



Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)

Направление подготовки 21.04.01 «Нефтегазовое дело»

ООП/ОПОП «Надежность и безопасность объектов транспорта и хранения углеводородов»

Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА МАГИСТРАНТА

Тема работы
Разработка мероприятий по повышению надежности резервуарного парка НПС «Парабель»
УДК 622.692.23-022.218-027.45

Обучающийся

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ11	Арестов Андрей Алексеевич		

Руководитель ВКР

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

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
профессор ОНД	Шарф И.В.	д.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ООД	Сечин А.А.	к.т.н.		

Консультант - лингвист

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОИЯ ШБИП	Айкина Т.Ю.	к.ф.н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП/ОПОП, должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
профессор ОНД	Шадрина А. В.	д.т.н.		

Томск – 2023 г.

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ

21.04.01 «Нефтегазовое дело»

<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>		
Общие по направлению подготовки 21.04.01 «Нефтегазовое дело»		
УК(У)-1	Способен осуществлять критический анализ проблемных ситуаций на основе системного подхода, вырабатывать стратегию действий	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ</i>
УК(У)-2	Способен управлять проектом на всех этапах его жизненного цикла	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ</i>
УК(У)-3	Способен организовывать и руководить работой команды, вырабатывая командную стратегию для достижения поставленной цели	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ</i>
УК(У)-4	Способен применять современные коммуникативные технологии, в том числе на иностранном(ых) языке(ах), для академического и профессионального взаимодействия	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ</i>
УК(У)-5	Способен анализировать и учитывать разнообразие культур в процессе межкультурного взаимодействия	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ</i>
УК(У)-6	Способен определять и реализовывать приоритеты собственной деятельности и способы ее совершенствования на основе самооценки	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ</i>
ОПК(У)-1	Способен решать производственные и (или) исследовательские задачи на основе фундаментальных знаний в нефтегазовой области	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ</i>
ОПК(У)-2	Способен осуществлять проектирование объектов нефтегазового производства	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ</i>
ОПК(У)-3	Способен разрабатывать научно-техническую, проектную и служебную документацию, оформлять научно-технические отчеты, обзоры, публикации, рецензии	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ</i>
ОПК(У)-4	Способен находить и перерабатывать информацию, требуемую для принятия решений в научных исследованиях и в практической технической деятельности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ</i>
ОПК(У)-5	Способен оценивать результаты научно-технических разработок, научных исследований и обосновывать собственный выбор, систематизируя и обобщая достижения в нефтегазовой отрасли и смежных областях	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ</i>
ОПК(У)-6	Способен участвовать в реализации основных и дополнительных профессиональных образовательных программ, используя специальные научные и профессиональные знания	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ Профстандарт: 01.004</i>
Специализация «Надежность и безопасность объектов транспорта и хранения углеводородов»		
ПК(У)-1	Способность разрабатывать учебно-методическое обеспечение программ профессионального обучения, а также реализовывать их	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ Профстандарт: 01.004</i>
ПК(У)-2	Способность анализировать и обобщать данные о работе технологического оборудования, осуществлять контроль, техническое сопровождение и управление технологическими процессами в нефтегазовой отрасли	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ Профстандарты: 19.010, 19.026, 19.055</i>

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
ПК(У)-3	Способность оценивать экономическую эффективность инновационных решений в области трубопроводного транспорта углеводородов	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ Профстандарты: 19.010, 19.026, 19.055</i>
ПК(У)-4	Способность обеспечивать безопасную и эффективную эксплуатацию и работу технологического оборудования нефтегазовой отрасли	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ Профстандарты: 19.010, 19.026, 19.055</i>
ПК(У)-5	Способность участвовать в управлении технологическими комплексами, принимать решения в условиях неопределенности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ Профстандарты: 19.010, 19.026, 19.055</i>
ПК(У)-6	Способность применять полученные знания для разработки и реализации проектов, различных процессов производственной деятельности на основе методики проектирования в нефтегазовой отрасли, а также инструктивно-нормативных документов	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ Профстандарты: 19.010, 19.026, 19.055</i>
ПК(У)-7	Способность применять современные программные комплексы для проектирования технических устройств, аппаратов и механизмов, технологических процессов в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ Профстандарты: 19.010, 19.026, 19.055</i>



Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)

Направление подготовки (специальность) 21.04.01 «Нефтегазовое дело»

Профиль «Надежность и безопасность объектов транспорта и хранения углеводородов»

Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
Руководитель ООП ОНД ИШПР

(Подпись) _____
(Дата) Шадрина А.В.
(Ф.И.О.)

**ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

магистерской диссертации

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ11	Арестову Андрею Алексеевичу

Тема работы:

Разработка мероприятий по повышению надежности резервуарного парка НПС «Парабель»
Утверждена приказом директора (дата, номер) №37-59/с от 06.02.2023

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Объектом исследования в работе является резервуарный парк. Материал изделия – сталь О9Г2С. Продукт хранения – нефть. Исследуемый объект относится к технологическому сооружению повышенной опасности.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	<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 обеспечению надежности конструкции в период эксплуатации. <p>Рассчитать параметры резервуара, а также провести проверочный расчет его на прочность и устойчивость.</p>
Перечень графического материала	Рисунки, схемы, таблицы

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Шарф И.В, профессор ОНД
«Социальная ответственность»	Сечин А.А., доцент ООД
Консультант-лингвист отделения иностранных языков ШПИБ	Айкина Т.Ю., доцент ОИЯ ШБИП
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках: Реферат (abstract), Общая информация о надежности резервуаров и дефектах (General information about tank reliability and defects).	

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

Задание выдал руководитель:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ11	Арестов Андрей Алексеевич		



Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)

Направление подготовки (специальность) 21.04.01 «Нефтегазовое дело»

Уровень образования магистратура

Отделение нефтегазового дела

Период выполнения (осенний / весенний семестр 2022/2023 учебного года)

Форма представления работы:

Выпускная квалификационная работа магистра

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Обучающийся:

Группа	ФИО
2БМ11	Арестов Андрей Алексеевич

Тема работы:

Разработка мероприятий по повышению надежности резервуарного парка НПС «Парабель»
--

Срок сдачи студентом выполненной работы:	08.06.2023
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
06.02.2023	Обзор литературы	15
20.02.2023	Общие понятия о хранении и надежности	15
19.03.2023	Мероприятия для повышения надежности металлоконструкции	10
29.03.2023	Назначение и область применения резервуара РВС – 20 000	15
29.04.2023	Расчетная часть	15
15.05.2023	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	10
31.05.2023	Социальная ответственность	10
05.06.2023	Раздел на иностранном языке	10
Итого		100

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

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

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
профессор ОНД	А.В. Шадрина	д.т.н.		

Обучающийся

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ11	Арестов Андрей Алексеевич		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 151 страниц текстового материала, 8 рисунков, 26 таблиц, 34 источников, 1 приложений.

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

Объект исследования – металлоконструкции на НПС «Парабель» Филиала ТРНУ АО «Транснефть-Западная Сибирь».

Цель работы: Разработка мероприятий по повышению надежности резервуарного парка на нефтеперекачивающей станции «Парабель».

В процессе исследования были проведены: литературный обзор о специфике резервуара, а также о его характеристике, выявление основных эксплуатационных дефектов, влияющих на надежность резервуара типа РВС. Расчет основных параметров технологических трубопроводов.

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 обеспечения надежности и продления срока эксплуатации резервуара.

					Разработка мероприятий по повышению надежности резервуарного парка НПС «Парабель»		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Реферат		
Разраб.	Арестов А.А.						
Руковод.	Саруев А.Л.						
Консульт.							
Рук-ль ООП	Шадрина А.В						
						Лит.	Лист
							Листов
							7
							151

ABSTRACT

The final qualifying work contains 151 pages of text material, 8 figures, 26 tables, 34 sources, 1 appendices.

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

The object of the study is metal structures at the Parabel NPP of the TRNU Branch of Transneft Western Siberia JSC.

Purpose of the work: Development of measures to improve the reliability of the tank farm at the Parabel oil pumping station.

In the course of the study, the following were carried out: a literary review of the specifics of the tank, as well as its characteristics, identification of the main operational defects affecting the reliability of a tank of the RVS type. Calculation of the main parameters of technological pipelines.

As a result of the study: the main operational defects of the RVS type tank affecting its reliability have been identified. The classification of defects is given. The main measures to ensure the reliability and prolong the service life of the tank were also considered in the work.

					<i>Разработка мероприятий по повышению надежности резервуарного парка НПС «Парабель»</i>		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Abstract		
Разраб.	Арестов А.А.						
Руковод.	Саруев А.Л.						
Консульт.							
Рук-ль ООП	Шадрина А.В.						
					Лит.	Лист	Листов
						8	151

Обозначения и сокращения

РВС – резервуар вертикальный стальной;

РГС - резервуар горизонтальный стальной;

ЖБР – железобетонный резервуар;

РВСП - резервуар вертикальный стальной с понтоном;

РВСПК - резервуар вертикальный стальной с плавающей крышей;

ПРП - приемо-раздаточный патрубок;

ПРУ - приемо-раздаточные устройства

ОАО – открытое акционерное общество;

НДС – напряженно деформированное состояние;

НПС – нефтеперекачивающая станция;

ППР - планово предупредительный ремонт;

СИЗ – средства индивидуальной защиты;

ВПФ – вредный производственный фактор;

ПДК – предельно допустимая концентрация;

РД – руководящий документ;

ПБ - промышленная безопасность;

ГОСТ – государственный стандарт;

СНиП – строительные нормы и правила;

ДС - дистанционные сигнализаторы

ГУС - газоуравнительная система

Мах – максимум

Min – минимум

КДС-клапан дыхательный совмещенный

ГПР- газовое пространство резервуара

КПД- коэффициент полезного действия

ПВС- паровоздушная смесь

					Разработка мероприятий по повышению надежности резервуарного парка НПС «Парабель»			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки			
Разраб.		Арестов А.А.						
Руковод.		Саруев А.Л.						
Консульт.								
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.						
					Лит.	Лист	Листов	
						9	151	

Содержание

ВВЕДЕНИЕ	14
1 ОБЗОР ЛИТЕРАТУРЫ	16
2 Общие понятия о хранении и надежности	18
2.1 Правила хранения нефти и нефтепродуктов.....	19
2.2 Борьба с потерями нефти и нефтепродуктов.	20
2.2.1 Улавливание паров, вышедших из РВС	20
2.2.2 Уменьшение объема ГПР	21
2.3 Техника безопасности при эксплуатации РВС-20000.....	28
2.4 Принципы хранения нефти	30
2.5 Надежность резервуара типа РВС-20000 м ³	31
2.6 Дефекты, влияющие на эксплуатационную надежность РВС	32
3 Эксплуатационные дефекты резервуара вертикального стального типа РВС	37
3.1 Нарушение геометрической формы металлоконструкции.....	37
3.1.1 Осадка металлоконструкции	38
3.1.2 Потеря устойчивости металлоконструкции.....	39
3.1.3 Хлопуны металлоконструкции.....	40
3.2 Коррозионные повреждения	46
3.2.1 Коррозия сварных швов	47
3.2.2 Коррозия резервуаров.....	48

					Разработка мероприятий по повышению надежности резервуарного парка НПС «Парабель»								
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата									
Разраб.		Арестов А.А.			Содержание					Лит.	Лист	Листов	
Руковод.		Саргеев А.Л.										10	151
Консульт.													
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.											

4	Мероприятия для повышения надежности металлоконструкции	51
4.1	Диагностика металлоконструкции	51
4.2	Остаточный ресурс металлоконструкции	52
4.3	Напряженно-деформированное состояние металлоконструкции	53
4.4	Срок службы металлоконструкции.....	53
4.5	Планово–предупредительный ремонт	54
4.6	Анализ мероприятий способных повысить надежность резервуарного парка на НПС «Парабель»	55
5	Назначение и область применения резервуара РВС-20000	61
5.1	Приемо-раздаточные устройства	62
5.2	Устройства специального назначения	63
6	Расчет элементов, повышающих надежность резервуарного парка НПС «Парабель»	65
6.1	Расчет необходимых параметров насосного агрегата.....	65
6.1.1	Расчет необходимой производительности	66
6.1.2	Расчет необходимого напора для очистки	66
6.1.2.1	Расчет потерь на трение $h_{тр}$	66
6.1.2.2.	Значение потерь на трение вертикального участка $h_{верт}$	68
6.1.2.3.	Расчет потерь на трение горизонтального участка полукольца $h_{секц}$	68
6.1.2.4.	Расчет местного сопротивления $h_{мест}$	69
6.1.2.5.	Значение необходимого напора насосного агрегата H	69
6.1.2.6.	Подбор насосного агрегата	69
6.2	Расчет на прочность и устойчивость трубопровода.....	70

					Содержание	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		11

ЗАКЛЮЧЕНИЕ	131
Список использованных источников	133
Приложение А	137

					Содержание	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		13

ВВЕДЕНИЕ

Поскольку необходимо содержать нефть после добычи, вплоть до момента покупки данного вида сырья. Даже после передачи топлива предприятию понадобится хранилище, чтобы постепенно переработать сырье и получить различные продукты переработки. Из чего следует, что даже для продуктов нефти нужны хранилища. Существуют множество мест для хранения, а также многие хранилища строятся, стараясь удовлетворить потребности заказчика.

Резервуар вертикальный стальной объемом 20000 м³ часто используется для хранения сырья при добыче, оптового отпуска и переработки.

В зависимости от окружающей среды используются разные марки стали для резервуара вертикального стального: нержавеющая, малоуглеродистая и низколегированная сталь.

Технологическое изготовление РВС осуществляется несколькими методами: комбинаторным, полистовым, рулонированным.

Сырье, хранимое в РВС является легковоспламеняющимся горючим веществом, следовательно, считаются опасными производственными объектами. Практически было доказано, что при длительной эксплуатации резервуара увеличивается количество дефектов с последующим появлением аварийных и чрезвычайных ситуаций.

Необходимо обеспечивать надежность резервуара для того чтобы предотвратить потери нефтепродуктов, не загрязнять окружающую среду, не выплачивать материальный ущерб и не нести ответственность за гибель работников предприятия. Поэтому обеспечение надежности резервуаров на сегодняшний день остаётся актуальным.

					Разработка мероприятий по повышению надежности резервуарного парка НПС «Парабель»			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Арестов А.А.			Введение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Саруев А.Л.					14	151
Консульт.						Отделение нефтегазового дела Группа 2БМ11		
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.						

Обеспечение надежности металлоконструкции должно протекать при проектировании, эксплуатации, диагностики, испытании и монтаже.

Объект исследования – металлоконструкции на НПС «Парабель» Филиала ТРНУ АО «Транснефть-Западная Сибирь».

Цель работы: Разработка мероприятий по повышению надежности резервуарного парка на нефтеперекачивающей станции «Парабель».

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

1. Провести литературный обзор особенностей РВС, анализ нормативно-технической документации.
2. Анализ дефектов, влияющих на надежность резервуара.
3. Проанализировать основные мероприятия по предотвращению снижения надежности конструкции в период эксплуатации.
4. Предложить мероприятия по повышению надежности резервуарного парка на НПС «Парабель».
5. Рассчитать параметры технологического трубопровода, минимальную толщину стенки, устойчивость, прочность стенки и долговечность.

					Введение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		15

1 ОБЗОР ЛИТЕРАТУРЫ

Производственный объект располагается в Парабельском районе, Томской области. Нефтеперекачивающая станция (НПС) «Парабель» входит в состав Томского РНУ, которое является филиалом АО «Транснефть-Западная Сибирь».

В 1972 году была введена в эксплуатацию НПС «Парабель» и образовано Парабельское нефтепроводное управление.

В географическом отношении резервуарный парк находится на Западно - Сибирской низменности. В орографическом отношении резервуарный парк принадлежит к северной части Васюганской наклонной равнине.

Рельеф местности типично равнинный – плоский, слаборасчлененный вблизи речных долин. Для данной территории характерно чередование заболоченных участков с плоскими равнинами, расчлененными оврагами, ручьями и мелкими реками. Абсолютные высоты территории не превышают 160 м. Поверхность территории ровная, увлажненная, спланированная, занятая технологическими объектами и сооружениями, местами заросшая луговым разнотравьем.



Рисунок №1 Резервуарный парк НПС «Парабель»

					Разработка мероприятий по повышению надежности резервуарного парка НПС «Парабель»			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Арестов А.А.			Обзор литературы	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Сарвеев А.П.					16	151
Консульт.						Отделение нефтегазового дела Группа 2БМ11		
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.						

Резервуары РВС-20000 м³ и технологические трубопроводы расположены на существующей территории резервуарного парка НПС «Парабель», Томского РНУ, АО «Транснефть-Западная Сибирь».

					Обзор литературы	Лист
						17
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

2 Общие понятия о хранении и надежности

Резервуар вертикальный стальной – это сложная конструкция, целью создания которой, является приём, хранение, учет и выдача поступающего сырья.

Материалы, предназначенные для определенных резервуаров, классифицируют на:

- Железобетонные;
- Металлические;
- Неметаллические;
- Организованные в природных пустотах.

Далее по типу материала определяется его конструкция:

- Каркасные;
- Мягкие.

По форме резервуара:

- Цилиндрические;
- Сферические;
- Каплевидные.

Методы хранения нефти:

- Наземный
- Подземный
- Полуподземный
- Подводный

Все резервуары классифицирую от 1 к 4 классу:

- 1 класс – РВС объемом $\geq 50\,000\text{ м}^3$

					Разработка мероприятий по повышению надежности резервуарного парка НПС «Парабель»					
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						
Разраб.		Арестов А.А.			Общие понятия о хранении и надежности			Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Саргеев А.П.							18	151
Консульт.								Отделение нефтегазового дела Группа 2БМ11		
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.								

- 2 класс – РВС объемом 20 000 - 50 000 м³. Если РВС расположены по берегам крупных водоемов и рек, либо в черте города 10000 м³ - 50000 м³;
- 3 класс – РВС объёмом 1 000 - 20 000 м³;
- 4 класс – РВС объёмом менее 1 000 м³.

По назначению резервуары разделяются на:

- 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.

2.1 Правила хранения нефти и нефтепродуктов

Для того чтобы содержать сырье необходимо соблюдать следующие правила:

- 1) Правила пожарной безопасности, не допускается создание условий возникновения огня, электрических разрядов;
- 2) Создание защитных механизмов, в целях избегания взрыва;
- 3) Избегание порчи сырья, путем попадания в него инородных веществ и т.д.

В случае несоблюдения самых простых правил в худшем случае может возникнуть, чрезвычайная ситуация, которая может унести множество жизней, а в лучшем порча нефти, денег и времени. Так же в случае разлива резервуара с большим объемом, произойдет загрязнение окружающей среды, что может погубить много животных и рыбы.

В течении времени развития отрасли «хранения нефти и газа» были придуманы различные резервуары, соответствующих требованиям различного рода. Разные типы резервуаров модернизируются ведущими инженерами области, соблюдая все правила минимизирования рисков разлива, из-за чего к материалам предъявляются серьезные требования, а также к самим сооружениям для хранения.

					Общие понятия о хранении и надежности	Лист
						18
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Существуют наземные и подземные, полуподземные и подводный резервуары, современное производство сконцентрировано на наземных в то время, как в плане защиты предпочтение отдают подземным, так как он находится ниже промерзания грунта, что позволяет сырью не терять свой «товарный вид» из-за плохих атмосферных условий, топливо не перегревается и не перемерзает. Так же перед использованием подземного резервуара применяется дополнительная изоляция, так как подземные хранилища бывают природные из этого следует, что не нужно строить огромный наземный парк, а это в свою очередь позволяют экономить человеческий и денежный ресурс.

В России 1878 год - это год создание первого металлического резервуара инженером, Шухова В.Г., его резервуар имел цилиндрическую форму. Резервуар состоял из листов металла, которые склепывали между собой, после данного метода соединения металлических листов перешли на сварку, что изменило используемые материалы.

2.2 Борьба с потерями нефти и нефтепродуктов.

Благодаря требованиям ГОСТ 1510-84 [5], происходит контроль за жестким соблюдением всех требований по борьбе с потерями при всех операциях.

Методами по уменьшению количества испаряющейся нефти в РВС, считаются:

- Улавливание паров, вышедших из РВС;
- Уменьшение объема ГПР;
- Уменьшение амплитуды колебания температур;
- Хранение сырья под избыточным давлением;
- При эффективном использовании РВС.

2.2.1 Улавливание паров, вышедших из РВС

Герметизация газового пространство лучший способ сокращения потерь. Для герметизации следует установить дыхательную арматуру, состоящую из предохранительный и дыхательный клапан.

					Общие понятия о хранении и надежности	Лист
						19
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Дыхательный клапан срабатывает при достижении установленных значений давления или вакуума. Для каждого резервуара ведется расчет, для установления нужных значений на дыхательный клапан. Он используется как связующее звено между ГПР и атмосферой. Предохранительный клапан начинает свою работу при тах установленных значениях. Оба клапана имеют одно назначение.

Ниже представлена схема, с нанесенной на нее групп резервуаров, ГПР которых соединено и подключено к газосборнику.

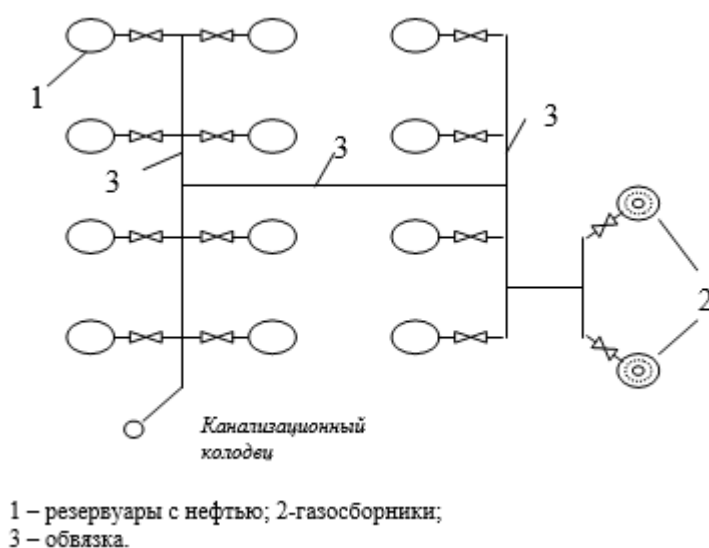


Рисунок 1 – Схема газовой обвязки РВС [13]

2.2.2 Уменьшение объема ГПР

Чтобы уменьшить объем ГПР необходимы эмульсии, микрошарики, плавающие крыши, понтоны. При том что жесткие конструкции должны состоять из материалов слабо подвергающиеся коррозию. Работают они благодаря движению по поверхности нефти, сокращая долю потерь.

Эмульсии можно представить в виде вязкой белой массы, плотность соответственно должна быть меньше из-за закона всемирного тяготения, для полного покрытия поверхности нефти.

Эмульсии имеют короткий срок службы и как такого практического применения не получили.

Микрошарики выглядят как маленькие сферы, наполненные газом. Состоят из карбамидной или фенольно-формальдегидной смолы.

Основным плюсом применения микрошариков является удобство эксплуатации в штатных ситуациях на резервуаре. Из-за своей уникальности микрошарики практически не занимают полезный объем РВС.

Естественным недостатком стало засасывание микрошариков в трубопровод, смерзание микрошариков при изменении температуры, повреждение защитного слоя.

Точно так же, как и эмульсии, микрошарики не распространены на производстве.

Согласно руководящим документам плавающую крышу можно построить, если РВС объемом до 120000 м³.

Конструкции плавающих крыш имеет следующие типы:

- а) Дисковые;
- б) Однослойные с кольцевым коробом;
- в) Однослойные с кольцевым и центральным коробами;
- г) Двухслойные;

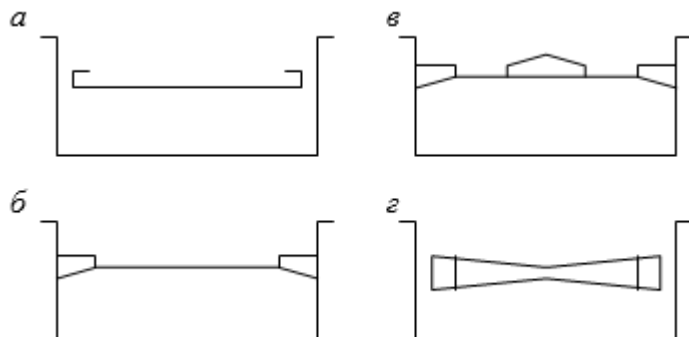


Рисунок 2 – Схема основных типов плавающих крыш [14]

Дисковая крыша представляет собой металлический диск со сплошным вертикальным бортом. Минусом дисковой крыши является, ее ненадежность. Появление протечки в любой части приведет к заполнению внутренней чаши, приводя к ее наполнению нефти, увеличивая тем самым ее массу, погружая ее все глубже в резервуар. Для предотвращения потопления, внутреннюю чашу заполняют легким пористым материалом.

Вторым типом плавающих крыш считаются крыши, состоящие из кольцевого понтона или из кольцевого и центрального понтона.

Двухслойная плавающая крыша, как следует из названия имеет два металлических диска с вертикальными металлическими перегородками.

Особенностью двухслойной плавающей крыши является ее непотопляемость при заполнении нефтью 85% отсеков и может выдержать вертикальную нагрузку до 1962 Па.

Для избавления от дождевой воды плавающие крыши обязаны иметь уклон к центральной части.

Кольцевой зазор между корпусом РВС и бортом крышки применяется для нормальной эксплуатации резервуара, процессы закачки и откачки нефти, соответственно и опускание, и поднятие плавающей крыши. Если кольцевого зазора не будет, то нефть может попасть в отсеки или крыша может застрять при осадке фундамента.

Во избежание кручения плавающей крыши, нефть должна поступать из труб, установленных под 90°. Такие трубы эксплуатируются для установления устройства измерения отбора проб и отбора нефти.

На плавающей крыше устанавливаются:

- Устройства заземления;
- Люки-лазы;
- Водоприемник дренажной системы;
- Замерный люк;
- Патрубки для крепления опорных стоек;
- Дыхательные клапаны;
- Направлявшие катучей лестницы.

Еще одним действенным способом сокращения потерь является, применение понтона, изготовленного из стали и других материалов. На данный момент популярно использовать понтон из алюминиевого сплава.

Размывающие головки, установленные на плавающих крышах, препятствуют скоплению осадка на дне РВС.

Отличаем плавающей крыши от понтона является, установленная на понтоне стационарная кровля. Стационарная кровля предназначена для

					Общие понятия о хранении и надежности	Лист
						22
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

защиты от атмосферных осадков РВС. Благодаря стационарным крышам не считается рациональным устанавливать дренажные системы и катучие лестницы.

В новейших металлических понтонах, используется настил, привозимый рулонами к месту работ, создаются металлические понтоны без верхней крышки.

О степени эффективности понтона можно сказать по степени герметизации зазора между стенкой РВС и понтоном. Упор делают на конструкцию уплотняющего затвора, влияющего на потери нефти.

Лучшим выбором для сокращения объема газовоздушной смеси является диск-отражатель, поскольку именно он получил широкое применение. Естественно диск-отражатель лишь временное средство. Из-за простоты конструкции они могут монтироваться эксплуатирующийся и строящиеся резервуары. Безоговорочными плюсами стали: сокращение потерь нефти, простота конструкции, можно установить без применения огневых работ, а также без какой-либо серьезной подготовки.

Толщина обычных дисков-отражателей от 1 до 2 мм. Есть три составных части диска-отражателя. Первый элемент, это стойка, она предназначена для подвески диска-отражателя в РВС. Вторым элементом является, косынка, которая фиксирует диск-отражатель. Последний третий элемент, это фланец с бобышкой, в него закрепляют стойку. Расположен третий элемент между двумя фланцами: монтажного патрубка и огневого предохранителя.

Основным условием для эффективной эксплуатации является, время простоя, между окончанием опорожнения и началом наполнения резервуара нефтью. Обычно это время не должно быть более 3-4 суток.

