

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 |
|---|
| «Влияние эксплуатационных факторов на надежность резервуара вертикального стального типа РВС 20 000м ³ » |

УДК 622. 691.23-025.71-034.14

Студент

| Группа | ФИО | Подпись | Дата |
|---------|--------------|---------|------|
| 3-2Б61Т | Михеева Ю.А. | | |

Руководитель

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|------------------|-------------|---------------------------|---------|------|
| Доцент ОНД, ИШПР | Саруев А.Л. | к.т.н. | | |

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|------------------|----------------|---------------------------|---------|------|
| Доцент ОСГН ШБИП | Трубченко Т.В. | 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 |
|------------------|--------------|---------------------------|---------|------|
| Доцент ОНД, ИШПР | Брусник О.В. | к.п.н. | | |

Планируемые результаты обучения

| <i>Код результата</i> | <i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i> | <i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i> |
|--|---|--|
| <i>В соответствии с универсальными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями</i> | | |
| <i>Общие по направлению подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»</i> | | |
| 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 нефтегазопромышленного оборудования | <i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2, ОПК-1, ОПК-2, ОПК-7, ПК-19, ПК-20, ПК-21, ПК-22).</i> |
| <i>в области экспериментально-исследовательской деятельности</i> | | |
| P7 | Получать, систематизировать необходимые данные и проводить эксперименты с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий для решения расчетно-аналитических задач в области нефтегазового дела | <i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, ОПК-4, ОПК-5, 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-e).</i> |

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

Министерство 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 |
|---------|-------------------------|
| 3-2Б61Т | Михеевой Юлии Андреевны |

Тема работы:

| | |
|---|-------------------------|
| «Влияние эксплуатационных факторов на надежность резервуара вертикального стального типа РВС 20 000м ³ » | |
| Утверждена приказом директора (дата, номер) | 28.02.2020 г. №59-121/с |

Срок сдачи студентом выполненной работы:

03.06.2020

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

| | |
|---|---|
| <p>Исходные данные к работе</p> <p><i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i></p> | <p>Объектом исследования в работе является резервуар вертикальный стальной объемом 20000 м³. Материал изделия – сталь О9Г2С-12. Продукт хранения – нефть. Исследуемый объект относится к технологическому сооружению повышенной опасности.</p> |
|---|---|

| | |
|--|---|
| <p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p> | <ol style="list-style-type: none"> 1. Провести литературный обзор о специфике резервуара. 2. Дать характеристику надежности резервуара вертикального стального, а также выявить основные эксплуатационные дефекты, влияющие на его надежность. 3. Проанализировать основные мероприятия по предотвращению снижения надежности конструкции в период эксплуатации. 4. Рассчитать параметры резервуара, а также провести проверочный расчет его на прочность и устойчивость. |
|--|---|

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

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы
(с указанием разделов)

| Раздел | Консультант |
|---|--|
| «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» | Трубченко Татьяна Григорьевна Доцент, ОСГН ШБИП, к.э.н. |
| «Социальная ответственность» | Сечин Андрей Александрович Ассистент, к.т.н. |
| | |
| | |

| |
|--|
| <p>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</p> |
| |
| |
| |

| | |
|--|---------------|
| <p>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</p> | 01.02.2020.г. |
|--|---------------|

Задание выдал руководитель:

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------------|------------------------|------------------------|---------|------|
| Доцент ОНД ИШПР | Саруев Алексей Львович | к.т.н, | | |

Задание принял к исполнению студент:

| Группа | ФИО | Подпись | Дата |
|---------|------------------------|---------|------|
| 3-2Б61Т | Михеева Юлия Андреевна | | |

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

Студенту:

| | |
|---------------|------------------------|
| Группа | ФИО |
| 3-2Б61Т | Михеева Юлия Андреевна |

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

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

| | |
|--|--|
| 1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих | <i>Оклад руководителя – 39050 руб. Оклад инженера – 13560 руб. Материальные затраты – 1233,75 руб.</i> |
| 2. Нормы и нормативы расходования ресурсов | <i>Накладные расходы 14%; Районный коэффициент 30% Норма амортизации 33,3 %</i> |
| 3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования | <i>Коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды 30 %</i> |

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

| | |
|---|--|
| 1. Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ | <i>Анализ конкурентных технических решений, SWOT-анализ</i> |
| 2. Разработка устава научно-технического проекта | <i>Планирование работ; Разработка диаграммы Ганта; Формирование бюджета затрат на научно-исследовательскую работу.</i> |
| 3. Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок | <i>Описание потенциального эффекта</i> |

Перечень графического материала

| |
|---------------------|
| 1. Таблицы; |
| 2. Матрица SWOT; |
| 3. Диаграмма Ганта. |

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

| | | | | |
|------------------|-------------------------------|-------------------------------|----------------|-------------|
| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
| Доцент ОСГН ШБИП | Трубченко Татьяна Григорьевна | к.э.н. | | |

Задание принял к исполнению студент:

| | | | |
|---------------|------------------------|----------------|-------------|
| Группа | ФИО | Подпись | Дата |
| 3-2Б61Т | Михеева Юлия Андреевна | | |

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

| | |
|---------|------------------------|
| Группа | ФИО |
| 3-2Б61Т | Михеева Юлия Андреевна |

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

Тема ВКР:

| | |
|---|---|
| «Влияние эксплуатационных факторов на надежность резервуара вертикального стального типа РВС 20 000м ³ » | |
| Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»: | |
| 1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения | <p><i>Объектом исследования в данной работе является резервуар для хранения нефти и нефтепродуктов.</i></p> <p><i>В процессе эксплуатации резервуаров, могут, иметь место воздействия на обслуживающий персонал вредные и опасные производственные факторы.</i></p> <p><i>Оказывает негативное воздействие на окружающую среду (атмосферу, гидросферу, литосферу).</i></p> <p><i>Возможно возникновение чрезвычайных ситуаций техногенного, стихийного, экологического и социального характера.</i></p> |
| Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке: | |
| 1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. | <ul style="list-style-type: none"> – СНиП 23-05-95* «Естественное и искусственное освещение»; – ГОСТ 12.1.019-2017 ССБТ «Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты»; – ГН 2.2.5.3532–18 «Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны»; – ГОСТ 12.1.005-88 «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны»; – ГОСТ 12.1.003-2014 «Шум. Общие требования безопасности»; – НВН 33.5.1.02 «Инструкцией о порядке согласования и выдачи разрешений на спецводопользование»; – ОНД-90 «Руководство по контролю источников загрязнения атмосферы. Части 1 и 2»; – ГОСТ 17.2.3.02; «Нормами естественной убыли нефти при приеме, |

| | |
|--|---|
| | <p><i>отпуске и хранении»;</i></p> <p>– <i>Федеральный закон «О промышленной безопасности опасных производственных объектов 116-ФЗ от 21.07.1997 г. с изменениями от 7.08.2000 г.».</i></p> |
| <p>2. Производственная безопасность:</p> <p>2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов</p> <p>2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия</p> | <p>Вредные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> – <i>Превышение уровня шума;</i> – <i>Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе;</i> – <i>Повышенный уровень вибрации;</i> – <i>Недостаточная освещенность рабочего места;</i> – <i>Загазованность рабочего места.</i> <p>Опасные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> – <i>Работа на высоте;</i> – <i>Пожароопасность;</i> – <i>Механические опасности;</i> – <i>Поражение электрическим током.</i> |
| <p>3. Экологическая безопасность:</p> | <p>Процесс эксплуатации и обслуживания резервуаров сопровождается:</p> <ul style="list-style-type: none"> – <i>Загрязнением атмосферы выхлопами от машин;</i> – <i>Загрязнением и повреждением почвенно-растительного покрова производственными отходами;</i> – <i>Загрязнением поверхностных водных источников и подземных вод.</i> |
| <p>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</p> | <p><i>В процессе эксплуатации и обслуживания резервуара возможны ЧС по причинам возгорания резервуара или его разгерметизации.</i></p> |

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

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 |
|---------|------------------------|---------|------|
| 3-2Б61Т | Михеева Юлия Андреевна | | |

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: | 03.06.2020 г. |
|--|---------------|

| Дата контроля | Название раздела (модуля) / вид работы (исследования) | Максимальный балл раздела (модуля) |
|---------------|---|------------------------------------|
| 06.04.2020 | <i>Литературный обзор</i> | 10 |
| 13.04.2020 | <i>Надежность резервуара. Основные эксплуатационные дефекты</i> | 20 |
| 23.04.2020 | <i>Мероприятия по предотвращению снижения надежности конструкции</i> | 25 |
| 04.05.2020 | <i>Расчет параметры резервуара. Проверка его на прочность и устойчивость.</i> | 10 |
| 13.05.2020 | <i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i> | 10 |
| 18.05.2020 | <i>Социальная ответственность</i> | 10 |
| 23.05.2020 | <i>Заключение</i> | 5 |
| 25.05.2020 | <i>Презентация</i> | 10 |
| | <i>Итого</i> | 100 |

Составил преподаватель:

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------------|-------------|------------------------|---------|------|
| Доцент ОНД ИШПР | Саруев А.Л. | К.Т.Н | | |

СОГЛАСОВАНО:

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

Реферат

Выпускная квалификационная работа содержит 101 страницу текстового материала, 5 рисунков, 22 таблиц, 26 источников, 0 приложений.

Ключевые слова: резервуар вертикальный стальной, надежность резервуара, дефекты резервуара, остаточный ресурс, диагностика резервуара, ремонт резервуара.

Объект исследования является: резервуар вертикальный стальной типа РВС объемом 20 000 м³.

Цель работы: рассмотреть влияние эксплуатационных факторов на надежность резервуара вертикального стального типа РВС 20 000 м³

В процессе исследования были проведены: литературный обзор о специфике резервуара, а так же о его характеристике, выявление основных эксплуатационных дефектов, влияющих на надежность резервуара типа РВС. Расчет основных параметров резервуара, а так же стенки резервуара на прочность и устойчивость.

В результате исследования: выявлены основные эксплуатационные дефекты резервуара типа РВС, влияющие на его надежность. Приведена классификация дефектов. Так же в работе были рассмотрены основные мероприятия для повышения надежности и продления срока эксплуатации резервуара.

| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | | | |
|------------|------|--------------|---------|------|--|------|------|--------|
| | | | | | «Влияние эксплуатационных факторов на надежность резервуара вертикального стального типа РВС 20 000 м ³ » | | | |
| Разраб. | | Михеева Ю.А. | | | Реферат | Лит. | Лист | Листов |
| Руковод. | | Саруев А.Л. | | | | | 11 | 101 |
| Консульт. | | | | | | | | |
| Рук-ль ООП | | Брусник О.В. | | | | | | |
| | | | | | ТПУ гр. 3-2Б61Т | | | |

Abstract

The final qualification work contains 101 pages of text material, 5 figures, 22 tables, 26 sources, 0 applications.

Keywords: vertical steel tank, reliability of the tank, defects of the tank, residual life, diagnostics of the tank, repair of the tank.

The object of research is: a vertical steel tank of the VST type with a volume of 20,000 m³.

Purpose of work: to consider the influence of operational factors on the reliability of the tank of vertical steel type VST 20 000m³

In the course of the study, a literature review was conducted on the specifics of the tank, as well as on its characteristics, the identification of the main operational defects that affect the reliability of the tank type VST. Calculation of the main parameters of the tank, as well as the walls of the tank for strength and stability.

As a result of the study: the main operational defects of the reservoir of the VST type, affecting its reliability, were identified. The classification of defects is given. Also in the work, the main measures were considered to increase reliability and extend the life of the tank.

| | | | | | | | | |
|-------------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|---|-----------------|-------------|---------------|
| | | | | | «Влияние эксплуатационных факторов на надежность резервуара вертикального стального типа РВС 20 000м ³ » | | | |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | | | |
| <i>Разраб.</i> | | Михеева Ю.А. | | | Abstract | <i>Лит.</i> | <i>Лист</i> | <i>Листов</i> |
| <i>Руковод.</i> | | Саруев А.Л. | | | | | 12 | 101 |
| <i>Консульт.</i> | | | | | | | | |
| <i>Рук-ль ООП</i> | | Брусник О.В. | | | | | | |
| | | | | | | ТПУ гр. 3-2Б61Т | | |

Сокращения, обозначения

- РВС – резервуар вертикальный стальной;
- РГС - резервуар горизонтальный стальной;
- ЖБР – железобетонный резервуар;
- РВСП - резервуар вертикальный стальной с понтоном;
- КИПиА – контрольно измерительные приборы и автоматика;
- РВСПК - резервуар вертикальный стальной с плавающей крышей;
- ПРП - приемо-раздаточный патрубок;
- ОАО – открытое акционерное общество;
- НДС – напряженно деформированное состояние;
- ППР - планово предупредительный ремонт;
- СИЗ – средства индивидуальной защиты;
- ВПФ – вредный производственный фактор;
- ПДК – предельно допустимая концентрация;
- ЧС – чрезвычайная ситуация;
- ВСН - ведомственные строительные нормы;
- РД – руководящий документ;
- ПБ - промышленная безопасность;
- ГОСТ – государственный стандарт;
- НВН – нефт. нормы водного надзора;
- СНиП – строительные нормы и правила;

| | | | | | | | | |
|-------------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|---|-----------------|-------------|---------------|
| | | | | | «Влияние эксплуатационных факторов на надежность резервуара вертикального стального типа РВС 20 000м ³ » | | | |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | | | |
| <i>Разраб.</i> | | Михеева Ю.А. | | | Сокращения, обозначения | <i>Лит.</i> | <i>Лист</i> | <i>Листов</i> |
| <i>Руковод.</i> | | Саруев А.Л. | | | | | 13 | 101 |
| <i>Консульт.</i> | | | | | | ТПУ гр. 3-2Б61Т | | |
| <i>Рук-ль ООП</i> | | Брусник О.В. | | | | | | |

Оглавление

| | |
|---|----|
| Реферат | 11 |
| Abstract | 12 |
| Сокращения, обозначения | 13 |
| Оглавление | 14 |
| Введение..... | 16 |
| 1. Литературный обзор по специфике и технологическим особенностям резервуаров | 18 |
| 2. Надежность резервуара типа РВС..... | 22 |
| 3. Дефекты, влияющие на эксплуатационную надежность резервуаров | 25 |
| 4. Эксплуатационные дефекты резервуара..... | 28 |
| 4.1 Нарушение геометрической формы резервуара | 28 |
| 4.1.1 Осадка резервуара..... | 29 |
| 4.1.2 Потеря устойчивости резервуара | 30 |
| 4.1.3 Хлопуны резервуара | 31 |
| 4.2 Коррозионные повреждения | 37 |
| 4.2.1 Коррозия сварных швов | 39 |
| 4.2.2 Коррозия металлоконструкций | 40 |
| 5. Мероприятия для повышения надежности резервуара..... | 44 |
| 5.1 Диагностика резервуара | 44 |
| 5.2 Остаточный ресурс резервуара | 46 |
| 5.3 НДС резервуара | 47 |
| 5.4 Срок службы резервуара | 47 |
| 5.5 Планово – предупредительный ремонт (ППР)..... | 48 |
| 6. Расчетная часть..... | 50 |
| 6.1 Расчет размеров резервуара | 51 |

| | | | | | | | | |
|-------------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|---|-----------------|-------------|---------------|
| | | | | | «Влияние эксплуатационных факторов на надежность резервуара вертикального стального типа РВС 20 000м ³ » | | | |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | | | |
| <i>Разраб.</i> | | Михеева Ю.А. | | | Оглавление | <i>Лит.</i> | <i>Лист</i> | <i>Листов</i> |
| <i>Руковод.</i> | | Саруев А.Л. | | | | | 14 | 101 |
| <i>Консульт.</i> | | | | | | ТПУ гр. 3-2Б61Т | | |
| <i>Рук-ль ООП</i> | | Брусник О.В. | | | | | | |

Введение

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

Продукты, хранящиеся в резервуарах относятся к легковоспламеняющимся горючим веществам, что позволяет относить резервуары к пожаровзрывоопасным объектам. Опыт долговременной эксплуатации РВС демонстрирует, что в результате разного рода воздействий они считаются подверженными разрушениям с последующим возникновением аварийных и чрезвычайных ситуаций.

Резервуары для хранения нефти или нефтепродуктов являются опасными объектами, не смотря на определенный прогресс, достигший в резервуаростроении в последние годы.

Резервуар являются опасным объектом, по причине того, что:

- хранящийся продукт, является пожаровзрывоопасным;
- из-за крупных размеров резервуара, сложно контролировать сварные швы по всей протяженности конструкции;
- в процессе эксплуатации резервуара происходит неравномерная просадка основания, а так же несовершенство геометрической формы металлоконструкции;
- в стенках резервуара происходят большие перемещения, а именно в зонах геометрических искажений проектной формы;
- резервуар, подвержен образованию коррозионных повреждений;
- на конструкцию действуют различного рода нагрузки.

| | | | | | | | | |
|------------|------|--------------|---------|------|---|-----------------|------|--------|
| | | | | | «Влияние эксплуатационных факторов на надежность резервуара вертикального стального типа РВС 20 000м ³ » | | | |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | | | |
| Разраб. | | Михеева Ю.А. | | | Введение | Лит. | Лист | Листов |
| Руковод. | | Саруев А.Л. | | | | | 16 | 101 |
| Консульт. | | | | | | | | |
| Рук-ль ООП | | Брусник О.В. | | | | | | |
| | | | | | | ТПУ гр. 3-2Б61Т | | |

По причине не надежности конструкции возникают аварийные ситуации, повлекшие за собой ущерб. Это может быть как потеря нефтепродуктов, материальный ущерб, загрязнение местности и гибель обслуживающего персонала.

Обеспечение надежности металлоконструкции на сегодняшний день остается актуальным. Проблема повышения надежности резервуаров должна решаться на всех этапах, при: проектировании, монтаже и испытании, а так же при эксплуатации и диагностике.

Объект исследования: резервуар вертикальный стальной типа РВС объемом 20 000 м³.

Цель работы: Влияние эксплуатационных факторов на надежность резервуара вертикального стального типа РВС 20 000м³.

Для реализации указанной цели, необходимо выполнить следующие **задачи:**

1. Провести литературный обзор о специфике резервуара.
2. Дать характеристику надежности резервуара вертикального стального, а также выявить основные эксплуатационные дефекты, влияющие на его надежность.
3. Проанализировать основные мероприятия по предотвращению снижения надежности конструкции в период эксплуатации.
4. Рассчитать параметры резервуара, а также провести проверочный расчет его на прочность и устойчивость.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|----------|------|
| | | | | | Введение | Лист |
| | | | | | | 17 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

1. Литературный обзор по специфике и технологическим особенностям резервуаров

Резервуар — вертикальная или же горизонтальная ёмкость, предназначенная для приёма, хранения, учёта (количественного и качественного) и выдачи продуктов.

Резервуары классифицируются по следующим признакам:

I По материалу:

- металлические;
- синтетические;
- железобетонные;
- горные
- земляные;
- ледогрунтовые;
- каменные.

II По отношению к поверхности земли:

- подземные;
- заглубленные;
- наземные.

III По величине избыточного давления:

- Резервуары атмосферные, у которых избыточное давление равно нулю (РВСП, РВСПК);
- Низкого давления. Это резервуары, у которых давление (избыточное) не более 2 КПа;
- Резервуары, значение рабочего вакуумметрического давления у которых, не превышает 2,5 КПа, и зависит от вида хранимого продукта и конструкции резервуара (РВС);

| | | | | | | | | |
|-------------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|---|-----------------|-------------|---------------|
| | | | | | «Влияние эксплуатационных факторов на надежность резервуара вертикального стального типа РВС 20 000м ³ » | | | |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | | | |
| <i>Разраб.</i> | | Михеева Ю.А. | | | Литературный обзор по специфике и технологическим особенностям резервуаров | <i>Лит.</i> | <i>Лист</i> | <i>Листов</i> |
| <i>Руковод.</i> | | Саруев А.Л. | | | | | 18 | 101 |
| <i>Консульт.</i> | | | | | | ТПУ гр. 3-2Б61Т | | |
| <i>Рук-ль ООП</i> | | Брусник О.В. | | | | | | |

- Высокого давления. Это резервуары, у которых давление (избыточное) превышает 70 кПа.

