хлопуш в свободно

					Социальная ответственность	Лис
						144
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		

опущенное состояние для предупреждения утечек из-за повреждений патрубков и резервуарной задвижки).

Территория размещения емкостей и платформа внутри обвалования должны использоваться строго по назначению. Складирование материалов, сырья, продукции или выполнение работ, не связанных с забором, откачкой, организацией хранения нефти, на площадке резервуарного парка недопустимы. Все, что не относится к эксплуатации резервуаров, выносится за его территорию.

На каждый резервуарный парк должны быть разработаны технологическая карта, план ликвидации аварий и план пожаротушения.

На каждый резервуар должен быть нанесен номер, соответствующий технологической схеме. На стенке резервуара должна быть нанесена надпись "Огнеопасно".

Автоматическая система пожаротушения резервуаров должна находиться в состоянии постоянной готовности к работе. В процессе эксплуатации запрещается отключение автоматической установки пожаротушения и перевод из режима автоматического управления на ручной пуск.

Работы по промывке пенопровода системы подслоного пожаротушения нефти в резервуарах проводятся не реже одного раза в шесть месяцев по наряду-допуску на газоопасные работы в соответствии с ОР-15.00-60.30.00-КТН-004-1-01.

Производительность закачки (откачки) нефти в резервуары не должна превышать суммарной пропускной способности установленных на резервуаре дыхательных клапанов или вентиляционных патрубков.

В процессе эксплуатации приемо-раздаточных устройств необходимо контролировать герметичность фланцевых соединений.

					Социальная ответственность	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		145

Монтажные, световые и пробоотборные люки, расположенные на крыше резервуаров во время эксплуатации должны быть плотно закрыты крышками на прокладках.

Не допускается проведение огневых работ и чеканка на резервуарах без приведения их во взрывопожаробезопасное состояние в соответствии с требованиями раздела 8 настоящих Правил.

Действующий резервуар должен быть немедленно выведен из работы и освобожден от нефти в случае появления утечки нефти непосредственно из резервуара.

Подогрев нефти при хранении, проведении сливо-наливных операций, а также отогревание остатков застывшей нефти допускается паром или горячей водой.

Крыши резервуаров типа ЖБР должны быть загерметизированы герметиком, а их чаши в летнее время сверху залиты водой.

При обнаружении заклинивания понтона резервуар должен быть освобожден от нефтепродукта и отремонтирован.

Резервуары типа РВС и ЖБР должны быть оборудованы не примерзающими дыхательными клапанами. При осмотрах дыхательной арматуры, огнепреградителей и гидравлических клапанов необходимо следить за их исправностью, очищать от грязи, а в зимних условиях ото льда, проверять уровень жидкости в гидравлических клапанах. Дыхательные клапаны следует проверять не реже двух раз в месяц в теплое время года и не реже одного раза в неделю при температуре наружного воздуха ниже нуля. Огнепреградители, установленные на дыхательных и предохранительных клапанах, дыхательных патрубках необходимо осматривать не реже одного раза в месяц в теплое время года.

В холодное время года (при температурах наружного воздуха ниже 0 °С) огнепреградители с дыхательных патрубков РВСП, дыхательных и предохранительных клапанов РВС и ЖБР, необходимо снимать.

					Социальная ответственность	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		146

При закачке (откачке) нефти в резервуары с понтоном и плавающей крышей скорость подъема (опускания) понтона или плавающей крыши не должна превышать 2,5 м/ч.

При заполнении порожних резервуаров (впервые или после ремонта), подачу нефти необходимо производить со скоростью, не превышающей 1 м/с, до тех пор пока конец нагнетательного трубопровода не окажется ниже уровня жидкости или до момента начала поднятия понтона или плавающей крыши.

При обнаружении превышения допустимого уровня разлива или перелива резервуара необходимо направить поток нефти в другие резервуары с более низкими разливами, а разлитую нефть удалить.

При закачке нефти в резервуары в безветренную погоду (штиль) при температуре наружного воздуха выше 20 °С необходимо осуществлять проверку загазованности резервуарного парка не реже 1 раза в 2 часа. При достижении 90% ПДВК должны приниматься меры по определению опасной зоны и изменению режима работы резервуаров.

При наличии в резервуаре змеевиков-подогревателей подачу пара в них необходимо осуществлять после удаления из змеевиков конденсата с постепенным повышением давления до нормальных рабочих значений. При этом уровень продукта в резервуаре должен быть не менее чем на 0,5 м выше поверхности змеевиков-подогревателей, а температура нагрева не должна превышать значения равного 90% от температуры вспышки данного нефтепродукта в закрытом тигле.

Перед подготовкой к осмотру и ремонту резервуар, в котором хранится высокосернистая и сернистая нефть, после освобождения от нефти должен заполняться водой. Для обеспечения медленного окисления пиррофорных отложений, уровень воды необходимо снижать постепенно, со скоростью не более 0,5-1 м/ч.

					Социальная ответственность	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		147

При эксплуатации резервуаров, в которых хранятся высокосернистые и сернистые нефти, необходимо осуществлять очистку их внутренних поверхностей от пирофорных отложений.

Для предупреждения самовозгорания пирофорных отложений при эксплуатации резервуаров с высокосернистыми и сернистыми нефтями необходимо осуществлять периодический контроль наличия в них пирофорных отложений. Работы, связанные с отбором проб и испытанием их на активность к самовозгоранию, должны проводиться в соответствии с Инструкцией по предотвращению взрывов и пожаров от самовозгорания пирофорных отложений.

Измерение уровня и отбор проб во время грозы, при скорости ветра свыше 12,5 м/с, а также во время закачки (откачки) запрещается. При отборе проб и измерении уровня нефти в резервуаре обслуживающий персонал (не менее двух человек) должен стоять спиной к ветру. Заглядывать в открытый люк или низко наклоняться к его горловине без противогаза запрещается.

Измерение уровня нефти в резервуарах должно проводиться с помощью дистанционных средств измерения. При необходимости ручного измерения уровня и температуры, а также отборе проб нефти переносными средствами во избежание искрообразования следует:

- использовать спецодежду из тканей, не накапливающих заряды статического электричества и обувь с подошвой не дающей искрообразование;
- применять пробоотборники и рулетки с лотом из материалов, не дающих искр при ударе. Перед отбором проб пробоотборник должен быть заземлен;
- отбор проб и (или) измерение уровня проводить не ранее, чем через 2 часа после прекращения операций закачки-откачки;

					Социальная ответственность	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		148

- использовать инструмент и различные приспособления, исключающие искрообразование при ударе;

- обтирать ленту рулетки хлопчатобумажной ветошью.