Для уменьшения амплитуды колебания температур необходима теплоизоляция РВС зимой и охлаждение летом, водой или нанесением краски на стенки резервуара.

Общеизвестный факт, что потери нефти зависят от амплитуды колебания температур паровоздушной смеси. Следовательно, если резервуар

					Общие понятия о хранении и надежности	Лист
						23
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

на резервуар будет меньшее влияние от окружающей среды, то колебания амплитуды уменьшатся. На резервуар наносят лучеотражающую краску. Среди лучеотражающих красок особое место получила алюминиевая краска.

Согласно исследованиям и экспериментам ученых в этой области, для минимизации потерь от «малых дыханий» необходимо использовать внутреннюю окраску ПВС. Специалисты области теоретически доказывают это так, ссылаются на закон теплового излучения тел, который гласит, что количество излученной энергии зависит от черноты тела. Естественно часто эксплуатируемый резервуар, а точнее его поверхности, соприкасающиеся с нефтью вследствие химических реакций, окислятся, следовательно, приобретут черный оттенок. Можно сделать вывод, что если поверхности приобретут светлые тона, то количество излучаемой энергии уменьшится, что в свою очередь уменьшит амплитуду колебаний температур ПВС.

Экспериментальные данные показали, что окрашенная в светлые тона поверхность резервуаров излучают меньше энергии. Эксперимент пришел к тому, что уменьшилась амплитуда колебания температуры ПВС, следовательно, уменьшая потери от испарения нефти. Было посчитано отношение средней температуры в двух состояниях равное 0,9.

Так же покраска внутренней части резервуара продлевает срок эксплуатации резервуаров, замедляя коррозию.

Тепловая изоляция предназначена для защиты от солнечной радиации. Покрывая весь резервуар осуществляется максимальная защита от солнечных лучей.

Отражательно-тепловая изоляция вооружена двойным щитом-экраном с воздушной прослойкой между ними. Состоят щиты-экраны из асбоцементных листов. Асбоцементные листы покрывают алюминиевой краской и образуют воздушное пространство на кровле и корпусе резервуара.

Тепловой поток путешествуя по изоляции сталкивается с слоями, имеющими разную термическую сопротивляемость, тем самым уменьшая амплитуду колебаний температур ПВС.

					Общие понятия о хранении и надежности	Лист
						24
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Немало важным фактом в уменьшении амплитудных колебаний является, степень покрытия отражательно-тепловой изоляции и количество нефти, содержащиеся в самом резервуаре. Ученые экспериментально доказали, что частичная отражательно-тепловая изоляция увеличивает количество испаряемой нефти.

Чем больше применено отражательно-тепловой изоляции и больше объем резервуара заполнен нефтью, тем больше уменьшаются потери нефти при «малых дыханиях».

Однако при «больших дыханиях» отражательно-тепловая изоляция бесполезна, что показали эксперименты.

При покрытии резервуара водой солнечная энергия собирается в этой воде уменьшая нагрев резервуара.

Покрытие резервуара водой называется орошением резервуара.

Орошение как показали эксперименты эффективно при «малых дыханиях», а при «больших дыханиях» сокращение потерь незначительны.

Количество испарившейся нефти зависит от погоды и при орошении колеблется в широких пределах.

Наиболее эффективно применять орошение в солнечные дни и дни с переменной облачностью, выключать за 2 часа до захода солнца и включать не позднее чем через 1,5 час после восхода. Это связано с изменением температуры в утренние часы до полудня, приводя к расширению ПВС.

В следствии того что погодные условия влияют на паровоздушную смесь следует автоматизировать оросительные установки. Но не следует забывать, что орошение, это воздействие воды на стенки резервуара, поэтому необходимо проводить меры по защите резервуара от коррозии.

Хранение нефти под избыточным давлением осуществляется в РВС повышенного давления. Такой метод хранения позволяет сокращать количество потерь нефти от «большого дыхания», так как резервуар работает под заданным избыточном делении, выбранным из-за конкретных климатических условий.

					Общие понятия о хранении и надежности	Лист
						25
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Максимальная эффективность РВС повышенного давления проявляется при длительном неподвижном хранении или при небольшом обороте нефти.

Рассмотрим стальной вертикальный резервуар, имеющий внутреннее давление 7000 мм. вод. ст. и вакуум 100 мм. вод. ст., для объема 20000 м³.

Оболочка в нижней части резервуара плавно переходит в днище. Она состоит из двух торцовых частей и цилиндрической вставки. Изменяя стандартную цилиндрическую вставку, можно образовать резервуары различной вместимости.

Днепропетровский инженерно-строительный институт разработал резервуары ДИСИ вместимостью 400, 700, 1000 и 2000 м³, рассчитанный на избыточное давление от 1300 до 2500 мм вод. ст.

Резервуар ДИСИ состоит из цилиндрического кожуха, плоского днища обычной конструкции и сфероцилиндрической кровли. Кожух и днище монтируются из рулонных заготовок. Кровля состоит из большого числа цилиндрических лепестков, что позволяет без изготовления листов двоякой кривизны придать ей форму поверхности вращения. Лепесток изготавливают следующим образом. Двум металлическим листам на вальце придают различные радиусы кривизны (большой и малой), образуя из них цилиндрические элементы. Затем эти элементы сваривают в месте перехода от малого радиуса к большому, в результате образуется лепесток сфероцилиндрической кровли.

Для компенсации давления в газовом пространстве при малом количестве жидкости на листы днища и предотвращения деформации корпуса низ его закрепляют анкерными болтами в фундаменте-противовесе.

Расчётное давление в резервуарах ДИСИ в 6-9 раз, а у каплевидных в 35 раз выше давления в типовом резервуаре. И при длительном хранении или небольшой обрачиваемости, особенно в южных районах, эти резервуары экономичнее типовых.

Наиболее рациональное применение резервуаров повышенного давления вместимостью до 20000 м³.

					Общие понятия о хранении и надежности	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		26

2.3 Техника безопасности при эксплуатации РВС-20000.

Существование стандартов для хранения сырья существенно сокращает процент несчастных случаев на производстве. Сам резервуар выбирают, основываясь на условиях эксплуатации, пытаясь сделать минимальные потери от испарения, так же основываются на технико-экономические расчеты, учитывая характеристики сырья.

Каждый сорт нефти должен храниться отдельно друг от друга. Согласно стандартам, у каждого РВС должно быть исправное техническое состояние, при проверках обращают внимание на:

- Толщину днища резервуара;
- Отклонения образующих стенки резервуара от вертикали;
- Герметичность;
- Толщину стенки;
- Отклонение наружного контура днища от горизонтали;
- Установленного на резервуарах оборудования;
- Устройства по защите от статического электричества;
- Устройства молниезащиты;

Для сокращения потерь бензинов от испарений требуются защитные покрытия или оборудование газовой обвязки. В роли покрытий подойдут понтоны, плавающие крыши и тд.

Плавающие крыши нельзя использовать на РВС при хранении авиационного бензина.

На всех важных объектах нефтепромысла (нефтебазы, наливных и перекачивающих станциях и тд.) имеются технологические схемы. В них учитываются и обозначаются трубопроводы, продувочные краны, контрольно-измерительные приборы, компенсаторы, запорно-регулирующее оборудование, приемо-раздаточное устройство, насосы и заглушки.

В случае изменения технологических схем необходимо уведомить персонал объекта. Изменения должны пройти согласование. Изменения могут

					Общие понятия о хранении и надежности	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		27

быть в трубопроводе, резервуарных парках, расположении арматуры, насосных установках и коммуникациях.

На всей территории РВС все должно работать исправно, и такие устройства как люки с прокладками и запорные устройства должны соответствовать требованиям стандартов и обеспечивать герметичность.

Эксплуатация и обслуживание всех объектов осуществляется, опираясь на техническую документацию и инструкции по эксплуатации.

Приборы для измерения массы, уровня и отбора проб обязаны не нарушать герметичности газового пространства.

Суммарная пропускная способность установленных вентиляционных патрубков, дыхательных и предохранительных клапанов должна быть больше производительности опорожнения, наполнения резервуара вертикального стального.

Скорость подъема и опускания плавающей крыши или понтона при наполнении и опорожнении резервуара вертикального стального не должна быть более:

1. 700 м³ и менее -3,5м/ч;
2. >700 м³ –от 3 до 6 м/ч;

А также вращение их по горизонтали для РВС объемом 700 и менее, не превышает 2,5 м/ч. Скорость подъема должна указываться в технической документации.

Так как все начальники стараются сократить потери от испарений, то они должны пойти на необходимые меры:

- Применять теплоизоляцию поверхности резервуара вертикального стального (для легко застывающего сырья);
- Максимально заполнять резервуар вертикальный стальной при хранении легко испаряющегося сырья;
- Максимально загерметизировать крышу;

- Перекачивать легко испаряющееся сырье из резервуара вертикального стального, а из самого резервуара вертикального стального выкачивать только ночью;
- Красить наружные стенки резервуара вертикального стального лучше отражающими светлыми эмалями и красками;
- Поддерживать давление в резервуаре, указанное в технической документации;

Наличие подтоварной соды не должно быть больше минимального уровня при хранении сырья в резервуаре вертикальном стальном. Минимальный уровень порядка 25 мм от днища резервуара вертикального стального и обеспечивается конструкцией для дренажа воды.

Соответственно сырье, что застывает обязано храниться в резервуарах вертикальный стальных с установленными механизмами теплоизоляции и подогрева.

Сифонный кран промывают и поворачивают в боковое положение при отрицательных температурах окружающей среды, а также сливают подтоварную воду из резервуара.

При установке ГУС на резервуарный парк нельзя объединять стальные вертикальные резервуары хранящие разные типы сырья. Пример авиационный и автомобильный, этилированный и неэтилированный бензин.

Эффективность газоуровнительной системы зависит от:

- Полной герметичности системы;
- Обеспечить синхронность процесса опорожнения и наполнения резервуара вертикального стального по производительности и времени;

2.4 Принципы хранения нефти

Ученые считают, что срок хранения нефти в нефтехранилищах превышает 3 года, по истечению этого срока свойства нефти меняются. Причина в том, что нельзя создать полностью герметичный резервуар, изолируя его от внешней среды.

Процессы, проходящие с нефтепродуктами во время хранения:

					Общие понятия о хранении и надежности	Лист 29
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- Удаление солей;
- Подогрев нефтепродуктов;
- Сушка нефти (обезвоживание);
- Смешивание.

Обычно хранилища располагаются вблизи магистральных трубопроводов или вблизи населенных пунктов.

Перед тем как принять сырье, хранилище проверяют на чистоту и исправность всего оборудования. Так же топливо регулярно проходит проверки, чтобы предупредить о его порчи, образцы хранятся еще сутки после проверки, во избежание споров о качестве.

Важным аспектом является хранение одного и того же сырья в резервуаре. Все чаще резервуары очищают водорастворимыми техническими средствами, во избежание опасности возгорания (например, кальцинированная сода). Предприятия стремятся к чистоте всех поверхностей, из-за чего повысилось теплотребление и выбросы в атмосферу. Так же недавно была изобретена технология очистки, в процессе которой отделяют получившиеся углеводороды и моющие средства, путем изначального эмульгирования и последующей деэмульгации (создание эссенции).

2.5 Надежность резервуара типа РВС-20000 м³.

Как уже было сказано выше одной из важнейших проблем на текущее время в нефтегазовой сфере является проблемой повышения надежности РВС для хранения сырья и продуктов ее переработки.

Надежность резервуара – это свойство конструкции осуществлять непрерывную работу резервуара, выполняя бесперебойно приём, хранение, учет и выдачу поступающего сырья.

Актуальной задачей проектирования, строительства и эксплуатации резервуара является обеспечение её надежности. В период работы резервуара вертикального стального разделяют понятия эксплуатационной и проектной надежности резервуара.

Эксплуатационная надежность резервуара характеризуется такими критериями как:

Работоспособность – это состояние работы без отклонений каких-либо рабочих параметров, при котором выполняется работа по заданному проектом технологическому режиму. Техническая документация предусматривает допустимые отклонения параметров в области внешнего воздействия, методов сооружения и эксплуатации резервуара вертикального стального. Отказ – это инцидент, который привел к нарушению работы.

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

Безотказная работа — свойство металлоконструкции, а также её основных элементов сохранять работоспособность без принудительных перерывов в работе.

Долговечность – 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.

Диагностика технологического состояния резервуаров и устранение дефектов, позволяет повысить надёжность и долговечность металлоконструкции. Заключение по диагностике можно получить на основе полной проверки резервуара, состоящей из контроля толщины стенок отдельных элементов, проверки качества металла и дефектоскопии сварных соединений [21].

2.6 Дефекты, влияющие на эксплуатационную надежность РВС

Дефект резервуара – это следствие длительной эксплуатации, во время которой произошла осадка и коррозионный износ, которая привела к несоответствию требованиям нормативной документации, а именно сварных

швов, приварных элементов, геометрической формы металлоконструкций и металл конструкции.

Дефекты могут возникнуть из-за технологических и эксплуатационных факторов. Эксплуатационные возникают в результате эксплуатации резервуара.

Группы технологических дефектов, которые встречаются в элементах металлоконструкции:

1) Проектные – возникшие из-за неточности проекта;
2) Заводские – возникшие при изготовлении заготовок или дефекта сварки и сборки.

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

3) Транспортные – возникшие при перевозке заготовок до места строительства металлоконструкции.

- Смятие части рулона;
- Регулярная погибь в продольном направлении;
- Гофры на поверхности рулона;
- Локальные вмятины на рулоне или на его крае;

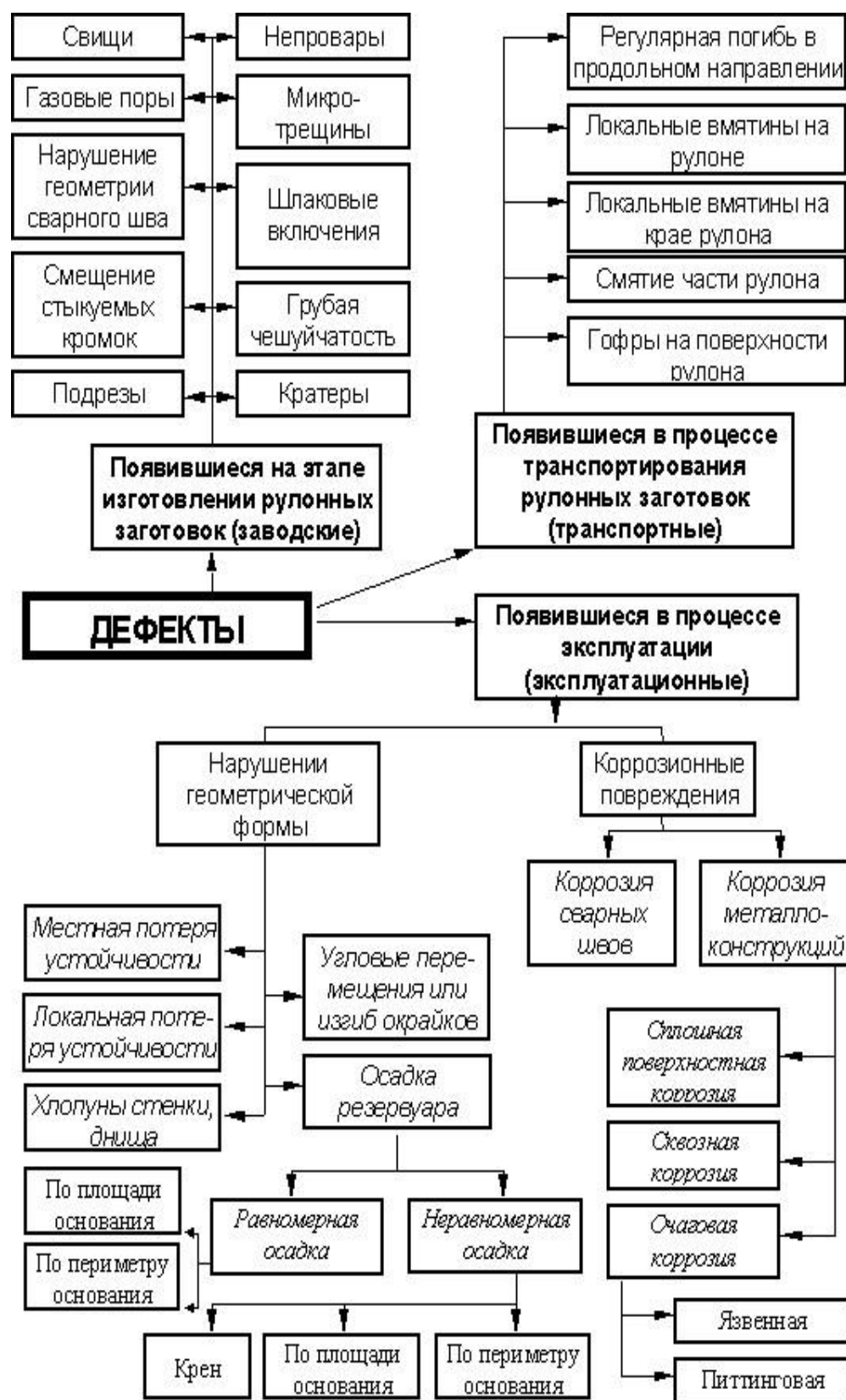
4) Металлические – возникшие при изготовлении проката.

- Микротрещины;
- Закаты;

- Задиры;
 - Неравномерности легирования;
 - Нарушение геометрии проката;
 - Расслоения.
- 5) Монтажные – возникшие при монтаже металлоконструкции.
- Местные пластические деформации стенки;
 - Угловатость монтажных швов;
 - Жесткое закрепление шахтных лестниц или ГУС с РВС;
 - Подтягивание части окрайки к стенке РВС перед сваркой;
 - Смещение стыкуемых полотнищ в вертикальной плоскости;
 - Неубранные остатки монтажных приспособлений;
 - Вырывы металла из полотнища при разворачивании;
 - Сквозные пробои металлоконструкций монтажной техникой;
 - Некачественная подготовка основания;
 - Отсутствие фундамента под задвижками или системой ГУС.



Рисунок №2 - Классифицирование дефектов, влияющих на надежную эксплуатацию резервуаров.



Продолжение рисунка №2 - Классифицирование дефектов, влияющих на надежную эксплуатацию резервуаров.

3 Эксплуатационные дефекты резервуара вертикального стального типа РВС

Эксплуатационные дефекты — это дефект, возникший во время работы металлоконструкции. Эксплуатационные дефекты рассмотрим более детально, так как они преобладают среди прочих факторов, нарушающих состояние металлоконструкции [22]. Их разделяют на две группы:

- Коррозионные повреждения;
- Нарушение геометрических форм резервуара.

Факторы, нарушающие состояние металлоконструкции:

- Температурные воздействия;
- Коррозия;
- Осадка основания;
- Вибрация.

3.1 Нарушение геометрической формы металлоконструкции

Изменение геометрической формы металлоконструкции в процессе использования часто происходит по причине:

- Вибраций;
- Неравномерной просадки днища;
- Некачественной подготовкой основания;
- Переполнений;
- Действия вакуума.

Согласно правилам «Технической эксплуатации резервуаров» предельное отклонение от горизонтали наружного контура днища работающего резервуара вертикального стального может быть увеличено если эксплуатационный срок составляет 5 лет и более – в 1,3 раза, если эксплуатационный срок составляет 20 лет и более – в 2 раза.

					Разработка мероприятий по повышению надежности резервуарного парка НПС «Парабель»			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Эксплуатационные дефекты резервуара вертикального стального типа РВС	Лит.	Лист	Листов
Разраб.		Арестов А.А.						
Руковод.		Сарвев А.Л.					36	151
Консульт.						Отделение нефтегазового дела Группа 2БМ11		
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.						

3.1.1 Осадка металлоконструкции

Очень важным аспектом является контроль осадки металлоконструкции. В процессе использования резервуара необходимо контролировать осадку металлоконструкции для предотвращения ее повреждения. Измерения проводят нивелированием окроек по наружному диаметру металлоконструкции.

За каждым стальным вертикальным резервуаром установлен систематический контроль, для отслеживания осадки основания. Недавно сооруженные металлоконструкции в течении первых четырех лет использования нуждаются в нивелировании каждый год в абсолютных отметках окрайки днища. Контрольное нивелирование проводится минимум раз в 5 лет после стабилизации основания.

Необходимо нивелировать не только окрайку днища, но и фундамент запорной арматуры и фундамент лестницы.

Как показала практика в течении первых четырех лет происходит стабилизация осадки основания металлоконструкции. Отклонения в первые четыре года от горизонтальности наружного контура днища по нормативной документации не превышает ± 40 мм, а для диаметрально противоположных точек ± 80 мм, для незаполненной металлоконструкции объемом от 2 000 до 20 000 м³. Если металлоконструкция заполнена, то отклонения в первые четыре года от горизонтальности наружного контура днища по нормативной документации не превышает ± 50 мм, а для диаметрально противоположных точек ± 100 мм.

При использовании металлоконструкции более 4 лет, допустимы следующие отклонения:

- До 80 мм - для соседних точек нивелирования, находящихся на 6 м друг от друга;
- До 150 мм - для диаметрально противоположных точек окрайки днища;
- До 2 м² – для площади хлопуна;

					Эксплуатационные дефекты резервуара вертикального стального типа РВС	Лист
						37
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- До 150 мм – для высоты хлопуна [21].

Хлопун – вмятина, деформация поверхности металлоконструкции.

3.1.2 Потеря устойчивости металлоконструкции

Под устойчивостью понимают сохранения изначальной формы при действии внешних и внутренних сил. Эти силы воздействуют на стенки металлоконструкции и их первопричиной является вес снега, вес крыши, ветер, аварийный вакуум и т.д. Если сжимающие напряжения превосходят максимально допустимые значения есть вероятность скачкообразного изменения формы металлоконструкции, при изменении формы обычно происходит хлопок. При изменении формы происходит переход из симметричной к несимметричной форме металлоконструкции, то есть на стенках металлоконструкции появляются волнообразных выпучен и вмятин, заметных невооруженным глазом, они могут быть расположены по всей площади металлоконструкции. Обычно число волн для вертикальных стальных резервуаров составляет от 12 до 40, число волн зависит от параметров резервуара, а именно от толщины стенки, диаметра и высоты стенки.

Потерю устойчивости можно разделить на:

- Общую;
- Местную.

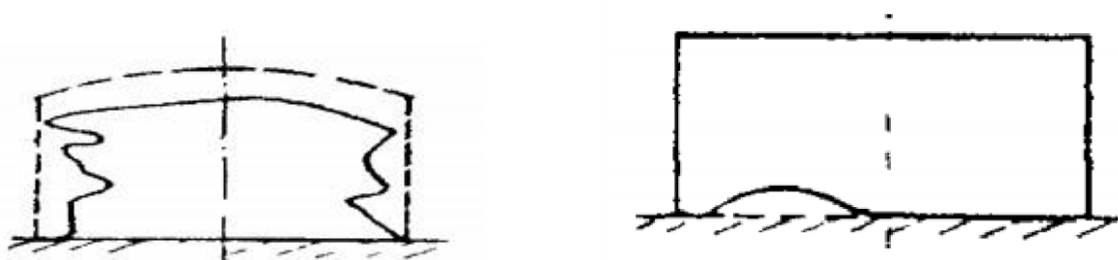


Рисунок №3 Общая и местная потеря устойчивости резервуара.

В мерах предосторожности для опорожненных металлоконструкций проверяют устойчивость ее стенки на совместное воздействие сжатия от внешнего равномерного давления к боковой поверхности стенки металлоконструкции и осевого сжатия параллельной образующей.

3.1.3 Хлопуны металлоконструкции

Самыми опасными дефектами для металлоконструкций являются, трещиновидные дефекты. Трещиновидные дефекты могут привести к полному разрушению вертикального стального резервуара. В большинстве своем трещиновидные дефекты можно обнаружить в сварных швах. К трещиновидным дефектам относят:

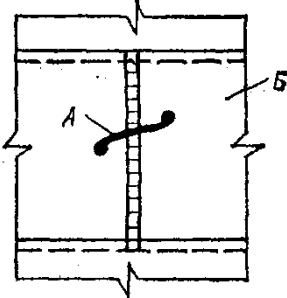
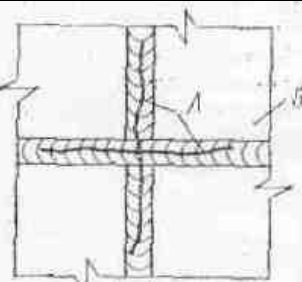
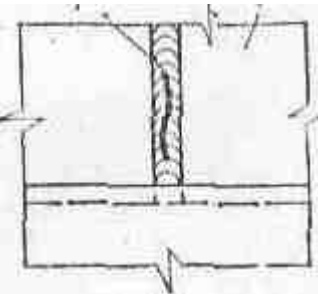
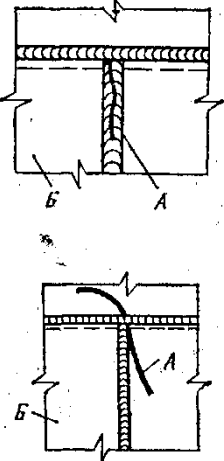
- Трещины;
- Подрезы;
- Непровары;
- Шлаковые включения;
- Цепочки пор и т.д.

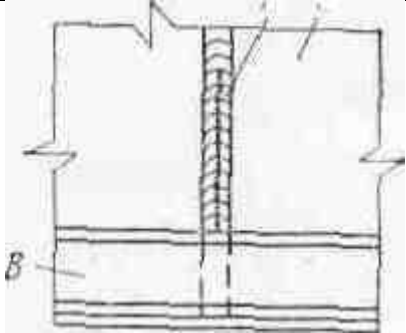
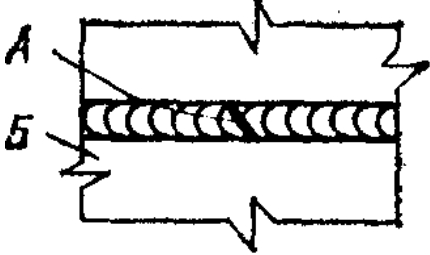
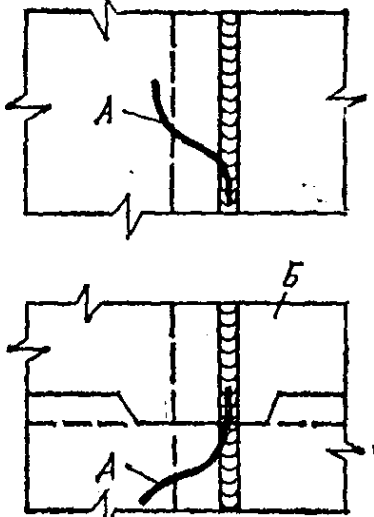
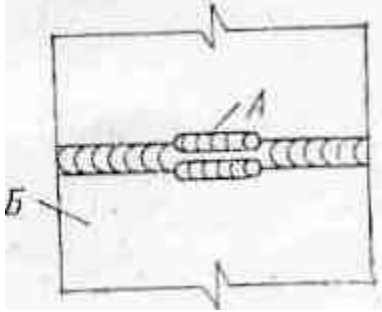
Главными дефектами вертикальных металлоконструкций являются:

- Дефект днища металлоконструкции;
- Дефект стенки металлоконструкции;
- Дефект сварного шва металлоконструкции.

Дефект стенки металлоконструкции

Таблица № 1 – Виды дефектов в стенке металлоконструкций.	
1	2
В стенке первого пояса, находится трещина по стыковому соединению окрайки днища, распространившаяся внутрь с выходом к основному металлу. Длина не менее 100 мм.	
Трещина А по сварному шву либо основному металлу уторного уголка В, распространившегося на основной металл листа первого пояса резервуара В.	