IV По технологическим операциям:

- резервуары для хранения маловязких нефтей и нефтепродуктов;
- резервуары для хранения высоковязких нефтей и нефтепродуктов;
- резервуары-отстойники;
- резервуары специальных конструкций для хранения нефтей и нефтепродуктов с высоким содержанием насыщенных паров.

V По конструкции:

- РВС со стационарными крышами, с плавающими крышами и с понтонами;
- РГС, шаровые, каплевидные, сферические;
- ЖБР могут быть выполнены из монолитного или сборного железобетона, по виду они бывают цилиндрические и прямоугольные в плане.

VI По классу опасности:

- 1 класс – резервуары, с объемом 50000 м³ и выше;
- 2 класс - резервуары, с объемом 20000 м³ - 50000 м³ и 10000 м³ - 50000 м³. При условии, что они расположены по берегам крупных водоемов и рек, либо в черте города;
- 3 класс – резервуары, с объемом 1000 м³ - 20000 м³;
- 4 класс – резервуары, объемом 1000 м³ и менее [1].

В зависимости от конструкции крыши, резервуар оснащается своим специальным оборудованием (таблица № 1).

| Таблица № 1 - Оснащение резервуаров | | | | |
|-------------------------------------|----------|----------|----------|----------|
| Наименование оборудования | РВС | РВСП | РВСПК | РГС |
| <i>1</i> | <i>2</i> | <i>3</i> | <i>4</i> | <i>5</i> |
| дыхательный клапан | + | + | + | + |
| предохранительный клапан | + | + | + | |
| вентиляционные патрубки | | + | + | + |

| Окончание таблицы №1 | | | | |
|--|---|---|---|---|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
| огневой предохранитель | + | + | + | + |
| люк замерный | + | + | + | + |
| патрубок замерного люка | | | | + |
| люк-лаз | + | + | + | |
| дополнительные люки-лазы на 2 и 3 поясе для спуска на понтон | | + | | |
| люк световой | + | + | + | |
| приемо-раздаточное устройство | + | + | + | + |
| сифонный кран | + | + | + | |
| устройство «Диоген» | + | + | + | |
| лестница стационарная | + | + | + | + |
| лестница катучая | | | + | |
| лестница для спуска внутрь резервуара | | | | + |

Помимо специального оборудования, для обеспечения надежности, долговечности и безопасности, резервуар оборудуют вспомогательными системами и системами КИПиА.

Резервуары для нефти и нефтепродуктов, так же оснащаются:

- измерителями уровня жидкости в резервуаре (местным и дистанционным);
- сигнализаторами максимального оперативного уровня жидкости в резервуаре;
- сигнализатором аварийного уровня жидкости в резервуаре;
- дистанционным измерителем средней температуры жидкости в резервуаре;
- измерителями температуры жидкости (местным и дистанционным) в районе ПРП в резервуаре, снабженного устройством для подогрева жидкости;

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--|------------|
| | | | | | Литературный обзор по специфике и технологическим особенностям резервуаров | Лист 20 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

- пожарными извещателями автоматического действия и средствами включения системы пожаротушения;
- дистанционным сигнализатором загазованности над плавающей крышей;
- сниженным пробоотборником;
- сигнализатором верхнего положения понтона;
- датчиком утечек [2].

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--|------|
| | | | | | Литературный обзор по специфике и технологическим особенностям резервуаров | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 21 |

2. Надежность резервуара типа РВС

Актуальной проблемой в текущее время в нефтегазовой промышленности является проблема повышения надежности вертикальных стальных резервуаров для хранения нефти или нефтепродуктов.

Под понятием надежность резервуара понимается - свойство его конструкции выполнять заданные функции: прием, хранение и отбор из него нефти или нефтепродуктов, при заданных параметрах. К параметрам резервуара относятся: уровень заполнения резервуара, плотность, температура и вязкость хранимого продукта, скорость закачки нефти и отбора хранимого продукта, оборачиваемость резервуара.

Одной из важнейших задач проектирования, строительства, а так же эксплуатации является - обеспечение надежности резервуарных конструкций. В период функционирования металлоконструкции различают проектную и эксплуатационную надежность.

Надежность металлоконструкции главным образом зависит от факторов: технологических и эксплуатационных. Надежность резервуара так же определяется вероятностью выполнения данных функций, т.е. по возможности в определенное время (в период межремонта) принять в резервуар на хранение определенное количество нефти, с сохранением во времени установленных значений эксплуатационных характеристик (уровень заполнения, избыточное давление, вакуум и пр.).

Критериями, характеризующими, эксплуатационную надежность резервуаров являются:

Под понятием работоспособность резервуара понимается – это состояние, при котором резервуар, без отклонений рабочих параметров, способен выполнять заданные функции, установленные требованиями

| | | | | | | | | |
|------------|------|--------------|---------|------|---|-----------------|------|--------|
| | | | | | «Влияние эксплуатационных факторов на надежность резервуара вертикального стального типа РВС 20 000м ³ » | | | |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | | | |
| Разраб. | | Михеева Ю.А. | | | Надежность резервуара типа РВС | Лит. | Лист | Листов |
| Руковод. | | Саруев А.Л. | | | | | 22 | 101 |
| Консульт. | | | | | | ТПУ гр. 3-2Б61Т | | |
| Рук-ль ООП | | Брусник О.В. | | | | | | |

технической документации. Методы сооружения и эксплуатации, уровень внешних воздействий, допустимые отклонения параметров все это предусматривается технической документацией. Отказ – это событие, в нарушении работоспособности резервуара.

Под отказом понимается - параметрический отказ, который приводит к выходу его характеристик, установленных требованиями технических показателей, за допускаемые пределы.

Ремонтопригодность элементов резервуаров – это приспособленность элементов металлоконструкции к предупреждению или же обнаружению неисправности, а так же их ремонта и этап обслуживания до появления отказа. Издержки труда, времени и средств на работы по ремонту определяют - ремонтпригодность.

Под понятием безотказность работы резервуара понимается — свойство резервуара, а так же его основных элементов сохранять работоспособность без принудительных перерывов в работе. Основным показателем безотказности конструкции является вероятность безотказной работы $P(t)$ (коэффициент надежности) — вероятность того, что в заданном интервале времени $t=T$ не возникнет отказа конструкции. Коэффициент надежности — это количественный показатель надежности (критерий прочности, выносливости и устойчивости).

Долговечность металлоконструкции и его элементов – это, свойство конструкции сохранять работоспособность до предельного состояния с необходимыми перерывами для технического обслуживания и ремонтов. Основным показателем долговечности конструкции является ресурс или же срок службы.

Качественная и своевременная оценка технического состояния, резервуаров для хранения нефти и нефтепродуктов, а также ликвидация обнаруженных дефектов, позволяет повысить их надежность в период эксплуатации резервуаров. На основании комплексной проверки резервуара, включающей в себя проверку качества металла, дефектоскопию сварных

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--------------------------------|------|
| | | | | | Надежность резервуара типа РВС | Лист |
| | | | | | | 23 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

соединений, контроль толщины стенок отдельных элементов, можно получить данную оценку. [3].

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--------------------------------|------|
| | | | | | Надежность резервуара типа РВС | Лист |
| | | | | | | 24 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

3. Дефекты, влияющие на эксплуатационную надежность резервуаров

Под *дефектом* понимается – отдельное несоответствие (любое) нормативным документам, а именно сварные швы, основной металл конструкции, геометрические формы металлоконструкции, а также конструктивные и соединительные детали, приварные элементы, которые не соответствуют требованиям нормативных документов.

В элементах конструкции резервуаров, встречаются дефекты, которые делятся на группы:

1. Возникающие под влиянием технологических факторов

1.1. Металлические - появившиеся при изготовлении проката.

- Закаты;
- Расслоения;
- Неравномерности легирования;
- Задиры;
- Микротрещины;
- нарушение геометрии проката.

1.2. Монтажные - представшие при монтаже резервуара.

| Дефекты монтажа и подготовки основания | | Дефекты сварки | |
|---|--|----------------|--|
| 1 | | 2 | |
| <ul style="list-style-type: none"> • Местные пластические деформации стенки; • Неубранные остатки монтажных приспособлений; • Сквозные пробои металлоконструкций монтажной техникой; | <ul style="list-style-type: none"> • Газовые порывы; • Свищи; • Кратеры; • Смещение стыкуемых кромок; • Нарушение геометрии сварного шва; • Непровары; | | |

| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | «Влияние эксплуатационных факторов на надежность резервуара вертикального стального типа РВС 20 000м ³ » | | | |
|------------|------|--------------|---------|------|---|-----------------|------|--------|
| Разраб. | | Михеева Ю.А. | | | Дефекты, влияющие на эксплуатационную надежность резервуаров | Лит. | Лист | Листов |
| Руковод. | | Саруев А.Л. | | | | | 25 | 101 |
| Консульт. | | | | | | ТПУ гр. 3-2Б61Т | | |
| Рук-ль ООП | | Брусник О.В. | | | | | | |

| Окончание таблицы № 2 | |
|---|---|
| 1 | 2 |
| <ul style="list-style-type: none"> • Угловатость монтажных швов. • Подтягивание части окрайки к стенке РВС перед сваркой; • Некачественная подготовка основания; • Отсутствие фундамента под задвижками или системой ГУС; • Жесткое закрепление шахтных лестниц или ГУС с РВС; • Вырывы металла из полотнища при разворачивании; • Смещение стыкуемых полотнищ в вертикальной плоскости; | <ul style="list-style-type: none"> • Шлаковые включения; • Микротрещины; • Прожоги в местах установки временных креплений. • Грубая чешуйчатость; • Подрезы; Отсутствие сварных швов. |

1.3. Заводские – дефекты, образовавшиеся при производстве рулонных или других заготовок или же это дефекты сварки и сборки.

- Газовые поры;
- Грубая чешуйчатость;
- Смещение стыкуемых кромок;
- Микротрещины;
- Подрезы;
- Свищи;
- Шлаковые включения;
- Кратеры;
- Непровары;
- Нарушение геометрии сварного шва.

1.4. Транспортные – дефекты, образовавшиеся при перевозке заготовок до строительного места.

- Гофры на поверхности рулона;
- Регулярная погибь в продольном направлении;

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--|------|
| | | | | | Дефекты, влияющие на эксплуатационную надежность резервуаров | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 26 |

- Локальные вмятины на рулоне или на его крае;
- Смятие части рулона;

1.5. Проектные - появившиеся из-за несовершенств проекта;

2. Возникающие под влиянием эксплуатационных факторов

2.1. Эксплуатационные — возникшие в процессе эксплуатации резервуара [4].

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--|------|
| | | | | | Дефекты, влияющие на эксплуатационную надежность резервуаров | Лист |
| | | | | | | 27 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

4. Эксплуатационные дефекты резервуара

Дефекты, возникшие на этапе изготовления, монтажа и эксплуатации металлоконструкции, или же вследствие коррозионного воздействия, а так же осадки оснований резервуаров, вибрации и температурных воздействий, оказывают особое воздействие на эксплуатационную надежность резервуаров.

Образование коррозия, вибрации, температурных воздействия и осадки оснований так же влияют на надежность резервуара. Представленные факторы нарушают проектное состояние резервуара, тем самым способствуют, сокращению срок службы металлоконструкции и появлению дефектов.

В работе рассмотрим более подробно, эксплуатационные дефекты, которые наиболее характерны для вертикальных стальных резервуаров.

Эксплуатационные дефекты — это дефекты, появившиеся в процессе эксплуатации резервуара. Эксплуатационные дефекты делятся на группы:

- *нарушение геометрической формы резервуара;*
- *коррозионные повреждения.*

4.1 Нарушение геометрической формы резервуара

Нарушение формы геометрии чаще всего по причине некачественной подготовки основания, под действием вакуума, вибраций, переполнений, неравномерной просадки днища, в процессе эксплуатации, происходит изменение геометрической формы резервуара. Предельные отклонения от горизонтали наружного контура днища эксплуатируемых металлоконструкций, могут увеличиваться, если: - эксплуатационный срок 5 лет и более - в 1,3 раза; - эксплуатационный срок 20 лет и более - в 2 раза. Резервуары, которые эксплуатировались уже более 15 лет, для них допускаются отклонения от горизонтали в 2 раза большие, в отличии, чем для новых конструкций.

| | | | | | | | | |
|------------|------|--------------|---------|------|---|-----------------|------|--------|
| | | | | | «Влияние эксплуатационных факторов на надежность резервуара вертикального стального типа РВС 20 000м ³ » | | | |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | | | |
| Разраб. | | Михеева Ю.А. | | | Эксплуатационные дефекты резервуара | Лит. | Лист | Листов |
| Руковод. | | Саруев А.Л. | | | | | 28 | 101 |
| Консульт. | | | | | | ТПУ гр. 3-2Б61Т | | |
| Рук-ль ООП | | Брусник О.В. | | | | | | |

4.1.1 Осадка резервуара

Контроль состояния осадки резервуара, необходим для предотвращения повреждения металлоконструкции в процессе эксплуатации. Контроль проводят путем нивелирования окрайки по наружному диаметру резервуара.

За осадкой основания каждого вертикального резервуара должен быть установлен систематический контроль. У вновь сооруженных резервуаров в первые четыре года эксплуатации (до стабилизации осадка) необходимо каждый год проводить нивелирование в абсолютных отметках окрайки днища (верх нижнего пояса резервуара контролируется в восьми точках, и не реже чем через 6 м). Не реже одного раза в 5 лет после стабилизации основания, необходимо проводить контрольное нивелирование.

При нивелировании окрайки днища одновременно обязательно должны нивелироваться фундамент лестницы и фундаменты запорной арматуры приемных технологических трубопроводов.

Стабилизация осадки основания резервуара формируется в первые четыре года эксплуатации металлоконструкции. За это время для незаполненного резервуара объемом от 2000 до 20000 м³, отклонения от горизонтальности наружного контура днища, не должны превышать ±40 мм. А для диаметрально противоположных точек ±80 мм. При заполнении резервуара, отклонения не должны превышать ±50 мм - для двух соседних точек, а для диаметрально противоположных точек - 100 мм.

При эксплуатации резервуаров более 4 лет, допускаются следующие отклонения:

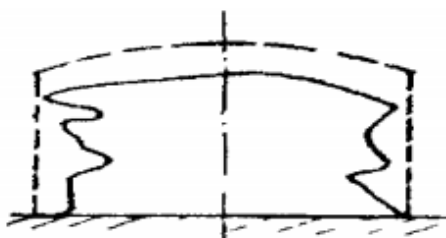
- До 150 мм - для диаметрально противоположных точек окрайки днища;
- До 80 мм - для соседних точек нивелирования, находящихся на 6 м друг от друга (местные просадки).
- До 150 мм – для высоты хлопуна;
- До 2 м² – для площади хлопуна [3].

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|-------------------|------|
| | | | | | Осадка резервуара | Лист |
| | | | | | | 29 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

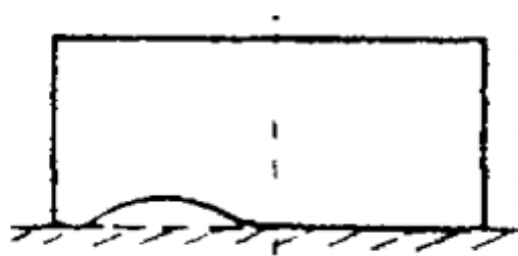
4.1.2 Потеря устойчивости резервуара

Устойчивость - способность тонкостенной конструкции, в частности тонкостенной цилиндрической оболочки, сохранять устойчивую форму равновесия при действии сжимающих напряжений. Сжимающие напряжения в стенке резервуара возникают от действия веса крыши, веса снега, аварийного вакуума, ветра и др. При превышении сжимающими напряжениями критических значений может произойти скачкообразное изменение формы равновесия резервуара (потеря устойчивости), как правило, сопровождающееся хлопком. Потеря устойчивости цилиндрической оболочки - переход от симметричной (цилиндрической) формы к несимметричной форме равновесия, выражающийся в появлении на стенке резервуара, как правило, заметных глазом волнообразных выпучен и вмятин, распространяющихся как в окружном, так и в осевом направлении. Для типовых РВС число волн в окружном направлении составляет примерно 12-40, в зависимости от диаметра, высоты и толщины стенки.

Различают общую и местную потери устойчивости.



Общая потеря устойчивости резервуара



Местная потеря устойчивости резервуара

Во избежание аварийных ситуаций для опорожнено резервуара проверяют устойчивость стенки на совместное воздействие осевого сжатия параллельно образующей, а так же сжатия от внешнего равномерного давления нормального к боковой поверхности стенки резервуара.

Для резервуаров типа РВСП и РВС, для определения внешнего равномерного давления используют значение вакуума и ветровой нагрузки.

Показатель номинальной толщины стенки для надлежащих поясов резервуара,

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--------------------------------|------|
| | | | | | Потеря устойчивости резервуара | Лист |
| | | | | | | 30 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

на основании расчетов должен выполняться. Если условие устойчивости не выполняется, то показатели толщин должны быть увеличены до выполнения условия.

4.1.3 Хлопуны резервуара

Хлопун (вмятина) - локальная деформация поверхности конструкции резервуара.

К полному разрушению металлоконструкций резервуаров, могут привести трещиновидные дефекты, которые для резервуаров наиболее опасны.

Трещиновидные дефекты в большинстве случаев расположены в сварных швах. К ним относятся непровары, цепочки пор, трещины, шлаковые включения, подрезы и т.д. Основными неисправностями стальных вертикальных резервуаров являются:

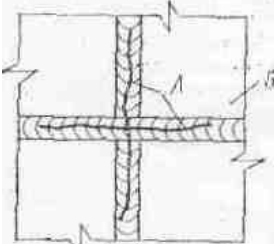
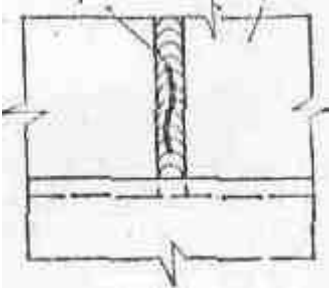
- Дефекты стенки резервуара;
- Дефекты сварных швов резервуара;
- Дефекты днища резервуара.

Дефекты стенки резервуара

Выделяет следующие виды трещин в стенке резервуара:

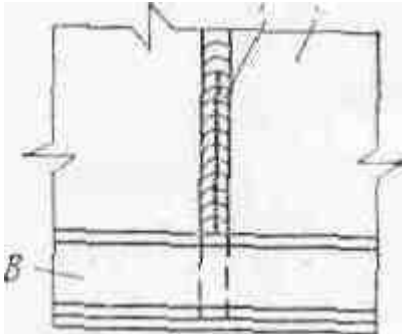
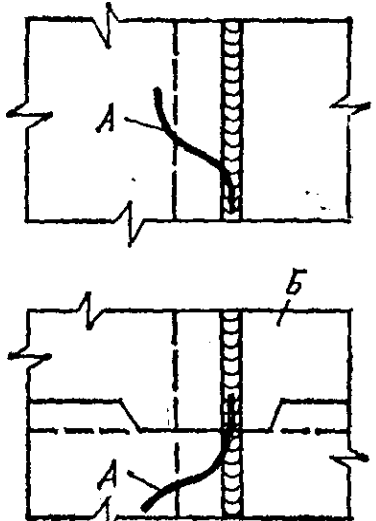
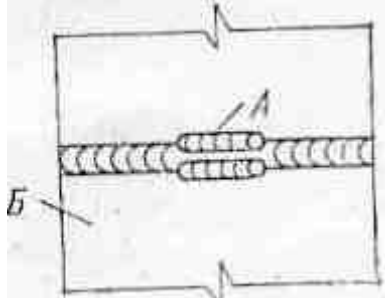
Таблица № 3 – Основные трещины в стенке резервуара.

| 1 | 2 |
|---|---|
| <p>В стенке 1 пояса, появилась трещина по стыковому соединению окрайки днища, распространившаяся внутрь с выходом к основному металлу. Длина не менее 100 мм.</p> |  |
| <p>Трещина А по сварному шву либо основному металлу уторного уголка В, распространившегося на основной металл листа 1 пояса резервуара В. Длиной не более 100 мм.</p> |  |

| Продолжение таблицы № 3 | |
|---|---|
| 1 | 2 |
| <p>Поперечная трещина А по стыковому сварному шву вертикального стыка стенки резервуара (Б), распространившаяся на основной металл.</p> |  |
| <p>Продольные трещины А или одна трещина в пересечении сварных соединений стенки Б резервуара.</p> |  |
| <p>Продольная трещина А в сварном шве вертикального стыка стенки Б резервуара, начинающаяся вблизи горизонтального шва и распространившаяся на длину не более 150 мм.</p> |  |
| <p>Трещина А по основному металлу листа стенки Б резервуара около горизонтального и вертикального швов или же около горизонтального шва.</p> |  |
| <p>Поперечная трещин А в сварных швах стенки резервуара — сквозная или несквозная.</p> |  |

| | | | | |
|------|------|----------|---------|------|
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |
|------|------|----------|---------|------|

Окончание таблицы № 3

| 1 | 2 |
|--|--|
| <p>Продольная трещина <i>A</i> по сварному шву вертикального стыка листов пояса стенки <i>B</i> резервуара, начинающаяся от горизонтального шва уторного уголка <i>B</i> и распространившаяся на длину не более 150мм.</p> |  |
| <p>Трещина <i>A</i> по сварному шву с выходом на основной металл <i>B</i> длиной не более 250 мм в замыкающем вертикальном шве стенки резервуара, выполненном внахлест:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) в середине пояса; 2) вблизи горизонтального шва. |  |
| <p>Многократная наварка <i>A</i> на участок сварного соединения и лист стенки <i>B</i> резервуара в дефектном месте.</p> |  |

| | | | | |
|------|------|----------|---------|------|
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |
| | | | | |

Дефекты сварных швов резервуара

При сварке металлов с использованием напыления, при не соблюдении требований к сварочным материалам, сборке соединяемых элементов, механической и термической обработке сварных соединений – образуются сварочные дефекты.