Замер уровня и отбор проб вручную во время грозы, а также во время закачки или откачки нефти запрещается.

Замер уровня вручную может производиться в резервуарах с избыточным давлением в газовом пространстве до 0,2 кПа.

Люки, служащие для замера уровня и отбора проб из резервуара должны иметь герметичные крышки.

Под крышкой замерного люка должна быть проложена алюминиевая, свинцовая или резиновая прокладка, исключающая образование искр при резком закрытии люка.

Отверстие люка резервуара, через который замеряется уровень нефти или осуществляется отбор проб, по внутренней окружности должно быть защищено кольцом или колодкой из материала, не дающего искр от трения при движении замерной ленты.

При отборе проб нефти нельзя допускать ее разлива. При случайном разливе нефти на крыше резервуара, ее следует немедленно убрать. Оставлять на крыше ветошь, паклю, различные предметы запрещается.

Электронные переносные приборы замера уровня и температуры нефти в резервуаре должны быть во взрывобезопасном исполнении. Питание датчиков должно включаться за каре резервуаров.

Резервуары, выводимые из эксплуатации на длительное время (более 1 месяца), необходимо освободить от нефти и переводить в пожаробезопасное состояние.

Оставлять открытыми задвижки у не работающих резервуаров запрещается.

					Социальная ответственность	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		149

Очистку резервуаров следует производить пожаровзрывобезопасными механизированными способами. При ручной очистке должен применяться инвентарь, исключаящий искрообразование.

В аварийных случаях (разрыв технологического трубопровода, повреждение стенки или днища резервуара и т.п.) необходимо немедленно перекрыть все задвижки на трубопроводах обвязки резервуара в соответствии с ПЛА и сообщить об аварии в пожарную охрану.

В резервуарных парках запрещается:

- эксплуатация резервуаров, смонтированных с нарушениями проектной документации, а также резервуаров, имеющих повреждения обшивки, неисправную и (или) негерметичную запорную и дыхательную арматуру;

- складирование на территории резервуарных парков веществ и материалов;

- производство работ, не связанных с эксплуатацией резервуарного парка;

- загромождение проходов к первичным средствам пожаротушения и пусковым устройствам систем водяного охлаждения и пожаротушения;

- заполнение резервуара нефтепродуктом, давление насыщенных паров которого превышает допустимое избыточное давление данного резервуара;

- слив и налив нефтепродуктов во время грозы.

Территория резервуарных парков должна своевременно очищаться от сухой травы, сгораемых материалов и проливов легковоспламеняющихся и горючих жидкостей.

Обвалование резервуаров, переходы, лестницы через него, въезды в обвалование для механизированных средств пожаротушения необходимо содержать в исправном состоянии. Территория внутри обвалования должна быть спланирована.

					Социальная ответственность	Лист
						150
Изм.	Лист	№ докум.	Подпис	Дат		

Рытье траншей для прокладки и ремонта трубопроводов внутри обвалований и на обвалованиях выполняется по письменному разрешению на ограниченные сроки, по окончании этих работ траншеи должны быть немедленно засыпаны, а обвалования восстановлены. При длительных перерывах в работах (выходные, праздничные дни) должно быть устроено временное обвалование. Запрещается уменьшение высоты обвалования, установленной нормами проектирования.

Работы, связанные с ремонтом трубопроводов, задвижек и другой арматуры на газоравнительной системе, должны проводиться на предварительно отключенном участке трубопровода.

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

Капитальные ремонты устройств молниезащиты должны проводиться в не грозовой период года.

Во время грозы приближаться к молниеотводам ближе, чем на 4 м запрещается, на молниеотводах должны быть вывешены предупредительные надписи.

Необходимо осуществлять контроль за исправностью молниеотводов и заземляющих устройств с проверкой сопротивления заземлителей не реже одного раза в год (летом при сухой погоде) с оформлением результатов контроля.

Для защиты от статического электричества должно быть выполнено заземление оборудования, резервуаров, трубопроводов.

На территории резервуарных парков необходимо осуществлять контроль воздушной среды.

					Социальная ответственность	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		151

Для проведения периодического контроля воздушной среды должен быть разработан план-график контроля воздушной среды.

В резервуарных парках контроль воздушной среды переносными газоанализаторами должен осуществляться вокруг обвалования на расстоянии 5-10 м от него на осевых линиях резервуаров с подветренной стороны, а также у площадок обслуживания и лестниц подъема на резервуар в каре каждого резервуара.РД-13.220.00-КТН-575-06.

#### **7.4 Экологическая безопасность.**

Согласно РД 51-1-96 при разработке проектной, прединвестиционной документации по технологическому объекту повышенной опасности необходимо ознакомиться и составить аналитическую документацию, характеризующую воздействие данного объекта на окружающую среду. Оценка степени риска проводится в соответствии с нормативно – методическими документами.

##### **7.4.1 Воздействие на литосферу**

Строительное производство потребляет большое количество различного природного сырья: гравия, песка, щебня и прочего. При добычи сырья открытым способом нарушаются огромные площади земель. Так же при непосредственном строительстве резервуара используется большая площадь земель. При строительстве происходит серьезное нарушение ландшафта. Во – первых происходит расчистка земель, далее снятие плодородного слоя почвы и выполнение земляных работ. Большая часть разрабатываемого на строительной площадке грунта вывозятся в отвалы. Отвалы вывезенного грунта уничтожают в местах своего расположения природный ландшафт, меняют морфологию участков земной поверхности, на длительное время исключают из хозяйственного

					Социальная ответственность	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		152

оборота территории, уничтожают растительность, способствуют эрозии, загрязняют окружающую среду.

Наиболее эффективным методом сохранения земельных ресурсов при строительстве резервуаров является рациональное использование ресурса. Этого можно добиться при соблюдении всех норм и правил, предусмотренных нормативными документами. Необходим рациональный подход к разработке планов и расчету, используемому по применению земель, а так же его строгое соблюдение.