Длиной не более 100 мм.	
<p>Поперечная трещина <i>А</i> по стыковому сварному шву вертикального стыка стенки резервуара (<i>Б</i>), распространившаяся на основной металл.</p>	
<p>Продольные трещины <i>А</i> или одна трещина в пересечении сварных соединений стенки <i>Б</i> резервуара.</p>	
<p>Продольная трещина <i>А</i> в сварном шве вертикального стыка стенки <i>Б</i> резервуара, начинающаяся вблизи горизонтального шва и распространившаяся на длину не более 150 мм.</p>	
<p>Трещина <i>А</i> по основному металлу листа стенки <i>Б</i> резервуара около горизонтального и вертикального швов или же около горизонтального шва.</p>	

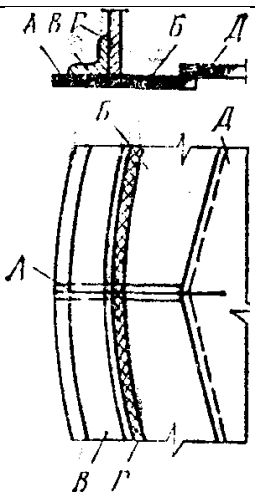
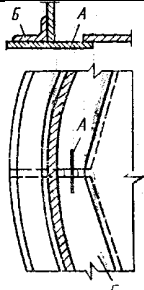
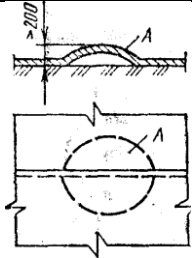
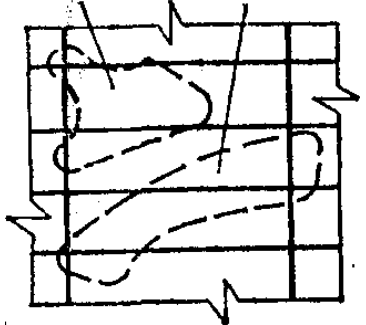
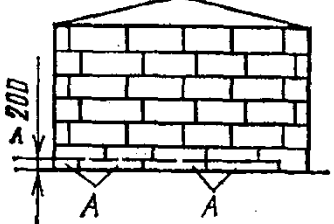
<p>Продольная трещина <i>А</i> по сварному шву вертикального стыка листов пояса стенки <i>Б</i> резервуара, начинающаяся от горизонтального шва уторного уголка <i>В</i> и распространившаяся на длину не более 150мм.</p>	
<p>Поперечная трещин <i>А</i> в сварных швах стенки резервуара — сквозная или несквозная.</p>	
<p>Трещина <i>А</i> по сварному шву с выходом на основной металл <i>Б</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>А</i> на участок сварного соединения и лист стенки <i>Б</i> резервуара в дефектном месте.</p>	

Дефекты днища металлоконструкции

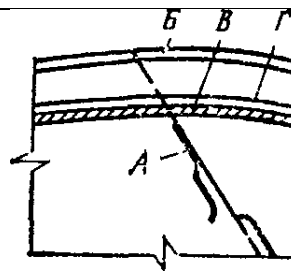
Днища металлоконструкций подвержены коррозионному и механическому разрушениям. Основными причинами трещин является концентрация напряжений в сварных швах, окрайках и сегменте металла [21].

Таблица № 2 – Виды дефектов днища металлоконструкции.

1	2
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> .	
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.	
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>Продольная трещина <i>А</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>А</i> в сварном стыковом соединении окراек днища <i>Б</i>, разошлась на основной металл окраек.</p>	
<p>Выпучина или хлопун <i>А</i> высотой более 200 мм на площади более 3 м² с плавным переходом на днище резервуара.</p>	
<p>Выпучина или хлопун <i>А</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 прокорродировало полностью.</p>	

Трещина *А* в сварном шве
окрылки *Б* днища с выходом на
основной металл. Стенка *В* клепаная
с уторным уголком *Г*.



Дефекты сварных швов металлоконструкции

Сварочные дефекты образуются в результате неправильной сварки металлов, когда при работе используется напыления, при ошибочной сборке соединяемых элементов, не соблюдении требования к сварочным материалам, термической и механической обработке.

Дефектом, в результате которого локально разрушается сварной шов, под действием напряжений сжатия является, трещина в сварном шве.

Со временем прочность сварных соединений, в районе швов, снижается, а также появляются другие многочисленные дефекты.

Виды трещин в сварных швах:

- 1) Трещина – это локальное разрушение сварного шва из-за воздействия напряжений сжатия и растяжения.
- 2) Микротрещина – трещина имеющая микроскопические размеры, сварной шов необходимо обследовать физическими методами.
- 3) Продольная трещина – трещина, проходящая параллельно шву, может находится в любой части сварного шва.
- 4) Поперечная трещина – трещина, проходящая поперек шву, может находится в любой части сварного шва.
- 5) Радиальная трещина – трещина, проходящая радиально из одной точки, может находится в любой части сварного шва.
- 6) Раздельные трещины – совокупность трещин, находящихся в любой части сварного шва.
- 7) Разветвленные трещины – совокупность трещин, происходящих из одной трещины, может находится в любой части сварного шва.

Причинами возникновения трещин в сварном шве являются:

- Быстрая скорость охлаждения сварного шва;
- Сварочные напряжения, вызванные процессом кристаллизации расплавленного металла;
- Содержание углерода в свариваемой стали;
- Неправильная форма сварного шва из-за жесткости свариваемой конструкции и нарушения режима сварки.

Главными способами предотвращения появлений дефектов в сварном шве:

Перед сваркой:

- Выбрать необходимые сварочные материалы и режим сварки металла;
- Для изготовления вертикального стального резервуара нужно выбрать металл, необходимо обратить внимание на химический состав;
- Для изготовления вертикального стального резервуара нужно выбрать специальные устройства и приспособления.

Во время сварки:

- Перед тем как начать сварной шов необходимо подогреть и термически обработать металл;
- Необходимо выбрать правильную технику сварки;
- Сформировать мелкие зерна металла во время кристаллизации.

3.2 Коррозионные повреждения

Коррозия – это окислительно-восстановительный процесс или самопроизвольный процесс разрушения металла.

Долю в 30% основных дефектов вертикальных стальных резервуаров занимает коррозия. Из-за коррозионных повреждений выходят из строя техническое оснащение металлоконструкции.

Практически установлено, что чем дольше эксплуатируется металлоконструкция, тем неодинакова степень коррозии элементов резервуара. Места в наибольшей степени подверженные коррозии:

					Эксплуатационные дефекты резервуара вертикального стального типа РВС	Лист
						45
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- Внутренние поверхности днищ металлоконструкций;
- Нижние пояса металлоконструкций;
- Уторные уголки металлоконструкций.

Причинами сильного воздействия коррозии является контакт элементов резервуара с подтоварными водами, качество хранимого сырья и коррозионная активность. Коррозия может проявляться в виде язв, пятен и очагов. Как установили ученые коррозия элементов — это неравномерный процесс.

Коррозия приводит к уменьшению срока эксплуатации металлоконструкции и его техническое оснащение, следовательно, влияет на безопасность работы с вертикальным стальным резервуаром.

Основным фактором внешней среды является коррозионное влияние, которое приводит к уменьшению прочности металлов и сварных соединений.

Средами, способствующими распространению и появлению коррозии на вертикальном стальном резервуаре, является:

Повышенная влажность воздуха;

- Разные химические среды в производстве;
- Вода;
- Водные растворы щелочей;
- Водные растворы солей.

3.2.1 Коррозия сварных швов

Дефекты сварных швов составляют 22% от основных дефектов. От качества сварных швов зависит прочность и долговечность металлоконструкции. Методом обнаружения дефектов сварных швов металлоконструкции называется дефектоскопия. С помощью дефектоскопии можно обнаружить такие дефекты:

- Смещение кромок;
- Отпотины;
- Неправильное соединение листов стенки металлоконструкции;
- Подрезы;

- Несплавления;
- Неправильные размеры шва;
- Непровары.

При строительстве резервуара необходимо обратить особое внимание на непровары уторного соединения стенки металлоконструкции с днищем, так как они оказывают наибольшее влияние на несущую способность резервуара.

Если резервуар долго работает в нагруженном состоянии, то происходит повышения влияния дефектов на надежность сварных швов. Рост количества дефектов в сварных швах напрямую зависит от концентрации напряжений резервуара и коррозии [22].

Равномерная коррозия основного металла протекает при большей стойкости металла шва, чем основного металла. Если же устойчивость металла сварного шва меньше устойчивости основного металла, то коррозия будет сосредоточена в сварном шве. Основной металл от коррозии будет страдать в местах термического влияния. Самым опасным видом разрушения вертикальных стальных резервуаров является скопления общей коррозии в шве или его зоне.

3.2.2 Коррозия резервуаров

Коррозионное воздействие на металл резервуара приводит к сквозным отверстиям и уменьшению толщины листов металла. При уменьшении толщины листов металла происходит уменьшение прочности металлоконструкции.

При длительной эксплуатации металлоконструкций более 15 лет происходит изнашивание основных элементов резервуара. Практически было установлено, что местами наиболее подверженных коррозией являются нижние пояса, днища и уторные уголки резервуаров, степень повреждений обуславливается контактом подтоварной воды с частями резервуара, качеством хранимого сырья и коррозионной активностью.

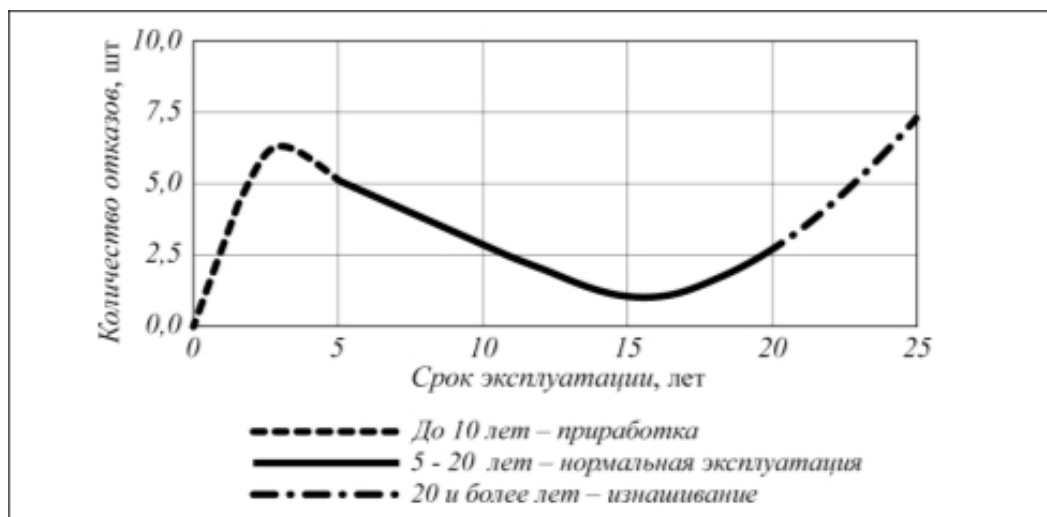


Рисунок № 4 – Распределение отказов резервуара в процессе эксплуатации.

Виды коррозионных повреждений, возникающих в процессе долгой эксплуатации металлоконструкции:

- Общая (сплошная) поверхностная коррозия – это постепенное и равномерное распространение коррозии по поверхности металла, а также неравномерного распространения коррозии при условии разной скорости распространения коррозии на участках металла. Общая коррозия протекает под действием кислот, атмосферы, щелочей и металлов. (Рис. № 5)



Рисунок № 5 – Сплошная коррозия металла.

- Сквозная коррозия – это коррозия, распространяющаяся внутрь металла разъедавая его, образуя сквозные отверстия. (Рис. № 6)



Рисунок № 6 – Сквозная коррозия металла.

- Язвенная коррозия – это коррозия, развивающаяся локальными участками в которых разрушается поверхность металла, площадь поверхностной коррозии превышает глубинную коррозию. Часто язвенная коррозия появляется из-за поврежденной изоляции. (Рис. № 7)



Рисунок № 7 - Язвенная коррозия металла

Точечная коррозия – это коррозия, развивающаяся локальными участками в которых разрушается поверхность металла, площадь поверхностной коррозии мала по сравнению с глубиной коррозии. Наиболее подверженном материалом для точечной коррозии является нержавеющая сталь. (Рис. № 8)



Рисунок № 8- Точечная коррозия металла

4 Мероприятия для повышения надежности металлоконструкции

Для уменьшения количества дефектов, влияющих на неисправности в металлоконструкции необходимо проводить диагностирование, текущий и капитальный ремонты резервуара, и выявлять дефекты.

Мероприятия, предотвращающие или сокращение возникновения дефектов металлоконструкций:

- Расчет напряженно-деформированного состояния металлоконструкции;
- Диагностика;
- Ремонтно-профилактические работы;
- Остаточный ресурс металлоконструкции;
- Расчет резервуара на устойчивость;
- Определение срока службы резервуара;
- Расчет резервуара на прочность.

4.1 Диагностика металлоконструкции

На основе технического диагностирования можно сделать вывод о безопасности и надежности металлоконструкции.

Мероприятия по техническому диагностированию металлоконструкции:

- Обработка полученной информации;
- Дефектоскопия;
- Формирование заключения о техническом состоянии резервуара;
- Выдаче назначений по дальнейшей эксплуатации металлоконструкции.

По срокам проведения технологического диагностического контроля различают внеочередной и очередной контроль металлоконструкции.

					Разработка мероприятий по повышению надежности резервуарного парка НПС «Парабель»			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Мероприятия для повышения надежности металлоконструкции	Лит.	Лист	Листов
Разраб.		Арестов А.А.						
Руковод.		Сарвев А.Л.					50	151
Консульт.						Отделение нефтегазового дела Группа 2БМ11		
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.						

Внеочередной контроль металлоконструкции производится если произошел пожар, авария или при достижении срока амортизации. Решение подвергать полной или частичной диагностике металлоконструкцию производится на основе условий и режимов работы металлоконструкции, а также от его технического состояния.

Полная диагностика металлоконструкции производится не менее одного раза в 10 лет, в то время как частичная диагностика металлоконструкции производится не менее одного раза в 5 лет.

Предприятие АО «Транснефть–Диаскан» предоставляет услуги по диагностике металлоконструкций филиалам «Транснефть» по всей России.

Для проведения технического диагностирования резервуаров применяют инструментальные методы и методики, а также расчетные, в том числе:

- Цветная дефектоскопия;
- Радиографирование;
- Капиллярный метод;
- Ультразвуковая дефектоскопия;
- Ультразвуковой толщиномер;
- Акустико-эмиссионный метод;
- Определение сварных соединений и механических свойств металла вертикальном стальном резервуаре;
- Определение прочности элементов конструкции.

4.2 Остаточный ресурс металлоконструкции

Расчеты на остаточный ресурс, прочность и устойчивость металлоконструкции выполняется с учетом:

- Остаточной толщины стенки резервуара, изменение структуры и механических свойств стали;
- Концентрации напряжений;
- Эксплуатационной нагрузки.

Металлоконструкции эксплуатируются в условиях статического и малоциклового нагружения. При проведении технической диагностики металлоконструкции необходим расчет статистического и малоциклового нагружения, расчет остаточного ресурса.

4.3 Напряженно-деформированное состояние металлоконструкции

На напряженно-деформированное состояние металлоконструкции влияет геометрическая форма и положение в пространстве резервуара.

Расчет НДС металлоконструкции с учетом его реальных геометрических данных позволяет сократить до 10% затрат на дополнительные методы контроля, это позволяет определить:

- Срок безопасной эксплуатации металлоконструкции с найденными дефектами основного металла и сварных швов с учетом фактического напряженно-деформированного состояния;
- Максимально допустимый уровень налива металлоконструкции, срок его безопасного использования при заданных эксплуатационных параметрах.

4.4 Срок службы металлоконструкции

Все обслуживание и ремонт металлоконструкций протекает по регламенту, также в регламент входит срок службы хранилища. После окончания срока службы резервуара, дальнейшее восстановление нецелесообразно по экономическим причинам или невозможно.

Общий срок службы резервуара обеспечивается:

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

• оптимальными конструктивными решениями металлоконструкций.

Для металлоконструкций объемом 50 000 м³, при поставленном сроке службы резервуара 40 лет и усредненном годовом числе циклов заполнения-опорожнений металлоконструкции не более 250, усталостная долговечность стенки будет обеспечена на весь общий срок службы.

При эксплуатации резервуара по регламенту ремонта и обслуживания срок службы металлоконструкции будет не отличаться от прописанных в документации при строительстве.

4.5 Планово–предупредительный ремонт

В процессе использования металлоконструкции периодически проводится обследование его технического состояния. По результатам технического состояния, принимают дефектную ведомость и смету затрат на восстановительные работы. Планово – предупредительный ремонт металлоконструкций учитывает проведение осмотрового, текущего и капитального ремонта.

Для эффективной работы резервуара и его оборудования проводят:

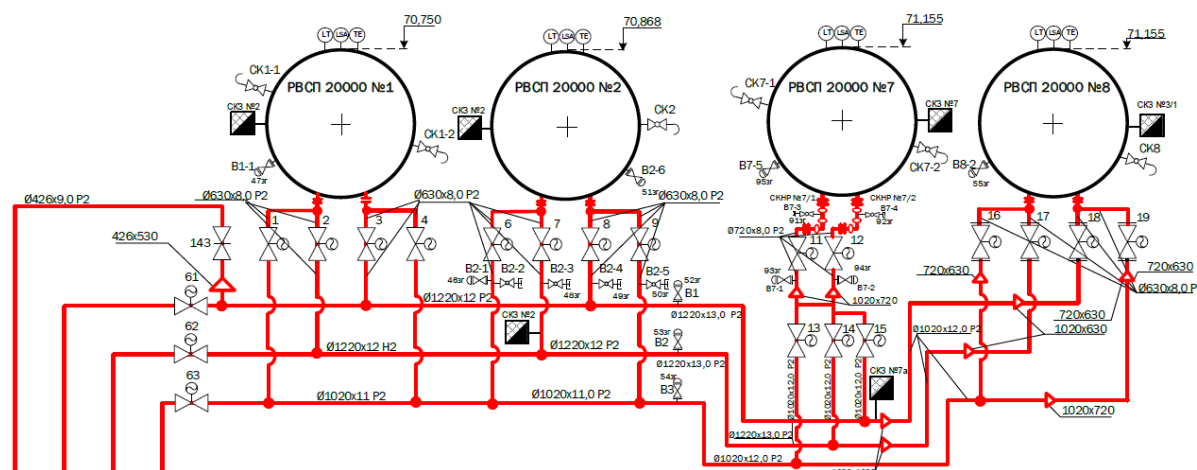
- Капитальный ремонт происходит частичная или полная замена конструкции кровли, корпуса, оборудования и днища хранилища.
- Текущий ремонт выполняют не реже одного раза в 2 года. Текущий ремонт представляет собой очистку резервуара от продукта хранения, фильтрации и дегазации.
- Основной ремонт, проводят не реже одного раза в полгода. Основной ремонт протекает без опорожнения металлоконструкции и представляет собой ремонт поясов, устранение отпотин и свищей.

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

4.6 Анализ мероприятий способных повысить надежность резервуарного парка на НПС «Парабель»

В ходе анализа состояния резервуарного парка, а также нормативно технической документации системы «Транснефть» были выявлены несоответствия регламента.

Технологический трубопровод в соответствии с пунктом 9.1.12. РД-23.020.00-КТН-018-14 должен быть расположен с внешней стороны каре резервуара (за обвалованием). Однако технологический трубопровод проложен с внутренней стороны каре резервуара (внутри обвалования) и проходит в каре резервуара №1 и №2 (Рис. № 9, 10). Трубопроводы в каре резервуаров №1 и №2 являются транзитными и старше 30 лет в соответствии с пунктом 8.5.30. ОР-23.020.00-КТН-278-19, если срок службы технологического трубопровода превышает 30 лет следует предусматривать его замену при плановом ремонте, данный участок трубопровода смонтирован в 1980 году. Согласно требования п.5.1 СП 36.13330.2012, п.8.16.2 РД-91.200.00-КТН-0032-20 прокладка трубопроводов в пределах каре и за его пределами предусмотрена подземная, за исключением мест подключения трубопроводов к приемо-раздаточным патрубкам резервуара. Согласно примечанию 2 к таблице 6 СП 36.13330.2012 при подземной прокладке трубопроводов расстояние между смежными нефтепроводами, прокладываемыми одновременно в одной траншее, принято не менее 1 м между стенками трубопроводов.



					Мероприятия для повышения надежности металлоконструкции		Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			54

Рисунок № 9- Технологическая схема технологических трубопроводов.



Рисунок № 10- Снимок из космоса с проложенными технологическими трубопроводами.

Запорная арматура в соответствии с пунктом 9.2.14.3. РД-23.020.00-КТН-018-14 должна быть расположена с внешней и внутренней стороны каре резервуара. Запорная арматура внутри каре резервуара должна дублироваться за каре резервуара с целью оперативного отключения в случае аварии или инцидента.

В проекте применяется стальная арматура, стойкая к коррозионному воздействию рабочей среды в условиях эксплуатации и отвечающая требованиям Технического регламента Таможенного союза «О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах».

Запорная арматура, принятая в проекте, соответствует общим техническим требованиям, утвержденным ПАО «Транснефть» для каждого вида арматуры, а также требованиям РД-91.200.00-КТН-0032-20.

Шиберная задвижка предусмотрена в соответствии с требованиями [ОТТ-23.060.30-КТН-108-15 с изм.1, 2](#) «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Задвижки шиберные. Общие технические требования».

Назначенный срок службы запорной арматуры не менее 30 лет.

Полный срок службы запорной арматуры (до списания) – не менее 50 лет.

Необходимо предусмотреть вынос транзитного технологического трубопровода за каре РВСП-20000 №1 и №2 с установкой дублирующей запорной арматуры (Рис. № 9, 10).



Рисунок № 11- Снимок из космоса с проложенными технологическими трубопроводами по регламенту.

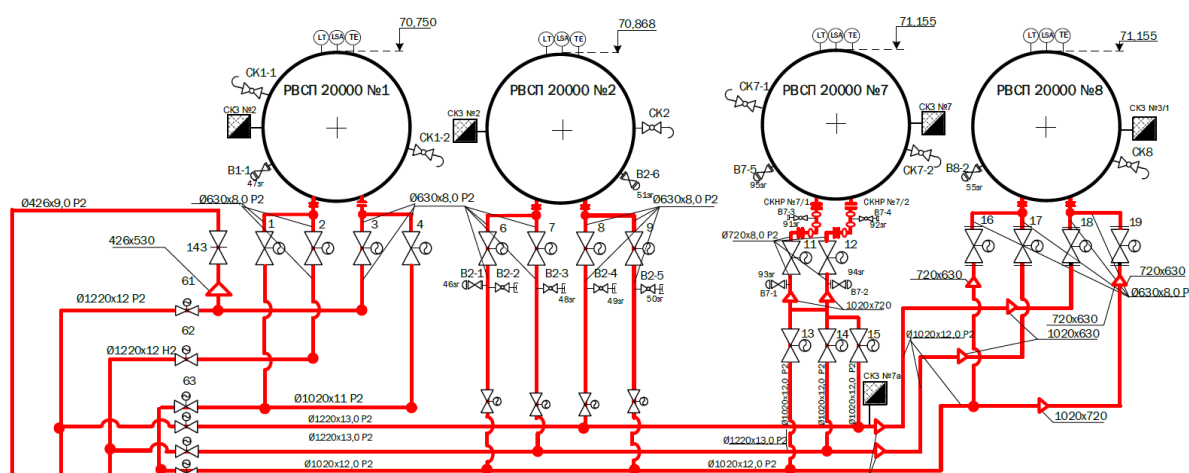


Рисунок № 12- Технологическая схема технологических трубопроводов по регламенту.

В связи с негативным воздействием природных осадков и технической воды системы пожаротушения на наружную поверхность стенки резервуара,

необходимо провести анализ по очистке наружной поверхности стенки резервуара.

Загрязнение поверхности стенки резервуара является следствием воздействия следующих факторов:

- природные осадки;
- комплексное опробование системы орошения.

По причине воздействия природных осадков на наружную поверхность стенки резервуара, окисления трубопроводов системы пожаротушения, а также плохого качества технической воды, используемой в комплексной системе автоматического пожаротушения, нарушаются как антикоррозионные свойства покрытия резервуаров, так и их эстетическое состояние. В связи с этим появляется необходимость поиска решений данной проблемы. Исходя из вышеперечисленных факторов было принято решение о рассмотрении альтернативных методов очистки и разработки установки по очистке наружной поверхности стенки.

На данный момент в АО «Транснефть-Западная Сибирь» получили применение два метода:

1. очистка наружной поверхности стенки резервуара силами подрядной организации;
2. очистка наружной поверхности стенки резервуара собственными силами, методом поливки стенки резервуара с крыши резервуара.

В своей работе предлагаю альтернативный метод очистки наружной поверхности стенки, используемый в ООО «Транснефть – Восток», несущий в себе как экономический эффект, так и более безопасный по сравнению с применяемыми, используя существующую систему водяного охлаждения резервуара (Рис. 13).

В ходе подбора раствора для осуществления очистки стенки резервуара от загрязнений наиболее успешно проявил себя раствор щавелевой кислоты с водой в пропорции 3:100, обеспечивающий очистку стенки резервуара до исходного состояния (до загрязнений).

Благодаря отбеливающим свойствам, щавелевая кислота с успехом используется в следующих отраслях промышленности:

- металлургической (для очистки металлов от накипи, коррозии, ржавчины, оксидов);
- химической (при изготовлении красителей, пластмасс, чернил, пиротехники);
- микроскопии (для отбеливания срезов);
- бытовой химии (как отбеливающий и дезинфицирующий компонент моющих средств).

Меры предосторожности:

1. Работы выполнять в резиботехнической одежде (сапогах, перчатках, фартуке) и защитных средствах (респираторе или противогазе, очках). Соблюдение данного требования поможет избежать попадания кислоты на кожу, слизистые оболочки лица, в дыхательные пути.
2. После окончания работы с соединением, лицо и руки тщательно вымыть водой с мылом.
3. Хранить соединение в закрытой полиэтиленовой таре на поддонах в вентилируемом помещении.

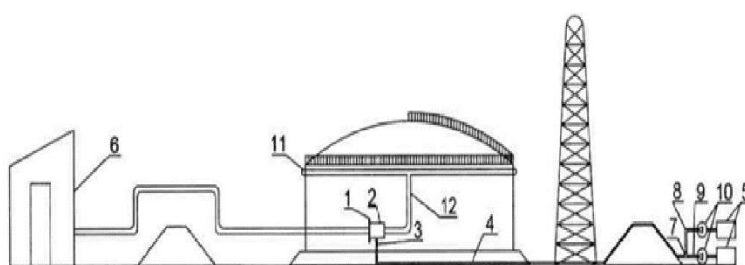


Рисунок № 13- Альтернативный метод промывки наружной поверхности резервуара. 1 – место установки металлической заглушки; 2 – пожарное фильтрующее устройство (ПФУ); 3 – место подключения пожарного рукава к ПФУ; 4 – линия из пожарных рукавов; 5 - емкость с исходным раствором щавелевой кислоты; 6 – помещение с электроприводной

запорной арматурой; 7 – тройник для обвязки насосных агрегатов (необходим при использовании двух насосных агрегатов); 8, 9 – пожарные рукава от насосного к тройнику (необходим при использовании двух насосных агрегатов); 10 - насосный агрегат; 11 - оросительный трубопровод стационарной системы водяного охлаждения резервуара; 12 – трубопровод для подачи раствора щавелевой кислоты от ПФУ в систему орошения.

					<p>Мероприятия для повышения надежности металлоконструкции</p>	Лист
						59
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

5 Назначение и область применения резервуара РВС-20000

Цилиндрические РВС-20000 используются для учета нефти, различных торговых операций с нефтью и ее продуктами, а также для их хранения. Данный тип резервуара выглядят, как сосуды, имеющие форму цилиндра, направленные вертикально относительно земли, а также оснащенные разной аппаратурой, люками, плоскими днищами и тд. С целью сохранения нефти резервуар закрыт и так как имеет большой объем, а именно 20000 м³, резервуар наземный. Заполняется хранилище с помощью труб, патрубков и тд, расположенных в нижней части резервуара, там же осуществляется выход продукта, через выходные трубы, патрубки и тд.