Трещины в сварном шве — дефект образованный локальным разрушением сварочного шва, под действием нагрузок или же при его охлаждении.

При длительной эксплуатации резервуаров, появляются многочисленные дефекты, а также снижается прочность сварных соединений, в районе сварных швов [5].

К дефектам сварных швов можно отнести:

1. Трещины – несплошность, которая могла возникнуть в результате действия нагрузок или охлаждения, вызванная разрывом шва.
2. Микротрещина – трещина, которая обнаруживается физическими методами, при увеличении не менее чем в пятидесяти раз, (имеет микроскопические размеры);
3. Продольная трещина – трещина, ориентированная параллельно оси сварного шва. Продольная трещина, может располагаться; на границе сплавления; в основном металле; в зоне термического влияния, а также: в металле сварного шва.
4. Поперечная трещина – трещина, ориентированная поперек оси сварного шва. Поперечная трещина может располагаться: в зоне термического влияния; в основном металле; в металле сварного шва.
5. Радиальными называют трещины, которые радиально расходятся из одной точки. Они могут располагаться: в зоне термического влияния; в основном металле; в металле сварного шва.
6. Раздельные трещины – группа трещин, расположенных в металле сварного шва; в основном металле; в зоне термического влияния.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|---------------------------------|------|
| | | | | | Дефекты сварных швов резервуара | Лист |
| | | | | | | 34 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

7. Разветвленные трещины – группа трещин, возникших из одной трещины. Они в основном располагаются: в основном металле; в металле сварного шва; в зоне термического влияния.

Причины, по которым появляются трещины в сварном шве:

- большое содержание углерода в свариваемой стали;
- быстрая скорость охлаждения шва (особенно при сварке сталей с высоким содержанием углерода);
- по причине нарушения режима сварки, а также из-за повышенной жесткости свариваемой конструкции, образуется неправильная форма сварного шва;
- Высокие сварочные напряжения возникают, в процессе кристаллизации расплавленного сваркой металла.

Основные способы предупреждения трещин в сварном шве:

Перед сваркой:

- Для изготовления металлоконструкции необходимо сделать правильный выбор основного металла, с учетом химического содержания;
- Необходимо выбрать правильный сварочный материал, а так же правильный режим сварки металла;
- В процессе сварки, для снижения напряжения, необходимо использовать специальные устройства и приспособления.

Во время сварки:

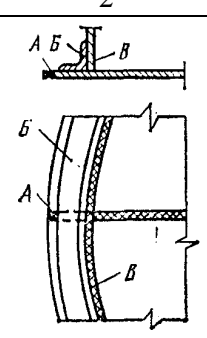
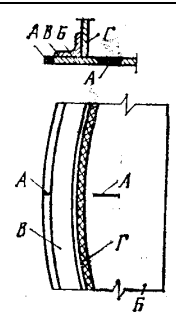
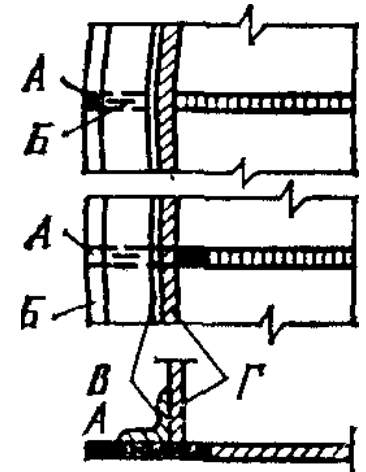
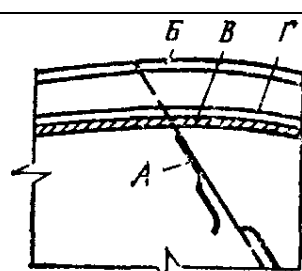
- Для нормального термического цикла сварки и правильного размера сварочной ванны, необходимо применять правильную технику сварки;
- Предварительный подогрев и последующая термическая обработка;
- По возможности стараться обеспечивать формирование мелких зерен металла во время кристаллизации сварной ванны [5].

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|---------------------------------|------|
| | | | | | Дефекты сварных швов резервуара | Лист |
| | | | | | | 35 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

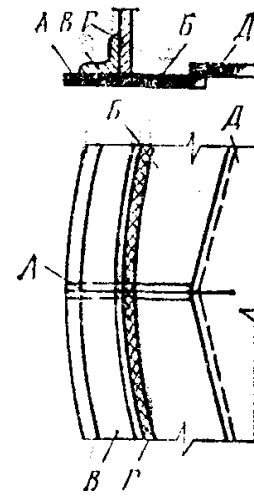
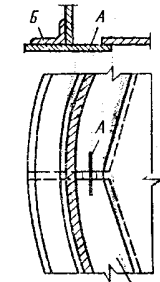
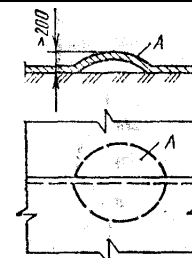
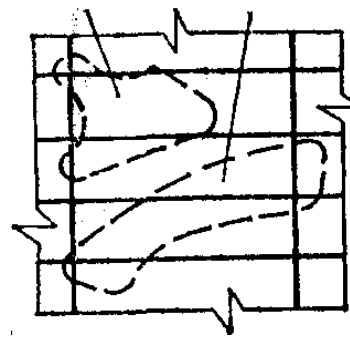
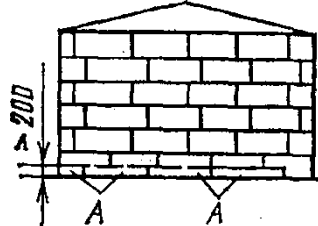
Дефекты днища резервуара

Днища резервуаров подвержены механическому и коррозионному разрушениям. Наиболее часто трещины вызваны концентрацией напряжений в нижнем узле резервуара, они встречаются в основном металле сегментов, в сварных швах, а также окраек днища [3].

Выделяет следующие виды трещин в сварных соединениях днищ резервуара:

| Таблица № 4 – Основные дефекты днища резервуара | |
|---|---|
| 1 | 2 |
| <p>Продольная трещина <i>A</i> в сварном стыковом соединении окрайки днища, не доходящая до уторного уголка <i>Б</i>; в резервуарах без уторного уголка - до корпуса <i>В</i>.</p> |  |
| <p>Радиальная трещина <i>A</i>, длина которой не более 100 мм, в окрайке днища <i>Б</i>, не доходящая до уторного уголка <i>В</i> или стенки <i>Г</i> снаружи или внутри резервуара.</p> |  |
| <p>Продольная трещина <i>A</i> в сварном стыковом соединении сегментной окрайки днища <i>Б</i>, не имеющей остающейся технологической подкладки. Трещина дошла до упорного уголка <i>В</i> и прошла под стенку <i>Г</i> резервуара, но не вышла на основной металл днища.</p> |  |
| <p>Трещина <i>A</i> в сварном шве окрайки <i>Б</i> днища с выходом на основной металл. Стенка <i>В</i> клепаная с уторным уголком <i>Г</i>.</p> |  |

Окончание таблицы № 4

| 1 | 2 |
|---|---|
| <p>Продольная трещина <i>A</i> в сварном стыковом соединении сегментной окрайки днища <i>Б</i>, не имеющем технологической подкладки. Трещина прошла под уторный уголок <i>В</i> и стенкой резервуара <i>Г</i> вовнутрь и распространилась на основной металл днища <i>Д</i>.</p> |  |
| <p>Поперечная трещина <i>A</i> в сварном стыковом соединении окрайек днища <i>Б</i>, расползлась на основной металл окрайек.</p> |  |
| <p>Выпучина или хлопун <i>A</i> высотой более 200 мм на площади более 3 м² с плавным переходом на днище резервуара.</p> |  |
| <p>Выпучина или хлопун <i>A</i> высотой более 200 мм, площадью более 3 м² сложной конфигурации или вытянутой формы в одном направлении с плавным переходом на днище резервуара.</p> |  |
| <p>Днище прокорродировано полностью.</p> |  |

4.2 Коррозионные повреждения

Коррозия составляет 30% основных дефектов РВС. При причине коррозионного повреждения выходит из строя нефтегазовое оборудование.

Длительная эксплуатация резервуаров отображает, степень коррозионных повреждений элементов конструкций - неодинакова. Наиболее интенсивно повреждаются нижние пояса и уторные уголки резервуаров, а также внутренние поверхности днищ. Прежде всего, это происходит по причине контакта элементов конструкций с подтоварными водами. Помимо этого так же коррозионной активностью и качеством хранимого в резервуаре нефтепродукта. Коррозия проявляется в виде пятен, очагов или язв. Процесс коррозии элементов носит неравномерный характер.

Коррозия в первую очередь уменьшает срок службы резервуара и его оборудования, а также сказывается на безопасности металлоконструкции при ее эксплуатации.

Коррозионное влияние является одним из главных факторов внешней среды, которое оказывает негативное влияние на прочностные свойства сварных соединений и металлов.

К наиболее распространенным средам, проявляющими коррозионное воздействие, на металлоконструкции являются:

- *разные химические среды в производстве;*
- *вода и водные растворы солей и щелочей;*
- *влажный воздух.*

Процесс, при протекании которого, происходит разрушение металлов, по причине электрохимического или химического воздействий окружающей среды, называется коррозией.

Химическая коррозия – это образование соединений в средах, которые не проводят электрический ток (прямое соединение металла с агрессивными составляющими средами).

Электрохимическая коррозия – это электрохимическое взаимодействие с электролитическими проводящими средами, проводящее к произвольному

| | | | | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--|--|--|--|------|
| | | | | | | | | | Лист |
| | | | | | | | | | 38 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | | | | |

разрушению металла. Среда, при которой происходит ионизация атомов металла (анодная реакция), а так же восстановление оксидного компонента коррозионной среды (катодная реакция) проходят не в одном акте.

4.2.1 Коррозия сварных швов

Качеством сварных швов определяется прочность и долговечность резервуара, как сварной конструкции. 22% от основных дефектов резервуаров составляют – дефекты сварных швов. При помощи дефектоскопии можно определить дефекты сварных швов резервуара. К обнаруженным дефектам можно отнести: несплавления; отпотины; неправильные размеры шва; непровары; соединение листов стенки резервуара, расположенных горизонтально и вертикально; подрезы; а так же смещение кромок.

На несущую способность металлоконструкции, оказывают максимальное влияние непровары уторного соединения стенки резервуара с днищем, которые размещены с внутренней стороны резервуара.

Ряд дефектов монтажа резервуаров связан с нарушениями, допущенными при сборке резервуара под сварку. Дефект, называемый «угловатостью монтажных швов» в основном встречается в стенках резервуара, выполненного из рулонных заготовок. Вертикальные трещины малоциклового усталости, формируются в швах, под воздействием переменных нагрузок, вызванных заполнением-опорожнением резервуара.

Повышение влияния дефектов на надежность сварного соединения увеличивается, при долгой работе металлоконструкции в нагруженном состоянии, а так же при понижении температуры эксплуатации и усилении образования коррозии. При концентрации напряжений конструкции и под действием коррозии, при длительной эксплуатации резервуара, дефекты сварных швов могут приобрести опасные размеры [4].

Общая коррозия может быть равномерной в границах всего сварного соединения, включая и основной металл. Это происходит, когда процесс сварки оказывает слабое влияние на коррозионную стойкость. Равномерная коррозия основного металла отмечается, если металл шва более стойкий,

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|-----------------------|------|
| | | | | | Коррозия сварных швов | Лист |
| | | | | | | 39 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

нежели чем основной металл, и при этом отрицательное влияние отсутствует. Коррозия будет сосредоточена в сварном шве, если он менее устойчив, по сравнению с основным металлом. В отношении общей коррозии, слабыми участками могут быть, зоны термического влияния, в которых будет сосредоточена коррозия. Основным опасным видом разрушения для металлоконструкции является скопление общей коррозии в околошовной зоне или на шве, это свидетельствует об отрицательном влиянии процесса сварки.

Как для некоторых соединений легированных сталей, так и для цветных металлов, характерны *местные виды коррозии*. По причине нарушения целостности поверхностной пленки металлов, при нагреве во время сварки, может возникать точечная коррозия.

4.2.2 Коррозия металлоконструкций

Утонение листов металла элементов металлоконструкций, а так же появление сквозных отверстий, являются результатом прогрессирования коррозионного повреждения в процессе эксплуатации. Уменьшение толщины стенки резервуара, приводит к его разупрочнению и тем самым нуждается в восстановлении. Одним из браковочных параметров металлоконструкции в целом или отдельных элементов его конструкции является максимально допустимый износ стенок, крыш, несущих конструкций, днищ резервуара. Величина которых, определена в нормативной документации.

После длительной эксплуатации резервуара, 15–20 лет и более, наступает период изнашивания основных элементов их конструкции. Из практики эксплуатации резервуаров видно, то, что степень коррозионных повреждений элементов металлоконструкций неодинакова. Таким образом, наиболее интенсивно повреждаются нижние пояса, внутренняя поверхность днища, а так же уторные уголки резервуаров. Прежде всего, это обусловлено: контактом элементов металлоконструкций с подтоварными водами, так же коррозионная активность и качество хранимого в резервуаре нефтепродукта [6].

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|-----------------------------|------|
| | | | | | Коррозия металлоконструкций | Лист |
| | | | | | | 40 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

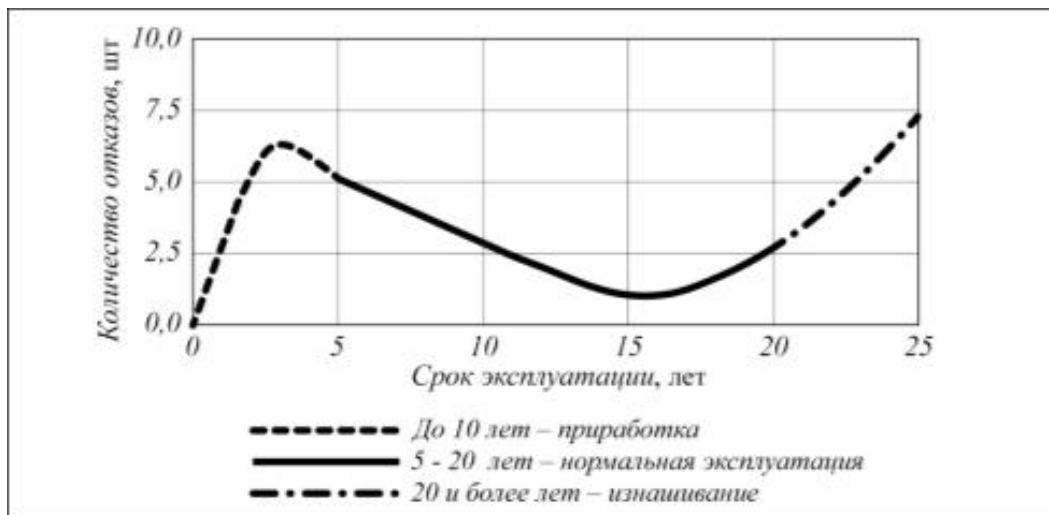


Рисунок № 1 - Распределение отказов резервуара в процессе эксплуатации

В процессе длительной эксплуатации резервуаров и резервуарного оборудования, встречаются разные виды коррозионных повреждений и коррозии:

- **Общая или сплошная** поверхностная коррозия – Это коррозия, находящаяся под влиянием коррозионной среды, которая охватывает всю поверхность металла;

Разрушение сплавов под действием щелочей, кислот, атмосферы и металлов, относится к сплошной коррозии. Сплошная коррозия может быть Для равномерной коррозии характерно, разрушение металла с одинаковой скоростью по всей поверхности, а для неравномерной – когда, скорость коррозии на отдельных участках поверхности неодинакова. (Рис. №2)



Рисунок № 2 – Сплошная коррозия металла

- **Сквозная коррозия** - это местная коррозия, при которой происходит разрушение металла насквозь (в виде свищей). (Рис. № 3)



Рисунок № 3 – сквозная коррозия металла

- **Очаговая коррозия** - к этой коррозии относится питтинговая и язвенная коррозии.

Язвенная коррозия - это коррозия, как правило, развивается на отдельных участках, на которых происходит разрушение поверхности, таким образом, что площадь пораженной поверхности, превышает ее глубину (Рис. № 4). Язвенная коррозия, так же может привести к образованию свищей. Местами образования язвенной коррозии, как правило, являются на участки разрушенной изоляции, или же внешняя сторона трубы под слоем изоляции.



Рисунок № 4 - Язвенная коррозия металла

Питтинговая (точечная) коррозия - вид локального разрушения, при котором глубина пораженного участка несоизмеримо велика по сравнению с его площадью. (Рис. №5)

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|-----------------------------|------|
| | | | | | Коррозия металлоконструкций | Лист |
| | | | | | | 42 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |



Рисунок № 5- Питтинговая коррозия металла

Питтинговая коррозия развивается на запассивированных участках при локальном нарушении пассивного состояния. Иногда ее можно обнаружить на днище резервуаров, которое покрыто карбонатным отложением. Конструкции, выполненные из нержавеющей стали, более подвержены образованию питтинговой коррозии [7].

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|-----------------------------|------|
| | | | | | Коррозия металлоконструкций | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 43 |

5. Мероприятия для повышения надежности резервуара

Для повышения надежности и срока эксплуатации РВС необходимо своевременно проводить диагностирование, выявлять дефекты, проводить текущий и капитальный ремонты металлоконструкции, что позволит исключить дефекты, возникающие под влиянием технологических и эксплуатационных факторов и выход резервуаров из строя.

При эксплуатации резервуаров возникают вышеперечисленные эксплуатационные дефекты, которые в свою снижают надежность конструкции.

Проводят определенные мероприятия для сокращения или предотвращения возникновения дефектов на резервуарах. К таким мероприятиям относят:

- Диагностику и остаточный ресурс резервуара;
- НДС резервуара;
- Определяют срок службы резервуара;
- Ремонтно-профилактические работы;
- Расчет металлоконструкции на прочность и устойчивость.

5.1 Диагностика резервуара

Проведение технического диагностирования является одним из показателей безопасности и надежности резервуаров, находящихся в опасных производственных объектах. Техническое диагностирование включает неразрушающий контроль, с использованием комплексных методов контроля.