Основными методами сохранения земельных ресурсов являются:

1. исправление ландшафта, изменённого во время работ;
2. создание мелиоративных и гидротехнических сооружений;
3. обработка почвы, путем внесения удобрений.

#### **7.4.2 Воздействие на атмосферу**

Наибольшее воздействие на атмосферу при строительстве резервуара представляют различные машины, используемые при строительстве. Второстепенное воздействие оказывают сварочные работы, работы по резке металла, покрытие резервуаров от коррозии. При работе различных частей машин и механизмов выделяются углерод оксид, азот оксид, сера диоксид, керосин, углерод. При сварочных работах выделяется сварочный аэрозоль, в состав которого входят: железа оксид, марганец и его соединения, пыль неорганическая: 70-20% двуокиси кремния, фтористые газообразные соединения (в пересчете на фтор), азот (IV) оксид, углерод оксид. Для защиты резервуара от коррозии используются импортные покрывные материалы. Чаще всего покрытие осуществляется методом распыления, что чревато выделением аэрозоля краски.

Для снижения уровня загрязнения необходимо:

					Социальная ответственность	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		153

1. разработка и внедрение очистных фильтров на предприятиях;
2. использование экологически безопасных источников энергии;
3. использование безотходной технологии производства;
4. борьба с выхлопными газами автомобилей.

### **7.4.3 Воздействие на гидросферу**

В процессе строительства резервуара, появляется большое количество отходов производства. Утилизации таких отходов должна быть осуществлена только в специально предназначенные для этого места, не допускается сброс отходов в водные источники, во избежание загрязнений водного ресурса

Для того, чтобы воздействие при строительстве резервуара было минимальным необходимо проводить следующие мероприятия: все горюче – смазочные материалы должны быть слиты в отведенные для этого места; промышленные и бытовые отходы должны быть утилизированы в отведенные для этого места; вывоз отходов строительства должен быть санкционированным и своевременным; мойку и ремонт машин, применяемых при строительстве резервуара необходимо осуществлять только в отведенных для этого местах.

### **7.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

Чрезвычайная ситуация (ЧС) - это обстановка на определенной территории, сложившаяся в результате аварии, опасного природного явления, катастрофы, стихийного или иного бедствия, которые могут повлечь или повлекли за собой человеческие жертвы, ущерб здоровью людей или окружающей природной среде, значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности людей. Под источником чрезвычайной ситуации понимают опасное природное явление, аварию

					Социальная ответственность	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		154

или опасное техногенное происшествие, широко распространённую инфекционную болезнь людей, сельскохозяйственных животных и растений, а также применение современных средств поражения, в результате чего произошла или может возникнуть чрезвычайная ситуация (ГОСТ Р 22.0.02 - 94).

Чрезвычайные ситуации могут возникнуть в процессе эксплуатации резервуаров по различным причинам:

1. по причине техногенного характера;
2. попадание в резервуар молнии;
3. лесные пожары.

Аварии в резервуарном парке могут привести к возникновению чрезвычайных ситуаций. Основными причинами возникновения аварий являются: коррозионные разрушения, малые и большие дыхания, перепады температур, вакуум, неверное техническое обслуживание, отказ приборов контроля и сигнализирования, факторы внешнего воздействия (молнии, ураганы и прочее).

Одними из примеров чрезвычайных ситуаций может служить прямое попадание молнии в резервуар с нефтью. Такое происшествие имеет разрушительный характер и весьма опасно. Для предупреждения попадания молний в резервуар с нефтью необходимо устанавливать молниеотводы, корпус резервуара должен быть заземлён. По периметру резервуара необходимо устанавливать заземлители через каждые 50 м по периметру. Также, заземляют все коммуникации, находящиеся на объекте.

Для защиты резервуарных парков от лесных пожаров необходимо выкорчёвывать деревья и кусты на 25 м от территории резервуарного парка.

При переливе нефтепродукта из резервуара ответственному смены следует остановить заполнение резервуара, вызвать пожарную охрану, известить своего или вышестоящего руководителя, соблюдая меры

					Социальная ответственность	Лис
						155
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		

безопасности, приступить к ликвидации аварии.

При вакуумном смятии (деформации резервуара) ответственному смены необходимо остановить откачку нефтепродукта из этого резервуара, сообщить о случившемся своему непосредственному или вышестоящему руководителю и действовать согласно плану ликвидации аварий.

При появлении трещин в сварных швах или корпусе резервуар необходимо освободить от нефтепродукта полностью или частично в зависимости от способа его предстоящего ремонта.

В случае возгорания и взрывов на территории резервуарного парка старшему по смене необходимо остановить все виды перекачки, вызвать пожарную охрану, при необходимости, скорую медицинскую помощь, известить своего или вышестоящего руководителя, действовать согласно плану ликвидации аварий. [Инструкция по охране труда для работников, занятых эксплуатацией резервуарного парка].

Вывод к разделу:

Таким образом, при всех работах по технологическому обслуживанию резервуаров вертикальных стальных является достаточно опасной операцией, где применяют множество различных технологий, которые требуют пристального внимания и соблюдения правил норм, регламентируемых нормативной документацией. Также стоит обращать внимание на соблюдение правил безопасности при работе и состоянии оборудования, в целом, работе с объектом, соблюдением правильного обеспечения средств индивидуальной защиты персонала, задействованного к работе. Персонал должен быть правильно экипирован и пройти инструктаж по правилу безопасности.

Соблюдение всех необходимых пунктов минимализирует шанс возникновения чрезвычайной ситуации до минимума.

					Социальная ответственность	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		156

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Резервуар вертикальный стальной с понтоном (РВСП) — вертикальная ёмкость, наземное объёмное строительное сооружение, предназначенное для приёма, хранения, подготовки, учёта (количественного и качественного) и выдачи жидких продуктов.

Осмотр и техническое обслуживание резервуаров должны проводиться в соответствии с картами технического обслуживания. При осмотре РВС необходимо обратить внимание на: утечки нефти; образование трещин по сварным швам и основному металлу; появление вмятин; неравномерную осадку резервуара. В данной работе я смог полностью детально рассмотреть устройство Вертикально-цилиндрических резервуаров, рассмотрел их принцип работы, а так же рекомендации и требования при использовании.