Предназначение вертикального стального цилиндрического резервуара объемом 20000 м³ состоит в хранении, выдачи, приема жидкостей.

Состоит Резервуар вертикальный стальной объемом 20000 м³ из стационарной крыши, цилиндрического корпуса и плоского днища.

РВС могут изготавливаться с понтоном или плавающей крышей. Все зависит от желания заказчика. Плюсами плавающей крыши является исключение возможности взрыва и сокращение потерь от испарения, а также должны использоваться без внутреннего давления и вакуума.

Резервуар вертикальный стальной объемом 20000 м³ должен иметь антикоррозионную защиту(покрытие). Теплоизоляцию наносят на стенки, а также могут добавить на крышу.

Согласно ПБ 03-605-03 резервуары имеют стандартную комплектацию. Если заказчик потребует дополнительное оборудование, то он может до заказать: устройства молниезащиты, дыхательную арматуру, приборы контроля уровня и устройства пожарной безопасности.

					Разработка мероприятий по повышению надежности резервуарного парка НПС «Парабель»			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Арестов А.А.			Назначение и область применения резервуара РВС- 20 000	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Сарвев А.Л.					60	151
Консульт.						Отделение нефтегазового дела Группа 2БМ11		
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.						

Можно так же оснастить дополнительным антикоррозийным покрытием. Так как времена года меняются, а с ними и температура окружающей среды, необходимо подогревать (охлаждать) сырье, сделать это можно с помощью установки секционных подогревателей или теплообменных рубашек. Эта рубашка имеет толщину до 120 мм, а также сохраняет температурный режим. Роль наполнителя играет полистовой или рулонный кашированный утеплитель состоящий из минеральной ваты, производя повышение теплоизоляционных характеристик.

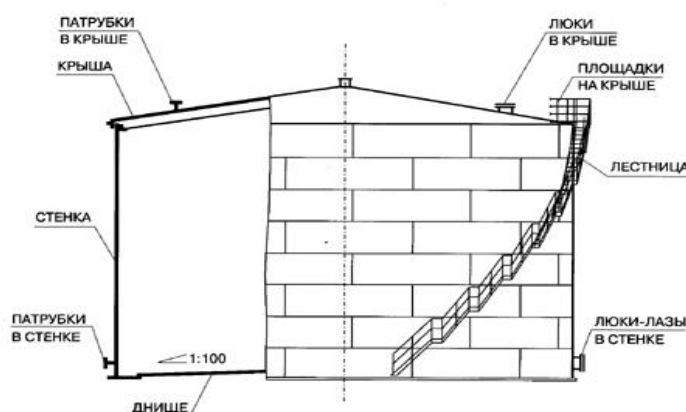


Рисунок 14 - Вертикальный стальной цилиндрический резервуар РВС-20000 со стационарной крышей [13].

5.1 Приемо-раздаточные устройства

ПРУ осуществляют отбор продукта из емкости, подачу продукта в емкость.

Количество ПРУ определяют по максимальной производительности опорожнения и заполнения имеющегося резервуара.

Приемо-раздаточные устройства обязаны быть оснащены задвижкой (заслонкой), должны управляться снаружи данного резервуара.

ПРУ обычно совмещают с другими механизмами, такими как механизм перемешивания продукта, размыва донных отложений, перераспределение потока сырья.

Конструктивные особенности приемо-раздаточного устройства согласовывается с разработчиком проекта металлической конструкции. В

					Назначение и область применения резервуара РВС- 20 000	Лист 61
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

проекте металлической конструкции обязан быть усиливающий лист приварки патрубка приемо-раздаточного устройства к резервуару.

Диаметр ПРУ определяется, благодаря скорости потока жидкости. Естественно существуют и допустимые скорости течения через ПРУ установленные для каждой жидкости.

Для заполнения вертикального стального цилиндрического резервуара производительность заполнения резервуара обязана быть ограничена скоростью не более 1 м/с через ПРУ перед моментом заполнения верха ПРП, вне зависимости от предельно допустимой скорости для разного вида жидкостей.

Существуют ограничения по скорости для вертикального стального цилиндрического резервуара с понтоном и плавающей крышей, а именно 6 м/ч для объемов 30 тысяч метров кубических и 4 м/ч для объемов свыше 30 тысяч метров кубических.

Скорость заполнения вертикального стального цилиндрического резервуара обязана не превышать суммы пропускных способностей дыхательной арматуры, которую установили на вертикальном стальном цилиндрическом резервуаре.

5.2 Устройства специального назначения

Перемешивающие устройства устанавливаются, если имеется такая необходимость для предотвращения накопления осадков. Естественно выбор какого-то конкретного механизма и необходимость его установки определяется из технических процессов хранения сырья.

Подрядчик обязан предоставлять документацию о лабораторных исследованиях, подтверждающих эффективность работы предоставляемого оборудования.

Для сохранения пожарной безопасности и качества продукта на вертикальные стальные цилиндрические резервуары устанавливают теплоизоляционные покрытия, подогревательные механизмами, для предоставления лучших условий хранения вязкой нефти и нефтепродуктов.

					Назначение и область применения резервуара РВС- 20 000	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		62

Вертикальные стальные резервуары оснащают:

- Средствами обнаружения возгораний (пожара);
- Сигналами верхнего аварийного, нижнего и верхнего предельных уровней;
- Приборами местного и дистанционного измерения уровня;
- Устройствами отбора проб (точечных проб) или устройствами отбора пробы по всей высоте хранимого сырья;
- Приборами местного и дистанционного измерения температуры;

Переливные устройства являются качественной заменой для ДС верхнего уровня, присоединенные к резервному резервуару, препятствующие максимальному уровню заполнения резервуара, установленного компанией.

Патрубок- отрезок трубы, присоединенный к резервуару.

Дистилляция - перегонка, испарение жидкости с последующим охлаждением и конденсацией паров.

Анкеровка — Закрепление оборудования, трубопроводов и элементов строительных конструкций анкерами, рассчитанными на восприятие нагрузки и передачу её опорному устройству.

В более 3 сигнализаторах нуждаются вертикальные стальные резервуары с плавающими крышами или понтонами в силу своих конструктивных особенностей, сигнализаторы должны работать параллельно.

Устройства отбора проб обязаны состоять из системы пробоотборных трубок. Трубки должны иметь 15 мм внутреннего диаметра. Пробы берут с использованием вакуумного насоса и пробоотборных трубок, если кинематическая вязкость сырья превышает 50 Санти стоксов. Трубки должны иметь не менее 25 мм внутреннего диаметра. Перед началом работы происходит прокачка системы вакуумным насосом с целью удаления оставшегося продукта.

					Назначение и область применения резервуара PBC- 20 000	Лист
						63
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

6 Расчет элементов, повышающих надежность резервуарного парка НПС «Парабель»

Объектом исследования в работе взят резервуарный парк, находящийся в Томской области и принадлежащий НПС «Парабель» Томского РНУ АО «Транснефть-Западная Сибирь». Так как были обнаружены отклонения от регламента, а также рассмотрен вариант защиты от налета поверхности резервуаров, необходимо произвести расчеты.

- Ёмкость каждого резервуара – 20000 м³;
- Внутренний диаметр резервуара – 45600 мм;
- Высота цилиндрической части резервуара – 11920 мм;
- Транспортируемый продукт – нефть;
- Плотность хранимого продукта 855 кг/м³;
- Климатический район строительства – 1, подрайон 1В согласно СП 131.13330.2020;
- Трубы диаметром 1220х12 класса прочности К56 второго уровня качества по ОТТ-23.040.00-КТН-135-15 с заводским антикоррозионным покрытием (подземная прокладка).
- Трубы диаметром 1020х12 класса прочности К56 второго уровня качества по ОТТ-23.040.00-КТН-135-15 с заводским антикоррозионным покрытием (подземная прокладка).
- Трубы диаметром 630х8 класса прочности К56 второго уровня качества по ОТТ-23.040.00-КТН-135-15 с заводским антикоррозионным покрытием (подземная прокладка).

6.1 Расчет необходимых параметров насосного агрегата

					Разработка мероприятий по повышению надежности резервуарного парка НПС «Парабель»					
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						
Разраб.		Арестов А.А.			Расчетная часть			Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Саруев А.Л.							64	151
Консульт.								Отделение нефтегазового дела Группа 2БМ11		
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.								

6.1.1 Расчет необходимой производительности

Расчет производительности

Формула расхода жидкости из отверстий трубопровода орошения.

$$Q = \mu \omega \sqrt{2gH_0} \quad (1)$$

где:

μ – коэффициент расхода (0,62) (РД-13.220.00-КТН-142-15);

ω – площадь отверстий м²;

H – напор на входе наиболее удаленного отверстия, принимаю равным,
 $H_0 = 2 \text{ м.}$

$$\omega = \pi \cdot r^2_{\text{отв}} = 3,14 \times 0,002 \times 0,002 = 0,00001256 \text{ м}^2 \text{ (одно отверстие)} \quad (2)$$

где: r – радиус отверстия (0,002 м.)

$$Q = 0,62 \times 0,00001256 \text{ м}^2 \times 6,26 \text{ м/с} = 0,176 \text{ м}^3/\text{ч} \text{ (одно отверстие)} \quad (3)$$

$$Q = 0,176 \text{ м}^3/\text{ч} \times 713 = 125,5 \text{ м}^3/\text{ч} \text{ (расход полукольца)} \quad (4)$$

Учитывая запас 15% для полного заполнения полукольца необходимый расход раствора будет составлять $Q = 144,3 \text{ м}^3/\text{ч}$

6.1.2 Расчет необходимого напора для очистки

$$H_{\text{общ}} = h_{\text{тр}} + h_{\text{верт}} + h_{\text{секц}} + P + h_{\text{мест}} \quad (5)$$

где:

$h_{\text{тр}}$ - потери напора на трение в пожарном рукаве от насосной установки до места подключения и в вертикальном трубопроводе, м;

$h_{\text{верт}}$ - высота стенки резервуара, м;

$h_{\text{секц}}$ - потери напора в секции кольца орошения, м.

6.1.2.1 Расчет потерь на трение $h_{\text{тр}}$

$$h_{\text{тр}} = h_{\text{тр.г}} + h_{\text{тр.верт.}}, \quad (6)$$

где:

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		65

$h_{тр1}$ - потери на трение в пожарном рукаве;

$h_{тр.верт}$ - потери на трение в вертикальном участке трубопровода.

$$h_{тр1} = S_p \cdot Q_2, \quad (7)$$

где:

S_p – коэффициент сопротивления
пожарного рукава;

Q – расход л/с.

Таблица №3 – Значение коэффициента сопротивления пожарного рукава:

Внутренний диаметр рукава, мм.		Dn - 77
S_p	Прорезиненный	0,015

$$Q = 144000 \text{ л} / 3600 \text{ с} = 40 \text{ л/с}$$

$$h_{тр1} = 0,015 \cdot 40 \cdot 40 = 24 \text{ м} \cdot 2 = 48 \text{ м.}$$

$$h_{тр.} = (\lambda \cdot l \cdot v^2) / (d \cdot 2g) \quad (8)$$

где:

$h_{тр.верт}$ - потери на трение в вертикальном участке трубопровода;

λ – коэффициент гидравлического трения;

l – длина трубопровода (12м.);

v – скорость потока м/с;

d – диаметр трубопровода (0,261м);

g – ускорение свободного падения (9,8м/с²).

$$v = Q/S \quad (9)$$

где:

Q – расход;

					Расчетная часть	Лист
						66
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

S – площадь трубопровода.

$$S = 3,14 \cdot 0,1305 \cdot 0,1305 = 0,053 \text{ м}^2$$

$$v = 144,3 / 0,053 = 2722,6 \text{ м/ч} = 0,756 \text{ м/с}$$

$$Re = (v \cdot d) / \nu \quad (10)$$

где:

ν - кинематическая вязкость жидкости (для воды при $20^\circ \text{C} = 1,006 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$)

$$Re = (0,756 \cdot 0,261) / 0,000001 = 197316$$

$$\lambda = 0,0151 + \frac{1,7}{\sqrt{Re}} = 0,0151 + \frac{1,7}{444,2} = 0,022$$

$$\lambda = 0,0189$$

$$h_{\text{тр.верт.}} = (0,0189 \cdot 12 \cdot 0,756^2) / (0,261 \cdot 19,6) = 0,024 \text{ м}$$

$$h_{\text{тр}} = 0,024 \text{ м} + 48 \text{ м} = 48,024 \text{ м}$$

6.1.2.2. Значение потерь на трение вертикального участка $h_{\text{верт}}$

$$h_{\text{верт}} = 12 \text{ м.}$$

6.1.2.3. Расчет потерь на трение горизонтального участка полукольца $h_{\text{секц}}$

$$h_{\text{секц}} = A \cdot (L_{\text{кольца}}) \cdot ((Q_{\text{УВО}} / 2)^2 - Q_{\text{УВО}} \cdot Q_0 / 2 + Q_0^2 / 3) / 2 \quad (11)$$

где:

$A = 119,8 \cdot 10^{-6}$ расчетное значение удельного сопротивления трубопровода, принимают по справочным данным.

$L_{\text{кольца}}$ - длина окружности кольца орошения, м;

$Q_{\text{УВО}}$ - фактический расход воды на охлаждение резервуара, л/с;

Q_0 - расчетный расход воды через одно отверстие, л/с.

$L_{\text{кольца}}$ - принимаем длину полукольца 71 м.

$$h_{\text{секц}} = 119,8 \cdot 10^{-6} \cdot 71 \cdot ((20/2)^2 - 20 \cdot 0,056 / 2 + 0,056^2 / 3) / 2 \quad h_{\text{секц}} = 0,00012 \cdot 71 \cdot (100 - 0,56 + 0,001) / 2 = 0,43 \text{ м}$$

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

6.1.2.4. Расчет местного сопротивления $h_{\text{мест}}$

Диффузор $\zeta = 0,3$

$$h_{\text{м1}} = \zeta \cdot v^2 / 2g \quad (12)$$

$$h_{\text{м1}} = 0,3 \cdot 0,756 \cdot 0,756 / 19,6 = 0,008 \text{ м}$$

Кран шаровый $\zeta = 0,1$

$$h_{\text{м2}} = \zeta \cdot v^2 / 2g \quad (13)$$

$$h_{\text{м2}} = 0,1 \cdot 0,756 \cdot 0,756 / 19,6 = 0,003 \text{ м}$$

Отвод 90° $\zeta = 1$

$$h_{\text{м3}} = \zeta \cdot v^2 / 2g \quad (14)$$

$$h_{\text{м3}} = 1 \cdot 0,756 \cdot 0,756 / 19,6 = 0,03 \text{ м}$$

Конфузор $\zeta = 0,1$

$$h_{\text{м4}} = \zeta \cdot v^2 / 2g \quad (15)$$

$$v = Q/S = 144,3 / 0,00785 = 18382 \text{ м/ч} = 5,1 \text{ м/с}$$

$$h_{\text{м4}} = 0,1 \cdot 5,1 \cdot 5,1 / 19,6 = 0,133 \text{ м}$$

$$h_{\text{мест.}} = h_{\text{м1}} + h_{\text{м2}} + h_{\text{м3}} + h_{\text{м4}} = 0,008 \text{ м} + 0,003 \text{ м} + 0,03 \text{ м} + 0,133 \text{ м} = 0,174 \text{ м} \quad (16)$$

6.1.2.5. Значение необходимого напора насосного агрегата Н

Н - напор на входе наиболее удаленного отверстия, принимаю равным $H_0 = 2 \text{ м}$.

Общий напор должен быть не менее:

$$H_{\text{общ.}} = h_{\text{тр}} + h_{\text{верт}} + h_{\text{секц}} + H + h_{\text{мест.}} = 2 + 0,174 + 12 + 48,024 + 0,43 = 62,628 \text{ м.}$$

6.1.2.6. Подбор насосного агрегата

Подбираемый насосный агрегат должен соответствовать расчетным расходом – напорным характеристикам. Расчетный расход не менее – 144,3 м³/ч, расчетный напор – 62,628 м.

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

6.2 Расчет на прочность и устойчивость трубопровода

6.2.1. Расчет трубопровода с диаметром 1220 мм.

При расчете в данной практической работе используется свод правил «Магистральные трубопроводы», СП 36.13330.2012 (Актуализированная редакция), СНиП 2.05.06-85*.

Расчетная толщина стенки трубопровода δ , мм, определяется по формуле:

$$\delta = \frac{n P D_n}{2(R_1 + n P)} \quad (17)$$

где $n = 1.15$, коэффициент надежности по нагрузке – внутреннему рабочему давлению в трубопроводе (СП 36.13330.2012, таблица 14);

$P = 1.6$ МПа – рабочее давление в трубопроводе;

$D_n = 1,22$ м – наружный диаметр трубы;

R_1 – расчетное сопротивление растяжению, определяется по формуле:

$$R_1 = \frac{R'_1 \cdot m}{k_1 \cdot k_n} \quad (18)$$

где $R'_1 = 550$ МПа – нормативное сопротивление растяжению (сжатию) металла труб и сварных соединений, равное минимальному значению временного сопротивления;

$m = 0,825$ – коэффициент условий работы нефтепровода, принимаемый в зависимости от категории участка нефтепровода по СП 36.13330.2012;

$K_1 = 1,34$ – коэффициент надежности по материалу, принимается по СП 36.13330.2012;

$K_n = 1,155$ – коэффициент надежности по назначению нефтепровода, принимается по СП 36.13330.2012.

$$R_1 = \frac{550 \cdot 0,825}{1,34 \cdot 1,155} = 293,17 \text{ МПа,}$$

$$\delta = \frac{1,155 \cdot 1,6 \cdot 1,22}{2(293,17 + 1,15 \cdot 1,6)} = 0,0041 \text{ м} \approx 5 \text{ мм.}$$

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

Полученное расчетное значение толщины стенки трубы округляем до ближайшего большего значения δ_n , предусмотренного государственными стандартами и техническими условиями. При расчете толщины стенки трубы запас на коррозию не предусматривается.

При наличии продольных осевых сжимающих напряжений толщину стенки следует определять из условия:

$$\delta = \frac{nPD_n}{\psi_1 R_{\text{н}} \sigma_{\text{н}}} \quad (19)$$

где ψ_1 – коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние труб, определяемый по формуле:

$$\psi_1 = 1 - \frac{\sigma_{\text{н}}^2}{R_{\text{н}}^2} \quad (20)$$

где $\sigma_{\text{н}}$ – продольное осевое сжимающее напряжение, МПа, определяемое от расчетных нагрузок и воздействий с учетом упругопластической работы металла труб, определяется по формуле:

$$\sigma_{\text{н}} = \frac{P D_n}{4 \delta} \quad (21)$$

Основные физические характеристики стали для труб принимаем по таблице 13, СП 36.13330.2012.

где $\alpha = 1,2 \cdot 10^{-5} \text{ град}^{-1}$ – коэффициент линейного расширения металла трубы;

$E = 2,06 \cdot 10^5 \text{ МПа}$ – переменный параметр упругости (модуль Юнга);

$\mu = 0,3$ – коэффициент поперечной деформации;

$D_n = 1220 \text{ мм}$ – диаметр трубы.

Δt – расчетный температурный перепад.

Абсолютное значение максимального положительного или отрицательного температурного перепада определяем по формулам:

$$\Delta t_{(+)} = \frac{\mu \cdot R_1}{\alpha \cdot E}; \text{ град}; \quad (22)$$

$$\Delta t_{(-)} = \frac{(1 - \mu) R_1}{\alpha E} \cdot \text{град}. \quad (23)$$

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		70

$$\Delta t_{(+)} = \frac{0,3 \cdot 293,17}{1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5} = 35,58 \text{ }^{\circ}\text{C},$$

$$\Delta t_{(-)} = \frac{(1 - 0,3) \cdot 293,17}{1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5} = 83,02 \text{ }^{\circ}\text{C}.$$

К дальнейшему расчету принимаем больший перепад температуры.

Находим величину продольных осевых сжимающих напряжений:

$$\sigma_{npN} = \frac{n P D}{2 R \psi A n D} \text{ МПа};$$

$$\sigma_{npN} = -1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 83,02 + 0,3 \cdot \frac{1,15 \cdot 1,6 \cdot 1,22}{0,005} = -122,7 \text{ МПа}.$$

Так как $\sigma_{npN} = (-) \text{ МПа}$ – отрицательное значение, это означает, что присутствуют сжимающие напряжения. Тогда рассчитываем коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние труб ψ_1 .

$$\psi_1 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{|-122,7|}{293,17} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{|-122,7|}{293,17} = 0,72.$$

При наличии продольных напряжений расчетная толщина стенки пересчитывается:

$$\delta = \frac{n P D}{2 R \psi A n D} \text{ мм}$$

$$\delta = \frac{1,15 \cdot 1,6 \cdot 1,22}{2(293,17 \cdot 0,72 + 1,15 \cdot 1,6)} = 0,00525 \text{ м} \approx 9 \text{ мм}.$$

Полученное расчетное значение толщины стенки трубы округляется до ближайшего большего значения δ_n , предусмотренного государственными стандартами и техническими условиями.

Проверочный расчет на прочность и устойчивость заключается в сравнении фактических суммарных продольных напряжений и нагрузок при заданных технологических параметрах ремонта нефтепровода с расчетными (допускаемыми) их значениями. Если условия сравнения не выполняются, то следует изменить ранее выбранные значения технологических параметров с целью уменьшения возникающих напряжений. Например, уменьшить длину

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		71

подкопанного участка нефтепровода, повысить степень уплотнения подсыпанного под нефтепровод грунта. Далее проверочный расчет повторяется.

Прочность и устойчивость ремонтируемого участка нефтепровода проверяется по методике расчета и СП 36.13330.2012 по формуле:

$$\sigma_{np.N} \leq \psi_2 \cdot R_1, \quad (24)$$

где $\sigma_{np.N}$ – макс. суммарное продольное напряжение в поперечном сечении нефтепровода от расчетных нагрузок и воздействий, определяется по формуле:

$$\sigma_{np.N} = \sigma_t + \mu \sigma_{ки} \pm \sigma_u, \quad (25)$$

σ_t – продольное напряжение от разности температур стенки нефтепровода во время укладки при строительстве и во время ремонта, определяется по формуле:

$$\sigma_t = -\alpha E \cdot (T_p - T_{ук}) \quad (26)$$

$$\sigma_t = -1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 (293,2 - 241,2) = -128,544 \text{ МПа}$$

где $\alpha = 1,2 \cdot 10^{-5}$ – коэффициент линейного расширения металла труб;

$\mu = 0,3$ – коэффициент поперечной деформации;

$\sigma_{ки}$ – кольцевое напряжение в стенке нефтепровода от внутреннего давления, определяется по формуле:

$$\sigma_{кц} = \frac{nPD_B}{D_H - D_B} \quad (27)$$

$$\sigma_{кц} = \frac{1,15 \cdot 1,6 \cdot 1,196}{1,220 - 1,196} = 91,69 \text{ МПа}$$

где $n = 1,15$ – коэффициент надежности по нагрузке, принимается по СП 36.13330.2012;

$P = 1,6$ МПа – внутреннее давление на ремонтируемом участке;

$D_B = 1,196$ м – внутренний диаметр нефтепровода;

$D_H = 1,220$ м – наружный диаметр нефтепровода.

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		72

σ_u – суммарное максимальное напряжение изгиба следует определять по формуле:

$$\sigma_u = \pm \frac{\sqrt{(M_{\max} + M_{\text{вп}})^2 + M_z^2}}{W} = \pm \frac{\sqrt{1684,5^2 + \left(\frac{2,06 \cdot 10^8 \cdot 0,0543}{1000}\right)^2}}{0,00433 \cdot 10^3} = \pm 134,6 \text{ МПа} \quad (28)$$

где $M_{\text{вп}}$ – изгибающий момент в вертикальной плоскости от упругого изгиба нефтепровода. Для данного примера $M_{\text{вп}} = 0$;

M_z – изгибающий момент в горизонтальной плоскости, кН·м.

Изгибающие моменты определяются по формулам:

$$M_{\text{вп}} = \pm \frac{EI}{\rho_{\text{в}}} ; \quad M_z = \frac{EI}{\rho_z} , \quad (29)$$

где $\rho_{\text{в}} = \infty$ и $\rho_z = 1000$ – радиус упругого изгиба нефтепровода, соответственно в вертикальной и горизонтальной плоскостях, м.

При отсутствии упругого изгиба напряжение изгиба σ_u приравнивается к максимальному σ_u , которое выбирается по сводной таблице.

ψ_2 – коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла нефтепровода, определяется по формуле:

$$\psi_2 = \sqrt{1 - 0,75 \left[\frac{\sigma_{\text{кц}}}{R_1} \right]^2} - 0,5 \frac{\sigma_{\text{кц}}}{R_1} = \sqrt{1 - 0,75 \left[\frac{91,69}{293,18} \right]^2} - 0,5 \frac{91,69}{293,18} = 0,81 \quad (30)$$

$$\sigma_{\text{нр.Н1}} = -128,54 + 0,3 \cdot 91,69 + 134,6 = 33,564 \text{ МПа (в зоне растяжения);}$$

$$\sigma_{\text{нр.Н2}} = -128,54 + 0,3 \cdot 91,69 - 134,6 = -235,636 \text{ МПа (в зоне сжатия);}$$

$$\sigma_{\text{нр.Н1}} = 33,564 < \psi_2 \cdot R_1 = 0,81 \cdot 293,18 \text{ МПа;}$$

$$\sigma_{\text{нр.Н2}} = -235,636 < \psi_2 \cdot R_1 = 236,37 \text{ МПа.}$$

Условие прочности нефтепровода для заданных технологических параметров выполняется при тщательной подбивке грунта, подсыпанного под нефтепровод (без оставления пустых пазух под нефтепроводом).

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

Для предотвращения недопустимых пластических деформаций ремонтируемого участка нефтепровода проверка производится по условиям:

$$\sigma_{np}^H \leq \psi_3 \frac{m}{0,9 \cdot K_H} R_2^H, \quad (31)$$

$$\sigma_{кц}^H \leq \frac{m}{0,9 \cdot K_H} R_2^H, \quad (32)$$

где $\sigma_{кц}^H = \frac{P \cdot D_6}{2 \cdot \delta} = \frac{1,6 \cdot 1,22}{2 \cdot 0,012} = 79,7$ МПа – кольцевые напряжения от нормативного (рабочего) давления;

ψ_3 – коэффициент, принимаемый равным единице при растягивающих продольных напряжениях ($\sigma_{np}^H \geq 0$), при сжимающих ($\sigma_{np}^H < 0$) – определяется по формуле:

$$\psi_3 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{\sigma_{кц}^H}{\frac{m}{0,9 \cdot K_H} R_2^H} \right)^2} - 0,5 \frac{\sigma_{кц}^H}{\frac{m}{0,9 \cdot K_H} R_2^H} = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{79,7}{\frac{0,825}{0,9 \cdot 1,155} \cdot 410} \right)^2} - 0,5 \frac{79,7}{\frac{0,825}{0,9 \cdot 1,155} \cdot 410} = 0,85$$

$$\sigma_{np}^H = 235,64 < 0,85 \frac{0,825}{0,9 \cdot 1,155} 410 = 278,12 \text{ МПа},$$

$$\sigma_{кц}^H = 79,7 < \frac{0,825}{0,9 \cdot 1,155} \cdot 410 = 325,4 \text{ МПа}.$$

Условия проверки на предотвращение чрезмерных деформаций ремонтируемого участка нефтепровода выполняются.