Диагностика резервуара заключается в выполнении комплекса мероприятий по техническому обследованию:

- дефектоскопии и обработке полученной информации;
- составлению заключения о техническом состоянии металлоконструкции;

| | | | | | | | | |
|-------------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|---|-----------------|-------------|---------------|
| | | | | | «Влияние эксплуатационных факторов на надежность резервуара вертикального стального типа РВС 20 000м ³ » | | | |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | | | |
| <i>Разраб.</i> | | Михеева Ю.А. | | | Мероприятия для повышения надежности резервуара | <i>Лит.</i> | <i>Лист</i> | <i>Листов</i> |
| <i>Руковод.</i> | | Саруев А.Л. | | | | | 44 | 101 |
| <i>Консульт.</i> | | | | | | ТПУ гр. 3-2Б61Т | | |
| <i>Рук-ль ООП</i> | | Брусник О.В. | | | | | | |

- выдаче назначений по дальнейшему его применению.

Методы измерения параметров, характеризующих усталостные трещины и коррозионные повреждения, а так же степень старения металла, включены в диагностику.

Существует внеочередной и очередной контроль резервуаров по срокам проведения диагностического контроля.

После пожара или аварии на резервуаре или же при достижении срока амортизации, проводится внеочередная диагностика резервуара. В зависимости от условий и режимов работы резервуаров и от его технического состояния, в процессе эксплуатации, каждый резервуар должен подвергаться диагностике (полной и частичной).

Не менее одного раза в 10 лет – *проводится полная диагностика резервуара*, а *частичная диагностика* - не менее одного раза в 5 лет. От интенсивности эксплуатации резервуара и от технического состояния, и от коррозионной активности среды, назначаются конкретные сроки проведения частичной и полной диагностики [8].

Услуги для проведения технического диагностирования вертикальных стальных резервуаров предоставляет АО «Транснефть – Диаскан», включая частичное техническое диагностирование (без вывода резервуара из эксплуатации) и полное техническое диагностирование (с выводом резервуара из эксплуатации).

При проведении диагностирования, выбор прибора и методов неразрушающего контроля зависит от условий обследования, заранее определенных параметров, и так же от условий эксплуатации.

При проведении диагностирования могут использоваться инструментальные методы и методики, а так же расчетные, в том числе:

- для выявления внутренних дефектов и определение размеров в сварных соединениях, применяют *радиографирование*
- *цветная дефектоскопия* применяется для выявления поверхностных дефектов (зарождающиеся микротрещины, коррозионные трещины);

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|------------------------|------|
| | | | | | Диагностика резервуара | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 45 |

- Для определения герметичности соединения, применяют *капиллярный метод*;
- *ультразвуковая дефектоскопия* применяется для выявления внутренних дефектов в сварных соединениях;
- Для определения степени коррозионных повреждений применяют *ультразвуковую толщинометрию*;
- Дефекты, выявленные в корпусе, склонные к развитию при нагружении определяются *акустико-эмиссионным методом*;
- *метод определения прочности конструктивных элементов резервуара* предназначен для оценки степени и выявления зон структурной неоднородностью соединений по измерению твердости металла и сварных соединений переносным твердомером;
- Для определения сварных соединений и механических свойств металла резервуара на вырезанных из конструкции пробах, применяют *стандартные методы* [9].

5.2 Остаточный ресурс резервуара

Для дополнения информации в диагностику должны быть включены расчеты малоциклового усталости и трещиностойкости и остаточного ресурса резервуара по коррозионному изнашиванию.

Расчеты на остаточный ресурс, устойчивость, прочность резервуаров должны выполняться с учетом:

- эксплуатационной нагрузки (давления избыточного газа и гидравлического давления жидкости);
- концентрации напряжений, вызванных местными дефектами в сварных швах, и геометрической форме стенки;
- остаточной толщины стенки, а так же изменение структуры и механических свойств стали, в период эксплуатации резервуара.

РВС работают в условиях малоциклового и статического нагружения. При диагностировании резервуаров необходим расчет остаточного ресурса,

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|-----------------------|------|
| | | | | | Остаточный резервуара | Лист |
| | | | | | | 46 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

как при малоцикловом нагружении, так и при статическом нагружении с учетом коррозии металла.

На основе механики малоциклового разрушения, можно определить остаточный ресурс стенки резервуара при малоцикловом нагружении.

Определение остаточного ресурса стенки резервуара определяется, как сумму циклов по двум стадиям циклического разрушения: по числу циклов до образования макротрещин (N_o) и по числу циклов до образования лавинообразной трещины (N_p).

$$N_c = N_o + N_p$$

Перед эксплуатирующим персоналом стоит задача, чтобы число циклов работы металлоконструкции было меньше, чем расчетный показатель циклов, при котором может случиться разрушение [10].

5.3 НДС резервуара

Геометрическая форма резервуара и его пространственное положение, оказывают влияние на НДС конструкции.

Расчет напряженно-деформированного состояния резервуара с учетом его фактической геометрии позволяет сократить до 10% затраты на дополнительные методы контроля при оценке технического состояния резервуара и на качественно новом уровне определить:

1. Максимально допустимый уровень налива резервуара, срок его безопасной эксплуатации при заданных эксплуатационных параметрах (частичная диагностика);
2. Срок безопасной эксплуатации РВС с выявленными дефектами сварных швов и основного металла с учетом фактического НДС (полная техническая диагностика) [11].

5.4 Срок службы резервуара

В регламентные работы по обслуживанию и ремонту резервуаров входит срок службы резервуара. По окончании срока службы РВС, ремонт нецелесообразен по экономическим причинам или вообще невозможен.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|------------------------|------|
| | | | | | Срок службы резервуара | Лист |
| | | | | | | 47 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

Общий срок службы РВС должен обеспечиваться:

- нормированием соединительных сварных дефектов;
- выбором материала, с учетом коррозионного, температурного и силового воздействий;
- способами защиты от коррозионного воздействия;
- назначением регламента обслуживания;
- основаниями и фундаментами;
- разрешениями на изготовление и монтаж металлоконструкций;
- оптимальными конструктивными решениями металлоконструкций.

Расчетный срок службы статически нагружаемых резервуаров должен регламентироваться коррозионным износом конструкций.

Для ограждающих и несущих конструкций резервуара, при наличии у них антикоррозионной защиты, срок службы резервуара определяется на основании принятой системы по защите от коррозии, с гарантированным сроком службы не менее 10 лет.

Для резервуаров объемом не более 50 000 м³, при поставленном сроке службы 40 лет и осредненном годовом числе циклов заполнений-опорожнений резервуара не более 250 (за период эксплуатации – 10 лет) усталостная долговечность стенки будет обеспечена на весь общий срок службы.

Срок службы РВС должен быть подтвержден выполнением требований НД, по регламенту обслуживания и ремонта металлоконструкций. Включающий в себя диагностирование конструкций, основания, фундамента и всего оборудования резервуара, обеспечивающего его безопасную эксплуатацию [11].

5.5 Планово – предупредительный ремонт (ППР)

Планово – предупредительный ремонт резервуаров учитывает своевременное проведение необходимого ремонта (осмотровой, текущий, капитальный). В процессе эксплуатации резервуара периодически проводится обследования их технического состояния. По результатам обследований,

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|------------------------------------|------|
| | | | | | Планово – предупредительный ремонт | Лист |
| | | | | | | 48 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

уточняют смету затрат на ремонтные работы и дефектную ведомость, а так же определяется последовательность вывода РВС на капитальный ремонт.

Для поддержания резервуара и резервуарного оборудования в технически исправном состоянии проводят осмотровой, текущий и капитальный ремонты.

1. Осмотровый ремонт, выполняют не реже 1 раза в полгода. Проводится без освобождения резервуаров и емкостей от нефтепродуктов. Устранение отпотины и свищей, а также ремонт поясов корпуса осуществляются при помощи низкотемпературной сварки, с использованием полимерных веществ и эпоксидных составов.
2. Текущий ремонт, проводят не менее одного раза в 2 года. Ряд мероприятий, связанных с освобождением/очисткой резервуаров от нефтепродуктов, их фильтрацией и дегазацией. По мере необходимости, монтируются отдельные металлические накладки на днище, корпус и кровлю, проводится ремонт трещин и сварных швов.
3. Капитальный ремонт: осуществляется частичная или полная замена конструкций корпуса, днища, кровли и оборудования резервуаров [12].

Помимо всех вышеперечисленных мероприятий, так же проводят расчет резервуара на прочность и стойкость. Пример такого расчета представлен в расчетной части данной работы.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|------------------------------------|------|
| | | | | | Планово – предупредительный ремонт | Лист |
| | | | | | | 49 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

6. Расчетная часть

Произвести расчет резервуара вертикального стального для хранения нефти объемом 20000 м³.

- ✓ Определить размеры расчетного резервуара;
- ✓ Рассчитать толщины стенок поясов резервуара;
- ✓ Рассчитать и провести проверку стенки резервуара на прочность;
- ✓ Рассчитать и провести проверку стенки резервуара на устойчивость.

Дано:

Объектом расчета является резервуар типа РВС объемом 20000 м³, со сферической крышей. Радиус крыши составляет 1,45·D, уклон днища 1:75. Плотность продукта, хранящегося в резервуаре составляет 765 кг/м³. Толщина кровли, днища 5 мм. На конструкцию действует ветровая нагрузка равная 380, Н/м², и снеговая нагрузка, равная 2400 Н/м². Давление вакуума 250 Па, избыточное давление 2000 Па. Масса крыши резервуара составляет 102641 кг.

Стенка резервуара имеет полистовое исполнение. Днище резервуара состоит из кольцевой окрайки и центральной части полистового исполнения.

Для сооружения стенки резервуара выбираем лист с размерами 2000 мм x 8000 мм. Для расчета используем размеры листа с учетом строжки или подготовки под сварку 1995 мм x 7995 мм. Припуск на коррозию составляет 2 мм.

| | | | | | | | | |
|-------------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|---|-----------------|-------------|---------------|
| | | | | | «Влияние эксплуатационных факторов на надежность резервуара вертикального стального типа РВС 20 000м ³ » | | | |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | | | |
| <i>Разраб.</i> | | Михеева Ю.А. | | | Расчетная часть | <i>Лит.</i> | <i>Лист</i> | <i>Листов</i> |
| <i>Руковод.</i> | | Саруев А.Л. | | | | | 50 | 101 |
| <i>Консульт.</i> | | | | | | ТПУ гр. 3-2Б61Т | | |
| <i>Рук-ль ООП</i> | | Брусник О.В. | | | | | | |

6.1 Расчет размеров резервуара

Оптимальная высота резервуара определяется по формуле:

$$H_{\text{опт}} = \sqrt{\frac{\gamma_C \cdot R_{wy} \cdot \Delta}{\rho_{ж} \cdot n_2 \cdot g}} = \sqrt{\frac{0,8 \cdot 286,1 \cdot 10^6 \cdot 0,01}{765 \cdot 1,1 \cdot 9,81}} = \sqrt{\frac{2,2888}{8255,115}} = 16,65 \text{ м}, \quad (1)$$

где: $H_{\text{опт}}$ - оптимальная высота резервуара, м;

$\rho_{ж}$ - плотность жидкости, кг/м³;

γ_C - коэффициент условий работы конструкции, при расчете стенки резервуара на прочность, принимаем $\gamma_C=0,8$;

g - ускорение свободного падения, $g=9,81$ м/с².

R_{wy} - нормативное сопротивление растяжению (сжатию) металла стенки, равное минимальному значению предела текучести, принимаемому по государственным стандартам и техническим условиям на листовую прокат. Стенка резервуара относится к основным конструкциям подгруппы «А», для которых должна применяться сталь класса С345 (09Г2С-12), равное сопротивлению стали, 286,1 МПа;

Δ - сумма приведенных толщин днища и крыши;

$$\Delta = t_w^{\text{прив.днища}} + t_w^{\text{приве.крыши}} = 5 + 5 = 10 \text{ мм} = 0,01 \text{ м},$$

n_2 - коэффициент надежности по нагрузке для

гидростатического давления, принимаем $n_2=1,1$;

$$6 \text{ м} \leq H_{\text{опт}} \leq 24 \text{ м}$$

Оптимальная высота находится в пределах.

Количество поясов резервуара определяется:

$$n_{\text{п}} = \left[\frac{H_{\text{опт}}}{h} \right] = \left[\frac{16,65}{1,995} \right] = 8,34 \approx 8 \text{ или } 9 \text{ поясов}. \quad (2)$$

| | | | | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--|--|--|--|------|
| | | | | | | | | | Лист |
| | | | | | | | | | 51 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | | | | |

где: h' - высота с учетом строжки листа или подготовки под сварку

$$h' = h_{\text{л}} - 0,005 \text{ (строжка листов по ширине-10мм)}$$

$H_{\text{опт}}$ - оптимальная высота резервуара, м;

$$h' = h_{\text{л}} - 0,005 = 2 - 0,005 = 1,995 \text{ м.}$$

Утонченная высота резервуара H :

$$H_1 = n_{\text{п1}} \cdot h'_{\text{л}} = 8 \cdot 1,995 = 15,96 \text{ м;}$$

$$H_2 = n_{\text{п2}} \cdot h'_{\text{л}} = 9 \cdot 1,995 = 17,995 \text{ м,}$$

(3)

где: $n_{\text{пи}}$ – расчетное количество поясов резервуара;

h' - высота листа (по условию).

Оптимальный радиус резервуара определяется по формуле:

$$r_{\text{опт}} = \sqrt{\frac{V}{\pi \cdot H}} \quad (4)$$

где: $r_{\text{опт}}$ – оптимальный радиус резервуара, м;

V – расчетный объем резервуара, м³;

H - утонченная высота резервуара, м.

$$r_{\text{опт1}} = \sqrt{\frac{20000}{3,14 \cdot 15,96}} = 19,977 \text{ м – для 8 поясов,}$$

$$r_{\text{опт2}} = \sqrt{\frac{20000}{3,14 \cdot 17,95}} = 18,837 \text{ м – для 9 поясов.}$$

Количество листов для каждого пояса при полистовой сборке

$$n_{\text{л}} = \frac{2\pi \cdot r_{\text{опт}}}{l_{\text{л}}}$$

$$n_{\text{л}} = \frac{2 \cdot 3,14 \cdot 19,997}{7,995} = 15,7 \text{ для 8 поясов при } R = 19,997 \text{ м,} \quad (5)$$

$$n_{\text{л}} = \frac{2 \cdot 3,14 \cdot 18,837}{7,995} = 14,8 \text{ для 9 поясов при } R = 18,837 \text{ м.}$$

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|----------------------------|------|
| | | | | | Расчет размеров резервуара | Лист |
| | | | | | | 52 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

где: $r_{\text{опт}}$ – оптимальный радиус резервуара, м;

$n_{\text{л}}$ - количество поясов;

$l_{\text{л}}$ - длина листа, м;

$l_{\text{л}} = l_{\text{л}} - 0,005$ (строжка листов по длине – 5 мм.)

$$l_{\text{л}} = 8 - 0,005 = 7,995 \text{ м}$$

Число листов будет 15; 15,5; 16.

Возможные радиусы резервуара

$$R_1 = \frac{n_{\text{л}} \cdot l_{\text{л}}}{2 \cdot \pi} = \frac{15 \cdot 7,995}{2 \cdot 3,14} = 17,8 \text{ м}$$

$$R_2 = \frac{n_{\text{л}} \cdot l_{\text{л}}}{2 \cdot \pi} = \frac{16 \cdot 7,995}{2 \cdot 3,14} = 20,4 \text{ м}$$

$$R_3 = \frac{n_{\text{л}} \cdot l_{\text{л}}}{2 \cdot \pi} = \frac{15,5 \cdot 7,995}{2 \cdot 3,14} = 19,7 \text{ м}$$

(6)

где: $n_{\text{л}}$ - количество поясов;

$l_{\text{л}}$ - длина листа, м;

Фактический объем резервуара

$$V_{\phi 1} = \pi \cdot R_1^2 \cdot H_2 = 3,14 \cdot 17,8^2 \cdot 17,995 = 17902 \text{ м}^3,$$

$$V_{\phi 2} = \pi \cdot R_2^2 \cdot H_2 = 3,14 \cdot 20,4^2 \cdot 17,995 = 23514 \text{ м}^3.$$

$$V_{\phi 3} = \pi \cdot R_2^2 \cdot H_1 = 3,14 \cdot 20,4^2 \cdot 15,96 = 20885 \text{ м}^3.$$

$$V_{\phi 4} = \pi \cdot R_3^2 \cdot H_1 = 3,14 \cdot 19,7^2 \cdot 15,96 = 19448 \text{ м}^3.$$

(7)

где: R - возможный радиус резервуара;

H - утонченная высота резервуара, м.

Объем $V_{\phi 4}$ соответствует заданному объему. Число листов будет 15,5, а число поясов 8.

Соответствие геометрического объема к номинальному объему резервуара:

$$\frac{V - V_r}{V} \cdot 100\% \leq 5\% \quad (8)$$

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|----------------------------|------|
| | | | | | Расчет размеров резервуара | Лист |
| | | | | | | 53 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

$$\frac{20000 - 19448}{20000} \cdot 100\% \leq 5\%$$

$$2,76 \leq 5\%.$$

Высота налива жидкости

$$H_H = 15,96 - 0,25 - 0,34 - 0,3 = 15,07 \text{ м}, \quad (9)$$

Объем жидкости в резервуаре

$$V_{\text{ж}} = \pi \cdot R^2 \cdot H_H - \left[\frac{1}{3} \cdot \pi \cdot R^2 \cdot (i \cdot R) \right] =$$

$$3,14 \cdot 19,7^2 \cdot 15,07 - \left[\frac{1}{3} \cdot 3,14 \cdot 19,7^2 \cdot (0,0133 \cdot 19,7) \right] \quad (10)$$

$$= 18257,91 \text{ м}^3,$$

где: $i = 1:75$ (уклон днища)

H – высота налива жидкости, м;

R - радиус резервуара, м.

Определение расстояния от днища до нижней кромки пояса

$$Z_i = (i - 1) \cdot h_{\text{л}} \quad z_1 = 0,3 \text{ м}. \quad (11)$$

| Таблица № 5 – Расстояние от резервуара до нижней кромки i -го пояса | |
|---|--------------------------------------|
| № пояса | Z_i , м |
| l | 2 |
| 1 | 0,3 |
| 2 | $Z_i = (2 - 1) \cdot 1,995 = 1,995$ |
| 3 | $Z_i = (3 - 1) \cdot 1,995 = 3,99$ |
| 4 | $Z_i = (4 - 1) \cdot 1,995 = 5,985$ |
| 5 | $Z_i = (5 - 1) \cdot 1,995 = 7,980$ |
| 6 | $Z_i = (6 - 1) \cdot 1,995 = 9,975$ |
| 7 | $Z_i = (7 - 1) \cdot 1,995 = 11,97$ |
| 8 | $Z_i = (8 - 1) \cdot 1,995 = 13,965$ |

6.2 Расчет толщины стенки резервуара

Расчет толщины стенки для режима эксплуатации, проводится на основании РД-23.020.00-КТН-018-14 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Резервуары стальные вертикальные для хранения нефти и нефтепродуктов объемом 1000-50000 куб.м.»[13]:

$$t_э = \frac{[n_r \cdot \rho \cdot g \cdot (H_n - Z_i) + n_2 \cdot P_u] \cdot R_p}{\gamma_c \cdot R_{wy}}, \quad (12)$$

где: n_r – коэффициент надежности по нагрузке гидростатического давления; принимаем $n_r=1,1$;

Z_i - расстояние от днища до расчетного уровня, м;

R - радиус резервуара, м;

$\rho_{жс}$ - плотность жидкости, кг/м³;

n_2 - коэффициент надежности по нагрузке избыточного давления и вакуума, принимаем $n_2=1,2$;

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

P_u - избыточное давление, принимаем $P_{изб} = 2,0$ кПа;

H_n – высота налива жидкости, м;

γ_c - коэффициент условий работы, принимаем $\gamma_c= 0,7$ - для нижнего пояса;

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

R_{wy} - расчетное сопротивление стыковых сварных соединений по пределу текучести, равное сопротивлению стали, 286,1 МПа;

Первый пояс

$$t_1 = \frac{[1,1 \cdot 765 \cdot 9,81 \cdot (15,07 - 0,3) + 1,2 \cdot 2000] \cdot 19,7}{0,7 \cdot 286,1 \cdot 10^6} = 12,02 \text{ мм};$$

Второй пояс

$$t_2 = \frac{[1,1 \cdot 765 \cdot 9,81 \cdot (15,07 - 1,995) + 1,2 \cdot 2000] \cdot 19,7}{0,7 \cdot 286,1 \cdot 10^6} = 10,64 \text{ мм};$$

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|----------------------------------|------|
| | | | | | Расчет толщины стенки резервуара | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 55 |

Третий пояс

$$t_3 = \frac{[1,1 \cdot 765 \cdot 9,81 \cdot (15,07 - 3,990) + 1,2 \cdot 2000] \cdot 19,7}{0,7 \cdot 286,1 \cdot 10^6} = 9,02 \text{ мм};$$

Четвертый пояс

$$t_4 = \frac{[1,1 \cdot 765 \cdot 9,81 \cdot (15,07 - 5,985) + 1,2 \cdot 2000] \cdot 19,7}{0,7 \cdot 286,1 \cdot 10^6} = 7,40 \text{ мм};$$

Пятый пояс

$$t_5 = \frac{[1,1 \cdot 765 \cdot 9,81 \cdot (15,07 - 7,980) + 1,2 \cdot 2000] \cdot 19,7}{0,7 \cdot 286,1 \cdot 10^6} = 5,78 \text{ мм};$$

Шестой пояс

$$t_6 = \frac{[1,1 \cdot 765 \cdot 9,81 \cdot (15,07 - 9,975) + 1,2 \cdot 2000] \cdot 19,7}{0,7 \cdot 286,1 \cdot 10^6} = 4,16 \text{ мм};$$

Седьмой пояс

$$t_7 = \frac{[1,1 \cdot 765 \cdot 9,81 \cdot (15,07 - 11,97) + 1,2 \cdot 2000] \cdot 19,7}{0,7 \cdot 286,1 \cdot 10^6} = 2,54 \text{ мм};$$

Восьмой пояс

$$t_8 = \frac{[1,1 \cdot 765 \cdot 9,81 \cdot (15,07 - 13,965) + 1,2 \cdot 2000] \cdot 19,7}{0,7 \cdot 286,1 \cdot 10^6} = 09,21 \text{ мм}.$$

Минимально конструктивно толщина листов стенки для резервуаров с диаметром от 25 до 40 м, равна 8 мм.