Также следует отметить немало важную роль оборудования, устанавливаемого на таких нефтехранилищах, с помощью которого ведется наблюдение за состоянием груза, производится очистка и ремонт, регулируется давление и сокращается уровень паров газа в резервуаре, что в свою очередь делает эксплуатацию РВС нетрудоемкой и наиболее безопасной. На РВС устанавливается система пожаротушения и молниеприемники, которые в ту же степень защищают и предохраняют его от возгорания.

					Технология проведения работ по технологическому обслуживанию резервуара стального типа РВСП – 20000м <sup>3</sup>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпис</i>	<i>Дат</i>				
Разраб.		Кирейчев А.А			Заключение	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
Руковод.		Рудаченко А.В					157	173
Консульт.		Сечин А.А				НИ ТПУ гр.3-2Б5Д		
Зав.кафедр		Брусник О. В.						

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ИСТОЧНИКОВ

1. Абузова Р.Ф. Хранение нефти и нефтепродуктов: горная энциклопедия [электронный ресурс]. URL: <http://enc-dic.com/> (Дата обращения: 01.06.2016)
2. Автоматизированный учет нефти и нефтепродуктов при добыче, транспорте и переработке / А.Ш. Фатхутдинов, М.А. Слепян, Н.И. Ханов и др.— М.: Недра, 2002.— 417с.
3. Александров В.Н., Гольянов А.И, Шаммазов А.М. Проектирование и эксплуатация насосных и компрессорных станций: учебник для вузов/ В.Н.Александров, А.И.Гольянов, А.И.Шаммазов. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003 - 404 с.
4. Бронштейн Л.С. Ремонт стационарной газотурбинной установки.— Л.; Недра, 1987.— 143 с.
5. Бунчук В. А. Транспорт и хранение нефти, нефтепродуктов и газа: учебн.пособие/ В.А. Бунчук. - М.: Недра, 1977 - 366 с.
6. Дейнеко, Светлана Витальевна. Обеспечение надежности систем трубопроводного транспорта нефти и газа : учебное пособие / С. В. Дейнеко. — Москва: Техника ТУМА ГРУПП, 2011. — 175 с.: ил.. — Библиогр.: с. 171-172.. — ISBN 5-93969-038-6.
7. Диагностика объектов нефтеперекачивающих станций: Учеб. пособие/А.А. Коршак, Л.Р. Байкова.—Уфа: Дизайн Полиграф—Сервис, 2008.—176 с.
8. Дятлов В.А. Оборудование, эксплуатация и ремонт магистральных газопроводов / В.А. Дятлов, В.М. Михайлов, Е.И. Яковцев. - М.: Недра. 2010. - 221 с.

					Технология проведения работ по технологическому обслуживанию резервуара стального типа РВСП – 20000м <sup>3</sup>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпис</i>	<i>Дат</i>				
Разраб.		Кирейчев А.А			Список использованной литературы	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
Руковод.		Рудаченко А.В					158	173
Консульт.		Сечин А.А				НИ ТПУ гр.3-2Б5Д		
Зав.кафедр		Брусник О. В.						

9. Еременко Н. А. Справочник по геологии нефти и газа: учебн.пособие/ Н. А Еременко. - М.: Недра, 2002 - 480с.
10. Земенков Ю.Д. Хранение нефти и нефтепродуктов: учебн. пособие/ Ю.Д. Земенков. – Тюмень: 2001 - 550 с.
11. Коннова Г.В. Оборудование транспорта и хранения нефти и газа: учеб. пособие для вузов / Г.В. Коннова. – Ростов-на-Дону: Феникс, 2006. – 128 с.
12. Коршак А.М. Основы нефтегазового дела: учебн.пособие/ А.М.Коршак. - М.: Дизайн Полиграф Сервис, 2005 - 528с.
13. Константинов Н.Н, Тугунова П.И. Транспорт и хранение нефти и газа: учебн.пособие/ Н.Н. Константинов, П.И. Тугунова. - М.: Недра, 1975 — 248 с.
14. Лурье, Михаил Владимирович. Введение в трубопроводный транспорт нефти, нефтепродуктов и газа : [учебное пособие] / М. В. Лурье; Российский государственный университет нефти и газа им. И. М. Губкина (РГУ Нефти и Газы). — Москва: ЦентрЛитНефтеГаз, 2019. — 127 с.: ил..
15. Матусевич В.М. Нефтегазовая гидрогеология: учебн. пособие часть1/ - Тюмень.: ТюмГНГУ, 2010 – 108с.
16. Методы неразрушающего контроля. Неразрушающие методы контроля материалов и изделий [Электронный ресурс] : электрон, учеб. пособие / Н.В. Кашубский, А.А. Сельский, А.Ю. Смолин и др. - Электрон, дан. – Красноярск.
17. . Неразрушающий контроль: Справочник: В 8 т. / Под общ. ред. 4 В.В. Ключева. Т.1: В 2 кн. Кн. .Ф.Р. Соснин. Визуальный и измерительный контроль. Кн. 2.1 Ф.Р. Соснин. Радиационный контроль. - 2-е изд., испр. - М.: Машиностроение, 2008. - 560 е.: ил.
18. Николаев Н. В. Стальные вертикальные резервуары низкого давления для нефти и нефтепродуктов / Н. В. Николаев, В. А. Иванов, В. В. Новосёлов. – М. : ЦентрЛитНефтеГаз, 2007. – 496 с.

					Список использования источников	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		159

19. Новиков А.А. Физико-химические основы процессов транспорта и хранения нефти и газа: учебное пособие / А.А. Новиков, Н.В. Чухарева; Томский политехнический университет. - Томск: Изд-во ТПУ, 2005. - 111 с.
20. Основы нефтегазового дела: Учебник / А.А. Коршак, А.М. Шаммазов. – 2-е изд., доп. и испр. – Уфа: Дизайн Полиграф Сервис, 2002. – 554 с.
21. Основы технической диагностики нефтегазового оборудования: Учеб. пособие для вузов/ Е.А. Богданов. – М.: Высш. Шк., 2006. – 279 с.
22. Основы технической диагностики трубопроводных систем нефти и нефтепродуктов: учебное пособие :/А.М. Шаммазов [и др.] – СПб.: Недра, 210. – 428 с.
23. Радиографический контроль сварных соединений / В.М. Зуев, Р.Л. Табакман, Ю.И. Удралов - СПб.: Энергоатомюдат. Санкт-Петербургское отд-ние, 2001. -148 е.: ил.
24. Резервуары вертикальные стальные для нефти и нефтепродуктов. Техническое диагностирование и анализ безопасности: метод. указ. СА-03-008-08 / Ассоциация «Ростехэкспертиза», НПС «РИСКОМ», НПК «Изотермик». М., 2009. - 288 с.
25. Сооружение и ремонт резервуарных парков, терминалов и газохранилищ [Текст]: учеб. пособие / Н. С. Вишневская, Е. В. Исупова, Е. Е. Яворская, А. И. Попова – Ухта : УГТУ, 2014. – 126 с.
26. Технологии, оборудование и приборы для ремонта основных объектов магистральных трубопроводов: справ. пособие. – 2-е изд., исправ. и доп. – Уфа: ДизайнПолиграфСервис, 2006. – 392 с.
27. Трубопроводный транспорт нефти /Г.Г. Васильев, Г.Е. Коробков А.А. Коршак и др.; Под редакцией С.М. Байнштока: Учеб. для вузов: в 2 т., 2002. - Т. 1. - 407 с.