Проверку общей устойчивости нефтепровода в продольном направлении следует производить из условия

$$S \leq m \cdot N_{кр}, \quad (33)$$

где S – эквивалентное продольное осевое усилие в сечении нефтепровода, определяется по формуле

$$S = (\mu \sigma_{кц} - \alpha E \Delta T) \cdot F = (0,3 \cdot 91,69 - 71,69) \cdot 0,0455 \cdot 10^3 = -4,6 \text{ кН}, \quad (34)$$

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		74

где F – площадь поперечного сечения нефтепровода, м^2 , определяется по формуле:

$$F = \frac{\pi}{4}(D_n^2 - D_g^2) = \frac{\pi}{4}(1,22^2 - 1,196^2) = 0,0455 \text{ м}^2. \quad (35)$$

Продольное критическое усилие определяется по формуле:

$$N_{кр} = \frac{\pi^2 EI}{(\nu L_0)^2} = \frac{\pi^2 \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 0,0543}{(0,85 \cdot 100)^2} \cdot 10^3 = 15,28 \text{ кН}, \quad (36)$$

где ν – коэффициент приведения длины для нефтепровода с заземленными концами, принимается по методике расчета. Для случая, когда один конец трубы находится в неразрушенном грунте, а второй – в разрыхленном грунте $\nu = 0,85$;

L_0 – длина участка нефтепровода между точками заземления, м.

$$m \cdot N_{кр} = 0,825 \cdot 15,28 = 12,606 \text{ кН}.$$

$$4,6 \text{ кН} < 12,6 \text{ кН}$$

Условие устойчивости нефтепровода в продольном направлении для заданных технологических параметров выполняются. При выполнении ремонтных работ с остановкой перекачки нефти (т.е. при отсутствии внутреннего давления в нефтепроводе) при расчете следует уменьшить длину земляной тумбы и длину подсыпанного участка.

Проверка возможности появления местных вмятин в сжатой зоне (или выпучивания стенки трубы) производится по формуле:

$$\sigma_{пр} \leq 0,95 \cdot \sigma_{кр}, \quad (37)$$

$$\text{где } \sigma_{кр} = \left(\frac{4,13}{\frac{R}{\delta}} + 0,85 \right) \cdot \sigma_T = \left(\frac{4,13}{\frac{0,550}{0,012}} + 0,85 \right) \cdot 410 = 386 \text{ МПа} \quad (38)$$

$$\sigma_{пр.2} = 235,636 < 0,95 \cdot \sigma_{кр} = 0,95 \cdot 386 = 366,7 \text{ МПа}.$$

Условие предотвращения появления вмятин в сжатой зоне ремонтируемого участка нефтепровода выполняется. При наличии дефектов стенки нефтепровода проверочные расчеты выполняются с учетом наличия и

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		75

параметров дефектов согласно методике расчета. Расчет произведен для двух параллельных линий.

6.2.2. Расчет трубопровода с диаметром 1020 мм.

Расчетная толщина стенки трубопровода δ , мм, определяется по формуле:

$$\delta = \frac{nPD_H}{2(R_1 + nP)} \quad (17)$$

где $n = 1.15$, коэффициент надежности по нагрузке – внутреннему рабочему давлению в трубопроводе (СП 36.13330.2012, таблица 14);

$P = 1.6$ МПа – рабочее давление в трубопроводе;

$D_H = 1,02$ м – наружный диаметр трубы;

R_1 – расчетное сопротивление растяжению, определяется по формуле:

$$R_1 = \frac{R'_1 \cdot m}{k_1 \cdot k_H} \quad (18)$$

где $R'_1 = 550$ МПа – нормативное сопротивление растяжению (сжатию) металла труб и сварных соединений, равное минимальному значению временного сопротивления;

$m = 0,825$ – коэффициент условий работы нефтепровода, принимаемый в зависимости от категории участка нефтепровода по СП 36.13330.2012;

$K_1 = 1,34$ – коэффициент надежности по материалу, принимается по СП 36.13330.2012;

$K_H = 1,155$ – коэффициент надежности по назначению нефтепровода, принимается по СП 36.13330.2012.

$$R_1 = \frac{550 \cdot 0,825}{1,34 \cdot 1,155} = 293,17 \text{ МПа,}$$

$$\delta = \frac{1,155 \cdot 1,6 \cdot 1,02}{2(293,17 + 1,15 \cdot 1,6)} = 0,0031 \text{ м} \approx 4 \text{ мм.}$$

Полученное расчетное значение толщины стенки трубы округляем до ближайшего большего значения δ_n , предусмотренного государственными

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		76

стандартами и техническими условиями. При расчете толщины стенки трубы запас на коррозию не предусматривается.

При наличии продольных осевых сжимающих напряжений толщину стенки следует определять из условия:

$$\sigma = \frac{nPD_n}{2R\psi_1 n t} \quad (19)$$

где ψ_1 – коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние труб, определяемый по формуле:

$$\psi_1 = 1 - \frac{\sigma_{npN}}{R} \quad (20)$$

где σ_{npN} – продольное осевое сжимающее напряжение, МПа, определяемое от расчетных нагрузок и воздействий с учетом упругопластической работы металла труб, определяется по формуле:

$$\sigma_{npN} = \frac{E \alpha \Delta t}{1 + \mu} \quad (21)$$

Основные физические характеристики стали для труб принимаем по таблице 13, СП 36.13330.2012.

где $\alpha = 1,2 \cdot 10^{-5} \text{ град}^{-1}$ – коэффициент линейного расширения металла трубы;

$E = 2,06 \cdot 10^5 \text{ МПа}$ – переменный параметр упругости (модуль Юнга);

$\mu = 0,3$ – коэффициент поперечной деформации;

$D_n = 1020 \text{ мм}$ – диаметр трубы.

Δt – расчетный температурный перепад.

Абсолютное значение максимального положительного или отрицательного температурного перепада определяем по формулам:

$$\Delta t_{(+)} = \frac{\mu \cdot R_1}{\alpha \cdot E}; \text{ град}; \quad (22)$$

$$\Delta t_{(-)} = \frac{(1 - \mu) R_1}{\alpha E} \cdot \text{град}. \quad (23)$$

$$\Delta t_{(+)} = \frac{0,3 \cdot 293,17}{1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5} = 35,58 \text{ } ^\circ\text{C},$$

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		77

$$\Delta t_{(-)} = \frac{(1 - 0,3) \cdot 293,17}{1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5} = 83,02 \text{ }^{\circ}\text{C}.$$

К дальнейшему расчету принимаем больший перепад температуры.

Находим величину продольных осевых сжимающих напряжений:

$$\sigma_{npN} = \frac{n P D}{2 \delta} \text{ МПа};$$

$$\sigma_{npN} = -1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 83,02 + 0,3 \cdot \frac{1,15 \cdot 1,6 \cdot 1,02}{0,004} = -95,19 \text{ МПа}.$$

Так как $\sigma_{npN} = (-)$ МПа – отрицательное значение, это означает, что присутствуют сжимающие напряжения. Тогда рассчитываем коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние труб ψ_1 .

$$\psi_1 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{|-95,19|}{293,17} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{|-95,19|}{293,17} = 0,80.$$

При наличии продольных напряжений расчетная толщина стенки пересчитывается:

$$\delta = \frac{n P D}{2 (\psi_1 \sigma_{\text{н}} + 1,6)}$$

$$\delta = \frac{1,15 \cdot 1,6 \cdot 1,02}{2(293,17 \cdot 0,80 + 1,15 \cdot 1,6)} = 0,00406 \text{ м} \approx 8 \text{ мм}.$$

Полученное расчетное значение толщины стенки трубы округляется до ближайшего большего значения δ_n , предусмотренного государственными стандартами и техническими условиями.

Проверочный расчет на прочность и устойчивость заключается в сравнении фактических суммарных продольных напряжений и нагрузок при заданных технологических параметрах ремонта нефтепровода с расчетными (допускаемыми) их значениями. Если условия сравнения не выполняются, то следует изменить ранее выбранные значения технологических параметров с целью уменьшения возникающих напряжений. Например, уменьшить длину подкопанного участка нефтепровода, повысить степень уплотнения подсыпанного под нефтепровод грунта. Далее проверочный расчет повторяется.

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		78

Прочность и устойчивость ремонтируемого участка нефтепровода проверяется по методике расчета и СП 36.13330.2012 по формуле:

$$\sigma_{np.N} \leq \psi_2 \cdot R_1, \quad (24)$$

где $\sigma_{np.N}$ – макс. суммарное продольное напряжение в поперечном сечении нефтепровода от расчетных нагрузок и воздействий, определяется по формуле:

$$\sigma_{np.N} = \sigma_t + \mu \sigma_{кц} \pm \sigma_u, \quad (25)$$

σ_t – продольное напряжение от разности температур стенки нефтепровода во время укладки при строительстве и во время ремонта, определяется по формуле:

$$\sigma_t = -\alpha E \cdot (T_p - T_{ук}) \quad (26)$$

$$\sigma_t = -1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 (293,2 - 241,2) = -128,544 \text{ МПа}$$

где $\alpha = 1,2 \cdot 10^{-5}$ – коэффициент линейного расширения металла труб;

$\mu = 0,3$ – коэффициент поперечной деформации;

$\sigma_{кц}$ – кольцевое напряжение в стенке нефтепровода от внутреннего давления, определяется по формуле:

$$\sigma_{кц} = \frac{nPD_B}{D_H - D_B} \quad (27)$$

$$\sigma_{кц} = \frac{1,15 \cdot 1,6 \cdot 0,996}{1,020 - 0,996} = 76,36 \text{ МПа}$$

где $n = 1,15$ – коэффициент надежности по нагрузке, принимается по СП 36.13330.2012;

$P = 1,6$ МПа – внутреннее давление на ремонтируемом участке;

$D_B = 0,996$ м – внутренний диаметр нефтепровода;

$D_H = 1,020$ м – наружный диаметр нефтепровода.

σ_u – суммарное максимальное напряжение изгиба следует определять по формуле:

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		79

$$\sigma_u = \pm \frac{\sqrt{(M_{\max} + M_{ep})^2 + M_z^2}}{W} = \pm \frac{\sqrt{1684,5^2 + \left(\frac{2,06 \cdot 10^8 \cdot 0,0543}{1000}\right)^2}}{0,00433 \cdot 10^3} = \pm 134,6 \text{ МПа} \quad (28)$$

где M_{ep} – изгибающий момент в вертикальной плоскости от упругого изгиба нефтепровода. Для данного примера $M_{ep} = 0$;

M_z – изгибающий момент в горизонтальной плоскости, кН·м.

Изгибающие моменты определяются по формулам:

$$M_{ep} = \pm \frac{EI}{\rho_v} \quad ; \quad M_z = \frac{EI}{\rho_z} \quad , \quad (29)$$

где $\rho_v = \infty$ и $\rho_z = 1000$ – радиус упругого изгиба нефтепровода, соответственно в вертикальной и горизонтальной плоскостях, м.

При отсутствии упругого изгиба напряжение изгиба σ_u приравнивается к максимальному σ_u , которое выбирается по сводной таблице.

ψ_2 – коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла нефтепровода, определяется по формуле:

$$\psi_2 = \sqrt{1 - 0,75 \left[\frac{\sigma_{кц}}{R_1} \right]^2} - 0,5 \frac{\sigma_{кц}}{R_1} = \sqrt{1 - 0,75 \left[\frac{76,36}{293,18} \right]^2} - 0,5 \frac{76,36}{293,18} = 0,84 \quad (30)$$

$$\sigma_{np.N1} = -128,54 + 0,3 \cdot 76,36 + 134,6 = 28,964 \text{ МПа (в зоне растяжения);}$$

$$\sigma_{np.N2} = -128,54 + 0,3 \cdot 91,69 - 134,6 = -240,236 \text{ МПа (в зоне сжатия);}$$

$$\sigma_{np.N1} = 28,964 < \psi_2 \cdot R_1 = 0,84 \cdot 293,18 \text{ МПа;}$$

$$\sigma_{np.N2} = -240,236 < \psi_2 \cdot R_1 = 247,44 \text{ МПа.}$$

Условие прочности нефтепровода для заданных технологических параметров выполняется при тщательной подбивке грунта, подсыпанного под нефтепровод (без оставления пустых пазух под нефтепроводом).

Для предотвращения недопустимых пластических деформаций ремонтируемого участка нефтепровода проверка производится по условиям:

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		80

$$\sigma_{np}^H \leq \psi_3 \frac{m}{0,9 \cdot K_H} R_2^H, \quad (31)$$

$$\sigma_{кц}^H \leq \frac{m}{0,9 \cdot K_H} R_2^H, \quad (32)$$

где $\sigma_{кц}^H = \frac{P \cdot D_6}{2 \cdot \delta} = \frac{1,6 \cdot 0,996}{2 \cdot 0,012} = 66,4$ МПа – кольцевые напряжения от

нормативного (рабочего) давления;

ψ_3 – коэффициент, принимаемый равным единице при растягивающих продольных напряжениях ($\sigma_{np}^H \geq 0$), при сжимающих ($\sigma_{np}^H < 0$) – определяется по формуле:

$$\psi_3 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{\sigma_{кц}^H}{\frac{m}{0,9 \cdot K_H} R_2^H} \right)^2} - 0,5 \frac{\sigma_{кц}^H}{\frac{m}{0,9 \cdot K_H} R_2^H} = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{66,4}{\frac{0,825}{0,9 \cdot 1,155} \cdot 410} \right)^2} - 0,5 \frac{66,4}{\frac{0,825}{0,9 \cdot 1,155} \cdot 410} = 0,88$$

$$\sigma_{np}^H = 240,236 < 0,8 \frac{0,825}{0,9 \cdot 1,155} 410 = 287,08 \text{ МПа},$$

$$\sigma_{кц}^H = 66,4 < \frac{0,825}{0,9 \cdot 1,155} \cdot 410 = 325,4 \text{ МПа}.$$

Условия проверки на предотвращение чрезмерных деформаций ремонтируемого участка нефтепровода выполняются.

Проверку общей устойчивости нефтепровода в продольном направлении следует производить из условия

$$S \leq m \cdot N_{кр}, \quad (33)$$

где S – эквивалентное продольное осевое усилие в сечении нефтепровода, определяется по формуле

$$S = (\mu \sigma_{кц} - \alpha E \Delta T) \cdot F = (0,3 \cdot 76,34 - 71,69) \cdot 0,038 \cdot 10^3 = -4,0 \text{ кН}, \quad (34)$$

где F – площадь поперечного сечения нефтепровода, м², определяется по формуле:

$$F = \frac{\pi}{4} (D_H^2 - D_6^2) = \frac{\pi}{4} (1,02^2 - 0,996^2) = 0,038 \text{ м}^2. \quad (35)$$

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		81

Продольное критическое усилие определяется по формуле:

$$N_{кр} = \frac{\pi^2 EI}{(\nu L_0)^2} = \frac{\pi^2 \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 0,0543}{(0,85 \cdot 100)^2} \cdot 10^3 = 15,28 \text{ кН}, \quad (36)$$

где ν – коэффициент приведения длины для нефтепровода с заземленными концами, принимается по методике расчета. Для случая, когда один конец трубы находится в неразрушенном грунте, а второй – в разрыхленном грунте $\nu = 0,85$;

L_0 – длина участка нефтепровода между точками заземления, м.

$$m \cdot N_{кр} = 0,825 \cdot 15,28 = 12,606 \text{ кН}.$$

$$4,0 \text{ кН} < 12,6 \text{ кН}$$

Условие устойчивости нефтепровода в продольном направлении для заданных технологических параметров выполняются. При выполнении ремонтных работ с остановкой перекачки нефти (т.е. при отсутствии внутреннего давления в нефтепроводе) при расчете следует уменьшить длину земляной тумбы и длину подсыпанного участка.

Проверка возможности появления местных вмятин в сжатой зоне (или выпучивания стенки трубы) производится по формуле:

$$\sigma_{пр} \leq 0,95 \cdot \sigma_{кр}, \quad (37)$$

$$\text{где } \sigma_{кр} = \left(\frac{4,13}{\frac{R}{\delta}} + 0,85 \right) \cdot \sigma_T = \left(\frac{4,13}{\frac{0,550}{0,012}} + 0,85 \right) \cdot 410 = 386 \text{ МПа} \quad (38)$$

$$\sigma_{пр.2} = 240,236 < 0,95 \cdot \sigma_{кр} = 0,95 \cdot 386 = 366,7 \text{ МПа}.$$

Условие предотвращения появления вмятин в сжатой зоне ремонтируемого участка нефтепровода выполняется. При наличии дефектов стенки нефтепровода проверочные расчеты выполняются с учетом наличия и параметров дефектов согласно методике расчета. Расчет произведен для двух параллельных линий.

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		82

6.2.3. Расчет трубопровода с диаметром 630 мм.

Расчетная толщина стенки трубопровода δ , мм, определяется по формуле:

$$\delta = \frac{n P D_H}{2(R_1 + n P)} \quad (17)$$

где $n = 1.15$, коэффициент надежности по нагрузке – внутреннему рабочему давлению в трубопроводе (СП 36.13330.2012, таблица 14);

$P = 1.6$ МПа – рабочее давление в трубопроводе;

$D_H = 0,63$ м – наружный диаметр трубы;

R_1 – расчетное сопротивление растяжению, определяется по формуле:

$$R_1 = \frac{R_1' \cdot m}{k_1 \cdot k_H} \quad (18)$$

где $R_1' = 550$ МПа – нормативное сопротивление растяжению (сжатию) металла труб и сварных соединений, равное минимальному значению временного сопротивления;

$m = 0,825$ – коэффициент условий работы нефтепровода, принимаемый в зависимости от категории участка нефтепровода по СП 36.13330.2012;

$K_1 = 1,34$ – коэффициент надежности по материалу, принимается по СП 36.13330.2012;

$K_H = 1,155$ – коэффициент надежности по назначению нефтепровода, принимается по СП 36.13330.2012.

$$R_1 = \frac{550 \cdot 0,825}{1,34 \cdot 1,155} = 293,17 \text{ МПа,}$$

$$\delta = \frac{1,155 \cdot 1,6 \cdot 0,63}{2(293,17 + 1,15 \cdot 1,6)} = 0,0021 \text{ м} \approx 3 \text{ мм.}$$

Полученное расчетное значение толщины стенки трубы округляем до ближайшего большего значения δ_n , предусмотренного государственными стандартами и техническими условиями. При расчете толщины стенки трубы запас на коррозию не предусматривается.

					Расчетная часть	Лист
						83
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

При наличии продольных осевых сжимающих напряжений толщину стенки следует определять из условия:

$$\delta = \frac{nPD_n}{R\psi_1 \sigma_{npN}} \quad (19)$$

где ψ_1 – коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние труб, определяемый по формуле:

$$\psi_1 = \sqrt{1 - \frac{\sigma_{npN}}{R}} \quad (20)$$

где σ_{npN} – продольное осевое сжимающее напряжение, МПа, определяемое от расчетных нагрузок и воздействий с учетом упругопластической работы металла труб, определяется по формуле:

$$\sigma_{npN} = \frac{E \alpha \Delta t}{1 - \mu} \quad (21)$$

Основные физические характеристики стали для труб принимаем по таблице 13, СП 36.13330.2012.

где $\alpha = 1,2 \cdot 10^{-5} \text{ град}^{-1}$ – коэффициент линейного расширения металла трубы;

$E = 2,06 \cdot 10^5 \text{ МПа}$ – переменный параметр упругости (модуль Юнга);

$\mu = 0,3$ – коэффициент поперечной деформации;

$D_n = 630 \text{ мм}$ – диаметр трубы.

Δt – расчетный температурный перепад.

Абсолютное значение максимального положительного или отрицательного температурного перепада определяем по формулам:

$$\Delta t_{(+)} = \frac{\mu \cdot R_1}{\alpha \cdot E}; \text{ град}; \quad (22)$$

$$\Delta t_{(-)} = \frac{(1 - \mu) R}{\alpha E} \cdot \text{град}. \quad (23)$$

$$\Delta t_{(+)} = \frac{0,3 \cdot 293,17}{1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5} = 35,58 \text{ } ^\circ\text{C},$$

$$\Delta t_{(-)} = \frac{(1 - 0,3) \cdot 293,17}{1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5} = 83,02 \text{ } ^\circ\text{C}.$$

К дальнейшему расчету принимаем больший перепад температуры.

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		84

Находим величину продольных осевых сжимающих напряжений:

$$\sigma_{npN} = \frac{nPD}{\delta} \text{ МПа};$$

$$\sigma_{npN} = -1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 83,02 + 0,3 \cdot \frac{1,15 \cdot 1,6 \cdot 1,02}{0,003} = -40,18 \text{ МПа.}$$

Так как $\sigma_{npN} = (-)$ МПа – отрицательное значение, это означает, что присутствуют сжимающие напряжения. Тогда рассчитываем коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние труб ψ_1 .

$$\psi_1 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{|-40,18|}{293,17} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{|-40,18|}{293,17} = 0,92.$$

При наличии продольных напряжений расчетная толщина стенки пересчитывается:

$$\delta = \frac{nPD}{2(R\psi_1 + D)} \text{ мм}$$

$$\delta = \frac{1,15 \cdot 1,6 \cdot 0,63}{2(293,17 \cdot 0,92 + 1,15 \cdot 1,6)} = 0,00212 \text{ м} \approx 2 \text{ мм.}$$

Полученное расчетное значение толщины стенки трубы округляется до ближайшего большего значения δ_n , предусмотренного государственными стандартами и техническими условиями.

Проверочный расчет на прочность и устойчивость заключается в сравнении фактических суммарных продольных напряжений и нагрузок при заданных технологических параметрах ремонта нефтепровода с расчетными (допускаемыми) их значениями. Если условия сравнения не выполняются, то следует изменить ранее выбранные значения технологических параметров с целью уменьшения возникающих напряжений. Например, уменьшить длину подкопанного участка нефтепровода, повысить степень уплотнения подсыпанного под нефтепровод грунта. Далее проверочный расчет повторяется.

Прочность и устойчивость ремонтируемого участка нефтепровода проверяется по методике расчета и СП 36.13330.2012 по формуле:

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		85

$$\sigma_{np.N} \leq \psi_2 \cdot R_1, \quad (24)$$

где $\sigma_{np.N}$ – макс. суммарное продольное напряжение в поперечном сечении нефтепровода от расчетных нагрузок и воздействий, определяется по формуле:

$$\sigma_{np.N} = \sigma_t + \mu \sigma_{кц} \pm \sigma_u, \quad (25)$$

σ_t – продольное напряжение от разности температур стенки нефтепровода во время укладки при строительстве и во время ремонта, определяется по формуле:

$$\sigma_t = -\alpha E \cdot (T_p - T_{ук}) \quad (26)$$

$$\sigma_t = -1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 (293,2 - 241,2) = -128,544 \text{ МПа}$$

где $\alpha = 1,2 \cdot 10^{-5}$ – коэффициент линейного расширения металла труб;

$\mu = 0,3$ – коэффициент поперечной деформации;

$\sigma_{кц}$ – кольцевое напряжение в стенке нефтепровода от внутреннего давления, определяется по формуле:

$$\sigma_{кц} = \frac{nPD_B}{D_H - D_B} \quad (27)$$

$$\sigma_{кц} = \frac{1,15 \cdot 1,6 \cdot 0,614}{0,630 - 0,614} = 70,61 \text{ МПа}$$

где $n = 1,15$ – коэффициент надежности по нагрузке, принимается по СП 36.13330.2012;

$P = 1,6$ МПа – внутреннее давление на ремонтируемом участке;

$D_B = 0,614$ м – внутренний диаметр нефтепровода;

$D_H = 0,630$ м – наружный диаметр нефтепровода.

σ_u – суммарное максимальное напряжение изгиба следует определять по формуле:

$$\sigma_u = \pm \frac{\sqrt{(M_{\max} + M_{ep})^2 + M_z^2}}{W} = \pm \frac{\sqrt{1684,5^2 + \left(\frac{2,06 \cdot 10^8 \cdot 0,0543}{1000}\right)^2}}{0,00433 \cdot 10^3} = \pm 134,6 \text{ МПа} \quad (28)$$

					Расчетная часть	Лист
						86
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

где $M_{\text{ер}}$ – изгибающий момент в вертикальной плоскости от упругого изгиба нефтепровода. Для данного примера $M_{\text{ер}} = 0$;

M_z – изгибающий момент в горизонтальной плоскости, кН·м.

Изгибающие моменты определяются по формулам:

$$M_{\text{ер}} = \pm \frac{EI}{\rho_{\text{в}}} ; \quad M_z = \frac{EI}{\rho_z} , \quad (29)$$

где $\rho_{\text{в}} = \infty$ и $\rho_z = 1000$ – радиус упругого изгиба нефтепровода, соответственно в вертикальной и горизонтальной плоскостях, м.

При отсутствии упругого изгиба напряжение изгиба σ_u приравнивается к максимальному σ_u , которое выбирается по сводной таблице.

ψ_2 – коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла нефтепровода, определяется по формуле:

$$\psi_2 = \sqrt{1 - 0,75 \left[\frac{\sigma_{\text{кц}}}{R_1} \right]^2} - 0,5 \frac{\sigma_{\text{кц}}}{R_1} = \sqrt{1 - 0,75 \left[\frac{70,61}{293,18} \right]^2} - 0,5 \frac{70,61}{293,18} = 0,86 \quad (30)$$

$$\sigma_{\text{нр.}N1} = -128,54 + 0,3 \cdot 70,61 + 134,6 = 27,239 \text{ МПа (в зоне растяжения);}$$

$$\sigma_{\text{нр.}N2} = -128,54 + 0,3 \cdot 70,61 - 134,6 = -241,961 \text{ МПа (в зоне сжатия);}$$

$$\sigma_{\text{нр.}N1} = 27,239 < \psi_2 \cdot R_1 = 0,86 \cdot 293,18 \text{ МПа;}$$

$$\sigma_{\text{нр.}N2} = -241,961 < \psi_2 \cdot R_1 = 251,42 \text{ МПа.}$$

Условие прочности нефтепровода для заданных технологических параметров выполняется при тщательной подбивке грунта, подсыпанного под нефтепровод (без оставления пустых пазух под нефтепроводом).

Для предотвращения недопустимых пластических деформаций ремонтируемого участка нефтепровода проверка производится по условиям:

$$\sigma_{\text{нр}}^H \leq \psi_3 \frac{m}{0,9 \cdot K_H} R_2^H , \quad (31)$$

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		87

$$\sigma_{\kappa\zeta}^H \leq \frac{m}{0,9 \cdot K_H} R_2^H, \quad (32)$$

где $\sigma_{\kappa\zeta}^H = \frac{P \cdot D_6}{2 \cdot \delta} = \frac{1,6 \cdot 0,614}{2 \cdot 0,008} = 61,4$ МПа – кольцевые напряжения от нормативного (рабочего) давления;

ψ_3 – коэффициент, принимаемый равным единице при растягивающих продольных напряжениях ($\sigma_{np}^H \geq 0$), при сжимающих ($\sigma_{np}^H < 0$) – определяется по формуле:

$$\psi_3 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{\sigma_{\kappa\zeta}^H}{\frac{m}{0,9 \cdot K_H} R_2^H} \right)^2} - 0,5 \frac{\sigma_{\kappa\zeta}^H}{\frac{m}{0,9 \cdot K_H} R_2^H} = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{61,4}{\frac{0,825}{0,9 \cdot 1,155} \cdot 410} \right)^2} - 0,5 \frac{61,4}{\frac{0,825}{0,9 \cdot 1,155} \cdot 410} = 0,89$$

$$\sigma_{np}^H = 241,961 < 0,89 \frac{0,825}{0,9 \cdot 1,155} \cdot 410 = 290,32 \text{ МПа,}$$

$$\sigma_{\kappa\zeta}^H = 61,4 < \frac{0,825}{0,9 \cdot 1,155} \cdot 410 = 325,4 \text{ МПа.}$$

Условия проверки на предотвращение чрезмерных деформаций ремонтируемого участка нефтепровода выполняются.