Считаем расчетное сопротивление для стали С255

$$R_y = \frac{R_{y,H}}{\gamma_M} = \frac{255}{1,025} = 248,78 \text{ МН}, \quad (13)$$

$$R_{wy} = 0,85 \cdot 248,78 = 211,46 \text{ МН}. \quad (14)$$

Расчет толщины на стенки для стали С255

$$t_3 = \frac{[1,1 \cdot 765 \cdot 9,81 \cdot (15,07 - 3,99) + 1,2 \cdot 2000] \cdot 19,7}{0,7 \cdot 211,46 \cdot 10^6} = 12,21 \text{ мм};$$

$$t_4 = \frac{[1,1 \cdot 765 \cdot 9,81 \cdot (15,07 - 5,985) + 1,2 \cdot 2000] \cdot 19,7}{0,7 \cdot 211,46 \cdot 10^6} = 10,01 \text{ мм};$$

$$t_5 = \frac{[1,1 \cdot 765 \cdot 9,81 \cdot (15,07 - 7,980) + 1,2 \cdot 2000] \cdot 19,7}{0,7 \cdot 211,46 \cdot 10^6} = 7,82 \text{ мм};$$

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|----------------------------------|------|
| | | | | | Расчет толщины стенки резервуара | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 56 |

$$t_6 = \frac{[1,1 \cdot 765 \cdot 9,81 \cdot (15,07 - 9,975) + 1,2 \cdot 2000] \cdot 19,7}{0,7 \cdot 211,46 \cdot 10^6} = 5,63 \text{ мм};$$

$$t_7 = \frac{[1,1 \cdot 765 \cdot 9,81 \cdot (15,07 - 11,97) + 1,2 \cdot 2000] \cdot 19,7}{0,7 \cdot 211,46 \cdot 10^6} = 3,44 \text{ мм};$$

$$t_8 = \frac{[1,1 \cdot 765 \cdot 9,81 \cdot (15,07 - 13,965) + 1,2 \cdot 2000] \cdot 19,7}{0,7 \cdot 211,46 \cdot 10^6} = 1,25 \text{ мм}.$$

Толщина стенки с припуском на коррозию

$$t_3 + c, \text{ мм}, \quad (15)$$

где: c - припуск на коррозию, мм, принимаем $c = 2$ мм.

t_3 – толщина стенки, мм.

| Таблица № 6 – Толщина стенки с припуском на коррозию | | | |
|--|-------------------|-----------------------|-------|
| № пояса | $t_3, \text{ мм}$ | $t_3 + c, \text{ мм}$ | Сталь |
| 1 | 2 | 3 | 4 |
| 1 | 12,02 | 14,02 | C345 |
| 2 | 10,64 | 12,64 | C345 |
| 3 | 9,02 | 11,02 | C345 |
| 4 | 7,40 | 9,40 | C235 |
| 5 | 7,82 | 9,82 | C255 |
| 6 | 5,63 | 7,63 | C255 |
| 7 | 3,44 | 5,44 | C255 |
| 8 | 1,25 | 3,25 | C255 |

Расчет толщины стенки резервуара, по условию гидравлический испытаний определяется по формуле:

$$t_g = \frac{R_p \cdot [n_r \cdot \rho_{ж} \cdot g \cdot (H_g - Z_g)]}{\gamma_c \cdot R_{wy}}, \quad (16)$$

где: R_p - радиус резервуара, м;

n_r – коэффициент надежности по нагрузке гидростатического давления, принимаем $n_r = 1,1$;

$\rho_{ж}$ - плотность жидкости, принимаем $\rho_{ж} = 1000, \text{ кг/м}^3$;

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|----------------------------------|------|
| | | | | | | Лист |
| | | | | | | 57 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | Расчет толщины стенки резервуара | |

H_g - уровень налива воды при гидравлических испытаниях.

$$H_g = H_n = 15,07 \text{ м};$$

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

γ_c - коэффициент условий работы при гидравлических испытаниях
для всех поясов одинаков, принимаем $\gamma_c = 0,9$;

Z_g - расстояние от днища до расчетного уровня, м.

Сталь С345

$$t_{g1} = \frac{1,1 \cdot 1000 \cdot 9,81 \cdot (15,07 - 0,3) \cdot 19,7}{0,9 \cdot 286,1 \cdot 10^6} = 12,19 \text{ мм};$$

$$t_{g2} = \frac{1,1 \cdot 1000 \cdot 9,81 \cdot (15,07 - 1,995) \cdot 19,7}{0,9 \cdot 286,1 \cdot 10^6} = 10,80 \text{ мм};$$

$$t_{g3} = \frac{1,1 \cdot 1000 \cdot 9,81 \cdot (15,07 - 3,990) \cdot 19,7}{0,9 \cdot 286,1 \cdot 10^6} = 9,15 \text{ мм};$$

$$t_{g4} = \frac{1,1 \cdot 1000 \cdot 9,81 \cdot (15,07 - 5,985) \cdot 19,7}{0,9 \cdot 286,1 \cdot 10^6} = 7,5 \text{ мм};$$

Сталь С255

$$t_{g5} = \frac{1,1 \cdot 1000 \cdot 9,81 \cdot (15,07 - 7,980) \cdot 19,7}{0,9 \cdot 211,46 \cdot 10^6} = 7,92 \text{ мм};$$

$$t_{g6} = \frac{1,1 \cdot 1000 \cdot 9,81 \cdot (15,07 - 9,975) \cdot 19,7}{0,9 \cdot 211,46 \cdot 10^6} = 5,70 \text{ мм};$$

$$t_{g7} = \frac{1,1 \cdot 1000 \cdot 9,81 \cdot (15,07 - 11,970) \cdot 19,7}{0,9 \cdot 211,46 \cdot 10^6} = 3,46 \text{ мм};$$

$$t_{g8} = \frac{1,1 \cdot 1000 \cdot 9,81 \cdot (15,07 - 13,965) \cdot 19,7}{0,9 \cdot 211,46 \cdot 10^6} = 1,23 \text{ мм}.$$

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|----------------------------------|------|
| | | | | | Расчет толщины стенки резервуара | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 58 |

| Таблица 7 – Расчеты толщины стенки | | | | | | |
|------------------------------------|----------------|------------|----------------|---------------------------------|------------------------|-------|
| № пояса | $t_3 + c$, мм | t_g , мм | Макс. t , мм | $t_{\text{макс}} + \Delta$, мм | $t_{\text{приним}}$ мм | Сталь |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 |
| 1 | 14,02 | 12,19 | 14,02 | 14,47 | 15 | С345 |
| 2 | 12,64 | 10,80 | 12,64 | 13,09 | 14 | С345 |
| 3 | 11,02 | 9,15 | 11,02 | 11,47 | 12 | С345 |
| 4 | 9,40 | 7,50 | 10 | 10,45 | 11 | С345 |
| 5 | 9,82 | 7,92 | 10 | 10,45 | 11 | С255 |
| 6 | 7,63 | 5,70 | 10 | 10,45 | 11 | С255 |
| 7 | 5,44 | 3,46 | 10 | 10,45 | 11 | С255 |
| 8 | 3,25 | 1,23 | 10 | 10,45 | 11 | С255 |

По формуле 17 проводим проверочный расчет на прочность для расчетной стенки.

$$t_{pi} = t_{\text{НОМ}} - [\Delta] - c, \quad (17)$$

Первый пояс

$$t_{p1} = 15 - 0,45 - 2 = 12,55 \text{ мм} = 0,01255 \text{ м};$$

Второй пояс

$$t_{p2} = 14 - 0,45 - 2 = 11,55 \text{ мм} = 0,01155 \text{ м};$$

Третий пояс

$$t_{p3} = 12 - 0,45 - 2 = 9,55 \text{ мм} = 0,00955 \text{ м};$$

Четвертый пояс

$$t_{p4} = 11 - 0,45 - 2 = 8,55 \text{ мм} = 0,00855 \text{ м};$$

Пятый пояс

$$t_{p5} = 11 - 0,45 - 2 = 8,55 \text{ мм} = 0,00855 \text{ м};$$

Шестой пояс

$$t_{p6} = 11 - 0,45 - 2 = 8,55 \text{ мм} = 0,00855 \text{ м};$$

Седьмой пояс

$$t_{p7} = 11 - 0,45 - 2 = 8,55 \text{ мм} = 0,00855 \text{ м};$$

Восьмой пояс

$$t_{p8} = 11 - 0,45 - 2 = 8,55 \text{ мм} = 0,00855 \text{ м}.$$

| | | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|----------------------------------|--|------|
| | | | | | Расчет толщины стенки резервуара | | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | | 59 |

6.3 Расчет резервуара на прочность

Расчет резервуара вертикального стального на прочность осуществляется на основании СП 16.13330.2011 «Свод правил «СНиП II-23-81* Стальные конструкции»[14].

Проверочный расчет стенки на прочность проводится по формуле:

$$\sqrt{G_{кци}^2 - G_{кци} \cdot G_{mi} + G_{mi}^2} \leq R, \quad (18)$$

где: $G_{кци}$ - кольцевое напряжение i -го пояса, МПа;

G_{mi} - меридианное напряжение i -го пояса, МПа;

γ_c - коэффициент условий работы, $\gamma_c = 0,7$ - для нижнего пояса;

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

γ_n - коэффициент надежности по назначению резервуара. Для резервуаров объемом 10 000 м³ и выше, размещенных по берегам рек, крупных водоемов и в черте городской застройки - класс II - особо опасные резервуары, $\gamma_n = 1,1$;

R_{wy} - расчетное сопротивление стыковых сварных соединений по пределу текучести, равное сопротивлению стали, МПа. Для стали С345 $R_{wy} = 286,1$ МПа; для стали С255 $R_{wy} = 211,46$ МПа;

R - расчетное предельно допустимое напряжение, МПа.

$$R = \frac{R_{wy} \cdot \gamma_c}{\gamma_n};$$

$$R(\text{для первого пояса}) = \frac{286,1 \cdot 0,7}{1,1} = 182,064;$$

$$R(\text{сталь 345}) = \frac{286,1 \cdot 0,8}{1,1} = 208,073;$$

$$R(\text{сталь 255}) = \frac{211,46 \cdot 0,8}{1,1} = 153,79;$$

$$G_{кци} = \frac{(P_{gi} + P_u) \cdot R_p}{t_{pi}}, \quad (19)$$

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--------------------------------|------|
| | | | | | Расчет резервуара на прочность | Лист |
| | | | | | | 60 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

$$P_{gi} = n_r \cdot \rho_{tmin} \cdot g \cdot (H_n - Z_i), \quad (20)$$

$$\rho_{tmin} = \rho_{20} - \xi_t \cdot (t_{min} - 20), \quad (21)$$

где: P_{gi} – гидростатическое давление МПа;

P_u - избыточное давление, принимаем $P_u = 2000$ Па;

R_p - радиус резервуара, м;

t_{pi} - толщина стенки каждого пояса, м;

ρ_{tmin} - плотность нефти при минимальной температуре, кг/м³

ξ_t - температурная поправка на плотность нефти, равная 0,699 1/°C.

$$\rho_{tmin} = 765 - 0,699 \cdot (13,5 - 20) = 769,5 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}.$$

Определим гидростатическое давление для каждого пояса в отдельности, по формуле (20)

$$P_{r1} = 1,1 \cdot 769,5 \cdot 9,81 \cdot (15,07 - 0,3) = 0,123 \text{ МПа};$$

$$P_{r2} = 1,1 \cdot 769,5 \cdot 9,81 \cdot (15,07 - 1,995) = 0,109 \text{ МПа};$$

$$P_{r3} = 1,1 \cdot 769,5 \cdot 9,81 \cdot (15,07 - 3,990) = 0,092 \text{ МПа};$$

$$P_{r4} = 1,1 \cdot 769,5 \cdot 9,81 \cdot (15,07 - 5,985) = 0,075 \text{ МПа};$$

$$P_{r5} = 1,1 \cdot 769,5 \cdot 9,81 \cdot (15,07 - 7,980) = 0,059 \text{ МПа};$$

$$P_{r6} = 1,1 \cdot 769,5 \cdot 9,81 \cdot (15,07 - 9,975) = 0,042 \text{ МПа};$$

$$P_{r7} = 1,1 \cdot 769,5 \cdot 9,81 \cdot (15,07 - 11,97) = 0,026 \text{ МПа};$$

$$P_{r8} = 1,1 \cdot 769,5 \cdot 9,81 \cdot (15,07 - 13,965) = 0,009 \text{ МПа}.$$

Подставим найденное гидростатическое давление в формулу (19)

$$G_{кц1} = \frac{(0,123 + 2000 \cdot 10^6) \cdot 19,7}{0,01255} = 196,22 \text{ МПа};$$

$$G_{кц2} = \frac{(0,108 + 2000 \cdot 10^6) \cdot 19,7}{0,01155} = 189,32 \text{ МПа};$$

$$G_{кц3} = \frac{(0,092 + 2500 \cdot 10^6) \cdot 19,7}{0,00955} = 193,91 \text{ МПа};$$

$$G_{кц4} = \frac{(0,075 + 2000 \cdot 10^6) \cdot 19,7}{0,00855} = 177,42 \text{ МПа};$$

| | | | | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--|--|--|--|------|
| | | | | | | | | | Лист |
| | | | | | | | | | 61 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | | | | |

$$G_{\text{кц}5} = \frac{(0,059 + 2000 \cdot 10^6) \cdot 19,7}{0,00855} = 140,55 \text{ МПа};$$

$$G_{\text{кц}6} = \frac{(0,042 + 2000 \cdot 10^6) \cdot 19,7}{0,00855} = 101,38 \text{ МПа};$$

$$G_{\text{кц}7} = \frac{(0,026 + 2000 \cdot 10^6) \cdot 19,7}{0,00855} = 64,51 \text{ МПа};$$

$$G_{\text{кц}8} = \frac{(0,009 + 2000 \cdot 10^6) \cdot 19,7}{0,00855} = 25,35 \text{ МПа}.$$

Меридианное напряжение рассчитывается по формуле:

$$G_{mi} = 0,5 \cdot G_{\text{кц}i}, \quad (22)$$

где: $G_{\text{кц}i}$ - кольцевое напряжение i -го пояса, МПа.

$$G_{m1} = 0,5 \cdot 196,22 = 98,11 \text{ МПа};$$

$$G_{m2} = 0,5 \cdot 189,32 = 94,66 \text{ МПа};$$

$$G_{m3} = 0,5 \cdot 193,91 = 96,96 \text{ МПа};$$

$$G_{m4} = 0,5 \cdot 177,42 = 88,71 \text{ МПа};$$

$$G_{m5} = 0,5 \cdot 140,55 = 70,28 \text{ МПа};$$

$$G_{m6} = 0,5 \cdot 101,38 = 50,69 \text{ МПа};$$

$$G_{m7} = 0,5 \cdot 64,51 = 32,26 \text{ МПа};$$

$$G_{m8} = 0,5 \cdot 25,35 = 12,68 \text{ МПа}.$$

Подставим все найденные значения в формулу (18)

1 пояс

$$\sqrt{196,22^2 - 196,22 \cdot 98,11 + 98,11^2} \leq 182,064;$$

$$169,93 \text{ МПа} \leq 182,064 \text{ МПа};$$

2 пояс

$$\sqrt{189,32^2 - 189,32 \cdot 94,66 + 94,66^2} \leq 208,073;$$

$$163,96 \text{ МПа} \leq 208,073 \text{ МПа};$$

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--------------------------------|------|
| | | | | | Расчет резервуара на прочность | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 62 |

3 пояс

$$\sqrt{193,91^2 - 193,91 \cdot 96,96 + 96,96^2} \leq 208,073;$$

$$167,931 \text{ МПа} \leq 208,073 \text{ МПа};$$

4 пояс

$$\sqrt{177,42^2 - 177,42 \cdot 88,71 + 88,71^2} \leq 208,073;$$

$$153,65 \text{ МПа} \leq 208,073 \text{ МПа};$$

5 пояс

$$\sqrt{140,55^2 - 140,55 \cdot 70,28 + 70,28^2} \leq 153,79;$$

$$121,72 \text{ МПа} \leq 153,79 \text{ МПа};$$

6 пояс

$$\sqrt{101,38^2 - 101,38 \cdot 50,69 + 50,69^2} \leq 153,79;$$

$$87,80 \text{ МПа} \leq 153,79 \text{ МПа};$$

7 пояс

$$\sqrt{64,51^2 - 64,51 \cdot 32,26 + 32,26^2} \leq 153,79;$$

$$55,87 \text{ МПа} \leq 153,79 \text{ МПа};$$

8 пояс

$$\sqrt{25,35^2 - 25,35 \cdot 12,68 + 12,68^2} \leq 153,79.$$

$$21,95 \text{ МПа} \leq 153,79 \text{ МПа}.$$

| № пояса | $G_{кци}$, МПа | $G_{ми}$, МПа | ΣG , МПа | $G_{доп}$, МПа |
|----------|-----------------|----------------|------------------|-----------------|
| <i>1</i> | <i>2</i> | <i>3</i> | <i>4</i> | <i>5</i> |
| 1 | 196,22 | 98,11 | 169,93 | 182,064 |
| 2 | 189,32 | 94,66 | 163,96 | 208,073 |
| 3 | 193,91 | 96,96 | 167,93 | 208,073 |
| 4 | 177,42 | 88,71 | 153,65 | 208,073 |
| 5 | 140,55 | 70,28 | 121,72 | 153,79 |
| 6 | 101,38 | 50,69 | 87,80 | 153,79 |
| 7 | 64,51 | 32,26 | 55,87 | 153,79 |
| 8 | 25,35 | 12,68 | 21,95 | 153,79 |

Вывод: Условие прочности выполняется.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--------------------------------|------|
| | | | | | Расчет резервуара на прочность | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 63 |

6.4 Расчет стенки резервуара на устойчивость

Расчет на устойчивость производится в соответствии с СП 16.13330.2011 «Свод правил «СНиП II-23-81* Стальные конструкции» [14].