					Список использования источников	Лист
						160
Изм.	Лист	№ докум.	Подпис	Дат		

28. Трубопроводный транспорт нефти / С.М. Вайншток, В.В. Новосёлов, А.Д. Прохоров, А.М. Шаммазов и др.; Под ред. С.М. Вайнштока: Учеб. для вузов: в 2 т. – М.: ООО «Недра-Бизнес-центр», 2004. – Т. 2. – 621 с.

29. Трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов справочное пособие: / Б. Н. Мастобаев[и др.] ; под ред. Ю. В. Лисина . — Москва : Недра , 2017 Т. 1 . — 2017. — 494 с.: ил..

30. Трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов справочное пособие: / Б. Н. Мастобаев [и др.] ; под ред. Ю. В. Лисина . — Москва : Недра , 2017 Т. 2 . — 2017. — 520 с.: ил..

31. Ханухов Х.М. Развитие системы обеспечения циклической прочности и промышленной безопасности строительных сварных металлоконструкций: дисс... д-ра техн. наук. НП «УМС». М., 2011. - 68 с.

32. Цыбульский П.Г. Практика подземного хранения газонефтепродуктов: горный журнал. – М.: ИКИ, 2010 – 256с.

33. «Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов и нефтебаз. РД 23.020.00-КТН-053-17»

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

35. ПБ 03-605-03. Правила устройства вертикальных цилиндрических стальных резервуаров для нефти и нефтепродуктов.

36. РД 153-39.4-078-01 Технологическая эксплуатация резервуаров

37. РД 23.020.00-КТН-271-10 Правила технической диагностики резервуаров.

38. ОР 23.020.00-КТН-230-14 Зачистка резервуаров от донных отложений.

39. ОР23.020.00-КТН-278-19 Вывод из эксплуатации,зачистка, техническое диагностирование, реконструкция (ремонт), демонтаж и ввод в эксплуатацию резервуаров для нефти и нефтепродуктов

					Список использования источников	Лис
						161
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		

40. СНиП 3.03.01 «Несущие и ограждающие конструкции»;
41. ВСН 311-87 «Инструкция по изготовлению и монтажу вертикальных цилиндрических резервуаров».
42. СНИП 2.03.11-85. Защита строительных конструкций от коррозии.
43. ГОСТ 12.0.003-2015 Система стандартов по безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
44. ГОСТ 12.1.001-89; ССБТ Ультразвук общие требования
45. ГОСТ 12.2.051 Оборудование технологическое ультразвуковое.
46. ГОСТ 12.1.006-84 электромагнитные поля радиочастот
47. СанПиН 2.2.4.548-96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.
48. СНиП 41-01-2013 Отопление, вентиляция и кондиционирование.
49. ГОСТ 12.1.003–2014 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Общие требования безопасности.
50. ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ Система стандартов безопасности труда. Средства и методы защиты от шума.
51. СП 52.13330.2011 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция.
52. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278–03 Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещенному освещению жилых и общественных зданий" (с изменениями на 15 марта 2010 года).
53. ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление.
54. ГОСТ 12.1.010–76 ССБТ «ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования.
55. ГОСТ 12. 1. 007 – 76 «ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.

					Список использования источников	Лис
						162
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		

56. ГОСТ 17. 2. 1. 03-84 «Охрана природы. Атмосфера. Термины и определения контроля загрязнения

57. ПОТ Р О-112-001-95 Правила по охране труда при эксплуатации нефтебаз и автозаправочных станций.

58. СП 131.13330.2012 Строительная климатология. Актуализированная редакция СНиП 23-01-99\* (с Изменениями N 1, 2).

59. ГОСТ 31385-2008 Резервуары вертикальные цилиндрические стальные для нефти и нефтепродуктов. Общие технические условия.

60. Ф.З от 21.07.1997 N 116-ФЗ (ред. от 29.07.2018) "О промышленной безопасности опасных производственных объектов"Ф.З от 22.08.2004 N 122-ФЗ, от 04.03.2013N 22-ФЗ).

61. СНиП 2.11.03-93 Склады нефти и нефтепродуктов. Противопожарные нормы.

62. РД-13.220.00-КТН-575-06 Правила пожарной безопасности на объектах магистральных нефтепроводов "Транснефть" и дочерних акционерных обществ (взамен ВППБ-01-05-99, ППБО-104-83).

63. РД 09-364-00 «Типовая инструкция по организации безопасного проведения огневых работ на взрывоопасных взрывопожароопасных объектах»;

					Список использования источников	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		163

## Приложение 1

Таблица 4.3.3 Точки графика

№ точки нивелирования	Абсолютная отметка, мм	Отклонение от горизонтали, мм	Разница между соседними точками, мм	
			Номера соседних точек	Величина отклонения, мм
1	2	3	4	5
1	71793	0	1_2	7
2	71786	7	2_3	21
3	71765	28	3_4	-2
4	71767	26	4_5	-1
5	71768	25	5_6	4
6	71764	29	6_7	-4
7	71768	25	7_8	3
8	71765	28	8_9	-1
9	71766	27	9_10	2
10	71764	29	10_11	1
11	71763	30	11_12	0
12!	71763	30	12_13	-2
13	71765	28	13_14	-2
14	71767	26	14_15	-7
15	71774	19	15_16	2
16	71772	21	16_17	-1
17	71773	20	17_18	-25
18	71798	-5	18_19	2
19	71796	-3	19_20	-5
20	71801	-8	20_21	1
21	71800	-7	21_22	10
22	71790	3	22_23	0
23	71790	3	23_24	13
24	71777	16	24_25	-10

25	71787	6	25_26	4
26	71783	10	26_27	1
27	71782	11	27_1	-11

### Приложения 2

Таблица 4.3.4 Ведомость измерения горизонтальных углов после монтажа конструкций резервуара.