Проверку общей устойчивости нефтепровода в продольном направлении следует производить из условия

$$S \leq m \cdot N_{кр}, \quad (33)$$

где S – эквивалентное продольное осевое усилие в сечении нефтепровода, определяется по формуле

$$S = (\mu \sigma_{\kappa\zeta} - \alpha E \Delta T) \cdot F = (0,3 \cdot 70,61 - 71,69) \cdot 0,0156 \cdot 10^3 = -1,7 \text{ кН,} \quad (34)$$

где F – площадь поперечного сечения нефтепровода, м², определяется по формуле:

$$F = \frac{\pi}{4} (D_n^2 - D_6^2) = \frac{\pi}{4} (0,63^2 - 0,614^2) = 0,0156 \text{ м}^2. \quad (35)$$

Продольное критическое усилие определяется по формуле:

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		88

$$N_{кр} = \frac{\pi^2 EI}{(\nu L_0)^2} = \frac{\pi^2 \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 0,0543}{(0,85 \cdot 30)^2} \cdot 10^3 = 169,8 \text{ кН}, \quad (36)$$

где ν – коэффициент приведения длины для нефтепровода с заземленными концами, принимается по методике расчета. Для случая, когда один конец трубы находится в неразрушенном грунте, а второй – в разрыхленном грунте $\nu = 0,85$;

L_0 – длина участка нефтепровода между точками заземления, м.

$$m \cdot N_{кр} = 0,825 \cdot 169,8 = 140,085 \text{ кН}.$$

$$1,7 \text{ кН} < 140,085 \text{ кН}$$

Условие устойчивости нефтепровода в продольном направлении для заданных технологических параметров выполняются. При выполнении ремонтных работ с остановкой перекачки нефти (т.е. при отсутствии внутреннего давления в нефтепроводе) при расчете следует уменьшить длину земляной тумбы и длину подсыпанного участка.

Проверка возможности появления местных вмятин в сжатой зоне (или выпучивания стенки трубы) производится по формуле:

$$\sigma_{пр} \leq 0,95 \cdot \sigma_{кр}, \quad (37)$$

$$\text{где } \sigma_{кр} = \left(\frac{4,13}{\frac{R}{\delta}} + 0,85 \right) \cdot \sigma_T = \left(\frac{4,13}{\frac{0,550}{0,008}} + 0,85 \right) \cdot 410 = 373 \text{ МПа} \quad (38)$$

$$\sigma_{пр.2} = 241,961 < 0,95 \cdot \sigma_{кр} = 0,95 \cdot 373 = 354,47 \text{ МПа}.$$

Условие предотвращения появления вмятин в сжатой зоне ремонтируемого участка нефтепровода выполняется. При наличии дефектов стенки нефтепровода проверочные расчеты выполняются с учетом наличия и параметров дефектов согласно методике расчета. Расчет произведен для двух параллельных линий.

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		89

6.3 Расчет срока службы стального трубопровода (класс прочности К56)

Рассчитаем срок службы стального трубопровода из сталей класса прочности К56. Для трубопровода срок службы T будет равен по [30]:

$$T = t + \frac{\delta - \delta'}{v_{\text{кор}}}, \quad (39)$$

где t – срок службы, заданный заказчиком, год;

δ – принятая толщина стенки трубопровода, мм;

δ' – рассчитанная толщина стенки трубопровода, мм;

$v_{\text{кор}}$ – скорость коррозии для стали класса прочности К56, мм/год.

Для трубопровода диаметром 1220 срок службы T будет равен:

$$T = 30 + \frac{12 - 9}{0,2} = 45 \text{ лет}$$

Для трубопровода диаметром 1020 срок службы T будет равен:

$$T = 30 + \frac{12 - 8}{0,2} = 50 \text{ лет}$$

Для трубопровода диаметром 630 срок службы T будет равен:

$$T = 30 + \frac{8 - 7}{0,2} = 35 \text{ лет}$$

6.4 Очистка силами подрядной организации

Очистка осуществлялась группой обученных людей с применением альпинистского снаряжения, предназначенного для работы на высоте.

Затраты на очистку одного резервуара (РВСП-20000, РВС-20000) составляют 203 693,19 руб.

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		90

6.4.1. Очистка с крыши стенок резервуара собственными силами

Очистка осуществлялась путем поливки раствором щавелевой кислоты с крыши резервуара.

Затраты складываются из стоимости щавелевой кислоты и оплаты труда рабочему персоналу, задействованному в данном виде работ.

Т а б л и ц а №4- Расчёт стоимости материалов на 1 очистку 1 резервуара:

Наименование материала	Цена за ед., руб.	Количество, кг	Стоимость, руб.
Щавелевая кислота	83,33	300,00	29 998,00

Т а б л и ц а №5 - Расчет заработной платы на 1 очистку 1 резервуара:

Должность	Слесарь РТУ
Количество человек	4
Разряд	4
Время, необходимое для проведения работ, час.	72
Заработная плата (за отработанное время), руб.	68708,28
Страховые взносы (30,2%) (за отработанное время), руб.	20749,9
Итого оплата труда (за отработанное время), руб.	89458,18

Общая сумма затрат при очистке данным методом одного резервуара (РВСП-20000, РВС-20000) составляет: 29 998,00 + 89458,18=119 456,18 руб.

6.4.2. Очистка наружной поверхности стенки резервуара щавелевой кислотой через систему орошения резервуара

Очистка происходит путем подачи раствора щавелевой кислоты в систему орошения резервуара с последующей очисткой стенки.

Затраты складываются из стоимости амортизации оборудования, щавелевой кислоты и оплаты труда рабочему персоналу.

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		91

Т а б л и ц а №6- Расчет амортизации оборудования на 1 очистку 1 резервуара:

Наименование оборудования	Насосный агрегат для подачи раствора – ЦНС 150-50	Ёмкость исходного раствора – (ВХН-5)
Количество оборудования, шт.	1	1
Стоимость оборудования, руб.	350000,00	70000,00
Срок полезного использования, мес.	37	37
Годовая амортизация оборудования, руб.	113513,51	22702,70
Количество резервуаров, планируемых к очистке за 1 год, шт.	8	8
Годовая амортизация оборудования в расчёте на 1 резервуар*	11351,35	2270,27

*- оборудование приобретается исключительно для очистки резервуаров, в связи с чем в расчет приняты затраты по амортизации в полной сумме.

Т а б л и ц а №7- Расчёт стоимости материалов на 1 очистку 1 резервуара:

Наименование материала	Цена за ед., руб.	Количество, кг	Стоимость, руб.
Щавелевая кислота	83,33	300,00	29 998,00

Т а б л и ц а №8- Расчет заработной платы на 1 очистку 1 резервуара:

Должность	Слесарь РТУ
Кол-во человек	2
Разряд	4
Время, необходимое для проведения работ, час.	6
Заработная плата (за отработанное время), руб.	6246,21

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		92

Страховые взносы (30,2%) (за отработанное время), руб.	1886,35
Итого оплата труда (за отработанное время), руб.	8132,56

Общая сумма затрат при очистке данным методом одного резервуара (РВСП-20000, РВС-20000) составит: $11351,35 + 2270,27 + 29\,998,00 + 8132,56 = 51\,752,18$ руб.

Т а б л и ц а №9- Свод затрат

	Очистка силами подрядной организации.	Очистка с крыши резервуара собственными силами	Очистка предлагаемым методом
Описание метода	Очистка происходила группой обученных людей с применением альпинистского снаряжения, предназначенного для работы на высоте.	Очистка происходила путем поливки раствором щавелевой кислоты с крыши резервуара	Очистка происходит путем подачи раствора щавелевой кислоты в систему орошения резервуара с последующей очисткой стенки
Финансовые затраты	203 693,19 руб. – за один резервуар (РВСП-20000, РВС-20000)	119 456,18 руб. – за один резервуар (РВСП-20000, РВС-20000)	51 752,18 руб. – за один резервуар (РВСП-20000, РВС-20000)
Затрачиваемое время	3 дня (4 человека)	3 дня (4 человека) эффект полной очистки не достигается	6 часов (Для сбора установки и замешивания раствора 2 человека, для контроля 1 человек)

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		93

Итог (затрачиваемое время/затраты на 1 очистку 1 резервуара)	72 часа / 203 693,19 руб.	72 часа / 119 456,18 руб.	6 часов / 51 752,18 руб.
--	------------------------------	------------------------------	-----------------------------

Были рассмотрены три метода для очистки наружной поверхности стенки резервуара, которые позволяют поддерживать антикоррозионное лакокрасочное покрытие резервуара в нормативном состоянии. Альтернативный метод позволяет осуществлять очистку собственными силами, с целью уменьшения затрат и повышения безопасности при проведении работ.

					Расчетная часть	Лист
						94
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

**ЗАДАНИЕ К РАЗДЕЛУ
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ11	Арестов Андрей Алексеевич

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение школы (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	21.04.01 «Надежность и безопасность объектов транспорта и хранения углеводородов»

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Оценка стоимости материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих ресурсов на проведение мероприятий по снижению потерь нефти и нефтепродуктов в резервуаре
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	1. СТО Газпром РД 1.12-096-2004 2. Единые нормы времени и расценки на техническое диагностирование оборудования, сооружений и трубопроводов 3. РД 153-112-017-97 Инструкция по диагностике и оценке остаточного ресурса вертикальных стальных резервуаров
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Налоговый кодекс Российской Федерации (1 часть) ФЗ №146 от 31.07.1998 в ред. от 28.03.2023 Налоговый кодекс Российской Федерации (2 часть) ФЗ №117 от 05.08.2000 в ред. от 28.04.2023

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ	Обоснование перспективности исследования установки улавливания легких фракций
2. Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок	Расчет доходов и затрат при проведении исследования установки улавливания легких фракций и технического диагностирования резервуара
3. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности	Оценка экономической эффективности при использовании установки улавливания легких фракций и при проведении технического диагностирования резервуара

Перечень графического материала:

1. Оценка конкурентоспособности научно-технического исследования
2. Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности НТИ
3. Расчеты по техническому диагностированию

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОНД	Шарф И.В.	д.э.н., доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ11	Арестов Андрей Алексеевич		

РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Сегодня очень важно уделять внимания ресурсо- и энергосбережению в процессе транспортировки и хранения нефти, так как это приносит материальный и экологический ущерб. В магистерской диссертации рассматриваются различные системы и оборудование по повышению надежности и безопасности резервуарного парка. Одной из важных проблем трубопроводного транспорта нефти является проблема потерь нефти при хранении ее в резервуаре, улетучивание углеводородов в процессе «дыханий» резервуара.

Сокращение потерь нефти при эксплуатации резервуаров является актуальной проблемой при хранении нефти в товарных резервуарах, поэтому вопросы, связанные с сокращением потерь нефти, решаются уже на стадии проектирования, сооружения и эксплуатации резервуаров. Различные методы, направленные на сокращение потерь нефти из резервуаров, имеют свои особенности в разработке проекта и эксплуатации нефтепродуктопроводов.

7.1 Потенциальные потребители результатов исследования

Продукт: оборудование для снижения потерь нефти/нефтепродуктов в резервуаре. Целевой рынок: нефтяные компании.

Таблица 10 – Карта сегментирования рынка услуг

		Оборудование		
		УУЛФ	ГО без газосборника	Понтон
Размер	Крупные			
	Средние			
	Мелкие			

					Разработка мероприятий по повышению надежности резервуарного парка НПС «Парабель»			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.	Арестов А.А.				Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.	Саруев А.Л.						96	151
Консульт.						Отделение нефтегазового дела Группа 2БМ11		
Рук-ль ООП	Шадрина А.В.							

Как видно из карты сегментирования, наибольший интерес представляют крупные и средние компании.

7.2 Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

Детальный анализ конкурирующих разработок, существующих на рынке, необходимо проводить систематически, поскольку рынки пребывают в постоянном движении. Такой анализ помогает вносить коррективы в научное исследование, чтобы успешнее противостоять своим соперникам. Важно реалистично оценить сильные и слабые стороны разработок конкурентов. Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения позволяет провести оценку сравнительной эффективности научной разработки и определить направления для ее будущего повышения. Целесообразно проводить данный анализ с помощью оценочной карты.

Таблица 11 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений

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							
Повышение производительности	0,2	5	3	2	1	0,6	0,4
Удобство в эксплуатации	0,08	4	4	3	0,32	0,32	0,24
Энергоэкономичность	0,07	3	4	5	0,21	0,28	0,35
Надежность	0,1	5	4	4	0,5	0,4	0,4
Уровень шума	0,03	3	4	5	0,09	0,12	0,15
Безопасность	0,08	5	5	4	0,4	0,4	0,32
Простота эксплуатации	0,05	4	4	5	0,2	0,2	0,25
Экономические критерии оценки эффективности							
Конкурентоспособность продукта	0,07	5	3	3	0,35	0,21	0,21
Уровень проникновения на рынок	0,04	4	4	4	0,16	0,16	0,16
Цена	0,11	2	4	5	0,22	0,44	0,55
Предполагаемый срок эксплуатации	0,17	5	3	3	0,85	0,51	0,51

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		97

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Б _ф	Б _{к1}	Б _{к2}	К _ф	К _{к1}	К _{к2}
Итого	1	45	42	43	4,3	3,64	3,54

где Б_ф – Установка улавливая легких фракций;

Б_{к1} – Газовая обвязка без конденсатосборника;

Б_{к2} – Понтон.

По таблице 2 видно, что наиболее эффективно использовать установку улавливания легких фракций, так же она является наиболее конкурентоспособным к другому виду, так как обладает рядом преимуществ, например, удобство в эксплуатации и наиболее надежной установкой.

$$K_1 = \frac{45}{42} = 1,07, \quad (40)$$

7.3 Расчет капитальных затрат

Одним из основных показателей при расчете экономической эффективности являются капитальные затраты. Они состоят из двух составляющих: капитальные вложения на проектирование и капитальные вложения на реализацию проекта.

Таблица 12 - Основные технические характеристики для установки УЛФ

№п/п	Параметры	Ед. измерения	Значение
1	Управление	-	Автоматизированное
2	Емкость резервуара	М ³	V= 20 000
3	Срок службу УЛФ	лет	20
4	Нефть	Руб/М ³	31 324,2
5	Фактическая приемка нефти	м ³ /год	160 000
6	Годовой выброс нефти от дыханий	М ³ /год	195,5
7	Годовые выплаты за выброс УВ до установки УЛФ	Руб.	21 395 520
8	Годовые выплаты за выброс УВ после установки УЛФ	Руб.	1 497 686

Капитальные вложения на проектирование средств УЛФ, согласно смете, составляют:

$$K_{пр} = 2\,561\,773 \text{ руб.}$$

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		98

Капитальные вложения на реализацию проекта включает:

Таблица 13 – Основанные составляющие капитальных вложений

Наименование оборудования	Един. изм	Кол-во	Цена за единицу, руб.	Всего, руб.
Площадка для установки УЛФ	шт.	1	264 224	264 224
Площадка дренажной емкости	Шт.	1	350 677	350 677
Дыхательный клапан УЛФ	шт.	1	819 996	819 996
Газовая обвязка	шт.	1	179 855	179 855
Насос	шт.	1	106 320	106 320
Емкость	шт.	1	655 721	655 721
Электрические сети, сети КИП и ватоматики	шт.	1	134 750	134 750
Затраты на монтаж				1 066 231
Транспортные затраты на доставку оборудования				50 230
Итого				2 561 773

7.4 Расчет эксплуатационных затрат

Таблица 14 - Годовые расходы на электроэнергию

Плата за электроэнергию, руб.
2 615 911,2

В состав сметных расценок на эксплуатацию УЛФ ($C_{\text{маш.ч}}$) входят следующие статьи затрат (руб./маш.ч):

$$C_{\text{маш}} = A + P + B + З + Э + C + Г + П, \text{ где}$$

A – амортизационные отчисления на полное восстановление;

Р – затраты на выполнение всех видов ремонта, диагностирование и техническое обслуживание;

Б – затраты на замену быстроизнашивающихся частей;

З – оплата труда рабочих;

Э – затраты на энергоносители;

С – затраты на смазочные материалы;

Г – затраты на гидравлическую и охлаждающую жидкость;

П – затраты на перебазировку машин с одной строительной площадки (базы механизации) на другую.

Таблица 15 – Перечень составляющих эксплуатационные затраты

Название, единица измерения	Обозначение	Значение
Амортизационные отчисления на полное восстановление, руб./маш.-час	А	13,25
Затраты на выполнение всех видов ремонта, диагностирование и техническое обслуживание, руб./маш.-час	Р	34,25
Затраты на замену быстроизнашивающихся частей, руб./маш.-час	Б	4,57
Оплата труда рабочих, руб.	З	11849,23
Затраты на энергоносители, руб./маш.-час	Э	11,34
Затраты на смазочные материалы, руб./маш.-час	С	5,15
Затраты на гидравлическую и охлаждающую жидкость*, руб./маш.-час	Г	0
Затраты на перебазировку машин с одной строительной площадки (базы механизации) на другую, руб.	П	10000

*- затраты на гидравлическую и охлаждающую жидкость не требуются для данного вида оборудования.

Смета на эксплуатацию машин:

$$C_{\text{маш}} = A + P + Б + Э + С + Г = 68,56 \text{ руб./маш.-час}$$

Стоимость эксплуатации в год:

$$C = C_{\text{маш}} \times T + П + З = 622\,434,8 \text{ руб./маш.-год}$$

7.5 Расчет экономической эффективности

Оценка экономической эффективности является ключевым этапом в расчете, при котором определяются индекс доходности капитальных вложений, срок окупаемости, чистый дисконтированный доход.

В качестве выручки принимается экономия на затратах при оптимизации за 20 лет.

Экономическую целесообразность внедрения УУЛФ можно определить в соответствии с вычислением годового экономического эффекта по формуле:

$$\mathcal{E} = (S_{s1} - S_{s2}) \cdot Q \cdot E_n - ДК$$

$$\mathcal{E} = 191,68 \cdot 31\,324,2 - 0,15 \cdot 89\,538 = 5\,990\,792 \text{ руб.}$$

где E_n – нормативный коэффициент, $E_n=0,15$;

ДК – дополнительные капитальные вложения, руб.;

Q – планируемое годовое улавливание, м³;

Т.к. $\mathcal{E} > 0$, следовательно внедрение установки в эксплуатацию можно считать эффективным с экономической точки зрения.

Таблица 16 – Экономические показатели

№ п/п	Показатели	Ед. изм.	2023–2043
1	Капитальные затраты	руб	2 561 773
2	Расходы на электроэнергию	руб	2 615 911
3	Эксплуатационные затраты	руб	622434,83
4	Экономический эффект внедрения УУЛФ	руб	5 990 792
5	Налог на прибыль (20 %)	руб	1 198 158
6	Итого налоги после внедрения УУЛФ	руб	4 436 504
7	Чистая прибыль	руб	1 554 288
8	Чистый дисконтированный доход после внедрения УУЛФ	руб	5329762,8
9	Внутренняя норма доходности	%	25
10	Срок окупаемости (простой)	годы	1,2
11	Срок окупаемости дисконтированный	годы	1,7

7.6 Техническое диагностирование

Для проведения исследования будет проводиться техническая диагностика резервуара вертикального стального, конструкция которого является наиболее выгодной для применения в НИР. Кроме того, данный

расчет необходим для того, чтобы определить и обосновать в дальнейшем на каком этапе возможно сокращение затрат на проведение технического диагностирования.

Проведение технического диагностирования является неотъемлемой частью экспертизы промышленной безопасности, которая позволяет определить техническое состояние резервуара, а также оценить возможности, условия и сроки для продолжения его эксплуатации. Так как строительство новых резервуарных парков является длительным и финансово затратным процессом, то возможность продления срока эксплуатации сооружения (резервуара) является альтернативным решением данной проблемы.

Для определения оптимальных экономических затрат на проведение технического диагностирования, проведем анализ всех видов работ с учетом норм времени и себестоимости на их выполнение, а также произведем расчет стоимости всего комплекса работ

Расчет норм времени на выполнение работ при техническом диагностировании оборудования, сооружений и трубопроводов.

Норму времени на выполнение работы при техническом диагностировании оборудования, сооружений и трубопроводов в наиболее распространенных условиях (Н), чел.-ч, определяют по формуле:

$$H = T_{\text{оп}} (1 + K_{\text{п.з.}} + K_{\text{от.}}), \quad (41)$$

где $T_{\text{оп}}$ – оперативное время, чел.-ч;

$K_{\text{п.з.}}$ – коэффициент, учитывающий время на подготовительно-заключительные работы и обслуживание рабочего места (принимается по фотохронометражным наблюдениям), $K_{\text{п.з.}} = 0,07$;

$K_{\text{от.}}$ – коэффициент, учитывающий время на отдых и личные надобности в соответствии с методическими рекомендациями «Определение нормативов на отдых и личные надобности», $K_{\text{от.}} = 0,1$.

Норму времени на выполнение работы при диагностировании в особых условиях ($H_{\text{ос.ус.}}$), чел.-ч, определяют по формуле:

$$H_{\text{ос.ус.}} = H \cdot K_{\text{ус.}} \cdot K_{\text{тр.}}, \quad (42)$$

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		102

где – $K_{ус.}$ – поправочный коэффициент, учитывающий особые условия работы. Величины $K_{ус.}$

$K_{тр.}$ – поправочный коэффициент, учитывающий транспортные затраты. Величины $K_{тр.}$

Таблица 17 – Значение поправочного коэффициента $K_{ус.}$

Условия выполнения работ	Величина поправочного коэффициента
1. Выполнение работ с применением монтажного пояса	1,25
2. Выполнение работ в закрытых сосудах, аппаратах, резервуарах	2,00
3. Выполнение работ на действующих производствах с вредными условиями труда	1,25
4. Выполнение работ в зимнее время на открытом воздухе. Температура воздуха на рабочем месте отрицательная, °С :	
от 0 до минус 10	1,10
от минус 10 до минус 20	1,15
от минус 20 до минус 30	1,20
от минус 30 до минус 40	1,25
ниже минус 40	1,30
5. Выполнение работ в стесненном положении (на высоте, в углублениях)	1,10
6. Техническое диагностирование оборудования, имеющего налет (повышенную коррозию, грязь) свыше 3 мм	1,20
7. Выполнение работ в специальной одежде, с вентиляцией или применением химических реагентов, в шланговом противогазе	1,30
8. Выполнение работ на грузоподъемных машинах с пролетом более 25 м, за каждые 5 м	1,05
9. Выполнение работ на стреле башенного крана с решетчатой конструкцией	1,10

Таблица 18 – Значение поправочного коэффициента $K_{тр}$

Удаленность объектов от центральных баз производственного обслуживания, км	Величина поправочного коэффициента
0-50	1,10
50-100	1.15
100-150	1,20
150-200 и более	1,40

Расчет стоимости работ при техническом диагностировании оборудования, сооружений и трубопроводов

Комплекс работ при полном техническом диагностировании включает:

1. Анализ документации;
2. Визуальный и измерительный контроль;
3. Контроль неразрушающими методами;
4. Контроль толщины стенок основных элементов неразрушающим методом (ультразвуковая толщинометрия);
5. Измерение твердости основных элементов;
6. Расчет на прочность;
7. Гидравлические испытания на прочность и герметичность;
8. Расчет остаточного ресурса;
9. Анализ результатов контроля и расчетов;
10. Составление технического заключения о возможности дальнейшей эксплуатации резервуара.

Стоимость работы при техническом диагностировании оборудования, сооружений и трубопроводов Ц, руб., определяют по формуле:

$$Ц = С \cdot K_{ус} \cdot K_{тр} \cdot K_{рк} + П, \quad (43)$$

где С – себестоимость работы при техническом диагностировании оборудования, сооружений и трубопроводов;

$K_{р.к.}$ – поправочный коэффициент, зависящий от районного коэффициента к заработной плате. Величины $K_{р.к.}$ приведены в таблице 17.

П – плановая прибыль, руб.

Таблица 19 – Значение поправочного коэффициента $K_{p.k.}$

Районный коэффициент к заработной плате	Величина поправочного коэффициента
1,1	1,07
1,12	1,09
1,15	1,10
1,2	1,15
1,3	1,20
1,4	1,30
1,5	1,35
1,6	1,40
1,7	1,50
1,8	1,55
2,0	1,70

Себестоимость работы при техническом диагностировании оборудования, сооружений и трубопроводов включает:

- стоимость основных и вспомогательных материалов;
- основную (без учета районного коэффициента) и дополнительную заработную плату специалистов, проводящих диагностирование, в том числе выплаты из фонда материального стимулирования (кроме выплат, осуществляемых из прибыли);
- отчисления из фонда заработной платы;
- стоимость топлива и энергии;
- накладные расходы (на содержание и эксплуатацию оборудования, цеховые расходы, общезаводские расходы и т.д.) без учета транспортных затрат;
- прочие расходы.

При расчете стоимости основных и вспомогательных материалов, топлива, энергии закладывается их обоснованная потребность на выполнение работы при техническом диагностировании и действующие цены на приобретение.

Фонд заработной платы рассчитывают по нормативам времени, установленными в Единых нормах времени в зависимости от перечня

планируемых для выполнения работ и часовой тарифной ставки специалистов по техническому диагностированию.

Долю накладных расходов устанавливают относительно затрат на соответствующий вид работ при диагностировании, без учета стоимости расходуемых материалов.

Стоимость комплекса работ при техническом диагностировании оборудования, трубопроводов и сооружений определяют по формуле:

Постоянными величинами при определении стоимости работ по техническому диагностированию оборудования, сооружений и трубопроводов являются нормы времени на выполнение конкретных видов работ, представленных в настоящих Единых нормах времени на 2014 год, которые служат основанием для установления договорной цены.

Расчет технического диагностирования резервуара

Исходные данные:

Резервуар емкостью 20000 м³ имеет цилиндрическую конструкцию с эллиптическими днищами и предназначен для хранения нефтепродуктов, установлен на фундаментных опорах в открытом резервуарном парке (расчетное давление 0,02 МПа);

- внутренний диаметр обечайки - 39900 мм;
- длина обечайки - 125350 мм;
- толщина стенки обечайки – 22 мм;
- диаметр горловины люка - 700 мм;
- диаметр патрубков – 150; 500 мм;
- количество поясов обечайки – n = 12 шт.;
- количество патрубков – m = 6 шт.;
- общая длина продольных сварных швов L = 1500 м;
- площадь наружной поверхности резервуара F = 2256 м²;
- плановая прибыль (П) - 25% от себестоимости работ;
- районный коэффициент к заработной плате – 1,3.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		106

Техническое освидетельствование резервуара производится на расстоянии 30 км от центральной базы производственного обслуживания в летнее время.

1. Анализ документации:

- Ознакомление и анализ проектной документации $C_1^{a.d.}=1707,13$ руб.;
- Ознакомление и анализ исполнительной документации $C_2^{a.d.}=1138,09$ руб.;
- Анализ нормативной документации и установление норм оценки технического состояния $C_3^{a.d.}=260,91$ руб.;
- Анализ условий эксплуатации и технологических режимов работы $C_4^{a.d.}=521,86$ руб.;
- Анализ ранее проведенных диагностических работ и установление характерных участков $C_5^{a.d.}=227,6$ руб.;
- Анализ планово-профилактических мероприятий и ремонтных работ $C_6^{a.d.}=326,14$ руб.;
- Анализ аварий и отказов $C_7^{a.d.}=512,15$ руб.