Устойчивость стенки резервуара проверяется по формуле:

$$\frac{G_1}{G_{01}} + \frac{G_2}{G_{02}} \leq 1, \quad (23)$$

где: G_1 - расчетное осевое напряжение в стенке, МПа;

G_2 - расчетное кольцевое напряжение в стенке, МПа;

G_{01} - критическое осевое напряжение, МПа;

G_{02} - критическое кольцевое напряжение, МПа.

Кольцевые напряжения стенки определяются по средней толщине, а осевые напряжения стенки резервуара определяются по минимальной толщине стенки.

Расчетные осевые напряжения для резервуара, определяются по формуле:

$$G_1 = \frac{n_3 \cdot (Q_n + Q_{ст.}) + \Psi \cdot (Q_{снег} + Q_{вак} \cdot n_2)}{2 \cdot \pi \cdot R_p \cdot \delta_i}, \quad (24)$$

где: n_3 - коэффициент надежности по нагрузке от собственного веса, принимаем $n_3 = 1,05$;

Q_n - вес покрытия резервуара, Н;

$Q_{ст.}$ - вес вышележащих поясов стенки с учетом изоляции, Н;

$Q_{снег}$ - полное расчетное значение снеговой нагрузки на горизонтальную проекцию покрытия, Н;

Ψ - коэффициент сочетания нагрузок. $\Psi = 0,9$;

$Q_{вак}$ - нормативная нагрузка от вакуума на покрытие, Н;

R_p - радиус резервуара, м;

n_2 - коэффициент надежности по нагрузке избыточного давления и

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--|------|
| | | | | | Расчет стенки резервуара на устойчивость | Лист |
| | | | | | | 64 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

вакуума, $n_2 = 1,2$;

δ_i - расчетная толщина стенки i -го пояса, м.

Нагрузка от вакуума

$$Q_{\text{вак}} = \pi \cdot R_p^2 \cdot P_{\text{вак}} = 3,14 \cdot 19,7^2 \cdot 250 = 304650,65 \text{ Н} = 0,305 \text{ МН.} \quad (25)$$

где: $Q_{\text{вак}}$ - нормативная нагрузка от вакуума на покрытие, Н;

R_p - радиус резервуара, м;

$P_{\text{вак}}$ - нормативное значение вакуума в газовом пространстве, Па.

Расчет веса покрытия резервуара

$$Q_{\text{п}} = 2 \cdot \pi \cdot R_p^2 \cdot (Q_{\text{об}} + Q_{\text{ок}}) + Q_{\text{крыши}} = \\ 2 \cdot 3,14 \cdot 19,7^2 \cdot (320 + 200) + 102641 = 1,37 \text{ МН,} \quad (26)$$

где: R_p - радиус резервуара, м;

$Q_{\text{об}} = 320 \text{ Н/м}^2$ – вес оборудования;

$Q_{\text{ок}} = 200 \text{ Н/м}^2$ – вес опорного кольца;

$Q_{\text{крыши}}$ - масса крыши резервуара равна 102641 кг.

Снеговая нагрузка

$$Q_{\text{снег}} = R_{\text{сн}}^{\text{н}} \cdot \mu \cdot \pi \cdot R_p^2, \\ Q_{\text{снег}} = 2,4 \cdot 1 \cdot 3,14 \cdot 19,7^2 = 292465 \text{ Н} = 0,292 \text{ МН} \quad (27)$$

где: $R_{\text{сн}}^{\text{н}}$ – снеговая нагрузка, Н/м^2 ;

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

R_p - радиус резервуара, м;

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--|------|
| | | | | | Расчет стенки резервуара на устойчивость | Лист |
| | | | | | | 65 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

Ветровая нагрузка

$$Q_{\text{вет}} = W_0 \cdot K_2 \cdot c_0 \quad (28)$$

где: W_0 - ветровая нагрузка Н/м²;

C_0 – коэффициент аэродинамической обтекаемости, принимаем

$$C_0 = 0,63;$$

R_p - радиус резервуара, м;

$$P_B = W_0 \cdot k_2 \cdot c_0 = 380 \cdot 1 \cdot 0,63 = 239,4 \text{ Па}, \quad (29)$$

Расчет кольцевых напряжений в стенке резервуара

$$G_2 = \frac{P_B \cdot n_B \cdot P_{\text{вак}} \cdot n_2}{\delta_{\text{ср}}} \cdot R_p, \quad (30)$$

где: P_B - нормативное значение ветровой нагрузки на резервуар, Па;

n_2 - коэффициент надежности по нагрузке избыточного давления и вакуума, $n_2 = 1,2$;

$\delta_{\text{ср}}$ - средняя арифметическая толщина стенки резервуара.

n_B - коэффициент надежности по ветровой нагрузке, $n_B = 1,4$;

$$\delta_{\text{ср}} = \frac{1}{2} \cdot \sum_{i=1}^a \delta_{\text{ст}} \quad (31)$$

$$= \frac{0,015 + 0,014 + 0,012 + 0,011 + 0,011 + 0,011 + 0,011 + 0,011}{8}$$

$$= 0,012 \text{ м},$$

$$G_2 = \frac{239,4 \cdot 1,4 + 250 \cdot 1,2}{0,012} \cdot 19,7 = 894380 \text{ Па} = 1,04 \text{ МПа}.$$

Расчет осевых критических напряжений

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--|------|
| | | | | | Расчет стенки резервуара на устойчивость | Лист |
| | | | | | | 66 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

$$G_{01} = C \cdot E \cdot \frac{\delta_{i-ro}}{R}, \quad (32)$$

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

C – коэффициент, определим по таблице 9.

| Таблица 9 – значение коэффициента C | | | | | |
|-------------------------------------|------|------|------|------|------|
| R_p/δ_{cp} | 600 | 800 | 1000 | 1500 | 2500 |
| C | 0,11 | 0,09 | 0,08 | 0,07 | 0,06 |

$$\frac{R_p}{\delta_{cp}} = \frac{19,7}{0,012} = 1641,667 \quad (33)$$

Принимаем $C=0,07$

Первый пояс

$$G_{01} = 0,07 \cdot 2,1 \cdot 10^5 \cdot \frac{0,015}{19,7} = 11,19 \text{ МПа};$$

Второй пояс

$$G_{02} = 0,07 \cdot 2,1 \cdot 10^5 \cdot \frac{0,014}{19,7} = 10,45 \text{ МПа};$$

Третий пояс

$$G_{03} = 0,07 \cdot 2,1 \cdot 10^5 \cdot \frac{0,012}{19,7} = 8,95 \text{ МПа};$$

Четвертый пояс

$$G_{04} = 0,07 \cdot 2,1 \cdot 10^5 \cdot \frac{0,011}{19,7} = 8,21 \text{ МПа};$$

Пятый пояс

$$G_{05} = 0,07 \cdot 2,1 \cdot 10^5 \cdot \frac{0,011}{19,7} = 8,21 \text{ МПа};$$

Шестой пояс

$$G_{06} = 0,07 \cdot 2,1 \cdot 10^5 \cdot \frac{0,011}{19,7} = 8,21 \text{ МПа};$$

Седьмой пояс

$$G_{07} = 0,07 \cdot 2,1 \cdot 10^5 \cdot \frac{0,011}{19,7} = 8,21 \text{ МПа};$$

Восьмой пояс

$$G_{08} = 0,07 \cdot 2,1 \cdot 10^5 \cdot \frac{0,011}{19,7} = 8,21 \text{ МПа}.$$

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--|------|
| | | | | | Расчет стенки резервуара на устойчивость | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 67 |

Расчет кольцевых напряжений

$$G_{02} = 0,55 \cdot E \cdot \frac{R_p}{H} \cdot \left(\frac{\delta_{cp}}{R_p} \right)^{\frac{3}{2}} =$$

$$0,55 \cdot 2,1 \cdot 10^5 \cdot \frac{19,7}{15,96} \cdot \left(\frac{0,012}{19,7} \right)^{\frac{3}{2}} = 1,61 \text{ МПа},$$
(34)

где: R_p - радиус резервуара, м;
 H – геометрическая высота резервуара, м;
 δ_{cp} - средняя арифметическая толщина стенки резервуара.

Вес вышележащих поясов, определяется по формуле

$$Q_{стен.} = Q_{ст.} + Q_{из.}$$

$$Q_{ст.} = 2 \cdot \pi \cdot R_p \cdot \gamma_{ст.} \sum_{i=1}^{\alpha} (h_i \cdot \delta_i)$$

$$Q_{из.} = 2 \cdot \pi \cdot R_p \cdot \gamma_{из.} \sum_{i=1}^{\alpha} (h_i \cdot \delta_{изi})$$

где: $Q_{ст.}$ - вес вышележащих поясов стенки с учетом изоляции, Н;
 R_p - радиус резервуара, м;
 $\gamma_{ст.}$ – удельный вес стали, $\gamma_{ст.} = 78,5 \frac{\text{кН}}{\text{м}^3}$;
 h_i - высота i -го пояса стенки резервуара, м;
 δ_i - расчетная толщина стенки i -го пояса, м.

$$h_i \cdot \delta_i$$

$$h_1 \cdot \delta_1 = 1,995 \cdot 0,015 = 0,02993 \text{ м}^2;$$

$$h_2 \cdot \delta_2 = 1,995 \cdot 0,014 = 0,02793 \text{ м}^2;$$

$$h_3 \cdot \delta_3 = 1,995 \cdot 0,012 = 0,02394 \text{ м}^2;$$

$$h_4 \cdot \delta_{4-8} = 1,995 \cdot 0,011 = 0,02195 \text{ м}^2;$$

$$h_i \cdot \delta_{из}$$

$$h_{1-8} \cdot \delta_{из1-8} = 1,995 \cdot 0,05 = 0,09975 \text{ м}^2;$$

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--|------|
| | | | | | Расчет стенки резервуара на устойчивость | Лист |
| | | | | | | 68 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

$$\sum_{i=1}^a (h_i \cdot \delta_i) = 0,02993 + 0,02793 + 0,02394 + 0,02195 \cdot 5 \quad (35)$$

$$= 0,19155$$

$$\sum_{i=1}^a (h_i \cdot \delta_{из}) = 0,09975 \cdot 8 = 0,798 \quad (36)$$

Подставим найденные значения в формулы (40) и (41)

$$Q_{ст} = 2 \cdot \pi \cdot R_p \cdot \gamma_{ст} \cdot \sum_{i=1}^a (h_i \cdot \delta_i) = 2 \cdot 3,14 \cdot 19,7 \cdot 78,5 \cdot 10^3 \cdot 0,19155$$

$$= 17788553,88 \text{ Н} = 1,813 \text{ МН},$$

$$Q_{из} = 2 \cdot \pi \cdot R_p \cdot \gamma_{из} \cdot \sum_{i=1}^a (h_i \cdot \delta_{из}) = 2 \cdot 3,14 \cdot 19,7 \cdot 85 \cdot 0,798 = 82322,14 \text{ Н}$$

$$= 0,0823 \text{ МН}.$$

Полученные данные подставим в формулу (24)

Для 1 пояса

$$G_1 = \frac{1,05 \cdot (1,37 + 2,055) + 0,9 \cdot (0,292 + 0,305 \cdot 1,2)}{2 \cdot 3,14 \cdot 19,7 \cdot 0,015} = 2,26;$$

Для 2 пояса

$$G_2 = \frac{1,05 \cdot (1,37 + 1,742) + 0,9 \cdot (0,292 + 0,305 \cdot 1,2)}{2 \cdot 3,14 \cdot 19,7 \cdot 0,014} = 2,23;$$

Для 3 пояса

$$G_3 = \frac{1,05 \cdot (1,37 + 1,447) + 0,9 \cdot (0,292 + 0,305 \cdot 1,2)}{2 \cdot 3,14 \cdot 19,7 \cdot 0,012} = 2,39;$$

Для 4 пояса

$$G_4 = \frac{1,05 \cdot (1,37 + 1,190) + 0,9 \cdot (0,292 + 0,305 \cdot 1,2)}{2 \cdot 3,14 \cdot 19,7 \cdot 0,011} = 2,41;$$

Для 5 пояса

$$G_5 = \frac{1,05 \cdot (1,37 + 0,952) + 0,9 \cdot (0,292 + 0,305 \cdot 1,2)}{2 \cdot 3,14 \cdot 19,7 \cdot 0,011} = 2,23;$$

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--|------|
| | | | | | Расчет стенки резервуара на устойчивость | Лист |
| | | | | | | 69 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

Для 6 пояса

$$G_6 = \frac{1,05 \cdot (1,37 + 0,714) + 0,9 \cdot (0,292 + 0,305 \cdot 1,2)}{2 \cdot 3,14 \cdot 19,7 \cdot 0,011} = 2,04;$$

Для 7 пояса

$$G_7 = \frac{1,05 \cdot (1,37 + 0,476) + 0,9 \cdot (0,292 + 0,305 \cdot 1,2)}{2 \cdot 3,14 \cdot 19,7 \cdot 0,011} = 1,86;$$

Для 8 пояса

$$G_8 = \frac{1,05 \cdot (1,37 + 0,238) + 0,9 \cdot (0,292 + 0,305 \cdot 1,2)}{2 \cdot 3,14 \cdot 19,7 \cdot 0,011} = 1,68.$$

Таблица 10 – Осевые напряжения для поясов резервуара

| № пояса | $Q_{ст}$, МН | $Q_{из}$, МН | $Q_{стенки}$, МН | Осевые напряжения пояса |
|----------|---------------|---------------|-------------------|-------------------------|
| <i>1</i> | <i>2</i> | <i>3</i> | <i>4</i> | <i>5</i> |
| 1 | 1,813 | 0,242 | 2,055 | 2,26 |
| 2 | 1,530 | 0,212 | 1,742 | 2,23 |
| 3 | 1,265 | 0,182 | 1,447 | 2,39 |
| 4 | 1,039 | 0,151 | 1,190 | 2,41 |
| 5 | 0,831 | 0,121 | 0,952 | 2,23 |
| 6 | 0,623 | 0,091 | 0,714 | 2,04 |
| 7 | 0,415 | 0,061 | 0,476 | 1,86 |
| 8 | 0,208 | 0,030 | 0,238 | 1,68 |

Таблица 11 – Проверка устойчивости стенки резервуара

| № пояса | Z _i , м | Осевые напряжения | | Кольцевые напряжения | | $\frac{G_1}{G_{01}} + \frac{G_2}{G_{02}}$ |
|---------|--------------------|----------------------|-----------------------|----------------------|-----------------------|---|
| | | G ₁ , МПа | G ₀₁ , МПа | G ₂ , МПа | G ₀₂ , МПа | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 |
| 1 | 0,3 | 2,26 | 11,19 | 1,04 | 1,61 | 0,848 |
| 2 | 1,995 | 2,23 | 10,45 | 1,04 | 1,61 | 0,859 |
| 3 | 3,99 | 2,39 | 8,95 | 1,04 | 1,61 | 0,913 |
| 4 | 5,985 | 2,41 | 8,21 | 1,04 | 1,61 | 0,940 |
| 5 | 7,98 | 2,23 | 8,21 | 1,04 | 1,61 | 0,917 |
| 6 | 9,975 | 2,04 | 8,21 | 1,04 | 1,61 | 0,895 |
| 7 | 11,97 | 1,86 | 8,21 | 1,04 | 1,61 | 0,872 |
| 8 | 13,965 | 1,68 | 8,21 | 1,04 | 1,61 | 0,850 |

Вывод: проверку на устойчивость выдерживают все пояса,

$$\frac{G_1}{G_{01}} + \frac{G_2}{G_{02}} < 1$$

7. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

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

Целью данного раздела выпускной квалификационной работы является анализ ресурсоэффективности и конкурентоспособности проводимой разработки. Для достижения поставленной цели, были выполнены следующие задачи:

- a. Произведен анализ конкурентоспособности технических решений;
- b. Составлен SWOT-анализ;
- c. Разработан план работ и рассчитан бюджет затрат.

7.2 Потенциальные потребители результатов исследования

Для обеспечения безопасности и надежности трубопроводов реализуется ряд специальных технических программ по диагностике, ремонту и реконструкции объектов трубопроводного транспорта.

Потенциальными потребителя услуг диагностирования трубопроводов, являются нефтегазодобывающие и нефтегазоперерабатывающие объекты.

7.3 Анализ конкурентных технических решений

АО «Транснефть - Диаскан» проводит внутритрубную диагностику нефтепроводов, а также ремонт дефектов по ее результатам. «Диаскан» представляет большой интерес, для организаций, работающих в нефтяной отрасли. АО «Транснефть - Диаскан» проводит диагностику трубопроводов от 6 до 48 дюймов с помощью ВИП собственного производства, принцип работы которых основан на различных физических методах неразрушающего

| | | | | | | | | |
|-------------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|---|-----------------|-------------|---------------|
| | | | | | «Влияние эксплуатационных факторов на надежность резервуара вертикального стального типа РВС 20 000м ³ » | | | |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | | | |
| <i>Разраб.</i> | | Михеева Ю.А. | | | Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение | <i>Лит.</i> | <i>Лист</i> | <i>Листов</i> |
| <i>Руковод.</i> | | Саруев А.Л. | | | | | 72 | 101 |
| <i>Консульт.</i> | | | | | | ТПУ гр. 3-2Б61Т | | |
| <i>Рук-ль ООП</i> | | Брусник О.В. | | | | | | |

контроля. Используемые дефектоскопы не имеют аналогов в мире.

ООО "НТЦ «Нефтегаздиагностика» проводит не только внутритрубную инспекцию нефтегазопроводов, но и их ремонт, а также техническое диагностирование, неразрушающий контроль и экспертизу промышленной безопасности опасных производственных объектов.

Данные компании были выбраны для сравнения по причине высокого качества выполняемой диагностики,

Сравнительная таблица конкурирующих технических решений представлена в таблице № 12, где оценивание технологий приведено по пятибалльной шкале: 1 –слабая позиция, 5 –сильная.

Анализ конкурентных технических решений определяется по формуле:

$$K = \sum B_i B_i,$$

где K – конкурентоспособность научной разработки или конкурента;

B_i – вес показателя (в долях единицы);

B_i – балл i-го показателя.

| Таблица 12 – Сравнение конкурирующих технических решений | | | | | | | |
|--|--------------|------------|----------|----------|-----------------------|----------|----------|
| Критерии оценки | Вес критерия | Баллы | | | Конкурентоспособность | | |
| | | B_{ϕ} | B_{K1} | B_{K2} | K_{ϕ} | K_{K1} | K_{K2} |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 |
| Технические критерии оценки ресурсоэффективности | | | | | | | |
| Современная элементная база | 0,10 | 5 | 4 | 5 | 0,50 | 0,40 | 0,50 |
| Долговечность | 0,11 | 5 | 4 | 5 | 0,55 | 0,44 | 0,55 |
| Надежность | 0,10 | 5 | 4 | 5 | 0,50 | 0,40 | 0,50 |
| Безопасность | 0,08 | 4 | 4 | 5 | 0,32 | 0,32 | 0,40 |
| Простота эксплуатации | 0,08 | 5 | 4 | 4 | 0,40 | 0,32 | 0,32 |
| Точность измерений | 0,09 | 4 | 5 | 5 | 0,36 | 0,45 | 0,45 |
| Быстродействие | 0,09 | 5 | 4 | 4 | 0,45 | 0,36 | 0,36 |
| Экономические критерии оценки эффективности | | | | | | | |
| Цена | 0,10 | 5 | 5 | 4 | 0,50 | 0,50 | 0,40 |
| Предполагаемый срок эксплуатации | 0,10 | 5 | 5 | 4 | 0,50 | 0,50 | 0,40 |
| Доступность | 0,07 | 5 | 5 | 5 | 0,35 | 0,35 | 0,35 |

| Окончание таблицы № 12 | | | | | | | |
|------------------------|----------|-----------|-----------|-----------|-------------|-------------|-------------|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 |
| Конкурентоспособность | 0,08 | 4 | 4 | 4 | 0,32 | 0,32 | 0,32 |
| Итого | 1 | 52 | 48 | 50 | 4,75 | 4,36 | 4,55 |

Коэффициент конкурентоспособности:

$$K_K = \frac{K_{\phi}}{K_{\text{кр}}} = \frac{4,75}{(4,36 + 4,55)/2} = 1,07$$

$K_K > 1$, следовательно, предприятие конкурентоспособно.