№ образующей резервуара	№№ станций	№№ точек визирования (номер пояса резервуара)	Отсчёты по горизонтальному угломерному кругу* , ° ; '	Угловое смещение относительно утора, "	Отклонения образующей от вертикали, мм	Положение теодолита относительно резервуара
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>6</i>	<i>7</i>
1	1	0	320° 36 <input type="checkbox"/>	–	–	слева
		1	320° 27,5 <input type="checkbox"/>	-510	-74	
		2	320°30 <input type="checkbox"/>	-360	-52	
		3	320°32,5 <input type="checkbox"/>	-210	-31	
		4	320° 35,5 <input type="checkbox"/>	-30	-4	
		5	320°35,5 <input type="checkbox"/>	-30	-4	
		6	320°32,5 <input type="checkbox"/>	-210	-31	
		7	320°27,5 <input type="checkbox"/>	-510	-74	
		8	320°25 <input type="checkbox"/>	-630	-92	
2	2	0	117° 25 <input type="checkbox"/>	–	–	справа
		1	117°14 <input type="checkbox"/>	660	96	
		2	117°12,5 <input type="checkbox"/>	750	109	
		3	117°14,5 <input type="checkbox"/>	630	92	
		4	117°15 <input type="checkbox"/>	600	87	
		5	117°17,5 <input type="checkbox"/>	450	65	
		6	117°17,5 <input type="checkbox"/>	450	65	
		7	117°17 <input type="checkbox"/>	480	70	
		8	117°17 <input type="checkbox"/>	480	70	
3	3	0	125° 18,5 <input type="checkbox"/>	–	–	справа

		1	125°07,5 <input type="checkbox"/>	660	96	
		2	125°05 <input type="checkbox"/>	810	118	
		3	125°05 <input type="checkbox"/>	810	118	
		4	125°04 <input type="checkbox"/>	870	127	
		5	125°04 <input type="checkbox"/>	870	127	
		6	125°03 <input type="checkbox"/>	930	135	
		7	125°00 <input type="checkbox"/>	1110	161	
		8	124°57,5 <input type="checkbox"/>	1260	183	
4	4	0	275°11 <input type="checkbox"/>	–	–	справа
		1	275°01 <input type="checkbox"/>	600	87	
		2	275°01 <input type="checkbox"/>	600	87	
		3	275°01 <input type="checkbox"/>	600	87	
		4	275°02 <input type="checkbox"/>	540	79	
		5	275°03,5 <input type="checkbox"/>	450	65	
		6	275°04,5 <input type="checkbox"/>	390	57	
		7	275°05 <input type="checkbox"/>	360	52	
		8	275°05,5 <input type="checkbox"/>	330	48	
5	5	0	183° 41 <input type="checkbox"/>	–	–	справа
		1	183°30,5 <input type="checkbox"/>	630	92	
		2	183°30 <input type="checkbox"/>	660	96	
		3	183°30 <input type="checkbox"/>	660	96	
		4	183°29 <input type="checkbox"/>	720	105	
		5	183°29 <input type="checkbox"/>	720	105	
		6	183°29 <input type="checkbox"/>	720	105	
		7	183°29 <input type="checkbox"/>	720	105	
		8	183°27,5 <input type="checkbox"/>	810	118	
6	6	0	324°25 <input type="checkbox"/>	–	–	справа
		1	324°15 <input type="checkbox"/>	600	87	
		2	324°14 <input type="checkbox"/>	660	96	

		3	324°15 <input type="checkbox"/>	600	87	
		4	324 °15 <input type="checkbox"/>	600	87	
		5	324°15 <input type="checkbox"/>	600	87	
		6	324°15,5 <input type="checkbox"/>	570	83	
		7	324°16 <input type="checkbox"/>	540	79	
		8	324°15 <input type="checkbox"/>	600	87	
7	7	0	294°43,5 <input type="checkbox"/>	–	–	
		1	294° 34 <input type="checkbox"/>	570	83	справа
		2	294°33 <input type="checkbox"/>	630	92	
		3	294°32,5 <input type="checkbox"/>	660	96	
		4	294°33 <input type="checkbox"/>	630	92	
		5	294°34 <input type="checkbox"/>	570	83	
		6	294°35,5 <input type="checkbox"/>	480	70	
		7	294°35 <input type="checkbox"/>	510	74	
		8	294°35,5 <input type="checkbox"/>	480	70	
8	8	0	125° 17,5 <input type="checkbox"/>	–	–	
		1	125°07 <input type="checkbox"/>	630	92	справа
		2	125°04 <input type="checkbox"/>	810	118	
		3	125°04,5 <input type="checkbox"/>	780	113	
		4	125°04,5 <input type="checkbox"/>	780	113	
		5	125°05,5 <input type="checkbox"/>	720	105	
		6	125°05,5 <input type="checkbox"/>	720	105	
		7	125°03,5 <input type="checkbox"/>	840	122	
		8	125°03,5 <input type="checkbox"/>	840	122	
9	9	0	0° 37,5 <input type="checkbox"/>	–	–	
		1	0° 30 <input type="checkbox"/>	-450	-65	слева
		2	0°30 <input type="checkbox"/>	-450	-65	
		3	0°30,5 <input type="checkbox"/>	-420	-61	
		4	0°29,5 <input type="checkbox"/>	-480	-70	