Себестоимость работ при анализе документации:

$$C^{a.d.} = \sum C_n^{a.d.} = 1707,13 + 1138,09 + 260,91 + 521,86 + 227,6 + 326,1 + 512,15 = 4693,88 \text{ руб.}$$

2. Визуальный и измерительный контроль:

- визуальный осмотр сварных швов снаружи (100 % осмотр) и измерение размеров выявленных дефектов, себестоимость:

$$C_1^{в.и.} = C_1^A \cdot L = 12,90 \cdot 1500 = 19350 \text{ руб.}$$

где C_1^A – себестоимость 1 м шва;

- визуальный осмотр сварных швов изнутри (100 % осмотр) и измерение выявленных дефектов, себестоимость:

$$C_2^{в.и.} = C_1^A \cdot L \cdot K_{yc.} = 12,90 \cdot 1500 \cdot 2 = 38700 \text{ руб.};$$

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		107

- визуальный осмотр основного металла снаружи и измерение выявленных дефектов, себестоимость:

$$C_3^{в.и.} = C_2^A \cdot F = 12,90 \cdot 2256 = 29102,4 \text{ руб.}$$

где C_2^A – себестоимость осмотра 1 м² основного металла резервуара;

- визуальный осмотр основного металла изнутри и измерение выявленных дефектов, себестоимость:

$$C_4^{в.и.} = C_2^A \cdot F \cdot K_{ус.} = 12,90 \cdot 2256 \cdot 2 = 58204,8 \text{ руб.}$$

Себестоимость работ при визуальном и измерительном контроле сварных швов и основного металла:

$$C^{в.и.} = \sum C_n^{в.и.} = 19350 + 38700 + 29102,4 + 58204,8 = 145357,2 \text{ руб.};$$

3. Контроль неразрушающими методами.

Акустико-эмиссионный контроль (типа «Эксперт – 2010»)

$$C_1^{н.м.} = C_1^{а.э.} \cdot n = 56341 \text{ руб.}$$

где $C_1^{а.э.}$ – себестоимость работ при акустико-эмиссионном контроле (сосуда, работающего под давлением $V \leq 20000 \text{ м}^3$); n – количество сосудов

Контроль сплошности сварных соединений и зон основного материала элементов производится методом ультразвуковой и магнитопорошковой дефектоскопии.

Контролю подвергаются продольные сварные швы и зоны пересечения кольцевых швов с поперечными швами. Ультразвуковой дефектоскопии подвергаются сварные швы длиной 50 % от общей длины сварных швов, $L = 750 \text{ м}$.

В состав работ входит:

- зачистка поверхности под контроль до шероховатости Rz 40 зоны шириной 50 мм, себестоимость:

$$C_2^{н.м.} = C_1^3 \cdot L = 234,38 \cdot 750 = 175785 \text{ руб.}$$

где C_1^3 – себестоимость 1 м зачистки поверхности;

- ультразвуковая дефектоскопия продольных сварных швов, себестоимость:

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		108

$$C_3^{н.м.} = C_1^{у.д.} \cdot L = 257,79 \cdot 750 = 193342,5 \text{ руб.}$$

где $C_1^{у.д.}$ – себестоимость 1 м контроля сварных соединений;

Контроль методом ультразвуковой дефектоскопии выбран по экономическим соображениям, так как себестоимость работ при рентгенографическом контроле (альтернативном) за 1 м контроля сварного соединения составляет $C^{р.к.} = 950,36$ руб.

- магнитопорошковая дефектоскопия пересечения кольцевых и продольных сварных швов (по 250 мм в каждую сторону):

$$C_4^{н.м.} = C_1^{м.д.} \cdot F = 402,09 \cdot 2256 = 907115 \text{ руб.}$$

где $C_1^{м.д.}$ – себестоимость 1 м² работ;

F – площадь для выполнения работ (57 пересечений сварных швов).

Контроль методом магнитопорошковой дефектоскопии выбран по экономическим соображениям, так как себестоимость работ при контроле методом цветной дефектоскопии за 1 м² контроля сварного соединения составляет $C^{ц.д.} = 1031,03$ руб.

Себестоимость при контроле неразрушающими методами:

$$C^{н.м.} = \sum C_n^{н.м.} = 56341 + 175785 + 193342,5 + 907115 = 1332583,5 \text{ руб.}$$

4. Контроль толщины стенок основных элементов неразрушающим методом (ультразвуковая толщинометрия). В состав работ входит:

- зачистка поверхности под контроль до шероховатости Rz40 зоны 50 мм х 50 мм (20 зон на одно сечение обечайки, по 20 зон на переднем и заднем днище, 9 зон на крышке люка, по 9 зон на патрубках штуцеров), себестоимость:

$$C_1^{у.т.} = C^{в.р.} \cdot N_{зон.} = 16,73 \cdot (20 \cdot 30 + 20 \cdot 2 + 9 + 6 \cdot 9) = 11761,18 \text{ руб.}$$

где: $C^{в.р.}$ – себестоимость зачистки 1 зоны поверхности;

$N_{зон.}$ – количество зон.

- ультразвуковая толщинометрия (традиционным методом с помощью прибора типа УТ-93П), себестоимость:

$$C_2^{у.т.} = C^{т.т.} \cdot N_3 = 51,56 \cdot 703 = 36246,68 \text{ руб.}$$

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		109

где: $C^{т.т.}$ – себестоимость 1 замера традиционным методом (ультразвуковой толщинометрии);

N_3 – количество замеров.

Себестоимость работ при контроле толщины стенок основных элементов:

$$C^{у.т.} = \sum_n C_n^{у.т.} = 11761,18 + 36246,68 = 48007,86 \text{ руб.}$$

5. Измерение твердости основных элементов (при необходимости):

$$C^{т.м.} = C^П \cdot N_3 = 77,18 \cdot (80 + 40 + 5) = 9647,9 \text{ руб.}$$

где: $C^П$ – себестоимость определения твердости по прибору «Польди»;

N_3 – количество проведенных исследований (20 обечаек по 4 зоны для исследования; переднее и заднее днище по 20 зон на каждое; крышка люка 5 зона).

6. Себестоимость расчета на прочность: $C^{р.п.} = 590,49 \text{ руб.}$

7. Гидравлические испытания на прочность и герметичность, производятся собственными силами организации (в присутствии членов комиссии), поскольку имеется достаточное техническое оснащение и квалификация рабочего персонала.

8. Себестоимость расчета остаточного ресурса $C^{р.о.} = 1338,94 \text{ руб.}$

9. Себестоимость работ при анализе результатов контроля и расчетов:

$$C^{а.р.} = 7674,19 \text{ руб.}$$

10. Себестоимость работ при составлении технического заключения о возможности дальнейшей эксплуатации резервуара:

$$C^{т.з.} = 3069,69 \text{ руб.}$$

Стоимость комплекса работ при техническом диагностировании резервуара для хранения СУГ:

$$\begin{aligned} Ц &= (4693,88 + 145357,2 + 1332583,5 + 48007,86 + 9647,9 + 590,49 \\ &+ 1338,94 + 7674,19 + 3069,69) \cdot 1,1 \cdot 1,2 \cdot \left(1 + \frac{25}{100}\right) \\ &= 2869876,8 \text{ руб} \end{aligned}$$

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		110

Вывод:

Проведенные расчеты показали перспективность исследования методов по снижению потерь нефти и нефтепродуктов, а именно УУЛФ: согласно показателям: чистая прибыль в год составит 1 593 000 рублей, чистый дисконтированный доход составит 5 329 762,8, срок окупаемости 1,2 года.

Перспективность методики обусловлена возможностью включения в комплекс технического диагностирования резервуара для выявления наиболее опасных и критических дефектов, которые смогут повлиять на эксплуатацию резервуара или полный выход его из строя. За счет данной методики существует возможность определения остаточного ресурса конструкции и дальнейшего решения по эксплуатации.

Расчет стоимости технического диагностирования (2869 тыс. руб.), показал возможность продления срока эксплуатации резервуара на 8 лет.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		111

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа 2БМ11		ФИО Арестов Андрей Алексеевич	
Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Нефтегазового дела
Уровень образования	магистратура	Направление/специальность	21.04.01 «Надежность и безопасность объектов транспорта и хранения углеводородов»

Тема ВКР:

Разработка мероприятий по повышению надежности резервуарного парка НПС «Парабель»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

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

Объектом исследования в данной работе является резервуарный парк для хранения нефти и нефтепродуктов.

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

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

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

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:

- специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;
- организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.

- 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, отпуске и хранении»;
- Федеральный закон «О промышленной безопасности опасных производственных объектов 151-ФЗ от 21.07.1997 г. с изменениями от 7.08.2000 г.».

2. Производственная безопасность:

- 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов
- 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия

Вредные факторы:

- Превышение уровня шума;
- Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе;
- Повышенный уровень вибрации;
- Недостаточная освещенность рабочего места;
- Загазованность рабочего места.

Опасные факторы:

- Работа на высоте;

	<ul style="list-style-type: none"> – <i>Пожароопасность;</i> – <i>Механические опасности;</i> – <i>Поражение электрическим током.</i>
3. Экологическая безопасность:	Процесс эксплуатации и обслуживания резервуаров сопровождается: <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>
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	<i>В процессе эксплуатации и обслуживания резервуарного парка возможны ЧС по причинам возгорания резервуара, технологического трубопровода или его разгерметизации.</i>

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Сечин Андрей Александрович	К.Т.Н		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ11	Арестов Андрей Алексеевич		

8 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

8.1 Введение

Выпускная квалификационная работа посвящена разработке мероприятий по повышению надежности резервуарного парка путем проектирования технологических трубопроводов за каре резервуара.

Применение данной конструкции имеет место на нефтепроводах, находящихся в Западной Сибири районах северной строительно-климатической зоны круглогодично. Как известно, нефтепроводы являются опасными производственными объектами, при строительстве которых возможно проявления вредных и опасных производственных факторов, негативного воздействия на окружающую среду, а также возникновения чрезвычайных ситуаций.

Целью выполнения данного раздела выпускной квалификационной работы является обзор вредных и опасных факторов, которые могут возникнуть при строительстве и эксплуатации трубопроводов.

8.2 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Технологические трубопроводы в большинстве случаев находятся на значительном удалении от населенных пунктов. Значительная часть персонала на объектах транспортировки нефти работают вахтовым методом. За каждый день нахождения в пути от места нахождения работодателя (пункта сбора) до места выполнения работы и обратно, предусмотренные графиком работы на вахте, а также за дни задержки в пути по метеорологическим условиям или вине транспортных организаций работнику выплачивается дневная тарифная ставка, часть оклада (должностного) за день работы (дневная ставка) [31].

					Разработка мероприятий по повышению надежности резервуарного парка НПС «Парабель»				
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					
Разраб.		Арестов А.А.			Социальная ответственность	Лит.	Лист	Листов	
Руковод.		Саруев А.Л.					114	151	
Консульт.						Отделение нефтегазового дела Группа 2БМ11			
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.							

Если объект располагается в районах Крайнего Севера или местностях, приравненных к ним, то устанавливается районный коэффициент, выплачиваются процентные надбавки к заработной плате, предусматриваются дополнительные отпуска.

В соответствии с законодательством на работах с вредными и или опасными условиями труда, а также на работах, связанных с загрязнением, работодатель обязан бесплатно обеспечить выдачу сертифицированных средств индивидуальной защиты согласно действующим типовым отраслевым нормам бесплатной выдачи работникам спецодежды, спец. обуви и других средств индивидуальной защиты в порядке, предусмотренном «Правилами обеспечения работников специальной одеждой, специальной обувью и другими средствами индивидуальной защиты», или выше этих норм в соответствии с заключенным коллективным договором или тарифным соглашением [32].

При размещении на производственной территории санитарно-бытовых и производственных помещений, мест отдыха, проходов для людей, рабочих мест должны располагаться за пределами опасных зон. На границах зон, постоянно действующих опасных производственных факторов должны быть установлены защитные ограждения, а зон потенциально опасных производственных факторов – сигнальные ограждения и знаки безопасности.

Рабочее место, его оборудование и оснащение, применяемые в соответствии с характером работы, должны обеспечивать безопасность, охрану здоровья и работоспособность персонала. В организации должно быть организовано проведение проверок, контроля и оценки состояния охраны и условий безопасности труда. При обнаружении нарушений норм и правил охраны труда работники должны принять меры к их устранению собственными силами, а в случае невозможности этого прекратить работы и информировать должностное лицо. В случае возникновения угрозы безопасности и здоровью работников ответственные лица обязаны прекратить

работы и принять меры по устранению опасности, а при необходимости обеспечить эвакуацию людей в безопасное место.

8.3. Производственная безопасность

При строительстве и эксплуатации технологических трубопроводов в рабочей зоне могут возникнуть различные вредные и опасные факторы. Для определения тех или иных факторов необходимо воспользоваться ГОСТ 12.0.003-2015 [33].

Таблица 20 – Возможные вредные и опасные факторы при строительстве и эксплуатации технологических трубопроводов.

Наименование видов работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1	2	3	4
Строительство и эксплуатация технологических трубопроводов рабочей зоны в условиях болот	Физические		
		Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования	ГОСТ 12.2.003-91 [34]
		Электрический ток	ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ [35] ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ [36]
		Пожаро- и взрывоопасность в рабочей зоне	ГОСТ 12.1.010-76 ССБТ [37] ПБ 03-576-2003 32 [38] ФЗ №123 от 22.07.2013 г [39]
	Повышенные уровни шума		ГОСТ 12.1.003-2014 [40]
	Недостаточная освещенность рабочей зоны		ГОСТ 12.1.046-2014 [41]
	Биологические		
	Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимся		ГОСТ 12.1.008-78 ССБТ [42]

1. Повышенный уровень шума

Шум может создаваться работающими транспортом и оборудованием (кранами-трубоукладчиками, экскаватором, шлифмашинкой). Шум способствует ухудшению условий труда, оказывает неблагоприятное влияние на человеческий организм. Воздействие шума на человека может быть различным: затрудняется разборчивость речи, вызываются у человека необратимые процессы изменения органа слуха, повышается утомляемость. В соответствии с ГОСТ 12.1.003-2014 уровень шума в рабочей зоне не должен превышать 80 дБА, а при значениях уровня шума свыше 135 дБА запрещено даже кратковременное нахождение в рабочей зоне.

В случае превышения предельно допустимых норм шума работники должны обеспечиваться средствами индивидуальной защиты органов слуха: противошумными вкладышами и шлемами, противошумными наушниками. Средства защиты органов слуха необходимо выбирать исходя из частотного спектра шумов на рабочем месте. Группы и типы СИЗ органов слуха необходимо выбирать на основании требований ГОСТ 12.4.051-87 [43].

2. Недостаточная освещенность рабочей зоны

Недостаточная освещенность повышает риски получения травм рабочими, а также возникновения ситуаций, связанных с развитием хронических заболеваний со зрением.

Освещенность рабочей зоны осуществляется с помощью естественного и искусственного освещения. В дневное время освещенность в основном будет осуществляться естественным освещением, в ночное время – искусственным освещением. Работы по обустройству траншей и котлованов должны выполняться при равномерном освещении и освещённостью не менее 2 лк в соответствии с ТОИ Р-45-066-97 [44]. Грузоподъёмные операции выполнять при освещённости не менее 5 лк, а при работе ручным и механизированным способом не менее 10 лк в соответствии с ГОСТ 12.3.009-76 [45].

Основными мероприятиями по снижению воздействия будут являться использование прожекторов и дополнительного освещения от спецтехники.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		117

3. Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися

При проведении работ в летнее время возникает опасность получения травм работников в результате их взаимодействия с насекомыми, пресмыкающимися и животными. Данное взаимодействие может привести к инфекционным заболеваниям или раздражениям кожного покрова. Основными средствами защиты от насекомых, животных и пресмыкающихся в соответствии с ГОСТ 12.4.103-83 [16] являются:

- средства индивидуальной защиты (каска, перчатки, очки, специальная обувь с высокими рантами);
- ограждение территории производства работ.

Также в качестве мероприятий по снижению воздействия фактора возможно:

- проведение целевого инструктажа;
- использование средств индивидуальной защиты (препараты для дезинфекции, уничтожения вредных насекомых и клещей с помощью химических и биологических средств);
- проведение работ в местах обитания диких животных в составе не менее 2-х рабочих.

4. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования

При строительстве и эксплуатации технологических трубопроводов, на территории проведения работ сконцентрировано высокое количество спецтехники и механизмов. Источником возникновения данного фактора, являются движущиеся механизмы спецтехники. Воздействие движущихся машин и механизмов может привести к следующим негативным последствиям: травмы высокой степени, вплоть до летального исхода.

В соответствии с ГОСТ 12.4.103-83 [46] и ГОСТ 12.2.003-91 основными средствами защиты будут являться каска, перчатки, очки и специальная

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		118

обувь, а также ограждение территории проведения работ. Для снижения воздействия данного вредного фактора возможно:

- проведение работ с применением спецтехники и спецоборудования в присутствии ответственного за безопасное проведение работ;
- применение только исправного и пригодного для безопасного производства работ оборудования.

5. Электрический ток

Источником поражения током является: электрические провода, вспомогательное оборудование работающие от электричества.

Электрический удар – это возбуждение живых тканей током, сопровождающееся сокращением мышц. Электрический ток, проходя через организм человека, оказывает на него сложное действие, включая термическое, электролитическое и биологическое.

Безопасность при работе обеспечивается применением различных технических и организационных мер в соответствии со ГОСТ 12.1.030-81.ССБТ:

- установка оградительных устройств;
- изоляция токопроводящих частей и её непрерывный контроль; согласно ПУЭ сопротивление изоляции должно быть не менее 0,5 - 10 Ом·м;
- защитное заземление, использование знаков безопасности и предупреждающих плакатов.

Также в качестве мероприятий по снижению опасного фактора необходимо, чтобы электрическая проводка имела неповрежденную изоляцию, розетки и вилки были исправными и около розеток обязательно была надпись о величине напряжения.

6. Пожаро- и взрывоопасность в рабочей зоне

Причиной возникновения пожара на практике считают непосредственное возникновение огня, т.е. источника зажигания. Действительно, в производственных условиях горючее вещество в виде газов,

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		119

нефтяных паров и окислителя - кислорода воздуха есть всегда, но технологические процессы протекают нормально, без пожара. Пожар возникает при появлении источника зажигания. Воздействием данного фактора являются ожоги, травмы в результате взрыва, смерть. Для безопасной деятельности на рабочем месте в соответствии с ГОСТ Р 52350.29.2-2010 [47] ввели понятия нижний концентрационный предел распространения пламени (НКПРП) и верхний концентрационный предел распространения пламени (ВКПРП). Данные понятия обозначают, что взрывоопасная газовая среда не образуется, при объемных долях горючего газа или пара в воздухе ниже или выше определенного значения соответственно. С целью обеспечения взрывопожаробезопасности для всех веществ установлена предельнодопустимая взрывобезопасная концентрация (ПДВК), составляющая 5% величины НКПРП.

*Расчет количества аварийных выбросов опасных веществ,
участвующих в создании поражающих факторов на технологическом
трубопроводе*

Количество продукта, которое может вытечь из дефектного отверстия при аварии, является вероятностной функцией, зависящей от следующих случайных параметров:

- места расположения и площади дефектного отверстия;
- продолжительности утечки с момента возникновения аварии до остановки перекачки (от нескольких минут при крупных разрывах и нескольких дней при мелких, которые трудно зафиксировать приборами);
- времени прибытия дежурного персонала и времени выполнения мер до полного прекращения истечения продукта.

Расчет количества продукта, вытекшего из аварийных участков трубопровода, производится в три этапа:

Первый – истечение продукта с момента повреждения до остановки перекачки;

Второй – истечение продукта из трубопровода с момента остановки перекачки до закрытия арматуры;

Третий – истечение продукта из трубопровода с момента закрытия арматуры до прекращения утечки.

Общий объем аварийного выброса жидкости и газа составляет:

$$V = V_1 + V_2 + V_3, \quad (44)$$

где V_1 – объем аварийного выброса жидкости и газа в напорном режиме (первый этап);

V_2 – объем аварийного выброса жидкости и газа в безнапорном режиме (второй этап);

V_3 – объем аварийного выброса жидкости и газа с момента закрытия арматуры до прекращения утечки (третий этап).

Для выявления наибольшего экологического ущерба, наибольшей степени поражения персонала, обслуживающего технологические трубопроводы, расчет произведен на полный разрыв трубы в точке, приведенной в таблице 21.

Таблица 21 – Точка полного разрыва трубы

Наименование трассы	Точка, ПК
Технологический трубопровод Х	т.А, ПК1+15,86

Объем аварийного выброса жидкости и газа V_1 , вытекшей из трубопровода за интервал времени τ_1 , с момента возникновения аварии до остановки перекачки, определяется из выражения:

$$V_1 = \omega_1 \cdot \tau_1, \quad (45)$$

где ω_1 – объемный расход нефти и газа, м³/с:

$$\omega_1 = \frac{Q}{24 \cdot 3600}$$

где Q – суточный расход нефти и газа на рассматриваемом участке, м³/сут.

Время τ_1 при разрыве трубопровода на полное сечение принимается равным 5 минутам (300 с) – за это время произойдет отключение добывающих скважин кустовой площадки по блокировке от падения давления.

Объем аварийного выброса жидкости и газа V_2 , вытекающего в безнапорном режиме, зависит от высотного положения места аварийного разрыва.

$$V_2 = \omega_2 \cdot \tau_2, \quad (46)$$

где τ_2 – время до выравнивания напора в трубопроводе;

ω_2 – объемный расход нефти и газа для данного режима истечения, м³/с:

$$\omega_2 = \mu \cdot f \cdot \sqrt{2gh},$$

где μ – безразмерный коэффициент расхода с учетом сопротивления грунта;

f – площадь аварийного отверстия, м²;

g – ускорение свободного падения, м²/с;

h – напор в аварийном отверстии, м:

$$h = Z_i - Z_m - h_T - h_a, \quad (47)$$

где Z_i – геодезическая отметка самой высокой точки профиля рассматриваемого участка трубопровода;

Z_m – геодезическая отметка в точке разрыва трубы;

h_T – глубина заложения трубопровода;

h_a – напор, создаваемый атмосферным давлением, $h_a = 10$ м вод.ст.

Объем аварийного выброса жидкости и газа V_3 , вытекающего с момента закрытия арматуры до прекращения утечки из участков трубопровода, прилегающих к аварийному отверстию и находящихся выше по отношению к нему, находится из выражения:

$$V_3 = \frac{\pi \cdot d^2}{4} \cdot L,$$

где L – длина прилегающих к аварийному отверстию участков трубопровода, с которых нефть поступает к месту разрыва самотеком, м.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		122

Таблица 22 – Расчетные значения выбросов при реализации аварии на трубопроводе

Аварийная точка	Суточный расход жидкости (нефти)/газа, м³/сут	Длина прилегающих участков, находящихся выше точки разрыва, м	«Гильотинный» разрыв трубы			
			Объем вытекшей жидкости (нефти)/газа в напорном режиме V ₁ , м³	Объем вытекшей жидкости (нефти)/газа в безнапорном режиме V ₂ , м³	Объем вытекшей жидкости (нефти)/газа из участков трубопровода V ₃ , м³	Общий объем вытекшей жидкости (нефти)/газа V, м³
т.А, ПК1+15,86	9273,3 (217,9)/ 85245,0	232	32,2 (0,8)/ 296,0	-	19,7 (0,5)/ 181,5	51,9 (1,3)/ 477,5
Примечание – плотность нефти, 945,5 кг/м³, плотность газа – 0,691 кг/м³						

Расчет количества паров нефти

При создании поражающих факторов при аварии на полный разрыв трубы при пожаре пролива участвует вылившаяся при разрыве нефть, при взрыве парогазового облака ПГО участвуют пары вылившейся при разрыве трубы нефти (m_n).

Количество паров пролитой нефти (m_n), кг, определяется на основе методики, утвержденной приказом МЧС РФ №404 от 10.07.2009 г [48]., из выражения:

$$m_n = W \cdot F \cdot T, \quad (48)$$

где W – интенсивность испарения, кг·с⁻¹·м⁻²;

F – площадь испарения, м²;

T – продолжительность поступления паров в окружающую среду, с.

Время испарения принимается равным времени полного испарения жидкости, но не более 3600 с.

Интенсивность испарения определяется по формуле:

$$W = 10^{-6} \cdot \eta \cdot \sqrt{M_n} \cdot P_n = 10^{-6} \cdot \sqrt{44} \cdot 66,7 = 0,000442 \text{ кг} \cdot \text{с}^{-1} \cdot \text{м}^{-2}$$

где P_n = 66,7 кПа – давление насыщенных паров нефти;

M – молярная масса паров нефти (по пропану), г/моль, M_n = 44 г/моль.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		123

Площадь первичного загрязнения и глубина проникновения в грунт существенно зависят от структуры и свойств грунта, но в общем случае возможно использование приближенной оценки. Для расчетов используется методика РД 13.020.00-КТН-148-11 [49] «Методическое руководство по оценке степени риска аварий на магистральных нефтепроводах и нефтепродуктопроводах».

Согласно приложению Ж РД 13.020.00-КТН-148-11, толщину слоя разлива нефти допускается принимать равной 0,2 м при проливе на неспланированную грунтовую поверхность. Расчетные значения количества паров нефти пролитой нефти сведены в таблицу 23.

Таблица 23 – Расчетные значения количества паров нефти

Аварийные точки по трассе трубопровода	Высота слоя нефти при гильотинном разрыве $h_{сл}$, м	Площадь разлива нефти, m^2	Количество паров нефти m_n , кг
т.А, ПК1+15,86	0,2	6,1	9,7

Результаты расчета количества аварийных выбросов опасных веществ, участвующих в аварии на трубопроводе, а также количество опасных веществ, участвующих в создании поражающих факторов согласно СП 12.13130.2009 [50], представлены в таблице 24.

Таблица 24 – Значения аварийных выбросов опасных веществ, участвующих в аварии в расчетной точке трубопровода

Сценарий	Основной ПФ	Количество опасного вещества, участвующего в аварии, кг	Количество опасного вещества, участвующего в создании поражающих факторов, кг
т.А, ПК1+15,86			
Взрыв ПГО	Ударная волна	9,7	0,97
Пожар пролива	Тепловой поток	1154,3	1154,3

Основными мероприятиями по снижению воздействия данного опасного фактора будут являться:

- контроль газовой смеси газоанализаторами;
- исключение причин возникновения пожаров или взрывов;
- применение оборудования во взрывобезопасном исполнении;
- соблюдение правил пожарной безопасности в рабочей зоне.

8.4. Экологическая безопасность

Строительство и эксплуатация технологических трубопроводов оказывает влияние на окружающую среду.

Источниками воздействия на земли при производстве работ являются:

- демонтажные работы;
- устройство временных отвалов грунта;
- передвижение строительной техники;
- устройство проездов;
- загрязнение территории отходами производства.

Источниками неорганизованных выбросов в воздух являются:

- автотранспорт при перевозке строительных материалов и рабочих;
- работающие строительные машины и механизмы;
- земляные работы;
- работа дизельной электростанции;
- изоляционные работы;
- сварочные работы.

Негативное воздействие на поверхностные и подземные воды может произойти при выполнении следующих работ: движение строительной техники; заправка техники; слив воды при использовании в производственных целях.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		125

В таблице 25 сведены вредные воздействия на окружающую среду при строительстве и эксплуатации технологических трубопроводов, а также мероприятия по их устранению.

Таблица 25 – Вредные воздействия на окружающую среду и природоохранные мероприятия при проведении дополнительного дефектоскопического контроля в условиях болот

Компоненты окружающей среды	Вредные воздействия	Природоохранные мероприятия
Атмосфера	Загрязнение воздушной среды: превышение уровня предельной допустимой концентрации (300 мг/м^3) паров нефти и газов.	Соблюдение правил выполнения работ в охранной зоне нефтепроводов; Осуществление своевременного вывоза отходов и мусора с площадки производства работ на санкционированный полигон; Выполнение требований по запрету мойки машин и механизмов на строительной площадке; Исключение применения в процессе реконструкции веществ, строительных материалов, не имеющих сертификатов качества РФ.
Вода и водные ресурсы	Загрязнение водной поверхности нефтепродуктами, бытовым мусором. ПДК: 0,3 мг/л для нефтепродуктов.	Соблюдение правил выполнения работ в охранной зоне нефтепроводов; Осуществление своевременного вывоза отходов и мусора с площадки производства работ на санкционированный полигон; Выполнение требований по запрету мойки машин и механизмов на строительной площадке;

Земля и земельные ресурсы	Загрязнение почвы нефтепродуктами, химическими реагентами.	Своевременная уборка мусора и отходов;
	Уничтожение и повреждение почвенного слоя, сельхозугодий и других земель. ПДК: 0,05 мг/кг -0,1мг/кг для химических реагентов.	Вывоз, уничтожение и захоронение остатков нефтепродуктов; Проезд строительной техники – только в пределах полосы отвода земель; Соблюдение нормативов отвода земель.

8.5. Безопасность в чрезвычайных ситуациях

При строительстве и эксплуатации технологических трубопроводов возможно возникновение следующих чрезвычайных ситуаций:

- техногенного характера (производственная авария);
- природного характера (наводнения, ураганные ветры);
- экологического характера (превышение ПДК вредных примесей в атмосфере).

Чаще всего распространена ЧС техногенного характера. В результате возникновения ЧС возможен неконтролируемый разлив нефти и нефтепродуктов из трубопровода, что увеличивает риск возникновения пожара или взрыва. Это может привести к человеческим жертвам.

Для уменьшения вероятности возникновения ЧС необходимо:

- своевременно проводить с сотрудниками инструктажи по охране труда и промышленной безопасности;
- внедрения высокоэффективных методов защиты от коррозии;
- производить тщательный контроль состояния газовой смеси в рабочей зоне переносными газоанализаторами типа СГГ;
- строго соблюдать технологический регламент по эксплуатации технологических сооружений, правил и инструкций по эксплуатации оборудования.

Случаи возникновения ЧС, которые могут привести к пожару или взрыву, приведены в таблице 26.

Таблица 26 - Виды возможных аварий, а также действия оперативной бригады при возникновении аварии

Вид аварии (нарушения)	Условия опасные для людей и окружающей среды	Действия персонала
Разрыв и трещины по основному металлу труб, по продольным и кольцевым сварным швам	Разлив нефти, пары нефти, загазованность	1) Оперативная бригада находится в распоряжении ответственного руководителя, выполняет все его задания; 2) Отсечение поврежденного участка, согласно мероприятиям
Разрыв и трещины по основному металлу труб, по продольным и кольцевым сварным швам	Разлив нефти, пары нефти, загазованность	3) Помощь в установке заглушек для отсечения участка, затем поступает в распоряжение газосварщика. 4) Проведение сварочных работ
Возгорание	Высокая температура, продукты горения	1) Находится в распоряжении ответственного руководителя, выполняет все его задания 2) Отсечение поврежденного участка, согласно мероприятиям 3) Приступают к ликвидации очага возгорания до прибытия караула ПЧ 4) Ликвидирует очаг возгорания

Заключение

В результате выполнения данного раздела выпускной квалификационной работы были рассмотрены основные вредные и опасные факторы при строительстве и эксплуатации технологических трубопроводов и предложены мероприятия по снижению их воздействия на рабочего. Также был проведен анализ экологической безопасности и безопасности в чрезвычайных ситуациях, в соответствии с которыми были предложены

мероприятия по их устранению на производстве. В дополнение были представлены правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности рабочих, так как люди и их безопасность на производстве являются наиважнейшей задачей для всех видов деятельности, особенно в нефтегазовой отрасли.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		129

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В работе были выявлены основные эксплуатационные дефекты резервуарного парка, 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 также 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 ходе работы были получены следующие результаты:

Нефть является одной из важнейших факторов в жизни человека, при этом она проблемно хранится. Так как является сильным загрязнителем для окружающей среды. Неправильное хранение или нарушение этих правил приводит к катастрофическим последствиям для всего живого. Поэтому в наше время большое внимание уделяется хранению нефти, разработке более эффективных резервуаров и методов хранения, а также максимально безопасные способы передачи нефти без ее потери на производство.

Резервуар вертикальный стальной объемом 20000 м³ является сварной конструкцией. Внутренние напряжения и невозможность перераспределения напряжений являются причиной жестких сварных соединений и снижения пластических свойств металла при определенных условиях окружающей среды. В ряды причин, снижающих эксплуатацию также записать можно коррозию и неравномерные осадки.

					Разработка мероприятий по повышению надежности резервуарного парка НПС «Парабель»			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Арестов А.А.			Заключение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Саруев А.Л.					130	151
Консульт.						Отделение нефтегазового дела Группа 2БМ11		
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.						

Технологические трубопроводы являются неотъемлемой частью резервуарного парка. Учитывая, что монтаж трубопровода производился в 1980 году, а также необходимость выноски ТТ за пределы каре резервуаров необходимо произвести демонтаж старого технологического трубопровода и монтаж нового за пределами каре резервуаров.

Были рассмотрены три метода для очистки наружной поверхности стенки резервуара, которые позволяют поддерживать антикоррозионное лакокрасочное покрытие резервуара в нормативном состоянии. Альтернативный метод позволяет осуществлять очистку собственными силами, с целью уменьшения затрат и повышения безопасности при проведении работ.

Дефекты конструкции или ее частей выявляются с помощью дефектоскопии и регламентированными обследованиями. Дефекты могут иметь разный характер: появившиеся в процессе использования и при изготовлении.

					Заключение	Лист
						131
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Список использованных источников

1. ГОСТ 31385—2016 Резервуары вертикальные цилиндрические стальные для нефти и нефтепродуктов. Общие технические условия.
2. ГОСТ 12.1.004-91 «ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования»
3. ГОСТ Р 22.0.01-2016. Безопасность в ЧС. Основные положения.
4. ГОСТ 12.1.010–76 ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования.
5. ГОСТ 1510-84 Нефть и нефтепродукты. Маркировка, упаковка, транспортирование и хранение.
6. РД-16.01-60.30.00-КТН-062-1-05 «Руководство по ремонту железобетонных и стальных вертикальных резервуаров для хранения нефти объемом 1000-50000куб. м»
7. РД 23.020.00-КТН-053-17 Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов, нефтепродуктопроводов и нефтебаз.
8. Кесельман Г. С. Защита окружающей среды при добыче, транспорте и хранении нефти и газа./ Г. С. Кесельман, Э. А. Махмудбеков – М: Недра, 1981. – 256 с.
9. ПОТ Р О-112-001-95 Правила по охране труда при эксплуатации нефтебаз и автозаправочных станций.
10. Приказ Минздравсоцразвития России от 01.06.2009 № 290н «Об утверждении Межотраслевых правил обеспечения работников специальной одеждой, специальной обувью и другими средствами индивидуальной защиты»

					Разработка мероприятий по повышению надежности резервуарного парка НПС «Парабель»			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Арестов А.А.			Список использованных источников	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Сарвев А.П.					132	151
Консульт.						Отделение нефтегазового дела Группа 2БМ11		
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.						

11. Нехаев Г.А. «Проектирование и расчет стальных целендрических резервуаров и газгольдеров низкого давления». Г. А. Нехаев.-М.:АВС,2015. – 216 с.
12. «Металлические конструкции»: общий курс: Учеб. для вузов. - 7-е изд./ Под ред. Г. С. Веденникова. - М.: Стройиздат, 2013. - 760 с.
13. «Металлические конструкции. В 3-ч т. Т.2. Стальные конструкции зданий и сооружений. (Справочник проектировщика)» / Под общ. ред. В. В. Кузнецова (ЦНИИПСК им. Н. П. Мельникова). - М.: Изд-во АВС, 2014. - 512 с.
14. «Основные положения по проектированию вертикальных цилиндрических резервуаров и газгольдеров»: Учебное пособие / Г.А. Нехаев / Тул. гос. ун-т. - Тула, 2014. - 142защите с минимальная.
15. Пектемиров Г.А. «Справочник инженера нефтебаз» / Г.А. Пектемиров. – М.: Государственное научно-т. Положение о системе диагностирования сварных вертикальных цилиндрических резервуаров для нефти и нефтепродуктов. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2014. – Т. 2. – 621 с.
16. «Справочник проектировщика»: Металлические конструкции увеличения / Под редакцией Мельникова Н.П./ - М.: Госиздат литературы по строительству и строительным материалам, 1980 г.
17. «Сопротивление материалов» / Под общ. ред. А. Ф. Смирнова, - 2-е изд., переработанное. - М.: «Высшая школа», 2012. - 600 с.
18. «Трубопроводный транспорт нефти»: учебник для вузов: в 2 т. / С.М. Вайншток [и др.]; под общ. ред. С.М. Вайнштока. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2014. – Т. 2. – 621 с.
19. «Трубопроводный транспорт нефти»: учебник для вузов: в 2 т. / Г.Г. Васильев [и др.]; под общ. ред. С.М. Вайнштока. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2012. минимально – Т. 1. – 407 с.

					Список использованных источников	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		133

20. «Хранение нефти и нефтепродуктов»: учеб. пособие / под общ. ред. Ю.Д. Земенкова. – 2-е изд., перераб. и доп. – Тюмень: Издательство «Вектор Бук», 2013. – 536 с.

21. Основные положения по обеспечению надежности резервуаров в эксплуатации - [Электронный ресурс]: URL: <https://infopedia.su/20x1eb6.html> (дата обращения: июнь 2023 г.);

22. Сафина И.С., Каузова П.А., Гущин Д.А. журнал «Технадзор» «Оценка технического состояния резервуаров вертикальных стальных» №3(112) 2016г.;

23. СП 16.13330.2011 «Свод правил «СНиП II-23-81* Стальные конструкции»;

24. РД 153-112-017-97 «Инструкция по диагностике и оценке остаточного ресурса вертикальных стальных резервуаров»;

25. ГОСТ 12.1.003-2014 «Шум. Общие требования безопасности»;

26. ГОСТ 12.1.005-88 «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны»;

27. СНиП 23-05-95* «Естественное и искусственное освещение»;

28. СанПиН 1.2.3685-21 "Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания";

29. ГОСТ 12.1.019-2017 ССБТ «Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты»;

30. Федеральный закон «О промышленной безопасности опасных производственных объектов 151-ФЗ от 21.07.1997 г. с изменениями от 7.08.2000 г.»;

31. ОНД-90 «Руководство по контролю источников загрязнения атмосферы. Части 1 и 2»;

32. ГОСТ 17.2.3.02; «Нормами естественной убыли нефти при приеме, отпуске и хранении»;

					Список использованных источников	Лист
						134
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

33. НВН 33.5.1.02 «Инструкцией о порядке согласования и выдачи разрешений на спецводопользование»;

34. Федеральный закон N 68-ФЗ "О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера" от 21.12.1994;

					Список использованных источников	Лист
						135
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Приложение А

General information about tank reliability and defects

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ11	Арестов Андрей Алексеевич		29.05.2023

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Саруев Алексей Львович	Кандидат технических наук		

Консультант-лингвист отделения иностранных языков ШБИП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОИЯ	Айкина Татьяна Юрьевна	Кандидат филологических наук		

Tank battery reliability

One of the most important current issues in the oil and gas sector is the problem of increasing the vertical storage tanks reliability level bearing in mind the storage of raw materials and the products of their processing.

Tank reliability is a feature of its design, which allows it operating continuously, receiving, storing, accounting and delivering incoming raw materials without interruption.

The real task in terms of tank design, construction and operation is to ensure its reliability. The concepts of operational and design safety of the tank are distinguished in the operation of the vertical steel tank.

The following criteria characterize the tank operational reliability:

Serviceability is a state of operation without deviations of any operating parameters, in which the work is performed in accordance with the operating practice stipulated by the project. The technical documentation specifies permissible deviations of parameters in the area of external influences, construction methods and operation of the vertical steel tank. Failure is defined as an event that has resulted in a malfunction.

Elements maintainability is the elements fitness to prevention or detection of failure, as well as their repair and maintenance stage prior to failure. Labor, time, and money spent on repairs determine maintainability.

Failure-free running is a characteristic of a metal structure, as well as its main elements, designed to maintain functioning without forced stand-downs.

Durability is the ability of the structure to continue functioning up to the limit state with the necessary stand-downs for maintenance and repair. The most important structural durability indicator is the structure resource or its service life.

					Разработка мероприятий по повышению надежности резервуарного парка НПС «Парабель»					
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						
Разраб.		Арестов А.А.			Приложение А			Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Саввеев А.П.							137	151
Консульт.								Отделение нефтегазового дела Группа 2БМ11		
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.								

The reliability and durability of the metal structure can be increased by diagnosing the technological condition of tanks and eliminating defects. The diagnostic conclusion can be made on the basis of a complete inspection of the tank, which consists of monitoring the wall thickness of individual elements, checking the metal quality and detecting defects in welded joints.

Defects with regard to the vertical storage tanks operational reliability

A tank defect is a consequence of long-term operation, during which sedimentation and corrosion wear have occurred, leading to non-compliance with the requirements of the regulatory documentation, more precisely, weld joints, welded elements, geometric shape of steel structures and metal works [1].

Defects may occur due to a variety of technological and operational factors. Operational defects may occur as a result of the tank operation.

The groups of technological defects which occur in metalwork components:

- 6) Project defects are caused by the inaccuracy of the project;
- 7) Factory defects - caused during semi-finished products fabrication or due to welding and assembly defects.
 - Violation of the weld joint geometry;
 - Offsetting of the abutting edges;
 - Wormholes;
 - Lack of fusion;
 - Gas pockets;
 - Undercutting;
 - Craters;
 - Rough scales;
 - Micro fissures;
 - Slag inclusions.
- 8) Transportation defects - those occurred during transportation of workpieces to the metalwork construction site.
 - Roll partial scuffing;
 - Regular endwise shearing;

					Приложение А	Лист
						138
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- Buckles to the roll surface;
 - Localized denting on or around the roll;
- 9) Metal defects - those, originated while manufacturing rolled products.
- Micro fissures;
 - Folds;
 - Burrs;
 - Irregularities in alloyage;
 - Violation of rolled products geometry;
 - Lamination.
- 10) Mounting - that were created during mounting of metalworks.
- Local wall large deformations;
 - Site welds angularity;
 - Rigid fixing of shaft ladders or secure wells with vertical storage tanks;
 - Pulling up a portion of the paint on the vertical storage tank wall prior to the welding process;
- Vertical plane displacement of joined panels;
 - Residues of fixture assembly left;
 - Section breakaways when unfolding;
 - Metalworks reach-through breakdowns by the installation equipment;
 - Poor-quality preparation of the foundation;
 - The absence of a foundation under the valves or the secure wells system.

Operational defects of the vertical steel storage tank of VST type

An operational defect is a defect that occurs during metalworking. The operational defects will be considered in details, since they are predominant among the other factors that violate the state of the metalwork. They are subdivided into two groups:

- Corrosive damages;
- Violation of geometric shapes of the tank.

					Приложение А	Лист
						139
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Factors that violate the condition of the metalworks:

- Temperature exposure;
- Corrosion;
- Foundation settlement;
- Vibration.

Violation of the geometric shape of the metalwork

The change in geometry of the metalwork in use is often caused by:

- Vibration;
- Underside differential settlements;
- Improperly prepared foundation;
- Overfilling;
- Vacuum exposure.

According to the rules of "Technical operation of tanks", the maximum deviation of the running vertical steel tank underside external contour from the horizontal may be increased by 1.3 times if the service life is 5 years or more, by 2 times if the service life is 20 years or more.

Metalwork settlement

Controlling the metalwork settlement is a very important aspect. While using the tank, it is necessary to control the metalwork settlement to avoid damaging it. The measurements are made by leveling the edges along the outside diameter of the metalwork.

Each vertical steel tank underside settlement shall be systematically monitored. Newly constructed metalworks during the first four years of use need to be leveled every year in the absolute elevations of the underside edges. After stabilization of the base, control levelling is performed at least every 5 years.

It is necessary to level not only the underside edge, but also the foundation of the shut-off valves and the foundation of the stairs.

Practice has shown that during the first four years, the metalworks foundation settlement process stabilizes. In the first four years, deviations from the underside external contour levelness according to the regulatory documentation do not exceed

					Приложение А	Лист
						140
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

± 40 mm, and for diametrically opposite points ± 80 mm, for an unfilled metalwork with a volume of 2,000 to 20,000 m³. If the metalwork is filled, the deviations from the underside external contour levelness according to the regulatory documentation shall not exceed ± 50 mm for the first four years, and ± 100 mm for diametrically opposite points.

In the case of a metalwork with a service life of more than 4 years, the following deviations are permissible:

- Up to 80 mm - for adjacent leveling points that are 6 m apart;
- Up to 150 mm - for diametrically opposite points of the underside edge;
- Up to 2 m² – for the buckling area;
- Up to 150 mm – for the buckling height.

Buckling is a dent, deformation of the metalwork surface.

Loss of metalwork stability

Stability is defined as maintaining the original shape when subjected to external and internal forces. These forces act on the walls of the steel structure and their primary cause is the weight of snow, the weight of the roof, wind, emergency vacuum, etc. If the compressive stresses exceed the maximum allowable values, there is a possibility of a step-like change in the shape of the metalwork, with the change in shape usually causing popping back effect. When the shape changes, there is a transition from symmetric to asymmetric shape of the metalwork, i.e. corrugated buckles and dents visible to the naked eye appear on the walls of the metalwork, they may be located throughout the metalwork area. Usually the number of corrugations ranges from 12 to 40 for vertical steel tanks, the number of corrugations depends on the parameters of the tank, namely the wall thickness, diameter and height.

The loss of stability can be classified as:

- General;
- Local.

					Приложение А	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		141

As a precaution for empty metalworks, the stability of its wall is checked for the combined effect of compression from an external uniform pressure on the side face of the wall of the metalwork and axial compression of the parallel generatrix.

Metalwork buckling effect

Flaw-like defects are the most dangerous flaws for metalworks. Failures due to flaws can lead to the complete destruction of the vertical steel storage tank. Most often, flaw-like defects are found in welds. Flaw-like defects include:

- Flaws;
- Undercutting;
- Lack of fusion;
- Slag inclusions;
- Linear porosity and etc.

Major shortcomings of vertical metalworks are the following:

- Metalwork underside defect;
- Metalwork wall defect;
- Metalwork weld defect.

Metalwork underside defects

Corrosion and mechanical destruction are common to the metalworks undersides. Stress concentrations in welds, paintwork and metal segments edges are the main causes of flaws occurrence.

Metalwork weld defects

Welding defects occur as a result of improper welding of metals, use of plating during operation, incorrect assembly of connected elements, non-compliance with requirements for welding materials, thermal and mechanical processing.

The defect resulting in the weld being locally destroyed under compressive stress is a flaw in the weld.

Over time, weld strength decreases in the weld area and many other defects occur.

Types of flaws in welds:

					Приложение А	Лист
						142
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

8) A flaw is the localised destruction of a weld due to the effects of both compressive and tensile stresses on the weld.

9) Microflaw is a flaw of microscopic size and the weld has to be examined by means of physical methods.

10) Throat crack is a flaw running parallel to the weld, may be located at any part of the weld.

11) Cross crack is a flaw passing crosswise of the weld, may be located at any part of the weld.

12) Radial crack is a crack passing radially from one point, may be located at any part of the weld.

13) Separate cracks are a variety of flaws located in any part of the weld.

14) Branched cracks – a variety of cracks originating from a single crack, may be located at any part of the weld.

Weld cracking is caused by:

- Fast weld cooling rate;
- Welding stresses caused by molten metal crystallization process;
- Carbon content in welded steel;
- Irregular shape of the weld due to stiffness of the welded structure and violating the welding mode.

The main methods for the prevention of the occurrence of defects in the weld are as follows:

Before welding:

- Select the required welding materials and the type of metal to be welded;
- You must choose a metal to make a vertical steel tank, paying attention to the metal chemical composition;
- You need to select special equipment and tools to produce a vertical steel tank.

During welding:

- Heating and heat treatment of the metal are necessary before welding;

					Приложение А	Лист
						143
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- The selection of the correct welding technique is of great importance;
- For the formation of fine metal grains during crystallization.

Corrosive damages

Corrosion is a process of oxidation and reduction or a spontaneous process of metal destruction.

In vertical steel tanks, corrosion accounts for 30% of major failures. Corrosion damage is the cause of technical facilities failure while dealing with metalworks.

It is a matter of fact that the longer the metal structure is in operation, the more variable is the degree of the tank components corrosion. Areas most susceptible to corrosion are:

- inner surfaces of the metalwork undersides;
- lower flanges of metalworks;
- metalworks corner notches.

The reasons for the strong impact of corrosion are the contact of the tank elements with the raw materials, the quality of the stored raw materials and the corrosion activity. Pita, patches and foci of corrosion may appear. As scientists have discovered, corroding elements tend to be uneven.

Corrosion leads to a reduction in the metalwork service life and its technical facilities, thus affecting the safety of working with a vertical steel tank.

The main factor of the external environment is the corrosive effect, it causes decrease in the strength of metals and welds.

Environments that contribute to corrosion spreading and appearing on a vertical steel tank are as follows:

Increased humidity;

- Different chemical environments in manufacturing;
- Water;
- Alkalis aqueous solutions;
- Salts aqueous solutions.

Welds corrosion

					Приложение А	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		144

Welding defects account for 22% of all major defects in the industry. The weld quality determines the metalwork strength and durability. Flaw detection (non-destructive testing) is the process to detect defects in the welds of metalworks. Using the flaw detection, the following defects can be detected:

- Joint displacement;
- Wetted areas;
- Incorrect connection of the wall plates of the metalwork;
- Undercutting;
- Lack of penetration;
- Incorrect weld sizes;
- Lack of fusion.

During the construction of the tank, it is necessary to pay special attention to the lack of fusion in-welded joints of the wall of the metalwork with the underside, as they have the greatest influence on the tank load-bearing capacity.

The influence of defects on the reliability of welds increases when the tank is running under load for a long period of time. The concentration of tank stresses and corrosion is directly related to the increase in the number of defects in welds.

Homogeneous base metal corrosion occurs when the weld metal has greater resistance than the base metal. Corrosion will concentrate in the weld if the stability of the weld metal is less than the stability of the base metal. The base metal will be subject to corrosion at the points where it is thermally affected. The accumulation of general corrosion in the weld or around it is the most dangerous type of destruction of vertical steel tanks.

Corrosion of tanks

The corrosive effect on the tank metal causes pitting and reduces the sheet thickness. When the thickness of the metal sheets decreases, the strength of the metalwork also decreases [2].

The main elements of the tank wear out during long-term metalworking for more than 15 years. In practice, it has been found that the most susceptible places to corrosion are the lower flanges, undersides and corners of tanks, the degree of

					Приложение А	Лист
						145
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

damage is caused by contact of raw water with parts of the tank, the quality of stored raw materials and corrosion activity.

Types of corrosion damage occurring during long-term metalworking:

- General (continuous) surface corrosion is a gradual and homogeneous spread of corrosion across the surface of the metal, as well as the uneven spread of corrosion, subject to different rates of corrosion in metal areas affected. General corrosion takes place under the influence of acids, the atmosphere, alkaline solutions and metals.

- Perforation corrosion is a type of corrosion that spreads within the metal, eating it away and forming pits.

- Pitting (localized) corrosion is corrosion that develops in localized areas where the metal surface is destroyed, the surface corrosion area exceeds the deep corrosion. Damaged insulation often leads to pitting corrosion.

Pitting is corrosion that develops in localized areas where the metal surface is destroyed, the surface corrosion area is small compared to the depth of corrosion. Stainless steel is the most susceptible material to pitting.

Measures for improving the reliability of metalworks

In order to reduce the number of defects affecting the metalwork, it is necessary to carry out diagnostics, current and overhaul repairs of the tank and identify defects.

Measures for the prevention or reduction of the defect occurrence in metalworks:

- Calculation of the stress-strain state of the metalwork;
- Diagnostics;
- Maintenance and repair works;
- Metalwork residual operation life;
- Tank stability analysis;
- Determination of the service life of the tank;
- Tank strength analysis;

Metalworks inspection

					Приложение А	Лист
						146
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

On the basis of the technical inspection it is possible to draw a conclusion about the safety and reliability of the metalwork.

Measures for the technical inspection of the metalworks:

- Processing of the received information;
- Flaw detection;
- Conclusion on the technical state of the tank;
- Issuing orders to continue metalwork operation.

There are extraordinary and regular inspections of metalworks according to the schedule of technological inspections.

In case of fire, accident or when the depreciation period is reached, an extraordinary inspection of the metalwork is carried out. The decision to subject a metalwork to full or partial inspection is made on the basis of the conditions and operating modes of the metal structure, as well as its technical conditions.

A full-fledged metalwork inspection is performed at least once every 10 years, while a partial inspection of a metalwork is performed at least once every 5 years.

JSC "Transneft-Diaskan" provides metalwork inspection services to Transneft branches all over Russia.

Instrumental methods and techniques as well as computational methods are used to perform technical diagnostics of tanks. These include:

- Dye penetration inspection;
- Radiographic testing;
- Capillary method;
- Ultrasonic flaw detection;
- Ultrasonic thickness meter;
- Acoustic emission method;
- Determination of welds and mechanical properties of metal in a vertical steel tank;
- Determination of the strength of structural elements.

Metalwork residual operation life

					Приложение А	Лист
						147
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Residual operation life, metal structure strength and stability calculations are performed taking into account [3]:

- Residual tank wall thickness, changes in steel structure and mechanical properties;
- Stress concentrations;
- Workloads.

Metalworks are operated under conditions of static loading and low cycle loading. When carrying out metalwork technical inspection, it is necessary to calculate statistical and low cycle loading, the residual operation life.

Stress-strain state of the metalwork

The geometric shape and position in the tank space affects the stress-strain state of the metalwork.

Calculation of the stress-strain state of the metalwork taking into account its real geometric data, allows you to reduce up to 10% of the cost of extra control methods, this allows you to determine:

- The concept of safe metalworking with detected defects in the base metal and welds, taking into account the actual stress-strain state;
- The maximum permissible filling level of the metalwork, the period of its safe use at the specified operating parameters.

Service life of the metalwork

All maintenance and repair of metalworks are in accordance with the regulations, and storage life is also a part of the regulations. Further refurbishment is impractical or impossible at the end of the tank service life for economic reasons.

The total service life of the tank is provided by:

- foundations and bases;
- permits for the manufacture and installation of metalworks;
- weld joint defect standardization;
- methods of protection against corrosion;
- establishment of the Service Rules;

					Приложение А	Лист
						148
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- selection of the material, taking into account the effects of corrosion, temperature and force;
- optimal metalworks structural solutions.

For metalworks with capacity of 50 000 m³, at a specified service life of the tank equal to 40 years and an average annual number of cycles of filling-emptying of metalworks of not more than 250, fatigue life of the wall will be provided for the total period of service life.

If the tank is operated in accordance with the repair and maintenance instructions, the service life of the metalwork will not differ from that specified in the construction documentation.

Preventative maintenance

As part of the metalwork service life, there should be a periodic inspection of the metalwork technical condition. In accordance with the results of the technical condition, you will accept a defect record and an estimate of the cost of restoration work. Inspection, current and capital repairs are considered as part of preventive maintenance of metalworks.

To ensure the efficient operation of the tank and the equipment one shall perform the following procedures:

- Major repairs are carried out: partial or complete replacement of the roof structure, the casing, the equipment and the floor of the warehouse.
- Technical maintenance is carried out at least once every 2 years. Technical maintenance is the cleaning of the tank from the product of storage, filtration and degassing.
- Major repairs are performed at least once every six months. The major repair is the repair of flanges, removal of wetted areas and cracks without emptying of the metalwork.

Calculation of the metal structure for strength and reliability is carried out in addition to all the above measures. The calculation part of this graduation thesis contains an example of such a calculation.

					Приложение А	Лист
						149
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

References

1. Monitoring of stress-strain state in steel oil storage tanks. Features of strain gauges transducers application in severe environment- [Электронный ресурс]: URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S245232162030740X> (дата обращения: май 2023 г.);
2. Corrosion fatigue life prediction of crude oil storage tank via improved equivalent initial flaw size- [Электронный ресурс]: URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0167844221001312> (дата обращения: май 2023 г.);
3. Influence of the volume of deposited weld metal on the service life of the vertical steel tank in the North- [Электронный ресурс]: URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2452321619306420> (дата обращения: май 2023 г.);

					Приложение А	Лист
						150
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		