По результатам таблицы можно сделать вывод, что рассматриваемая организация конкурентоспособна по сравнению с другими. Наибольшими преимуществами являются долговечность, надежность и доступность, это благодаря применению современного оборудования.

7.4 SWOT-анализ

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

SWOT-анализ представлен в таблице 13.

| Таблица № 13 - SWOT-анализ. | | |
|---|---|--|
| 1 | 2 | 3 |
| | Сильные стороны | Слабые стороны |
| | С1. Усовершенствование алгоритмов управления. С2. Наличие бюджетного финансирования. С3. Квалификация персонала. С4. Возможность применения сложных алгоритмов в работе. | Сл1. Необходимость проведения идентификации перед моделированием. Сл2. Использование импортных материалов. Сл3. Отсутствие дополнительных услуг. |
| Возможности | Повышения уровня конкурентоспособности за счет применения новых технологий. | Выход на зарубежный рынок для сотрудничества. |
| В1. Развитие технологий в данной отрасли. | | |

| | | | | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|-----------------------|--|--|--|------|
| | | | | | | | | | Лист |
| | | | | | | | | | 74 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | Финансовый менеджмент | | | | |

| Окончание таблицы № 13 | | |
|---|--|--|
| 1 | 2 | 3 |
| В2. Привлечение инвесторов. В3. Набор новых кадров. В4. Появление дополнительного спроса на услуги. | Привлечение средств государства для введения новой технологии. | Привлечение средств государства для введения новой технологии. |
| Угрозы | Поиск новых инвесторов | Обновление оборудования. |
| У1. Отсутствие спроса. У2. Введение дополнительных требований к сертификации работ. У3. Потеря поставщиков. | Недостаток финансирования, повлияет на качество. | Разработать более качественную продукцию с минимальными затратами. |

Анализируя результаты SWOT-анализа, можно утверждать, что реализация представленных возможностей позволяет выгодно реализовать сильные стороны и уменьшить влияние слабых. Продукт реализации имеет определенные преимущества при выходе на рынок.

7.5 Планирование научно-исследовательских работ

7.5.1 Структура работ в рамках научного исследования

Перед началом проекта необходимо провести планирование этапов работы. Так же необходимо указать продолжительность выполнения каждого этапа и обозначить занятость каждого участника, данный перечень представлен в таблице № 14.

| Таблица № 14 – Перечень этапов и работ. | | |
|---|---------------------------------|-------------|
| № п/п | Название | Исполнитель |
| 1 | 2 | 3 |
| 1 | Выбор научного руководителя ВКР | Инженер |

| | | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--|-----------------------|------|
| | | | | | | Финансовый менеджмент | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | | 75 |

| Окончание таблицы №14 | | |
|-----------------------|---|-------------------------|
| 1 | 2 | 3 |
| 2 | Выбор и утверждение темы | Руководитель Инженер |
| 3 | Постановка цели и задач исследования, актуальность. | Руководитель Инженер |
| 4 | Обзор литературы | Инженер |
| 5 | Расчетная часть | Руководитель Инженер |
| 6 | Согласование выполненной работы с научным руководителем | Руководитель Инженер |
| 7 | Анализ результатов | Инженер |
| 8 | Выполнение дополнительных разделов ВКР (финансовый менеджмент, социальная ответственность). | Инженер |
| 9 | Оформление пояснительной записки | Инженер |

7.5.2 Определение трудоемкости выполнения работ

Трудоемкость выполнения научного исследования оценивается в человеко-днях и носит вероятностный характер, т.к. зависит от множества трудно учитываемых факторов. Для определения, ожидаемого (среднего) значения трудоемкости используется следующая формула:

$$t_{ожі} = \frac{3t_{mini} + 2t_{maxi}}{5}$$

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

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

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

Для построения графика проведения научных работ в форме диаграммы Ганта длительность каждого из этапов работ в рабочих днях переводится в календарные дни по формуле:

$$T_{\text{КД}} = T_{\text{РД}} \cdot K_{\text{КД}}$$

где $T_{\text{КД}}$ – продолжительность выполнения работы в календарных днях;

$T_{\text{РД}}$ – продолжительность выполнения работы в рабочих днях;

$K_{\text{КД}}$ – коэффициент календарности.

Коэффициент календарности рассчитывается по формуле:

$$K_{\text{КД}} = \frac{T_{\text{КД}}}{T_{\text{КД}} - T_{\text{ВД}} - T_{\text{ПД}}}$$

где $T_{\text{КД}}$ – количество календарных дней в году;

$T_{\text{ВД}}$ – количество выходных дней в году;

$T_{\text{ПД}}$ – количество праздничных дней в году.

Значение коэффициента календарности для 2020 года:

$$K_{\text{КД}} = \frac{366}{366 - 66} = 1,22$$

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|-----------------------|------|
| | | | | | | Лист |
| | | | | | Финансовый менеджмент | 77 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

Диаграмма Ганта, представляющая собой календарный график работ изображена в таблице № 15.

| Вид работ | Исполнители | Т _к раб. Дн. | Продолжительность выполнения работ | | | | | | | | | | | | | | | |
|---|--------------|-------------------------------|------------------------------------|---|---|---|------|---|---|---|--------|---|---|---|-----|---|---|---|
| | | | Февраль | | | | Март | | | | Апрель | | | | Май | | | |
| | | | 1 | 2 | 3 | 4 | 1 | 2 | 3 | 4 | 1 | 2 | 3 | 4 | 1 | 2 | 3 | 4 |
| Выбор научного руководителя ВКР | Инженер | 3 | ■ | | | | | | | | | | | | | | | |
| Выбор и утверждение темы | Руководитель | 5 | | ■ | | | | | | | | | | | | | | |
| | Инженер | | | ■ | | | | | | | | | | | | | | |
| Постановка цели и задач исследования, актуальность | Руководитель | 7 | | | ■ | | | | | | | | | | | | | |
| | Инженер | | | | ■ | | | | | | | | | | | | | |
| Обзор литературы | Инженер | 45 | | | | ■ | ■ | ■ | ■ | | | | | | | | | |
| Расчетная часть | Руководитель | 21 | | | | | | | | ■ | ■ | | | | | | | |
| | Инженер | | | | | | | | | ■ | ■ | | | | | | | |
| Согласование выполненной работы с научным руководителем | Руководитель | 5 | | | | | | | | | | ■ | | | | | | |
| | Инженер | | | | | | | | | | | ■ | | | | | | |
| Анализ результатов | Инженер | 7 | | | | | | | | | | | ■ | | | | | |
| Выполнение дополнительных разделов ВКР (финансовый менеджмент, социальная ответственность). | Инженер | 15 | | | | | | | | | | | | ■ | ■ | | | |
| Оформление пояснительной записки | Инженер | 16 | | | | | | | | | | | | | | ■ | ■ | |

Руководитель

Инженер

Финансовый менеджмент

Исходя из диаграммы, можно сделать вывод, что продолжительность выполнения проекта составляет 124 дня.

7.5.3 Бюджет научно – технического исследования

Для формирования бюджета НТИ используем следующую группировку затрат по статьям:

- Материальные затраты НТИ;
- Основная заработная плата исполнителей темы;
- Дополнительная заработная плата исполнителей темы;
- Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления);
- Накладные расходы.

Расчет материальных затрат

Для разработки проекта необходим компьютер с программным обеспечением Microsoft Office и специальными программами. Затраты на материальные расходы включают в себя канцелярские принадлежности, бумага, флеш-карта. В материальные затраты так же входит транспортно-заготовительные расходы (ТЗР в пределах от 5% до 20%) от общей цены материалов. Расчет материальных затрат представлен в таблице № 16.

| Таблица № 16 – Материальные расходы | | | |
|-------------------------------------|-------------|-------------------|----------------|
| Наименование | Кол-во, шт. | Цена за ед., руб. | Сумма, руб. |
| <i>1</i> | <i>2</i> | <i>3</i> | <i>4</i> |
| Канцелярские принадлежности | - | 250,0 | 250,0 |
| Офисная бумага, 500 листов | 1 | 175,0 | 175,0 |
| Флеш-карта | 1 | 750,0 | 750,0 |
| Итого, руб. | | | 1175,0 |
| Итого с ТЗР (5%) | | | 1233,75 |

Расчет амортизационных отчислений

Процесс написания выпускной квалификационной работы занимает порядка 4 месяцев. Для проведения расчетов используется персональный компьютер с первоначальной стоимостью 50000 рублей, срок полезного пользования для офисной техники составляет от 2 до 3 лет.

| | | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--|-----------------------|------|
| | | | | | | Финансовый менеджмент | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | | 79 |

- Норма амортизации оборудования:

$$A_n = \frac{1}{T} \cdot 100\%$$

где T – срок полезного использования, лет.

Принимаем срок полезного пользования 3 года.

$$A_n = \frac{1}{3} \cdot 100\% = 33,3 \%$$

- Годовая амортизация оборудования:

$$A_g = 50000 \cdot 0,33 = 16\,500 \text{ рублей.}$$

- Ежемесячная амортизация оборудования:

$$A_m = \frac{16\,500}{12} = 1375 \text{ рублей.}$$

- Итоговая сумма амортизации основных средств:

$$A = 1375 \cdot 4 = 5500 \text{ рублей.}$$

Зарботная плата исполнителей

Оклад научного руководителя составляет 39050 руб., оклад инженера составляет 13560 руб. Исходя из среднего количества рабочих дней в месяце, равным 21, средняя заработная плата руководителя составила 1859,52 руб. в день, а для инженера 645,71 руб. в день.

Зарботная плата складывается из основной и дополнительной оплаты.

Основная заработная плата рассчитывается:

$$Z_{осн} = Z_{дн} \cdot T_p \cdot (1 + K_{пр} + K_{д}) \cdot K_r$$

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

$K_{пр}$ – премиальный коэффициент (0,3);

$K_{д}$ – коэффициент доплат и надбавок (0,2-0,5);

K_r – районный коэффициент (для Томска 1,3);

T_p – продолжительность работ, выполняемых работником, раб. дни.

Расчет основной заработной платы приведен в таблице № 17.

| | | | | | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--|--|--|--|--|------|
| | | | | | | | | | | Лист |
| | | | | | | | | | | 80 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | | | | | |

| Таблица № 17 – Расчет основной заработной платы | | | | | | |
|---|------------------------|-----------------|----------------|----------------|-----------------------------|-------------------------|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 |
| Исполнители | З _{тс} , руб. | k _{пр} | k _д | k _р | T _{р, раб.} Дн. | З _{осн} , руб. |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 |
| Руководитель | 39050 | 0,3 | 0,2 | 1,3 | 38 | 137790,43 |
| Инженер | 13560 | 0,3 | 0,2 | 1,3 | 38 | 137790,43 |
| Итого | | | | | | 275580,86 |

Рассчитаем дополнительную заработную плату, отчисления во внебюджетные фонды и накладные расходы. Данные расчеты представлены в таблице № 18.

Дополнительная заработная плата рассчитывается:

$$З_{\text{доп}} = 0,12 \cdot З_{\text{осн}}$$

Отчисления во внебюджетные фонды рассчитываются:

$$З_{\text{внеб}} = 0,3 \cdot (З_{\text{осн}} + З_{\text{доп}})$$

Накладные расходы рассчитываются:

$$З_{\text{накл}} = 0,16 \cdot (З_{\text{мат}} + З_{\text{амор}} + З_{\text{осн}} + З_{\text{доп}} + З_{\text{внеб}})$$

| Таблица № 18 – Дополнительная заработная плата, отчисления во внебюджетные фонды и накладные расходы | | | |
|--|-------------------------|--------------------------|--------------------------|
| Исполнитель | З _{доп} , руб. | З _{внеб} , руб. | З _{накл} , руб. |
| 1 | 2 | 3 | 4 |
| Руководитель | 16534,85 | 46297,58 | 65276,71 |
| Инженер | 16534,85 | 46297,58 | |
| Итого | 33069,70 | 92595,16 | 65276,71 |

7.5.4 Формирование бюджета затрат

Рассчитанная величина затрат научно-исследовательской работы является основной для формирования бюджета затрат. В таблице № 19 представлен расчет бюджета научно-исследовательской работы.

| Таблица № 19 - Расчет бюджета научно-исследовательской работы | | |
|---|------------------|--------------------|
| Наименование | Сумма, руб. | Удельный вес, % |
| <i>1</i> | <i>2</i> | <i>3</i> |
| Материальные затраты | 1233,75 | 0,26 |
| Затраты на амортизацию | 5500,0 | 1,16 |
| Затраты на основную заработную плату | 275580,86 | 58,23 |
| Затраты на дополнительную заработную плату | 33069,70 | 6,98 |
| Отчисления во внебюджетные фонды | 92595,16 | 19,56 |
| Накладные расходы | 65276,71 | 13,79 |
| Общий бюджет | 473256,20 | 100 |

На основании выше приведенных расчетов можно сделать вывод, что наибольшую долю затрат из бюджета научно-исследовательской работы приходится на основную заработную плату исполнителям работы.

7.6 Определение ресурсной, финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования

Определение эффективности связано с нахождением двух средневзвешенных величин: финансовой эффективности и ресурсоэффективности.

Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:

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

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

Φ_{ri} – стоимость i -го варианта исполнения;

Φ_{max} – максимальная стоимость исполнения научно-исследовательского проекта.

Рассчитаем значения интегрального финансового показателя для всех вариантов исполнения научно-исследовательской работы.

Для нашей разработки: $I_{\text{финр}} = \frac{473256,20}{626853,80} = 0,755;$

| | | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--|-----------------------|------|
| | | | | | | Финансовый менеджмент | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | | 82 |

$$\text{Для первого аналога: } I_{\text{финр}} = \frac{626853,80}{626853,80} = 1;$$

$$\text{Для второго аналога: } I_{\text{финр}} = \frac{589721,50}{626853,80} = 0,941.$$

Сравнительная оценка ресурсоэффективности рассматриваемых аналогов приведена в таблице № 20

| Таблица 20 – Сравнительная оценка ресурсоэффективности | | | | | | | |
|---|--------------|----------------|-----------------|-----------------|-----------------------|-----------------|-----------------|
| Критерии оценки | Вес критерия | Баллы | | | Конкурентоспособность | | |
| | | Б _ф | Б _{к1} | Б _{к2} | К _ф | К _{к1} | К _{к2} |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 |
| Технические критерии оценки ресурсоэффективности | | | | | | | |
| Долговечность | 0,20 | 5 | 4 | 5 | 1 | 0,8 | 1 |
| Надежность | 0,15 | 5 | 4 | 5 | 0,75 | 0,6 | 0,75 |
| Безопасность | 0,15 | 4 | 4 | 5 | 0,6 | 0,6 | 0,75 |
| Простота эксплуатации | 0,20 | 5 | 4 | 4 | 1 | 0,8 | 0,8 |
| Точность измерений | 0,30 | 4 | 5 | 5 | 1,2 | 1,5 | 1,2 |
| Итого | 1 | 23 | 21 | 24 | 4,55 | 4,3 | 4,8 |

Интегральный показатель эффективности разработки ($I_{\text{финр}}^p$) и аналога ($I_{\text{финр}}^a$) определяется на основании интегрального показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по формуле:

$$I^i = \frac{I_p^p}{I_{\text{фин}}^p}$$

$$\text{Для нашей разработки: } I^i = \frac{4,55}{0,755} = 6,02;$$

$$\text{Для первого аналога: } I^i = \frac{4,3}{1} = 4,3;$$

$$\text{Для второго аналога: } I^i = \frac{4,8}{0,941} = 5,10.$$

Сравнительная эффективность разрабатываемой системы и рассматриваемых аналогов рассчитывается как:

$$\mathcal{E} = \frac{I}{I^i}$$

В таблице № 21 представлена сравнительная эффективность разрабатываемой системы с аналоговыми.

| Таблица № 21 – Сравнительная эффективность | | | | |
|--|---|------------|-----------|-----------|
| № п/п | Показатели | Разработка | Аналог №1 | Аналог №2 |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
| 1 | Интегральный финансовый показатель $I_{фин}$ | 0,755 | 1 | 0,941 |
| 2 | Интегральный показатель ресурсоэффективности I_p | 4,55 | 4,3 | 4,8 |
| 3 | Интегральный показатель эффективности I | 6,02 | 4,3 | 5,1 |
| 4 | Сравнительная эффективность Э разработки к аналогам | | 1,4 | 1,18 |

На основании данных, представленных в таблице № 21, можно сказать, что разрабатываемый вариант научно технического проекта, выгоднее двух аналогов. За счёт меньшей стоимости разработки, он превосходит аналоги по интегральному показателю эффективности, однако уступает аналогу №2 по ресурсоэффективности.

ВЫВОД

В ходе выполнения раздела «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» был произведен анализ конкурентно – технических решений, в результате которого, была выявлена наиболее конкурентоспособная организация, по сравнению с аналоговыми предприятиями.

В ходе SWOT-анализа были выявлены основные угрозы: отсутствие спроса; введение дополнительных требований к сертификации работ; потеря поставщиков. В SWOT-анализе так же были обозначены основные пути снижения угроз.

Были распределены обязанности по научно-исследовательской работе и определено время выполнения работы. Продолжительность

| | | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|-----------------------|--|------|
| | | | | | Финансовый менеджмент | | Лист |
| | | | | | | | 84 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | | |

выполнения работы составила 124 дня. Для формирования бюджета работы, были рассчитаны: материальные затраты, которые составили 1233,75 руб.; затраты на амортизацию – 5500 руб.; затраты на основную заработную плату - 275580,86 руб.; затраты на дополнительную заработную плату - 33069,70; отчисления во внебюджетные фонды - 92595,16; накладные расходы - 65276,71, общий бюджет затрат составил 473256,20 руб. 58,23% от бюджета составила оплата труда персонала.

Разрабатываемая система по показателям эффективности превосходит аналоги, в силу своей меньшей стоимости. Однако уступает аналогу №2 по показателю ресурсоэффективности, в виду простоты эксплуатации.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|-----------------------|------|
| | | | | | Финансовый менеджмент | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 85 |

8. Социальная ответственность

8.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Практически каждый из резервуаров, заполненный нефтью или нефтепродуктом, это объект повышенной опасности для персонала предприятия и окружающей среды.

Рассмотрим возможное влияние используемого сырья, оборудования, а так же условия работы на персонал и окружающую среду. Действия персонала при чрезвычайных ситуациях и правила безопасной эксплуатации оборудования.

Местоположение резервуара - Томская область. Для данной области характерен резко-континентальный климат, с продолжительно холодной зимой и коротким летом, поздними весеннее - осенними заморозками.

Профессиональная социальная безопасность

Резервуарный парк является объектом повышенной взрыво- и пожароопасности. Мероприятия по обслуживанию резервуаров относятся к работам повышенной опасности, при эксплуатации которых возможны опасные и вредные производственные факторы.

Вредный производственный фактор (ВПФ) – это такой производственный фактор, воздействие которого на работающего в определенных условиях человека вызывает у него заболевание или снижение трудоспособности.

Опасный производственный фактор (ОПФ) - это такой производственный фактор, воздействие которого на работающего в определенных условиях человека приводит к травме или к другому внезапному резкому ухудшению его здоровья.

| | | | | | | | | |
|-------------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|---|-----------------|-------------|---------------|
| | | | | | «Влияние эксплуатационных факторов на надежность резервуара вертикального стального типа РВС 20 000м ³ » | | | |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | | | |
| <i>Разраб.</i> | | Михеева Ю.А. | | | Социальная ответственность | <i>Лит.</i> | <i>Лист</i> | <i>Листов</i> |
| <i>Руковод.</i> | | Саруев А.Л. | | | | | 86 | 101 |
| <i>Консульт.</i> | | | | | | | | |
| <i>Рук-ль ООП</i> | | Брусник О.В. | | | | | | |
| | | | | | | ТПУ гр. 3-2Б61Т | | |

В таблице № 23 представлены возможные вредные и опасные производственные факторы, воздействующие на организм человека на рабочем месте.

| Таблица № 22- Возможные вредные и опасные производственные факторы | | | | |
|--|-------------|-------------------|------------------|---|
| Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015) | Этапы работ | | | Нормативные документы |
| | Разработк | Изготоввл ение | Эксплуат ация | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
| Превышение уровня шума | | + | + | – СНиП 23-05-95* «Естественное и искусственное освещение» – ГОСТ 12.1.019-2017 ССБТ «Электробезопасность.Общие требования и номенклатура видов защиты» – ГН 2.2.5.3532–18 «Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны» – ГОСТ 12.1.005-88 «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны» – ГОСТ 12.1.003-2014 «Шум. Общие требования безопасности» |
| Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе | | + | + | |
| Повышенный уровень вибрации | | + | + | |
| Поражение электрическим током | + | + | + | |
| Загазованность рабочего места | | + | + | |
| Работа на высоте | | | + | |
| Пожароопасность | | + | + | |
| Механические опасности | | + | + | |
| Недостаточная освещенность рабочего места | + | + | + | |

Анализ выявленных вредных и опасных факторов при эксплуатации резервуара

- *Превышение уровня шума*

Шум — комплекс звуков, вызывающий неприятное ощущение или болезненные реакции.