		5	0°26,5 <input type="checkbox"/>	-660	-96	
		6	0°28 <input type="checkbox"/>	-570	-83	
		7	0°24 <input type="checkbox"/>	-810	-118	
		8	0°23 <input type="checkbox"/>	-870	-127	
10	10	0	22°28,5 <input type="checkbox"/>	–	–	слева
		1	22°20 <input type="checkbox"/>	-510	-74	
		2	22°22 <input type="checkbox"/>	-390	-57	
		3	22°27,5 <input type="checkbox"/>	-60	-9	
		4	22°29,5 <input type="checkbox"/>	60	9	
		5	22°25,5 <input type="checkbox"/>	-180	-26	
		6	22°20 <input type="checkbox"/>	-510	-74	
		7	22°17,5 <input type="checkbox"/>	-660	-96	
		8	22°16 <input type="checkbox"/>	-750	-109	
11	11	0	178°23 <input type="checkbox"/>	–	–	слева
		1	178° 14,5 <input type="checkbox"/>	-510	-74	
		2	178°13,5 <input type="checkbox"/>	-570	-83	
		3	178°13,5 <input type="checkbox"/>	-570	-83	
		4	178°13,5 <input type="checkbox"/>	-570	-83	
		5	178°13,5 <input type="checkbox"/>	-570	-83	
		6	178°13,5 <input type="checkbox"/>	-570	-83	
		7	178°14 <input type="checkbox"/>	-540	-79	
		8	178°16 <input type="checkbox"/>	-420	-61	
12	12	0	311°26 <input type="checkbox"/>	–	–	справа
		1	311° 15,5 <input type="checkbox"/>	630	92	
		2	311°16,5 <input type="checkbox"/>	570	83	
		3	311°17,5 <input type="checkbox"/>	510	74	
		4	311°20 <input type="checkbox"/>	360	52	
		5	311°21 <input type="checkbox"/>	300	44	
		6	311°21,5 <input type="checkbox"/>	270	39	

		7	311°18,5 <input type="checkbox"/>	450	65	справа
		8	311°20 <input type="checkbox"/>	360	52	
13	13	0	246°21 <input type="checkbox"/>	–	–	
		1	246° 10,5 <input type="checkbox"/>	630	92	
		2	246°12 <input type="checkbox"/>	540	79	
		3	246°12 <input type="checkbox"/>	540	79	
		4	246°12 <input type="checkbox"/>	540	79	
		5	246°13 <input type="checkbox"/>	480	70	
		6	246°14 <input type="checkbox"/>	420	61	
		7	246°12 <input type="checkbox"/>	540	79	
		8	246°13 <input type="checkbox"/>	480	70	
14	14	0	7°21 <input type="checkbox"/>	–	–	
		1	7° 11 <input type="checkbox"/>	600	87	
		2	7°11,5 <input type="checkbox"/>	570	83	
		3	7°12,5 <input type="checkbox"/>	510	74	
		4	7°11 <input type="checkbox"/>	600	87	
		5	7°12 <input type="checkbox"/>	540	79	
		6	7°12,5 <input type="checkbox"/>	510	74	
		7	7°11 <input type="checkbox"/>	600	87	
		7	7°10 <input type="checkbox"/>	660	96	
15	15	0	75°23 <input type="checkbox"/>	–	–	слева
		1	75° 14 <input type="checkbox"/>	-540	-79	
		2	75°15 <input type="checkbox"/>	-480	-70	
		3	75°15,5 <input type="checkbox"/>	-450	-65	
		4	75°15,5 <input type="checkbox"/>	-450	-65	
		5	75°16,5 <input type="checkbox"/>	-390	-57	
		6	75°16 <input type="checkbox"/>	-420	-61	
		7	75°15 <input type="checkbox"/>	-480	-70	
		8	75°15,5 <input type="checkbox"/>	-450	-65	

16	16	0	157°16 <input type="checkbox"/>	–	–	справа
		1	157° 03,5 <input type="checkbox"/>	750	109	
		2	157°02,5 <input type="checkbox"/>	810	118	
		3	156°49,5 <input type="checkbox"/>	1590	231	
		4	156°00,5 <input type="checkbox"/>	4530	659	
		5	156°56 <input type="checkbox"/>	1200	175	
		6	156°54,5 <input type="checkbox"/>	1290	188	
		7	156°51 <input type="checkbox"/>	1500	218	
		8	156°49,5 <input type="checkbox"/>	1590	231	
17	17	0	125°31 <input type="checkbox"/>	–	–	справа
		1	125°20,5 <input type="checkbox"/>	630	92	
		2	125°22 <input type="checkbox"/>	540	79	
		3	125°24,5 <input type="checkbox"/>	390	57	
		4	125°25 <input type="checkbox"/>	360	52	
		5	125°27,5 <input type="checkbox"/>	210	31	
		6	125 ° 29,5 <input type="checkbox"/>	90	13	
		7	125°29,5 <input type="checkbox"/>	90	13	
		8	125°25,5 <input type="checkbox"/>	330	48	
18	18	0	214°19 <input type="checkbox"/>	–	–	справа
		1	214° 08,5 <input type="checkbox"/>	630	92	
		2	214°10 <input type="checkbox"/>	540	79	
		3	214°12,5 <input type="checkbox"/>	390	57	
		4	214°14,5 <input type="checkbox"/>	270	39	
		5	214°16,5 <input type="checkbox"/>	150	22	
		6	214°17,5 <input type="checkbox"/>	90	13	
		7	214°17,5 <input type="checkbox"/>	90	13	
		8	214°15 <input type="checkbox"/>	240	35	
19	19	0	104°14 <input type="checkbox"/>	–	–	справа
		1	104° 01 <input type="checkbox"/>	780	113	

		2	104°01 <input type="checkbox"/>	780	113	
		3	104°01 <input type="checkbox"/>	780	113	
		4	104°0,5 <input type="checkbox"/>	810	118	
		5	104°7,5 <input type="checkbox"/>	390	57	
		6	104°14,5 <input type="checkbox"/>	-30	-4	
		7	104°22,5 <input type="checkbox"/>	-510	-74	
		8	104°20,5 <input type="checkbox"/>	-390	-57	
20		1	35°21 <input type="checkbox"/>	–	–	
		2	35°06 <input type="checkbox"/>	900	131	
		3	35°02 <input type="checkbox"/>	1140	166	
		4	35°09,5 <input type="checkbox"/>	690	100	
		5	35°10,5 <input type="checkbox"/>	630	92	
		6	35°19 <input type="checkbox"/>	120	17	
		7	35°25 <input type="checkbox"/>	-240	-35	
		8	35°30 <input type="checkbox"/>	-540	-79	
		9	35°30,5 <input type="checkbox"/>	-570	-83	
21	21	0	53°26 <input type="checkbox"/>	–	–	справа
		1	53°12,5 <input type="checkbox"/>	810	118	
		2	53°13 <input type="checkbox"/>	780	113	
		3	53°13 <input type="checkbox"/>	780	113	
		4	53°12,5 <input type="checkbox"/>	810	118	
		5	53°11 <input type="checkbox"/>	900	131	
		6	53°10,5 <input type="checkbox"/>	930	135	
		7	53°11 <input type="checkbox"/>	900	131	
		8	53°13 <input type="checkbox"/>	780	113	
22	22	0	72°31 <input type="checkbox"/>	–	–	справа
		1	72°19 <input type="checkbox"/>	720	105	
		2	72°17,5 <input type="checkbox"/>	810	118	
		3	72°14 <input type="checkbox"/>	1020	148	

		4	72°12,5 <input type="checkbox"/>	1110	161	
		5	72°10 <input type="checkbox"/>	1260	183	
		6	72°06 <input type="checkbox"/>	1500	218	
		7	72°05,5 <input type="checkbox"/>	1530	223	
		8	72°05 <input type="checkbox"/>	1560	227	
23	23	0	104°11 <input type="checkbox"/>	–	–	
		1	103° 59 <input type="checkbox"/>	720	105	
		2	103°58 <input type="checkbox"/>	780	113	
		3	103°55 <input type="checkbox"/>	960	140	
		4	103°52 <input type="checkbox"/>	1140	166	
		5	103°47,5 <input type="checkbox"/>	1410	205	
		6	103°45 <input type="checkbox"/>	1560	227	
		7	103°40 <input type="checkbox"/>	1860	271	
		8	103°37,5 <input type="checkbox"/>	2010	292	
24	24	0	204°31 <input type="checkbox"/>	–	–	
		1	204° 21 <input type="checkbox"/>	600	87	
		2	204°24,5 <input type="checkbox"/>	390	57	
		3	204°27,5 <input type="checkbox"/>	210	31	
		4	204°25,5 <input type="checkbox"/>	330	48	
		5	204°27,5 <input type="checkbox"/>	210	31	
		6	204°32,5 <input type="checkbox"/>	-90	-13	
		7	204°35 <input type="checkbox"/>	-240	-35	
		8	204°35 <input type="checkbox"/>	-240	-35	
25	25	0	340°14 <input type="checkbox"/>	–	–	
		1	340° 02,5 <input type="checkbox"/>	690	100	
		2	340°03,5 <input type="checkbox"/>	630	92	
		3	340°03,5 <input type="checkbox"/>	630	92	
		4	340°05 <input type="checkbox"/>	540	79	
		5	340°05,5 <input type="checkbox"/>	510	74	

справа

справа

справа

		6	340°07,5 <input type="checkbox"/>	390	57	справа
		7	340°10 <input type="checkbox"/>	240	35	
		8	340°12,5 <input type="checkbox"/>	90	13	
26	26	0	356°16 <input type="checkbox"/>	–	–	
		1	356° 05 <input type="checkbox"/>	660	96	
		2	356°06 <input type="checkbox"/>	600	87	
		3	356°06,5 <input type="checkbox"/>	570	83	
		4	356°06 <input type="checkbox"/>	600	87	
		5	356°05,5 <input type="checkbox"/>	630	92	
		6	356°05 <input type="checkbox"/>	660	96	
		7	356°06 <input type="checkbox"/>	600	87	
		8	356°02,5 <input type="checkbox"/>	810	118	
27	27	0	158°21 <input type="checkbox"/>	–	–	
		1	158° 07,5 <input type="checkbox"/>	810	118	
		2	158°03 <input type="checkbox"/>	1080	157	
		3	158°00,5 <input type="checkbox"/>	1230	179	
		4	158°03 <input type="checkbox"/>	1080	157	
		5	158°05 <input type="checkbox"/>	960	140	
		6	158°05,5 <input type="checkbox"/>	930	135	
		7	158°07 <input type="checkbox"/>	840	122	
		8	158°00 <input type="checkbox"/>	1260	183	

### Приложение 3

Таблица 4.3.5 Отклонения образующей стенки резервуара перед гидравлическим испытанием

Номер р пояса	Номер образующей									Пре- дель- ные отк-лоне- ния, мм
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	
	Отклонения образующей от вертикали, мм									
1	-74	96	96	87	92	87	83	92	-65	17
2	-52	109	118	87	96	96	92	118	-65	25
3	-31	92	118	87	96	87	96	113	-61	32

4	-4	87	127	79	105	87	92	113	-70	40
5	-4	65	127	65	105	87	83	105	-96	47
6	-31	65	135	57	105	83	70	105	-83	55
7	-74	70	161	52	105	79	74	122	-	62
8	-92	70	183	48	118	87	70	122	-	70
<i>Номер пояса</i>	<i>Номер образующей</i>									<i>Пределные отклонения, мм</i>
	<i>10</i>	<i>11</i>	<i>12</i>	<i>13</i>	<i>14</i>	<i>15</i>	<i>16</i>	<i>17</i>	<i>18</i>	
	<i>Отклонения образующей от вертикали, мм</i>									
1	-74	-74	92	92	87	-79	109	92	92	17
2	-57	-83	83	79	83	-70	118	79	79	25
3	-9	-83	74	79	74	-65	231	57	57	32
4	9	-83	52	79	87	-65	659	52	39	40
5	-26	-83	44	70	79	-57	175	31	22	47
6	-74	-83	39	61	74	-61	188	13	13	55
7	-96	-79	65	79	87	-70	218	13	13	62
8	-109	-61	52	70	96	-65	231	48	35	70
<i>Номер пояса</i>	<i>Номер образующей</i>									<i>Пределные отклонения, мм</i>
	<i>19</i>	<i>20</i>	<i>21</i>	<i>22</i>	<i>23</i>	<i>24</i>	<i>25</i>	<i>26</i>	<i>27</i>	
	<i>Отклонения образующей от вертикали, мм</i>									
1	113	131	118	105	105	87	100	96	118	17
2	113	166	113	118	113	57	92	87	157	25
3	113	100	113	148	140	31	92	83	179	32
4	118	92	118	161	166	48	79	87	157	40
5	57	17	131	183	205	31	74	92	140	47
6	-4	-35	135	218	227	-13	57	96	135	55
7	-74	-79	131	223	271	-35	35	87	122	62
8	-57	-83	113	227	292	-35	13	118	183	70