В качестве источником шума при эксплуатации резервуаров могут быть насосы, техника при проведении ремонтных работ, а так же вентиляционное оборудование.

Шум достаточной эффективности и длительности может привести к снижению слуховой чувствительности, могут развиваться тугоухость и глухота. Уровень шума не должен превышать 80дБА.

Средствами индивидуальной защиты от шума являются ушные вкладыши, наушники и шлемофоны, применение звукоизолирующих и звукопоглощающие средства [16].

- **Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе**

При отклонении показателей микроклимата у работника происходит быстрая утомляемость, также снижается производственная активность и повышается заболеваемость.

В летний период времени при проведение работ по ремонту или обслуживанию резервуара у работника появляется большая вероятность получить солнечный удар, с возможной потерей сознания. При повышенных температурах необходимо организовать рациональный режим труда и отдыха. Необходимо ввести дополнительные перерывы в местах с благоприятным микроклиматом по 15-20 минут. Для защиты от солнечных лучей работникам необходимо использовать головные уборы, солнцезащитные очки и спецодежду.

Для данного района с зимний период времени характерны понижения температуры воздуха до – 45 °С. При проведении работ при таких температурах работник может получить обморожение конечностей или открытых участков тела. Для профилактики охлаждения и переохлаждения необходимо обеспечить работника теплой спецодеждой, прекратить работы из-за погодных условий, сократить продолжительность смены [17].

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

- **Повышенный уровень вибрации**

Вибрация – это механические колебательные движения системы с упругими связями.

Источниками вибрации могут быть оборудование необходимое для ремонта или обслуживания резервуара, движущиеся машины, а так же насосы, используемые для перекачки.

Нарушения здоровья работающего, складываются из поражении нейрососудистой, нервно-мышечной систем, опорно-двигательного аппарата, изменений обмена веществ и др. При всех видах вибрационной болезни нередко наблюдаются изменения со стороны центральной нервной системы, которые связаны с комбинированным действием вибрации и интенсивного шума, постоянно сопутствующего вибрационным процессам.

Для снижения уровня вибрации, необходимо сократить время контакта с оборудованием а так же изменить или уменьшить параметры вибрации.

Средствами индивидуальной защиты от вибраций являются рукавицы, перчатки, виброзащитная обувь и прокладки из пластмасс, резины.

- **Недостаточная освещенность рабочего места**

Для освещения резервуарных парков следует применять прожекторы, установленные на мачтах, расположенных за пределами внешнего обвалования и оборудованных помостками и лестницами для обслуживания.

Для местного освещения следует применять аккумуляторные фонари напряжением не более 12 В во взрывобезопасном исполнении, включение и выключение которых должно проводиться вне обвалования.

Для защиты от воздействия опасных и вредных факторов необходимо применять противогазы а для дегазации зоны применять взрывозащищенные вентиляционные установки [18].

| | | | | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--|--|--|--|------|
| | | | | | | | | | Лист |
| | | | | | | | | | 89 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | | | | |

- **Загазованность рабочего места**

Содержание вредных веществ в рабочей зоне воздуха не должно превышать ПДК. При загазованности воздуха парами нефти или газа ПДК не должно превышать 300 мг/м³.

На территории резервуарных парков при обслуживании необходимо осуществлять контроль воздушной среды на наличие вредных веществ с помощью переносных газоанализаторов.

Замер концентраций паров должен проводиться не реже 1 раза в смену - в кадре резервуарных парков с резервуарами типа РВСП и РВСПК; 1 раза через 4 часа - в кадре с резервуарами типа РВС [19].

- **Работа на высоте**

К работам на высоте относятся работы, при которых:

- существуют риски, связанные с возможным падением работника с высоты 1,8 м и более, в том числе:
- при осуществлении работником подъема на высоту более 5 м, или спуска с высоты более 5 м по лестнице, угол наклона которой к горизонтальной поверхности составляет более 75°;
- при проведении работ на площадках на расстоянии ближе 2 м от неогражденных перепадов по высоте более 1,8 м, а также, если высота защитного ограждения этих площадок менее 1,1 м;
- существуют риски, связанные с возможным падением работника с высоты менее 1,8 м, если работа проводится над машинами или механизмами, поверхностью жидкости или сыпучих мелкодисперсных материалов, выступающими предметами.

Работники, выполняющие работы на высоте, должны иметь квалификацию, соответствующую характеру выполняемых работ.

Работу на высоте при ветре более 12 м/сек, тумане, снегопаде и в грозу выполнять запрещено.

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

При работе на высоте необходимо использовать средства защиты, так как спасательные жилеты и пояса, каски, защитные очки, перчатки или рукавицы.

- **Пожароопасность**

Под понятием пожарной опасности подразумевается возможность возникновения и (или) развития пожара.

Резервуары для хранения нефти и нефтепродуктов относятся к пожаровзрывоопасным объектам.

Для возникновения и протекания процесса горения (взрыва) необходимы три условия:

- Наличие горючего вещества (может быть твердым, жидким, газообразным);
- Наличие окислителя
- Наличие источника воспламенения.

В качестве окислителя может быть кислород, хлор, бром, пары серы и другие вещества.

Источником воспламенения может быть – открытый огонь, искра, высокая температура.

Из-за возникновения высоких потенциалов трубопроводов и резервуаров относительно земли, возможно возникновение искр. Высокие диэлектрические свойства нефтепродуктов способствуют накоплению на их поверхности зарядов статического электричества. При взрывопожароопасном состоянии паровоздушной смеси происходит ее взрыв. Все металлические части оборудования, которые используются для хранения или транспортировки нефти или нефтепродуктов должны быть заземлены.

Для снижения интенсивности накапливания электрических зарядов нефть и нефтепродукты должны закачиваться в емкости без разбрызгивания, распыления или бурного перемещения [20].

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

- **Механические опасности**

Механические опасности создаются, движущимися, вращающимися объектами.

К механическим опасностям относят:

- движущиеся машины, механизмы и их части, передвигающиеся изделия, заготовки, материалы;
- острые кромки, заусенцы, шероховатость поверхности;
- разрушающиеся конструкции, обрушающиеся горные породы;
- расположение рабочего места на значительной высоте;
- повышенная запыленность воздуха;
- горячие и скользкие поверхности.

К средствам, защищающим человека от механических опасностей, относят; ограждения, предохранительные устройства; блокировки, удерживающие и тормозные устройства, сигнализаций, предупреждающие надписи. СИЗ человека являются: защитные очки и маски, каски, термостойкие перчатки, противогазы и респираторы, защитная одежда.

- **Поражение электрическим током**

Основным источником поражения электрическим током работника может быть плохо изолированные токоведущие части, оголенные провода, а так же оборудование с нарушенным изоляционным покрытием. Поражение током возможно при замыкании электрической цепи через тело человека, Проходя через тело человека, электрический ток оказывает на него тепловое, химическое, механическое и биологическое воздействие.

Электрический ток оказывает на человека внутреннее воздействие, приводит к внешним травмам, электроударам и электрическому шоку.

Пройдя через организм человека электрический ток приводит, к ожогам участков тела, нагреву кровеносных сосудов, нервов, разложению крови, сокращению мышц (легких, сердце) и профессиональным заболеваниям.

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

К индивидуальным средствам защиты относятся диэлектрические перчатки, инструмент с изолированными ручками, диэлектрические галоши, коврики, диэлектрические подставки.

Мероприятия по снижению уровня воздействия опасных и вредных факторов на персонал

Для защиты работников от вредных и опасных производственных факторов, разработаны определенные мероприятия по снижению уровня опасности. К этим мероприятиям относятся:

1. Совершенствование технологического процесса (уменьшение уровня шума, вредных веществ в рабочей зоне, вибрации);
2. Замена или модернизация технологического оборудования, не соответствующего требованиям безопасной эксплуатации;
3. Оснащение рабочих мест средствами коллективной защиты (ограждения, приборы освещения, вытяжная вентиляция);
4. В работу использовать только те средства коллективной защиты, которые в полной мере выполняют свои защитные функции;
5. Применение дистанционного управления технологическим процессом, с целью сокращения пребывания работников в опасной зоне;
6. Сокращение пребывания работника в зоне воздействия на него вредного или опасного факторов (сокращение рабочей смены или рабочей недели).

8.2 Экологическая безопасность

Анализ влияния эксплуатации резервуара на окружающую среду

В процессе эксплуатации резервуаров, вследствие различных воздействий на него, могут возникнуть аварийные и чрезвычайные ситуации, повлекшие за собой ущерб, как материальный, так и экологический.

Аварии крупных стальных резервуаров, сопровождающиеся разливом огромных масс жидкости, могут привести и приводили к катастрофическим последствиям с человеческими жертвами, нарушениям штатных режимов эксплуатации объектов транспорта и хранения нефти и нефтепродуктов, а также к значительному загрязнению окружающей среды [21].

К числу основных загрязняющих веществ, выбрасываемых из резервуаров, относятся углеводороды, образующиеся вследствие испарения нефти из резервуаров.

В период эксплуатации резервуаров, происходят следующие виды воздействия на окружающую среду:

- Загрязнение атмосферного воздуха выхлопами от техники, в период проведения ремонтных работ;
- Выбросы при заполнении и опорожнении резервуара;
- Загрязнение атмосферы вредными химическими веществами, шумом и электромагнитными излучениями;
- Образование отходов после технологических операций;
- Розливы нефти и нефтепродуктов при аварийных ситуациях [22].

Загрязнение атмосферного воздуха в период эксплуатации за счет неорганизованных выбросов и является кратковременным.

Разрабатывают мероприятия по сокращению потерь нефти и нефтепродуктов в резервуарах, с целью уменьшения уровня загрязнения атмосферы углеводородами [23].

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

Мероприятия по защите окружающей среды:

- Проводить периодический контроль за содержанием загрязняющих веществ и выхлопных газов;
- Использовать экологически безопасных источники энергии;
- Проводить контроль за утилизацией и своевременным удалением с территории твердых отходов;
- Использовать безотходное производство;
- Внедрить очистные фильтры на предприятии;
- Своевременно ликвидировать последствия загрязнения окружающей среды.

Производственно-дождевые сточные воды нефтеперекачивающих станций и нефтебаз перед сбросом их в водоемы и водотоки должны быть очищены. Необходимая степень очистки должна быть обоснована с учетом места сброса сточных вод и установленного норматива предельно допустимого сброса загрязняющего вещества.

Лесные и сельскохозяйственные угодья после завершения работ возвращаются в состояние, пригодное для использования по назначению, а также сданы землепользователю [24].

8.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Анализ вероятных ЧС при эксплуатации резервуаров

Чрезвычайная ситуация (ЧС) – 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 [25].

Для данного района характерны ЧС природного характера: лесные и торфяные пожары; удары молнии; паводки, ураганы; неблагоприятные

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

погодные условия в зимний период времени (температура воздуха может достигать $-45\text{ }^{\circ}\text{C}$) так же метель и пурга.

К ЧС техногенного характера можно отнести производственные пожары, отключение электроэнергии и др.

ЧС так же могут возникнуть из-за аварии в резервуарном парке. Основными причинами может послужить: коррозия металла, оборудование под давлением, отказ КИПиА, перепады температур, а также человеческий фактор.

ЧС может произойти от прямого удара молнии в резервуар с нефтью. Для защиты от ударов молнии на резервуарах с нефтью устанавливают молниеотводы, при этом корпус резервуара обязательно должен заземлен. Заземлители устанавливают по всему периметру через 50 м. Резервуарные парки или стоящие рядом резервуары должны быть защищены от прямых ударов молнии, электромагнитной и электростатической индукции, заноса высоких потенциалов устройствами молниезащиты.

Основными причинами пожаров на промышленных объектах чаще всего могут быть:

- нарушения, допущенные при проектировании и строительстве зданий; несоблюдение мер пожарной безопасности производственным персоналом и неосторожное обращение с огнем;
- нарушение правил пожарной безопасности технологического характера в процессе работы предприятия; нарушение правил безопасности при проведении сварочных и других огневых работ;
- нарушение правил безопасности при эксплуатации электрооборудования и электроустановок; эксплуатация неисправного оборудования.

Мероприятия по предотвращению ЧС и порядок действия в случае возникновения ЧС

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

Наиболее возможной ЧС является пожар на производстве. 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].

Для предотвращения возникновения пожара на производственном объекте необходимо:

- Соблюдать требования о противопожарном режиме, особенно по курению и пользованию открытого огня;
- В работу использовать только исправные электрооборудование и электроприборы;
- Для оборудования необходимо своевременно проводить ТО и ППР, во избежание возникновения ЧС;
- Снабдить каждое помещение средствами противопожарной защиты;
- Применять устройства защиты производственного оборудования с горючими веществами от повреждений и аварий, установкой отключающих, отсекающих и других устройств.
- Применять машины, механизмы, оборудование, устройства, при эксплуатации которых не образуются источники зажигания;
- Установить устройства молниезащиты зданий, сооружений и оборудования;
- Применять неискрящиеся инструменты при работе с легковоспламеняющимися жидкостями и горючими газами;
- Периодически очищать территорию, на которой располагается объект, помещения, коммуникации, аппаратура от горючих отходов, отложений пыли, пуха и т.п [26].

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

Заключение

В выпускной квалификационной работе были выявлены основные эксплуатационные дефекты резервуара типа РВС, влияющие на его надежность. Приведена классификация дефектов. Наибольшее влияние на снижение надежности конструкции, оказывает коррозия, которая составляет 30% основных дефектов. Так же на снижение надежности конструкции оказывают геометрические изменения формы резервуара, осадка, потеря его устойчивости, а так же трещины, которые могут образоваться, как в стенке, днище, так и в сварных швах. Так же в работе были рассмотрены основные мероприятия для повышения надежности и продления срока эксплуатации резервуара.

В расчетной части был произведен расчет параметров резервуара объемом 20000 м³, в результате расчета его высота составила 16,65 м, радиус равен 19,977 м, количество листов 15,5 а количество поясов 8. Из расчетов резервуара на прочность и устойчивость, можно сделать вывод, что все пояса стенки резервуара выдерживают проверку.

| | | | | | | | | | | | |
|-------------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|---|--|--|-------------|-------------|-----------------|-----|
| | | | | | «Влияние эксплуатационных факторов на надежность резервуара вертикального стального типа РВС 20 000м ³ » | | | | | | |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | Заключение | | | <i>Лит.</i> | <i>Лист</i> | <i>Листов</i> | |
| <i>Разраб.</i> | | Михеева Ю.А. | | | | | | | | 98 | 101 |
| <i>Руковод.</i> | | Саруев А.Л. | | | | | | | | | |
| <i>Консульт.</i> | | | | | | | | | | | |
| <i>Рук-ль ООП</i> | | Брусник О.В. | | | | | | | | ТПУ гр. 3-2Б61Т | |

Список литературы

1. Захаров В.И., Лощинин А.Е., Рябухин В.И. и др «Оператор нефтеперекачивающей станции магистрального нефтепровода Часть I»: Учебное пособие. Тюмень: Тюменский учебный центра ОАО «Сибнефтепровод», 2005. – 161 с.;
2. Г. К. Лебедев, В. Г. Колесников, Г. Е. Зиканов, О.Н. Лайков «Правила технической эксплуатации резервуаров и инструкции по их ремонту (ЦНИЛ, часть I)»: Учебное пособие. Москва «Недра» 1988 г.;
3. Основные положения по обеспечению надежности резервуаров в эксплуатации - [Электронный ресурс]: URL: <https://infopedia.su/20x1eb6.html> (дата обращения: апрель 2020 г.);
4. Сафина И.С., Каузова П.А., Гушин Д.А. журнал «Технадзор» «Оценка технического состояния резервуаров вертикальных стальных» №3(112) 2016г.;
5. Дефекты соединений при сварке металлов плавлением - [Электронный ресурс]: URL: <https://penzaelektrod.ru/defekty-soedinenij-pri-svarke-metallov-plavleniem/> (дата обращения: апрель 2020 г.);
6. М.С. Юхим (ФГБУ НИИПХ Росрезерва) журнал «Химическая техника» «Неисправности и способы ремонта резервуарных емкостей для светлых нефтепродуктов» №10/2015 г.;
7. Абиев Р.Ш., Бибик Е.Е., Власов Е. А., «Новый справочник химика и технолога. Электродные процессы. Химическая кинетика и диффузия. Коллоидная химия» НПО "Профессионал", 2006;
8. РД 153-112-017-97 «Инструкция по диагностике и оценке остаточного ресурса вертикальных стальных резервуаров»;

| | | | | | | | | |
|-------------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|---|-----------------|-------------|---------------|
| | | | | | «Влияние эксплуатационных факторов на надежность резервуара вертикального стального типа РВС 20 000м ³ » | | | |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | | | |
| <i>Разраб.</i> | | Михеева Ю.А. | | | Список литературы | <i>Лит.</i> | <i>Лист</i> | <i>Листов</i> |
| <i>Руковод.</i> | | Саруев А.Л. | | | | | 99 | 101 |
| <i>Консульт.</i> | | | | | | ТПУ гр. 3-2Б61Т | | |
| <i>Рук-ль ООП</i> | | Брусник О.В. | | | | | | |

9. СО 02-04-АКТНП-007-206 «Стандарт организации правил технической эксплуатации, диагностирования и ремонта стальных вертикальных резервуаров ОАО «АК «Транснефтепродукт»»;
10. РД 153-39.4-078-01 «Правила технической эксплуатации резервуаров, магистральных нефтепроводов и нефтебаз»;
11. ГОСТ 31385-2016 «Резервуары вертикальные цилиндрические стальные для нефти и нефтепродуктов. Общие технические условия (с Поправкой);
12. Статья «Планово-предупредительный ремонт резервуаров»
13. РД-23.020.00-КТН-018-14 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Резервуары стальные вертикальные для хранения нефти и нефтепродуктов объемом 1000-50000 куб.м.»
14. «Руководство по безопасности вертикальных цилиндрических стальных резервуаров для нефти и нефтепродуктов»;
15. СП 16.13330.2011 «Свод правил «СНиП II-23-81* Стальные конструкции»;
16. ГОСТ 12.1.003-2014 «Шум. Общие требования безопасности»;
17. ГОСТ 12.1.005-88 «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны»;
18. СНиП 23-05-95* «Естественное и искусственное освещение»;
19. ГН 2.2.5.3532–18 «Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны»;
20. ГОСТ 12.1.019-2017 ССБТ «Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты»;
21. Федеральный закон «О промышленной безопасности опасных производственных объектов 116-ФЗ от 21.07.1997 г. с изменениями от 7.08.2000 г.».
22. ОНД-90 «Руководство по контролю источников загрязнения атмосферы. Части 1 и 2»;

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|-------------------|------|
| | | | | | Список литературы | Лист |
| | | | | | | 100 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

23. ГОСТ 17.2.3.02; «Нормами естественной убыли нефти при приеме, отпуске и хранении»;
24. НВН 33.5.1.02 «Инструкцией о порядке согласования и выдачи разрешений на спецводопользование»;
25. Федеральный закон N 68-ФЗ "О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера" от 21.12.1994;
26. ГОСТ 12.1.004-91 «Система стандартов безопасности труда. Пожарная безопасность. Общие требования».

| | | | | | | |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|-------------------|-------------|
| | | | | | Список литературы | <i>Лист</i> |
| | | | | | | 101 |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | |