

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

Институт природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 Профиль «Сооружение и эксплуатация газонефтепроводов и газонефтехранилищ»
 Кафедра Транспорта и хранения нефти и газа

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Анализ причин возникновения дефектов при эксплуатации резервуаров вертикальных стальных типа РВС 20000 м3 и технологии их ремонта

УДК 621.642.3:620.197

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б21Т	Харлашкина Ирина Алексеевна		03.06.2016

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
профессор	Саруев Л.А.	д.т.н, профессор		03.06.2016

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Белозерцева О.В.	к.т.н, доцент		03.06.2016

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	М.В.Гуляев	к.э.н, доцент		03.06.2016

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ТХНГ	Рудаченко А.В.	к.т.н, доцент		03.06.2016

**ТРЕБОВАНИЯ К РЕЗУЛЬТАТАМ ОСВОЕНИЯ ПРОГРАММЫ БАКАЛАВРИАТА
21.03.01 Нефтегазовое дело**

Планируемые результаты обучения

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
<i>В соответствии с общекультурными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями</i>		
P1	Приобретение профессиональной эрудиции и широкого кругозора в области гуманитарных и естественных наук и использование их в профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-5, ОК-7, ОК-8) (ЕАС-4.2a) (АВЕТ-3А)
P2	Уметь анализировать экологические последствия профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение безопасных условий труда	Требования ФГОС ВО (ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-9) ПК-4, ПК-5, ПК-13, ПК-15.
P3	Уметь самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-8, ОК-9) (АВЕТ-3i), ПК1, ПК-23, ОПК-6, ПК-23
P4	Грамотно решать профессиональные инженерные задачи с использованием современных образовательных и информационных технологий	Требования ФГОС ВО (ОПК-1, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6) (ЕАС-4.2d), (АВЕТ3e)
<i>в области производственно-технологической деятельности</i>		
P5	Управлять технологическими процессами, эксплуатировать и обслуживать оборудование нефтегазовых объектов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-4, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-10, ПК-11, ПК-13, ПК-14, ПК-15)
P6	внедрять в практическую деятельность инновационные подходы для достижения конкретных результатов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-5, ПК-6, ПК-10, ПК-12)
<i>в области организационно-управленческой деятельности</i>		
P7	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику	Требования ФГОС ВО (ОК-5, ОК-6, ПК-16, ПК-18) (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d)
P8	Осуществлять маркетинговые исследования и участвовать в создании проектов, повышающих эффективность использования ресурсов	Требования ФГОС ВО (ПК-5, ПК-14, ПК17, ПК-19, ПК-22)
<i>в области экспериментально-исследовательской деятельности</i>		
P9	Определять, систематизировать и получать необходимые данные для экспериментально-исследовательской деятельности в нефтегазовой	Требования ФГОС ВО (ПК-21, ПК-23, ПК-24, ПК-

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
	отрасли	25,ПК-26)
Р10	<i>Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий</i>	<i>Требования ФГОС ВО (ПК-22, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26,) (АВЕТ-3b)</i>
<i>в области проектной деятельности</i>		
Р11	<i>Способность применять знания, современные методы и программные средства проектирования для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов</i>	<i>Требования ФГОС ВО (ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30) (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е)</i>

Оглавление

Определения	8
Введение.....	15
1 Анализ возникновения дефектов	18
1.1 Анализ возникновения осадок оснований и фундаментов и других нарушений геометрической формы.....	21
1.2 Анализ появления дефектов сварных соединений.....	23
1.3 Анализ появления трещин.....	25
1.4 Анализ возникновения потери устойчивости.....	26
2.Классификация дефектов, влияющих на эксплуатационную надежность резервуаров.....	27
2.1Эксплуатационные дефекты.....	28
2.1.1 Коррозионные повреждения	29
3.1.2 Коррозионные повреждения металлоконструкций резервуаров	35
2.2 Нарушение геометрической формы резервуара.....	36
3.1.1Осадка основания и фундамента резервуара и отклонения образующих стенки от вертикали.....	37
2.3Трещиновидные дефекты	39
2.3.1 Дефекты сварных швов.....	39
2.3.2 Трещины днищ резервуаров.....	41
2.3.3Трещины в стенках резервуаров	42
2.4Потеря устойчивости резервуара.....	46
2.5Прочие дефекты геометрической формы.....	46
4. Общие положения	48
4.1Требования к проведению ремонта резервуара.....	50
4.1.1 Оценка ремонтпригодности вертикального стального резервуара по результатам технического диагностирования.....	50
4.1.2Общие требования к ремонту резервуара	51
4.2 Требования к проектной документации.....	52
5Ремонт резервуара объемом 20000 м ³	54
5.1.Подготовка РВС к ремонтным работам	54
5.1.1.Зачистка резервуара то нефти, парафина и твердых осадков	54
Технологическая схема зачистки РВС	56
5.2 Техника безопасности при производстве работ по зачистке резервуара от нефти, парафина и твердых осадков	57
5.2.1Пожарная безопасность при производстве работ по зачистке резервуара от нефти, парафина и твердых осадков	58
5.2.2Подготовка резервуара к проведению комплексной дефектоскопии	59

5.3	Оценка состояния металлоконструкций	60
5.4	Классификация методов ремонта	60
5.5	Устранение дефектов с применением сварочных работ	62
5.1.1	Материалы, оборудование, режим сварки	62
5.2.2	Удаление дефектов основного металла.....	63
5.6.3	Режим сварных швов	63
5.6	Ремонт элементов конструкций резервуаров	64
5.6.1	Ремонт первого пояса стенки РВС.....	64
5.6.2	Ремонт первого пояса стенки РВС методом частичной замены	64
5.6.3	Ремонт участков стенки с монтажным дефектом в виде смещения полотнищ в вертикальной плоскости.....	65
5.3	Ремонт трещин.....	66
5.3.1	Трещины сварных соединений и основного металла окрайки	66
5.3.2	Трещины сварных соединений и основного металла днища	68
5.7	Ремонт днища резервуара.....	69
5.7.1	Метод устранения подрезов, отсутствия усиления сварного шва, незаполнения сварного шва, несплавления свариваемых кромок, задигов, и группы задигов, выходящих пор	70
5.7.2	Метод устранения непроваров, кратеров и группы кратеров, внутренних газовых пор....	70
5.5.3	Устранение хлопунгов.....	71
5.8	Ремонт кровли РВС.....	73
5.9	Прочие ремонты	73
5.9.1	Ремонт обвалования.....	73
5.9.1	Ремонт отмостки.....	74
6	Расчетов строительных конструкций вертикального стального резервуара.....	75
7.	СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	106
	ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ОГНЕВЫХ РАБОТ НА РЕЗЕРВУАРЕ.....	106
7.1.	Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению	106
7.1.1	<i>Отклонение показателей климата на открытом воздухе.....</i>	106
7.1.2.	Воздействие шума на работника. Защита от шума	108
7.2.	Утечки токсичных и вредных веществ в атмосферу	109
7.3.	Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей среды.	110
7.4	Тяжесть и напряженность физического труда	111
7.4.1	Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению	111
7.5	Экологическая безопасность.....	117
7.6	Техника безопасности при проведении сварочных работ.....	119

7.7 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	121
7.8 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	122
8. Экономическая часть	124
8.1Смета работ по реконструкции резервуара вертикального стального НПС ЦРС «Семилужки»	125
8.2 Заработная плата технического персонала	132
8. 3 Расчет показателей экономической эффективности.....	133

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 120 с., 60рис., 15табл., 5источников, 2 прил.

Ключевые слова: резервуар, технологическое оборудование, металлоконструкции

Объектом исследования является резервуар вертикальный стальной 20000 м³

Цель работы – рассмотрение анализа причин возникновения дефектов при эксплуатации резервуаров вертикальных стальных типа РВС 20000 м³ и технологии их ремонта.

В процессе исследования проводились расчеты строительных конструкций вертикального стального резервуара

В результате исследования анализа дефектов РВС 20000 .На основании полученных результатов было выявлено, что применение ремонтных работ, которая явличивает срокэксплуатации трубопровода.

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: технология и организация выполнения работ, подготовительные работы, земляные работы, монтаж резервуара, сварочно-монтажные работы резервуара _____

Экономическая эффективность/значимость работы трудозатраты при строительстве резервуара составляют 6 071 320 руб

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	АНАЛИЗ ПРИЧИН ВОЗНИКНОВЕНИЯ ДЕФЕКТОВ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ РЕЗЕРВУАРОВ ВЕРТИКАЛЬНЫХ СТАЛЬНЫХ ТИПА РВС 20000 М ³ И ТЕХНОЛОГИИ ИХ РЕМОНТА			
Разраб.		Харлашкина И.А.			Реферат	Лит.	Лист	Листов
Провер.							6	
Консульт.		Саруев Л.А.				ТПУ гр. 3-2Б21Т		
Зав.каф.		Рудаченко А.В.						

Определения

Резервуар – это емкость, предназначена для хранения, приема, откачки и измерения объема нефти

Резервуарный парк - группа резервуаров наземных и подземных, заглубленных в грунт или обсыпанных грунтом, предназначенных для хранения нефти и нефтепродуктов, размещенных на территории, ограниченной по периметру обвалованием или ограждающей стенкой

Ремонт резервуара - комплекс мероприятий по восстановлению технико-эксплуатационных характеристик с заменой или восстановлением элементов конструкций резервуара и оборудования с выводом резервуара из технологического режима работы и его зачисткой

Техническое диагностирование - комплекс мероприятий по определению технического состояния резервуара, характера, места и причин возникновения обнаруженных дефектов и предоставлению данных для последующего анализа с целью назначения ремонта и (или) установления срока безопасной эксплуатации резервуара до проведения очередного комплекса таких мероприятий

Техническое состояние - состояние оборудования и конструкций резервуара, которое характеризует их соответствие проекту, технической документации, регламентам, нормам и правилам, принятым в ОАО «АК Транснефть»

Дефект, подлежащий ремонту - каждое отдельное несоответствие нормативным документам: сварных швов, основного металла конструкции резервуара, геометрических форм резервуара, а также соединительные, конструктивные детали и приварные элементы, не соответствующие

нормативным документам					АНАЛИЗ ПРИЧИН ВОЗНИКНОВЕНИЯ ДЕФЕКТОВ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ РЕЗЕРВУАРОВ ВЕРТИКАЛЬНЫХ СТАЛЬНЫХ ТИПА РВС 20000 М ³ И ТЕХНОЛОГИИ ИХ РЕМОНТА			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Харлашкина И.А.			Определения	Лит.	Лист	Листов
Провер.							6	
Консульт.		Саруев Л.А.				ТПУ гр. 3-2Б21Т		
Зав.каф.		Рудаченко А.В.						

Конструкция резервуара - основание и фундаменты, днище, стенка, крыша, понтон

Элемент конструкции резервуара - листы днища, стенки, кровли резервуара, усиливающие накладки, патрубки, люки, стойки, элементы несущей конструкции, оборудование .

Окрайка - часть днища резервуара, на которую опирается стенка, которая состоит из краевых листов увеличенной толщины в сравнении с центральной частью, и сваренных встык

Центральная часть днища - внутренняя часть днища резервуара с толщиной листа меньшей чем окрайки и сваренных комбинированным способом: внахлест и встык.

Дефектный участок элемента конструкции резервуара - дефектный участок листа окраек, центральной части днища, стенки, настила кровли или элемента несущих конструкций кровли резервуара, патрубков.

Выборочный ремонт - локальный ремонт элементов конструкций резервуара с целью ликвидации дефектов на ограниченном участке

Заварка - метод ремонта, заключающийся в восстановлении толщины элемента конструкции резервуара в местах потери металла и сварного шва методом наплавки

Шлифовка - метод ремонта, заключающийся в снятии в зоне дефекта слоя металла путем шлифования для устранения концентрации напряжений

Хлопун (вмятина) - локальная деформация поверхности конструкции резервуара;

Потеря металла - локальное уменьшение номинальной толщины элемента конструкции резервуара (стенки, днища, кровли, понтона) в результате механического или коррозионного повреждения, или обусловленное технологией изготовления.

					Определения	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		6

Механическое повреждение основного металла элемента конструкции резервуара (риска, царапина, задира, вырыв) - дефект поверхности в виде углубления с уменьшением толщины элемента конструкции резервуара (стенки, днища, кровли или понтона), образованный в результате взаимодействия поверхности металла с твердым телом.

Трещина - дефект в виде узкого разрыва металла элемента конструкции резервуара.

Гофр - чередование выпуклостей и вогнутостей стенки. Глубина гофра определяется как сумма высоты выпуклости и глубины вогнутости, измеренных от образующей резервуара.

Околошовная зона - участок основного металла шириной, равной 50мм. в каждую сторону от линии перехода шва к основному металлу.

Расслоение - внутреннее нарушение сплошности металла технологического происхождения в продольном и поперечном направлениях, разделяющее металл на слои.

Равномерная осадка основания - равные по площади и по периметру отклонения отметок днища и окраек.

Неравномерная осадка основания - неравномерные по площади и по периметру отклонения отметок днища и окраек.

Контур днища - узел соединения днища и стенки тавровым швом

Излом - нарушение целостности элементов сборных или монолитных конструкций резервуара

Скол, откол бетона - локальное повреждение в виде отделившихся фрагментов бетона от сборных и монолитных конструкций резервуара (балок, плит покрытия, панелей стен, днища, ребер колонн) или нарушение сплошности в стыках в виде вывалов фрагментов бетона из стыков между плитами, узлов сопряжения стен и покрытия, стен и днища, в зонах опирания плит и балок, вследствие коррозионного или механического воздействия

Разрушение защитного слоя бетона - поверхностное разрушение бетона без обнажения арматуры

					Определения	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		7

Ресурс - срок безопасной эксплуатации (в годах) резервуара на допустимых параметрах от сдачи в эксплуатацию до перехода в предельное состояние

Срок службы - срок безопасной эксплуатации резервуара (в годах) на допустимых параметрах, установленных по результатам технической диагностики, от момента его технической диагностики до проведения следующей технической диагностики или ремонта

Список основных сокращений

МН – магистральные нефтепроводы

ОАО – открытое акционерное общество

РНУ – районное нефтепроводное управление

УМН – управление магистральных нефтепроводов

НУ – нефтепроводное управление

НБ – нефтебаза

НПС – нефтеперекачивающая станция

ЛПДС – линейная производственно – диспетчерская станция

ПРП – приемораздаточный патрубок

ПРУ – приемо-раздаточное устройство

ТОР – техническое обслуживание и ремонт

ППР – проект производства работ

ТБ – техника безопасности

ПБ – пожарная безопасность

СИЗ – средство индивидуальной защиты

ГПС – Государственная противопожарная служба

ПТЭ – правила технической эксплуатации

РВС – резервуар вертикальный стальной

РВСП – резервуар вертикальный стальной с понтоном

РВСПК – резервуар вертикальный стальной с плавающей крышей

ЦД – цветная дефектоскопия

МПД – магнитопорошковая дефектоскопия

					Определения	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		8

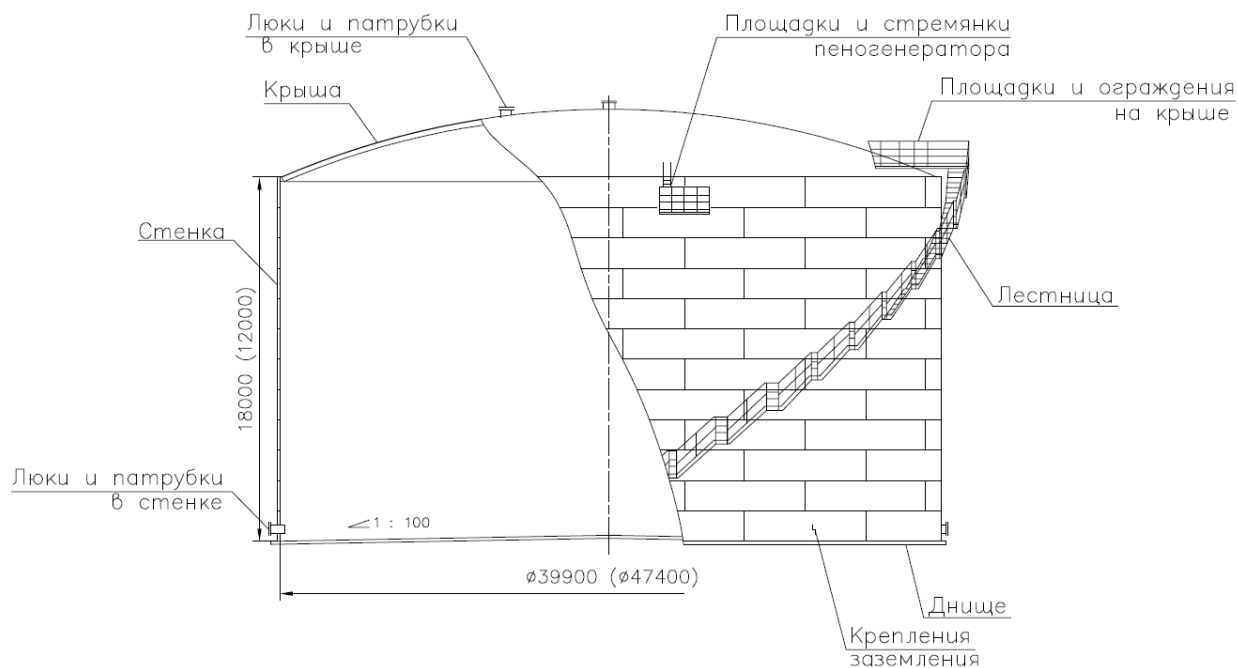


Рис. Резервуар вертикальный стальной 20000м

В состав резервуара входят:

- цилиндрическая стенка;
- стационарная или плавающая крыша;
- коническое днище;
- обслуживающие площадки, лестницы, ограждения, люки, патрубки;
- технологическое оборудование.

					АНАЛИЗ ПРИЧИН ВОЗНИКНОВЕНИЯ ДЕФЕКТОВ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ РЕЗЕРВУАРОВ ВЕРТИКАЛЬНЫХ СТАЛЬНЫХ ТИПА РВС 20000 м ³ И ТЕХНОЛОГИИ ИХ РЕМОНТА	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		9

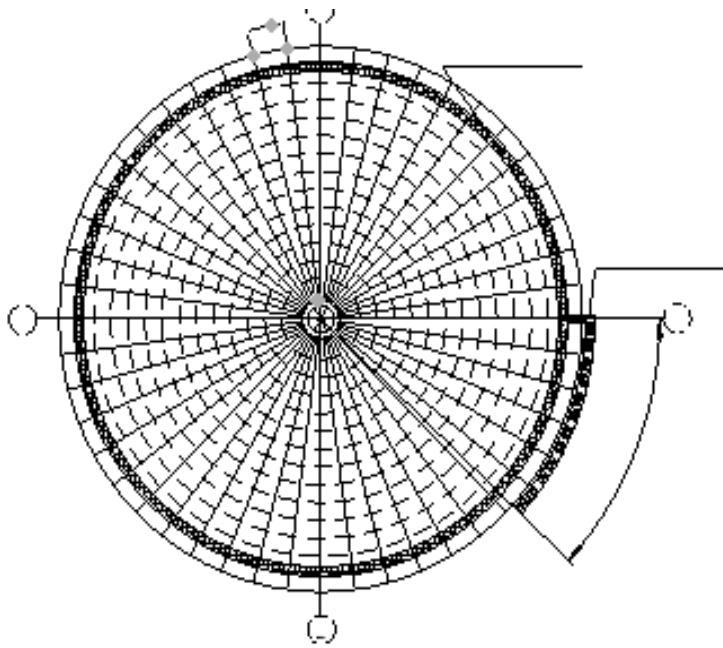
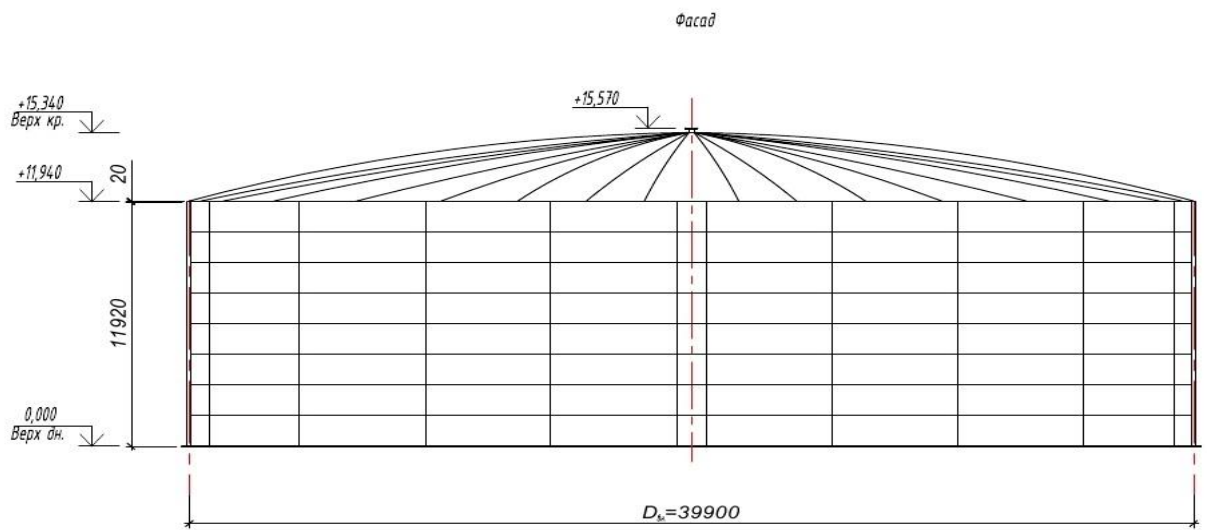


Рис. Крыша резервуара

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

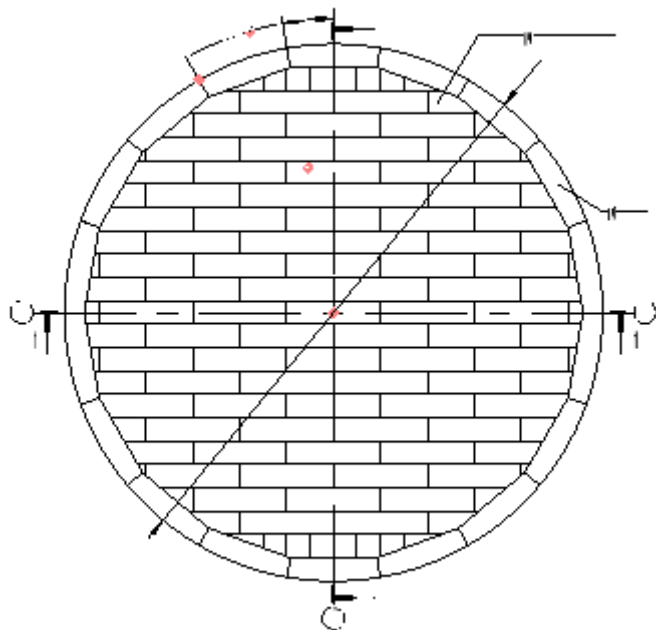


Рис. Днище резервуара

номинальный объем,	20000 м3
внутренний диаметр резервуара ,	45,6 м
диаметр понтона,	45,2 м
высота стенки,	12 м
полезная емкость,	17400 м3
материал резервуара	сталь
длина окружности,	143,3 м
площадь понтона,	1605 м2

Параметры днища:	
Масса	57408 кг
Толщина листов	в центре/окраек мм 5/10
лестницы	кг 1766
люков и патрубков	кг 3651

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

- сложный характер нагружения конструкции в зоне уторного шва в сочетании с практическим отсутствием контроля сплошности этих сварных соединений.

Одной из составляющих, обеспечивающих надежность нефтепроводной системы, является надежность резервуаров, поэтому выявление и устранение их дефектов, анализ причин их возникновения – ответственные операции, определяющие во многом дальнейшую безопасность и бесперебойную эксплуатацию резервуаров.

Резервуарные парки необходимы:

- для приема нефти от добывающих предприятий
- для учета нефти
- для обеспечения заданных свойств нефти, включая возможное компаундирование
- для компенсации неравномерности приема-отпуска нефти.

В соответствии с этим назначением резервуарными парками оборудуют головные нефтеперекачивающие станции, некоторые из промежуточных станций, а также нефтебазы в конце нефтепровода.

Резервуары для хранения нефти и нефтепродуктов могут быть подразделены по следующим признакам:

1. по материалу, из которого они изготовлены:

- металлические,
- железобетонные,
- из синтетических материалов,
- льдогрунтовые,
- каменные,
- земляные,
- емкости в соляных пластах,
- в горных выработках,

2. по технологическим операциям:

					Введение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		12

- резервуары для хранения маловязких высокоиспаряющихся нефтей и нефтепродуктов,
 - резервуары для хранения высоковязких и высокозастывающих нефтей и нефтепродуктов,
 - резервуары, отстойники,
 - резервуары-смесители;
3. о величине избыточного давления в газовом пространстве резервуара:
- резервуары низкого давления, в которых давление внутри резервуара мало отличается от атмосферного ($P_{и} = 0,002 \text{ МПа} = 200 \text{ мм вод. ст.}$) и
 - резервуары повышенного давления ($P_{и} > 0,002 \text{ МПа}$);
4. по отношению к поверхности земли:
- наземные
 - надземные
 - подземные
5. по конструкции:
- РВС со стационарными крышами, с плавающими крышами и с понтонами
 - горизонтально-цилиндрические
 - шаровые, каплевидные

1 Анализ возникновения дефектов

При хранении сернистых нефтей в вертикальных стальных резервуарах объемом 20000 м³, выполненных из углеродистой стали 09Г2С, наблюдается образование трех коррозионных зон.

Первая зона - крыша и верхние пояса корпуса резервуара, где наиболее агрессивной является парогазовая фаза, содержащая кислород воздуха и влагу, которые поступают в резервуар через дыхательные клапаны и смешиваются с парами нефти. Агрессивность этой среды возрастает в присутствии сероводорода. Процесс коррозии происходит на внутренней стенке корпуса, где образуется пленка влаги, которая насыщается кислородом воздуха, сероводородом и углекислым газом. Скорость коррозионного разрушения металла 1,0-1,5 мм/год.

Вторая зона - днище и нижний пояс корпуса, где основными коррозионными агентами являются продукты отстоя нефти и подтоварная вода с растворенными в ней хлористыми солями магния, кальция, натрия и др. Разрушению подвергаются также участки днища с внешней стороны, находящиеся в контакте с почвенными электролитами. Поражение листов днища коррозионными язвами достигает средней скорости 1,0 мм/год.

Третья зона - по линии раздела жидкой и газообразной фаз в верхних поясах корпуса резервуара. Пояса корпуса, смачиваемые нефтью, корродируют умеренно со скоростью 0,5 мм/год. Более интенсивно протекает коррозионный процесс на границе раздела фаз.

Интенсивность и характер коррозионного разрушения металла резервуара зависят от многих факторов: химического состава нефтяного сырья, температуры, скорости перемещения потоков коррозионной стойкости материала.

					АНАЛИЗ ПРИЧИН ВОЗНИКНОВЕНИЯ ДЕФЕКТОВ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ РЕЗЕРВУАРОВ ВЕРТИКАЛЬНЫХ СТАЛЬНЫХ ТИПА РВС 20000 М ³ И ТЕХНОЛОГИИ ИХ РЕМОНТА			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Харлашкина И.А.			Анализ возникновения дефектов	Лит.	Лист	Листов
Провер.		Саруев Л.А.					14	138
Консульт.						ТПУ гр. 3-2521Т		
Зав.каф.		Рудаченко А.В.						

Морозному разрушению подвержен бетон под воздействием переменного температурно-влажностного режима в зоне заложения его в грунт. Проникновение замерзающей влаги в поры бетона может привести к поверхностному разрушению бетона или развитию значительных трещин в конструкциях.

Сульфаты и хлориды действуют на связи бетона, что приводит к выщелачиванию его составляющих с резкой потерей прочности и даже к полному разрушению.

Температурные трещины могут обеспечить доступ для влаги в тело массива бетона и привести к коррозии арматуры.

К осадке может привести и вовремя не устраненный зазор между частично осыпавшимся основанием и днищем резервуара

При наличии анкерного крепления особое внимание следует уделять состоянию бетона в зоне установки анкеров, а также состоянию резьбы и формы анкерных болтов.

Осадка резервуаров и их оснований также объясняется разной степенью уплотненности искусственного основания или разной влажностью грунта и температурного режима оттаивания грунта с южной и северной сторон, неравномерностью нагрузки в средней части основания (гидростатическая нагрузка составляет $0^{1.0}$ —0,12 МПа) и по периметру резервуара (нагрузка от массы стенки и кровли достигает 0,9—1 МПа). Большая неравномерность осадки между периферийной и центральной частями днища, а также между отдельными участками периферии вызывает дополнительные деформации и соответствующие напряжения, которые в сочетании с рабочими напряжениями от эксплуатационных нагрузок могут достигать значений расчетного или даже временного сопротивления материала конструкции, что в свою очередь может привести к разрушению днища, стенки и узла сопряжения стенки с днищем.

					АНАЛИЗ ПРИЧИН ВОЗНИКНОВЕНИЯ ДЕФЕКТОВ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ РЕЗЕРВУАРОВ ВЕРТИКАЛЬНЫХ СТАЛЬНЫХ ТИПА РВС 20000 м ³ И ТЕХНОЛОГИИ ИХ РЕМОНТА	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		15

К развитию неравномерных осадок резервуаров приводит и некачественная подготовка основания или изменение гидрогеологических условий района эксплуатации. Результаты диагностики показали, что для РВС-20000 наиболее часто встречается равномерная по контуру осадка и крен. При равномерных осадках более 50 мм может возникнуть значительная деформация узла сопряжения приемо-раздаточного трубопровода со стенкой резервуара. Это, в свою очередь, может привести к разрушению резервуара, обычно начинающемуся с нижней части сварного шва в месте соединения трубопровода с резервуаром.

Неравномерные осадки приводят к переформированию полей напряжений и деформаций. Значительные осадки могут служить причиной возникновения недопустимых напряжений в узле сопряжения стенки резервуара с днищем, приемо-раздаточными патрубками и верхней частью РВС.

Влияние механических повреждений на работоспособность конструкции выражается через концентрацию напряжений. Так, при циклическом нагружении резервуара развитие пластических деформаций идет опережающими темпами в поверхностных слоях металла, а затем локализуется в окрестностях механического повреждения, являющегося концентратором напряжений.

Недопустимые осадки существующего кольцевого фундамента могут происходить в результате наличия под резервуаром в сжимаемой толще неблагоприятных инженерно-геологических условий (речь идет о грунтах с модулем деформации менее 10 МПа

Изменение геометрической формы стенки резервуара происходит в процессе эксплуатации под действием вакуума, возникающего в случае неисправности дыхательной арматуры резервуара или превышении допустимой скорости слива при опорожнении нефтепродуктов. В таких условиях в верхних поясах корпуса образуются значительные напряжения и появляются вмятины, выпучины и хлопуны.

					АНАЛИЗ ПРИЧИН ВОЗНИКНОВЕНИЯ ДЕФЕКТОВ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ РЕЗЕРВУАРОВ ВЕРТИКАЛЬНЫХ СТАЛЬНЫХ ТИПА РВС 20000 М ³ И ТЕХНОЛОГИИ ИХ РЕМОНТА	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		16

На их возникновение огромное влияние также оказывает то, что РВС-20000 работают в сложном напряженно- деформированном состоянии, обусловленном одновременным действием гидростатического давления хранимого нефтепродукта, значительного перепада температуры, ветровой и снеговой нагрузок, неравномерными осадками, сейсмическими явлениями

1.1 Анализ возникновения осадок оснований и фундаментов и других нарушений геометрической формы

Основными причинами повреждений оснований и фундаментов являются:

1. потеря несущей способности грунтов основания под окрайкой резервуара в результате постоянного их обводнения паводковыми и дождевыми водами, стекающими с крыши и стен резервуара
2. эрозия почвы, выпучивание и набухание грунтов основания, просадка
3. некачественно выполненная насыпи в основании резервуара
4. морозное разрушение бетона фундамента
5. разрушение бетона фундаментов под воздействием ливневых и подземных вод, резких перепадов температуры воздуха
6. воздействие кислот и щелочей, химических составляющих воздуха на железобетонные фундаменты.

Фундаменты под резервуары являются наиболее ответственной частью всего сооружения, так как принимают на себя гидростатическое давление нефтепродукта в резервуаре. Неправильно спроектированный фундамент может быть причиной неравномерной осадки резервуара, в результате чего в корпусе и днище резервуара появляются трещины, а в некоторых случаях происходит и полное его разрушение.

Осадка основания может возникнуть в результате потери несущей способности грунтов основания в процессе интенсивного обводнения, вследствие плохо организованного водоотвода дождевых и талых вод с

					АНАЛИЗ ПРИЧИН ВОЗНИКНОВЕНИЯ ДЕФЕКТОВ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ РЕЗЕРВУАРОВ ВЕРТИКАЛЬНЫХ СТАЛЬНЫХ ТИПА РВС 20000 М ³ И ТЕХНОЛОГИИ ИХ РЕМОНТА	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		17

поверхности резервуара и некачественного выполнения насыпи в основании резервуара, а также эрозии почвы.

Выпучивание фундаментов происходит при промерзании или набухании грунтов основания также за счет обводнения грунтов под фундаментами.

К развитию неравномерных осадок резервуаров приводит и некачественная подготовка основания или изменение гидрогеологических условий района эксплуатации. Результаты диагностики показали, что для РВС-20000 наиболее часто встречается равномерная по контуру осадка и крен. При равномерных осадках более 50 мм может возникнуть значительная деформация узла сопряжения приемо-раздаточного трубопровода со стенкой резервуара. Это, в свою очередь, может привести к разрушению резервуара, обычно начинающемуся с нижней части сварного шва в месте соединения трубопровода с резервуаром.

Неравномерные осадки приводят к переформированию полей напряжений и деформаций. Значительные осадки могут служить причиной возникновения недопустимых напряжений в узле сопряжения стенки резервуара с днищем, приемо-раздаточными патрубками и верхней частью РВС.

Влияние механических повреждений на работоспособность конструкции выражается через концентрацию напряжений. Так, при циклическом нагружении резервуара развитие пластических деформаций идет опережающими темпами в поверхностных слоях металла, а затем локализуется в окрестностях механического повреждения, являющегося концентратором напряжений.

Недопустимые осадки существующего кольцевого фундамента могут происходить в результате наличия под резервуаром в сжимаемой толще неблагоприятных инженерно-геологических условий (речь идет о грунтах с модулем деформации менее 10 МПа

					АНАЛИЗ ПРИЧИН ВОЗНИКНОВЕНИЯ ДЕФЕКТОВ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ РЕЗЕРВУАРОВ ВЕРТИКАЛЬНЫХ СТАЛЬНЫХ ТИПА РВС 20000 М ³ И ТЕХНОЛОГИИ ИХ РЕМОНТА	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		18

Изменение геометрической формы стенки резервуара происходит в процессе эксплуатации под действием вакуума, возникающего в случае неисправности дыхательной арматуры резервуара или превышении допустимой скорости слива при опорожнении нефтепродуктов. В таких условиях в верхних поясах корпуса образуются значительные напряжения и появляются вмятины, выпучины и хлопунцы. На их возникновение огромное влияние также оказывает то, что РВС-20000 работают в сложном напряженно- деформированном состоянии, обусловленном одновременным действием гидростатического давления хранимого нефтепродукта, значительного перепада температуры, ветровой и снеговой нагрузок, неравномерными осадками, сейсмическими явлениями

1.2 Анализ появления дефектов сварных соединений

Значительное влияние на прочность сварного шва оказывают его пористости и трещины.

Общими причинами появления трещин, как горячих, так и холодных, в швах сварных соединений являются:

1. слишком высокая жесткость соединений
2. слишком малый размер сварного шва для данной толщины соединения
3. несоблюдение или неправильный выбор технологии сварки
4. дефекты в сварном шве
5. неправильная подготовка соединения под сварку
6. неудовлетворительное качество или неправильный выбор типа электродов
7. использование повышенных значений сварочного тока, которое может привести к появлению крупнозернистых охрупченных участков структуры
8. высокое содержание углерода или легирующих элементов в основном металле, не учтенное при выборе технологии сварки.

					АНАЛИЗ ПРИЧИН ВОЗНИКНОВЕНИЯ ДЕФЕКТОВ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ РЕЗЕРВУАРОВ ВЕРТИКАЛЬНЫХ СТАЛЬНЫХ ТИПА РВС 20000 М ³ И ТЕХНОЛОГИИ ИХ РЕМОНТА	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		19

Также причинами появления трещин сварных швов являются собственные напряжения, которые возникают в металле из-за неравномерного его нагрева и охлаждения, изменения структуры металла под влиянием нагрева при сварке и пр. Трещины легче возникают в местах ослабления металла какими-либо дефектами, поэтому они часто имеют начало у картеров, подрезов и непроваров. Наиболее возможно появление трещин при сварке легированных сталей, чувствительных к закалке.

Этому явлению способствуют линейные сокращения металла, возникающие в результате внутренних напряжений. Размеры и направление горячих трещин могут быть самыми различными и зависят от соответствия материала, электродов и режимов сварки.

Трещины в сварных швах наблюдаются редко. Чаще они появляются в местах пересечения швов. Причина их образования – отклонение от нормальной технологии сварки при строительстве концентрация напряжений в нижнем узле резервуаров.

Поры в сварочном шве возникают при выделении газов в процессе кристаллизации металла. Как правило, это азот, водород или окись углерода, получаемые в результате химических реакций. Но поры в сварочном шве могут возникать не только от газов. Это явление случается при повышенной тугоплавкости, вязкости и плотности шлаков, которые не покидают пределы сварочного шва.

Появление в металле сварного шва пор вызвано:

1. плохим качеством или неправильным подбором типа электродов;
2. неправильным выбором технологии сварки
3. малым временем существования сварочной ванны, газы не успевают выйти из расплавленного металла
4. плохим качеством металла

Неравномерное сечение шва по ширине и толщине может быть следствием плохой сборки, небрежной или неумелой работы сварщика.

					АНАЛИЗ ПРИЧИН ВОЗНИКНОВЕНИЯ ДЕФЕКТОВ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ РЕЗЕРВУАРОВ ВЕРТИКАЛЬНЫХ СТАЛЬНЫХ ТИПА РВС 20000 М ³ И ТЕХНОЛОГИИ ИХ РЕМОНТА	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		20

Этот дефект придает шву плохой внешний вид и снижает его прочность. Швы с недостаточным усилением подвергаются дополнительной наплавке.

Дефект считается примыкающим к сварному шву, если минимальное расстояние от линии перехода шва к основному металлу до границы дефекта менее 50мм.

1.3 Анализ появления трещин

1.Основной эксплуатационной нагрузкой для металлоконструкций резервуаров является внутреннее давление хранимого нефтепродукта, которое в процессе эксплуатации может изменяться, что позволяет считать эту нагрузку циклической. Под воздействием нагрузки обширная часть поверхности резервуара (металл со сварными соединениями) оказывается в поле растягивающих напряжений.

2. В нагруженных элементах резервуара (окрайке днища, в стенке) появляются усталостные повреждения, которые постепенно образуют трещины. Ввиду с этим процессом развитие трещин подразделяют на две стадии: на стадию развития трещины до большого деаметра, при достижении которого происходит аварийное разрушение конструкции и на стадию накопления усталостных повреждений

3.Большинство хрупких разрушений резервуаров вертикальных стальных-20000 появляются дефекты от сварки или трещины малоцикловой усталости, которые появляются вблизи мест концентрации напряжений. Особыми местами напряжений являются технологические отверстия, монтажные и уторные соединения.

4.В результате дефектов сварки могут образовываться не провары, подрезы, которые также служат причиной возникновения областей повышенной концентрации напряжения.

5.Основную роль в обеспечении надежности резервуара является качество сварки.

					АНАЛИЗ ПРИЧИН ВОЗНИКНОВЕНИЯ ДЕФЕКТОВ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ РЕЗЕРВУАРОВ ВЕРТИКАЛЬНЫХ СТАЛЬНЫХ ТИПА РВС 20000 М ³ И ТЕХНОЛОГИИ ИХ РЕМОНТА	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		21

4. Потеря устойчивости резервуара связана с наличием кольцевых, сжимающих напряжений в стенке и различного рода нагрузок, наличием выпучин, вмятин и хлопунгов, увеличивающих концентрацию напряжений, с уменьшением ее толщины вследствие коррозионных повреждений

					АНАЛИЗ ПРИЧИН ВОЗНИКНОВЕНИЯ ДЕФЕКТОВ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ РЕЗЕРВУАРОВ ВЕРТИКАЛЬНЫХ СТАЛЬНЫХ ТИПА РВС 20000 М ³ И ТЕХНОЛОГИИ ИХ РЕМОНТА	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		23

РВС в процессе работы находятся под воздействием многих эксплуатационных факторов. Среди них основная роль принадлежит малоцикловому нагружению, связанному с заполнением-опорожнением резервуаров, и коррозионному воздействию агрессивных примесей, растворенных в нефти, на незащищенные части металлоконструкций РВС. Наиболее активно процессы накопления усталостных повреждений проходят в зонах дефектов, потенциально являющихся концентраторами напряжений.

Дефекты, появляющиеся в процессе эксплуатации, подразделяются на две группы: коррозионные повреждения и нарушения геометрической формы.

2.1.1 Коррозионные повреждения

Язвенная и точечные виды коррозии особенно опасны для резервуаров, так как они быстро могут привести к сквозному проржавлению стенок и к концентрации местных напряжений около каверн и питтингов.

Процесс коррозии начинается с поверхности металлического сооружения и распространяется вглубь него. При этом изменяется внешний вид металла: на его поверхности образуются углубления (язвы, пятна), заполненные продуктами коррозии.

В практике встречаются различные виды коррозии и коррозионных повреждений металлоконструкций резервуаров:

1. Сплошная коррозия, охватывающая всю поверхность металла, находящегося под воздействием коррозионной среды.

Сплошная коррозия может быть равномерной – протекающей с одинаковой скоростью по всей поверхности металлической конструкции, и неравномерной – протекающей с неодинаковой скоростью на различных участках поверхности металла.

Сплошные коррозионные повреждения - это группа из двух и более коррозионных потерь металлов, объединенных в единый дефект, если расстояние между соседними дефектами меньше или равно 50мм (рис.2.1.1):

$$G \leq 50 \text{ мм}, \quad (2.1)$$

					Коррозионные повреждения	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		25

где G – расстояние между соседними дефектами.

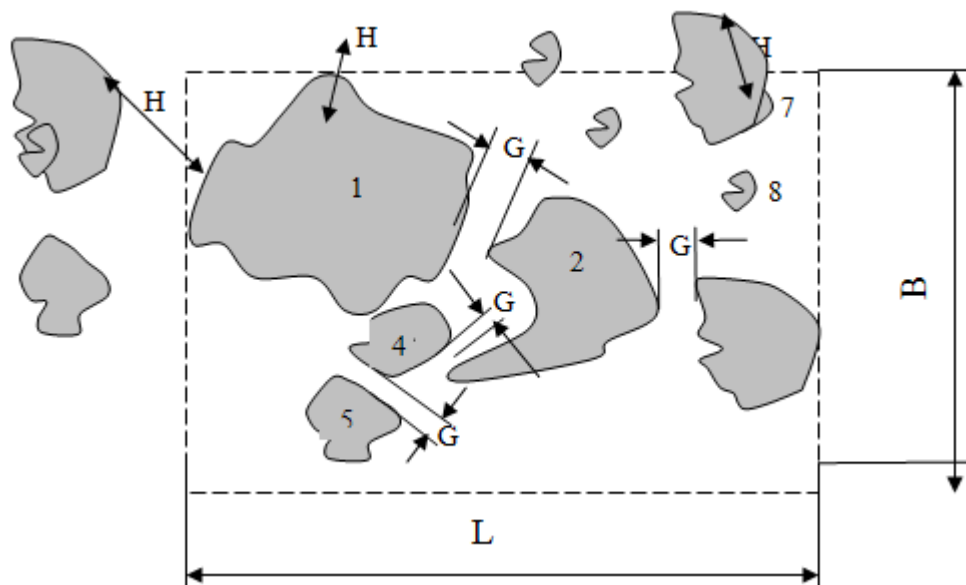


Рис.2.1.1. Сплошные коррозионные повреждения: L - длина, B - ширина, $G < 50$ мм, $H > 50$ мм - расстояние между дефектами

2. Местная (локальная) коррозия, которая сосредоточена на отдельных участках поверхности металла и характеризуется небольшой глубиной по сравнению с поперечными размерами прокорродировавших участков.

Местная коррозия может быть следующих видов:

- пятнами (рис 2.1.2, а) – в виде отдельных пятен, диаметр которых больше глубины прокорродировавшего слоя металла;
- язвенная (рис. 2.1.2, б) – в виде отдельных пятен, диаметр которых соответствует их глубине (например коррозия углеродистой стали в почве);
- точечная или питтинговая (рис. 2.1.2, в) – в виде множества отдельных точек диаметром 0,1 – 2 мм;
- подповерхностная (рис. 2.1.2, г) – коррозия, распространяющаяся преимущественно под поверхностью металла и часто вызывающая вспучивание металла и его расслоение;

									Лист
									26
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

- сквозная коррозия, вызывающая разрушение металла насквозь (рис. 2.1.3);
- межкристаллитная (рис. 2.1.2, д) – распространяющаяся по границам кристаллов металла (этот вид коррозии, не меняя внешний вид поверхности металла, приводит к быстрой потере прочности);
- коррозионное растрескивание (рис. 2.1.2, е) – образование коррозионных трещин вследствие коррозионной усталости металла и действия постоянных растягивающих напряжений.

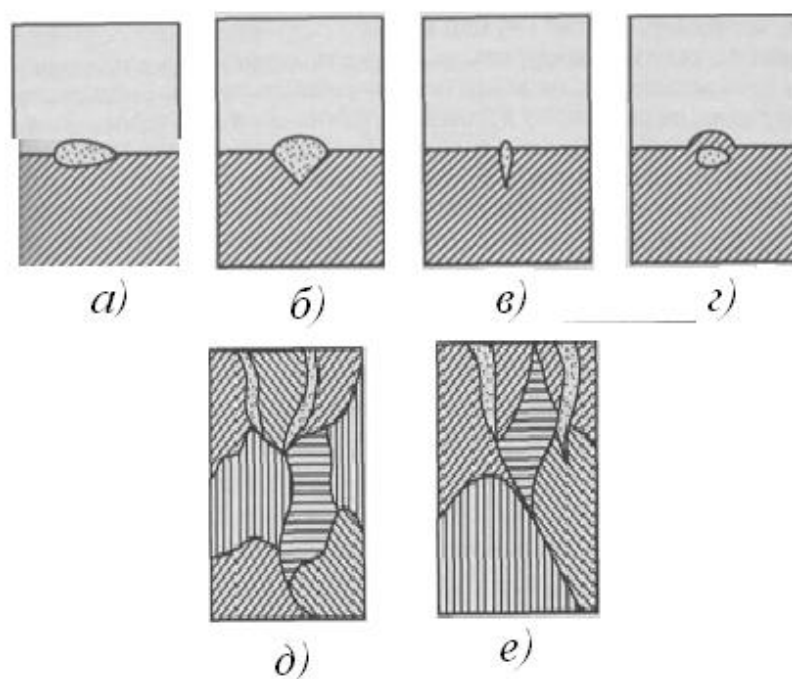


Рис. 2.1.2 Виды местной коррозии металла:

а – пятнами; б — язвенная; в — точечная; г — подповерхностная; д— межкристаллическая; е — коррозионное растрескивание



Рис. 2.1.3 Сквозная коррозия днища

Язвенная и точечные виды коррозии особенно опасны для резервуаров, так как они быстро могут привести к сквозному проржавлению стенок и к концентрации местных напряжений около каверн и питтингов.

Локальное коррозионное повреждение - это один дефект потери металла диаметром не более 50мм, расстояние от которого до ближайших дефектов или сварного шва превышает $H > 50\text{мм}$.

При превышении суммарных размеров локальных повреждений более 50мм на участке длиной 200мм в любом направлении зону локальных коррозионных повреждений следует рассматривать как сплошную коррозию площадью $S = L \cdot B$ (рис. 2.1.4, 2.1.5).

коррозионных повреждений следует рассматривать как сплошную коррозию площадью $S = L \cdot B$ (рис. 2.1.4, 2.1.5).

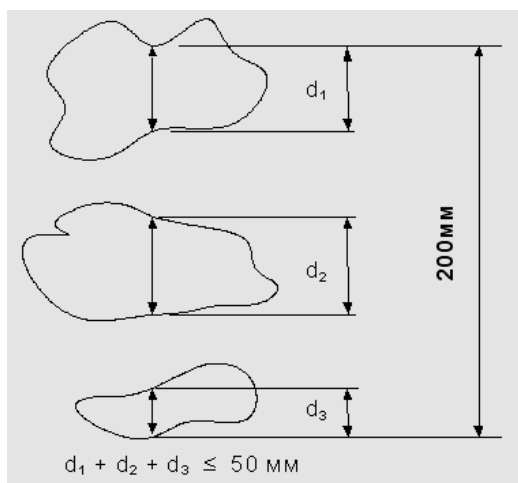
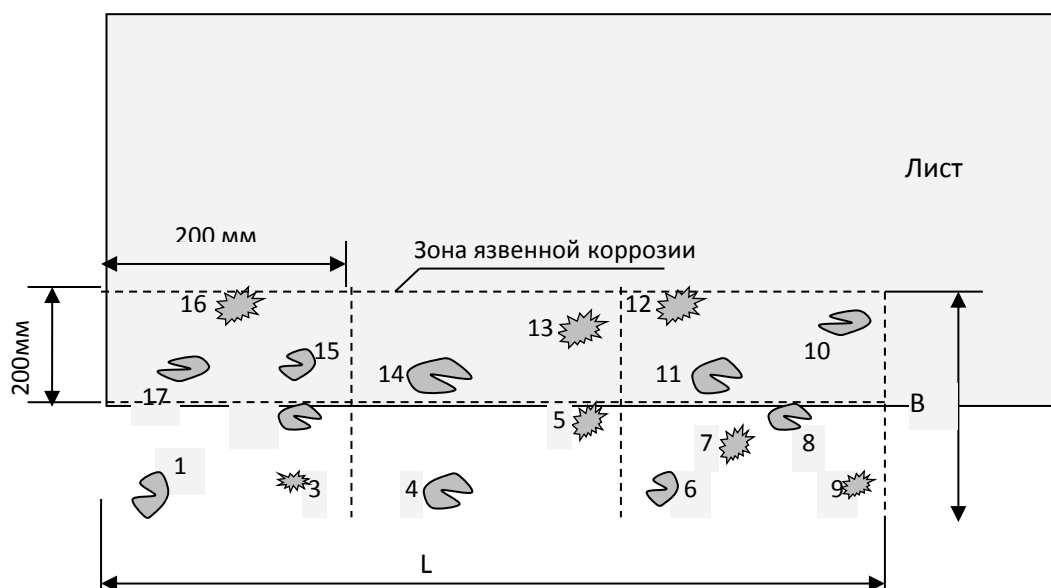


Рис.2.1.4 Замер локальных коррозионных дефектов: d_1 , d_2 , d_3 - размер



язв

Рис.2.1.5. Зона язвенной коррозии площадью $L*B$: L - длина, B - ширина, d - размер язвенной коррозии; $d_2+d_3>50\text{мм}$ на участке 200мм; $d_6+d_7>50\text{мм}$ на участке 200мм; $d_6+d_9>50\text{мм}$ на участке 200мм; $d_1+d_3>50\text{мм}$ на участке 200мм; $d_{15}>50\text{мм}$ на участке 200мм

По условиям протекания коррозионного процесса наиболее часто встречаются следующие виды коррозии металлических конструкций резервуаров:

1. Атмосферная коррозия, которая протекает в воздухе; различают три вида атмосферной коррозии:

					Сквозная коррозия	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		29

- во влажной атмосфере – при относительной влажности воздуха выше 40%;
- в мокрой атмосфере – при относительной влажности воздуха, равной 100%;
- в сухой атмосфере – при относительной влажности воздуха менее 40%.

1. Атмосферная коррозия – один из наиболее распространенных видов вследствие того, что металлическая конструкция резервуара эксплуатируется в атмосферных условиях.

2. Жидкостная коррозия – коррозия металлов в жидких средах -нефть, нефтепродукты

3. Подземная коррозия – коррозия металлов, вызываемая в основном действием растворов солей, содержащихся в почвах и грунтах. Коррозионная агрессивность почвы и грунтов обусловлена структурой и влажностью почвы, содержанием кислорода и других химических соединений, рН, электропроводностью

4. Коррозия под напряжением, которая протекает при совместном воздействии на металл агрессивной среды и механических напряжений – постоянных растягивающих (коррозионное растрескивание) и переменных или циклических (коррозионная усталость).

3.1.2 Коррозионные повреждения металлоконструкций резервуаров

Наличие в составе нефти сернистых соединений, подтоварной воды, и сульфатовосстанавливающих бактерий вызывает коррозионный процесс на поверхности днища РВС-20000 в области уторного шва. К коррозионным повреждениям подвержены верхний поястенки в зоне налива нефти и кровля резервуара, контактируют с агрессивными газами находящимися в нефти, крыша и кровля резервуаров.

В результате коррозии часто появляются такие дефекты как уменьшение толщины листа днища и первого пояса стенки резервуара.

Фактическая толщина стенок корпуса, кровли,

Глубина допустимого дефекта отсчитывается от проектной толщины листа (элемента) - t .

Дефекты элементов стенки резервуара глубиной 0,2 t и более являются дефектами, подлежащими ремонту. Глубиной допустимого дефекта для остальных элементов конструкций является глубина 0,3 t и менее.

Предельная глубина дефекта стенки определяется толщиной стенки, удовлетворяющей условиям прочности и устойчивости. Толщина листов стенки по результатам измерений в прокорродировавших местах должна быть не меньше максимальной из 2х величин, приведенной в таблице 2.1.1, расчет на прочность или проектной толщины, принятого по ГОСТ или техническим условиям, по которому изготовлен прокат.

Таблица 2.1.1. Минимальная допустимая толщина листов стенки резервуара, мм

Емкость резервуара, м ³		Номер поясов					Тип		
1	2	3	4	5	6	7	8	стали	
20000	12,0	11,0	10,0	9,0	8,0	7,0	7,0	7,0	09Г2С

2.2 Нарушение геометрической формы резервуара

1. Для обеспечения безопасной работы резервуара в процессе эксплуатации нужно выполнять контроль за осадкой основания резервуара.

2. Контроль за осадкой основания резервуара вертикального стального заключается в нивелировки окрайки днища по наружному периметру резервуара в процессе эксплуатации. Составляют акты по результатам нивелирования.

3 В первые четыре года эксплуатации нивелирования нужно проводить каждый год. Должно проводиться контрольное нивелирование раз в 5 лет

4. Нивелировку окрайки днища стальных вертикальных резервуаров нужно проводить через 6 метров по точкам, совпадающих с вертикальными швами нижнего пояса резервуара, когда лист нижнего пояса должен иметь длину 6 метров.

5. Обходить резервуар нужно по часовой стрелке.

6. Точки отмечают красной краской с указанием номера точки.

7. Резервуары, находящиеся в эксплуатации более четырех лет, допустимые отклонения не должны превышать величины, указанных в Руководящем документе 08-95-95.

8. Для получения точных величин осадки резервуара перед нивелированием проводится поверка геодезического инструмента, периодически смотреть за состоянием марок, реперов на запорной арматуре, лестниц, и разметкой точек нивелирования на резервуаре.

9. Нивелировку окрайки днища нужно нивелировать фундамент лестницы и фундамент под запорную арматуру приемных технологических трубопроводов.

10. Резервуар нужно выводить из эксплуатации когда возникают предельные величины осадки основания устанавливается комиссией.

12. Нивелировка проводится организацией, которая имеет документ для проведения данного вида работ. По результатам нивелирования оформляются акты и заключения

					<i>Нарушение геометрической формы</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		32

13. Для измерения осадок основания на территории предприятия нужно устанавливать глубинные реперы, которые закладывают по индивидуальным проектам ниже глубины промерзания грунта.

3.1.1 Осадка основания и фундамента резервуара и отклонения образующих стенки от вертикали

Как известно, при длительной эксплуатации резервуаров часто имеет место такое явление как осадка резервуара. Основной причиной осадки резервуаров является осадка его основания и фундамента, превышающая допуски, приведенные в ПБ 03-605-03.

Осадки фундаментов и деформации основания резервуара могут протекать по периметру или площади.

Можно выделить три основных вида осадок:

1. Равномерная осадка – это осадка, имеющая одинаковую величину по всей подошве сооружения, например по всей площади днища резервуара или фундамента под опоры трубопровод

Рис. 2.2.1 Равномерная осадка: А - основание резервуаров

Равномерная осадка, если величина не превышает 50 миллиметров, не представляет опасность для эксплуатации резервуаров, в частности и для РВС-20000, т.к. она не вызывает напряжений в конструкции резервуара и не вызывает изменений напряженного состояния стенок, днища и кровли. Незначительная деформация и связанное с ней изменение напряженного состояния могут появиться в узле сопряжения приемораздаточного патрубков с корпусом резервуара. Деформация появляется из-за разной величины осадки основания резервуара и опор технологических трубопроводов. Именно поэтому необходимо, чтобы трубопроводы и прикрепленное оборудование имели возможно перемещать в зоне врезки патрубка в стенку резервуара для уменьшения напряжений.

					<i>Осадка основания фундамента</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		33

При достаточно больших величинах равномерных осадок могут появиться деформация узла сопряжений приемораздаточного патрубок с корпусом резервуара. В этих случаях напряжения в них могут привести к образованию трещин и разрушению резервуара.

2. Равномерный наклон основания в разную сторону, вызывает подъем уровня жидкости в наклоняется и, увеличение кольцевых напряжений в оболочке резервуара. При наличии плавающей крыши или пантона значительный наклон может вызвать препятствие их перемещению и заклинивание.

3. Неравномерность осадки основания (рис. 2.2.2) встречается значительно чаще, чем равномерная, является наиболее опасной и непредсказуемой. Бывает провальной и на участке появляются большие напряжения, происходит разрушение сварных швов стенки резервуара. Затрудняется работа плавающей крыши и пантона при их наличии.

Рис.2.2.2 Неравномерная осадка основания резервуара А, превышающая допуски и вызывающая неравномерную осадку резервуара.

За осадкой основания каждого резервуара устанавливают систематическое наблюдение, проведение нивелирования. В первые 4 года эксплуатации резервуаров необходимо ежегодно каждый год по не менее чем в 8 точках, не реже чем через шесть месяцев. В следующие годы после стабилизации осадки следует систематически, то есть не реже одного раза в 5 лет проводить контрольное нивелирование или при проведении полного обследования РВС.

Предельная деформация основания резервуара, соответствует пределу эксплуатационной его пригодности технологическим требованиям, устанавливают правилами технологической эксплуатации здания или оборудования для проектирования. Абсолютная осадка не превышает 200 миллиметров, усадок оснований под днищем, равна разности осадок 2х смежных точек и расстоянию между ними, не превышает 0,005.

					<i>Осадка основания фундамента</i>	<i>Лист</i>
						34
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Для РВС-20000 отклонения внутреннего диаметра стенки не должны превышать ± 40 миллиметров

Неравномерные осадки основания являются одной из причин отклонения образующих стенки резервуара от вертикали, что также может вызвать серьезные повреждения.

В вертикальных резервуарах(цилиндрических)разность осадок под под стеной и центральной частью днища не должна превышать $0,003r$ и не более 100 миллиметров

,где r — радиус резервуара

Крен резервуаров не превышает 0,002 — для резервуаров с плавающей крышей или понтоном или. Если нет пантона или плавающей крыши, то 0,004

2.3Трещиновидные дефекты

Наиболее опасными дефектами металлоконструкций резервуаров являются трещин видные дефекты, которые во многих случаях могут привести к полному их разрушению. В большинстве случаев они сосредоточены в сварных швах резервуара. Это могут быть трещины, подрезы, не провары, шлаковые включения, цепочки пор и т.д. Статистический анализ информации о трещин видных дефектах, а также их учет в расчетах на прочность является весьма актуальной задачей диагностики и оценки технического состояния вертикальных стальных резервуаров.

2.3.1 Дефекты сварных швов

Значительное влияние на прочность сварного шва оказывают его пористости и трещины.

Общими причинами появления трещин, в сварных швах являются:

- 1.Высокая жесткость соединений
- 2.Не правильный выбор технологии сварки
3. Дефект в сварных шфах
- 4 Плохое качество или неправильный выбор типа электродов

					<i>Трещиновидные дефекты</i>	<i>Лист</i>
						35
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

5.Высокое содержание легирующих элементов или углерода обычно в металле, не учитывающиеся при выборе технологии сварки

6. Не большой размер сварного шва для данной толщины соединений .

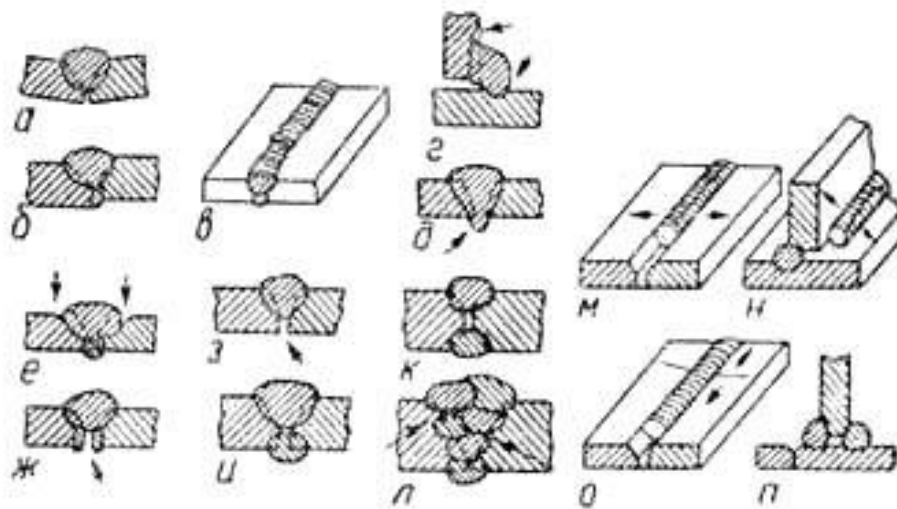
Причины появления трещин сварных швов являются собственное напряжение, которое возникает из- за не правильного нагревания и охлаждения, которые изменяют структуруметалла под влиянием нагрева при сварке. Этому явлению способствуют линейные сокращения металла, возникающие в результате внутренних напряжении зависят от соответствия материала, электродов и режимов сварки.

Поры в сварочном шве возникают при выделении газов в процессе кристаллизации металла. Как правило, это азот, водород или окись углерода, получаемые в результате химических реакций. Но поры в сварочном шве могут возникать не только от газов. Это явление случается при повышенной тугоплавкости, вязкости и плотности шлаков, которые не покидают пределы сварочного шва.

Появление в металле сварного шва пор вызвано:

1. Неправильным подбором типа электродов
- 2.Неправильным выбором технологии сварки
- 3.Малым временем существования сварочной ванны, газы не успевают выйти из расплавленного металла
- 4.плохим качеством металла.

Из-за плохой сборки происходит неравномерное сечение шва по ширине или толщине. Либо плохая работа сварщика.Такой дефект придает шву плохой внешний вид и снижается его прочности. Швы с недостаточным усилением подвергаются дополнительной наплавке. Дефект считается примыкающим к сварному шву, если минимальное расстояние от линии перехода шва к основному металлу до границы дефекта менее 50мм.



2.3.2 Трещины днищ резервуаров

Днища резервуаров РВС-20000 подвержены как коррозионному, так и механическому разрушениям. Трещины наиболее часто встречаются в сварных швах, а также в основном металле сегментов и окراек днища.

Можно выделить следующие виды трещин в сварных соединениях днищ резервуаров:

1. трещины в сварных соединениях полотнища днища с выходом или без выхода на основной металл (рис.2.2.5);

Рис.2.2.5. Поперечные трещины: а) трещина сварного соединения, распространившаяся на основной металл; б) трещина по основному металлу; 1,2 – трещины; 3 – сварной шов листов окрайки

2. Продольные (рис. 2.2.6) и поперечные (рис.2.2.7) трещины в окрайках (окраинной части) днища по сварным соединениям и основному металлу (иногда трещины с окрайек переходят на основной металл первого пояса стенки);

Рис.2.2.6 Продольная трещина А в сварном стыковом соединении окрайки днища, не доходящая до уторного уголка Б; в резервуарах без уторного уголка - до корпуса В.

Рис. 2.2.7 Поперечная трещина А в сварном стыковом соединении

окраек днища Б, распространившаяся на основной металл окраек.

2.3.3 Трещины в стенках резервуаров

В корпусах вертикальных стальных резервуаров, объемом 20000 м³, трещины встречаются в сварных швах и основном металле и часто наблюдаются в местах пересечения швов, вдоль и поперек них:

1. трещина по сварному шву или основному металлу уторного уголка, распространившаяся на основной металл листа первого пояса стенки резервуара (рис. 2.2.10);

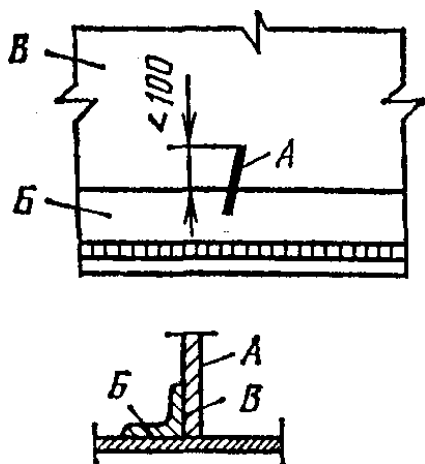
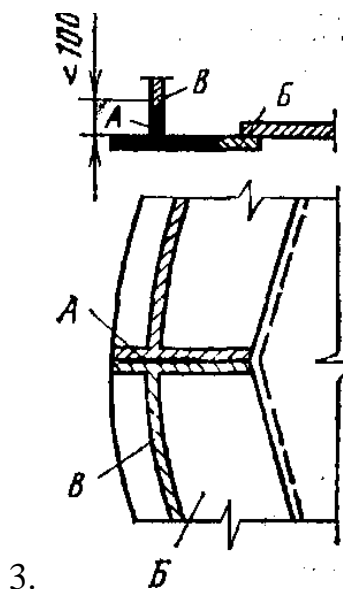


Рис. 2.2.10 Трещина А по сварному шву или основному металлу уторного уголка Б, распространившегося на основной металл листа первого пояса стенки резервуара В на длину не более 100 мм.

2. трещина по стыковому соединению окрайки днища, распространившаяся внутрь резервуара с выходом на основной металл первого пояса (рис. 2.2.11);



3. Рис. 2.2.11 Трещина *A* по стыковому соединению окрайка днища *Б*, распространившаяся внутрь резервуара с выходом на основной металл первого пояса стенки *В* длиной не более 100 мм

поперечная трещина по стыковому сварному шву вертикального стыка стенки резервуара, распространившаяся на основной металл (рис. 2.2.12);

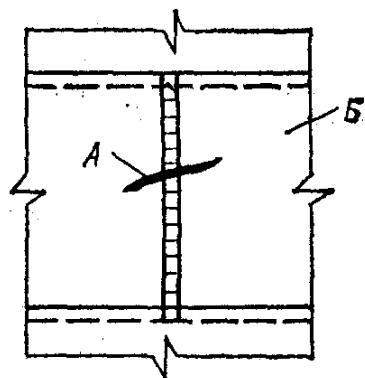


Рис. 2.2.12 Поперечная трещина *A* по стыковому сварному шву вертикального стыка стенки *Б* резервуара, распространившаяся на основной металл

4. продольные трещины или одна трещина в пересечении сварных соединений стенки резервуара (рис. 2.2.12);

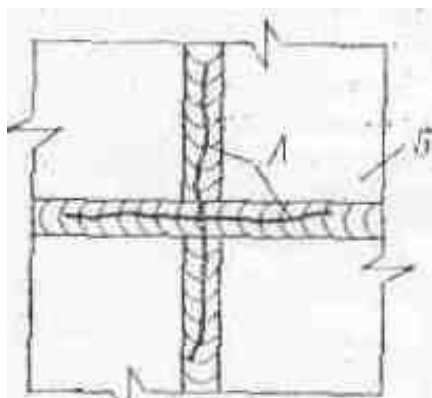


Рис. 2.2.12 Продольные трещины *A* или одна трещина в пересечении сварных соединений стенки *Б* резервуара.

5. трещина по основному металлу листа стенки резервуара вблизи вертикального и горизонтального швов или вблизи горизонтального шва (рис. 2.2.13);

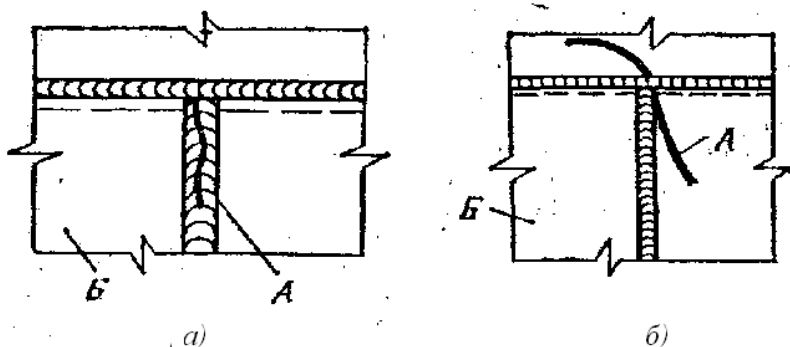


Рис. 2.2.13 Трещина *A* по основному металлу листа стенки *Б* резервуара вблизи вертикального и горизонтального швов или вблизи горизонтального шва.

6. поперечная трещина в сварных швах стенки резервуара — сквозная или несквозная (рис. 2.2.14);

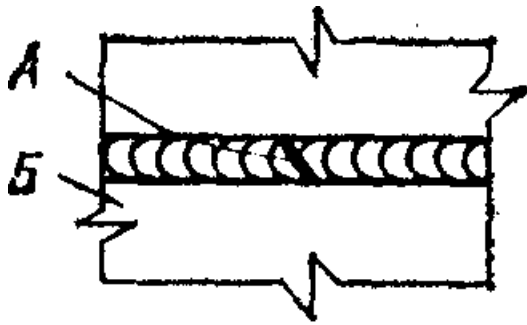


Рис. 2.2.14 Поперечная трещина А в сварных швах стенки резервуара
— сквозная или несквозная

7. продольная несквозная трещина, не выходящая на основной металл (рис. 2.2.15);

Рис. 2.2.15 Продольная несквозная трещина А,
не выходящая на основной металл Б

8. наличие многократной наварки на участок сварного соединения и лист стенки (рис. 2.2.16)

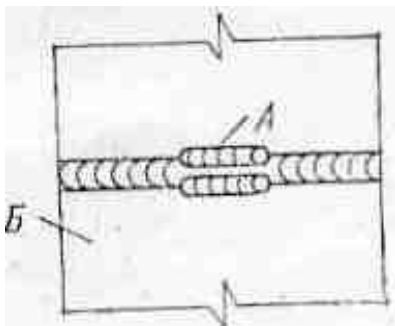


Рис. 2.2.16 Многократная наварка А на участок сварного соединения и лист стенки Б резервуара в дефектном месте

9. сварные соединения стенки резервуара имеют недопустимые дефекты в виде непроваров, цепочек газовых пор и шлаковых включений

В случае рулонной сборки резервуара присутствует дефект, называемый угловатостью сварных швов. Он возникает в местах, где свариваемые листы располагаются под углом к другу.

2.4 Потеря устойчивости резервуара

1. В практике эксплуатации стальных вертикальных цилиндрических резервуаров объемом 20000 м³ случаи ярко выраженной потери устойчивости. Происходят аварии, связанные с грубыми нарушениями режимов эксплуатации.

2. Проблемой устойчивости для резервуаров имеется целый комплекс сжимающих нагрузок (собственный вес конструкций, вакуум, ветер, снег), с другой стороны, основной конструктивный элемент резервуаров рассматриваемого вида - цилиндрическая стенка - представляет собой тонкостенную, а значит и малоустойчивую, оболочку, имеющую, к тому же, начальные несовершенства геометрии, что также снижает общую устойчивость резервуара.

Потери устойчивости могут быть общими и местными

3. Для исключения возможности возникновения аварийных ситуаций, устойчивость стенки резервуара проверяется на общее воздействие сжатия от внешнего давления к боковой поверхности стенки резервуара и осевого сжатия. Для резервуаров вертикальных стальных внешнее равномерное давление определяется от вакуума и ветровой нагрузке. Если по результату расчетов условие устойчивости резервуара не выполняется, то значение номинальной толщины стенки для определенных поясов должны быть увеличены, чтобы увеличить условия устойчивости.

2.5 Прочие дефекты геометрической формы

К дефектам геометрической формы, помимо потери устойчивости и осадки основания или фундамента резервуара, можно отнести выпучины, хлопунны и вмятины стенки и днища.

Просадка (выпучина) края днища возникает, когда стенка резервуара резко проседает по периферии, в результате чего возникает прогиб крайков днища вблизи соединения стенки с днищем (рис.2.2.19).

					<i>Потеря устойчивости резервуара</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		42

В случае, если максимальная разность осадок между центральной частью днища и под стенкой превышает величину $0,0015D$, где D - диаметр резервуара, то имеет место локальная просадка края днища.

Просадка (выпучина) днища вблизи стенки резервуара (рис. 2.2.20).

.....

Рис. Просадка днища вблизи стенки:

R - радиус окружности, вписанной в выпучину или впадину,

f - просадка или глубина впадины или выпучины



Допустимость этих локальных просадок зависит от локальных напряжений в листе днища, конструкции и качества нахлесточных швов (одно- или многопроходные) и пустот под листом днища.

Вследствие неправильной последовательности сварки листовых конструкций, слишком большого тепловложения (чрезмерной погонной энергии) и могут появляться хлопуны днища.

Хлопуны могут плавно переходить на днище резервуара. Примеры таких хлопунгов представлены на рисунках

4. Общие положения

1. Производство ремонтных работ резервуара разрешают проводить при наличии акта и наряда-допуска, оформляется комиссией главного инженера НПС, руководителя резервуарного парка, руководителя ремонтных работ, инженера по технике безопасности

2. До начала ремонтных работ руководитель ремонтной организации должен назначаться приказом руководителя работ, прошедшего проверку знаний правил производства ремонтных работ и техники безопасности в квалификационной комиссии ремонтной организации

3. Руководитель работ перед началом ремонтных работ должен провести инструктаж по правилам безопасного ведения работ

4. К выполнению демонтажных работ допускаются лица не моложе 18 лет, которые прошли инструктаж по технике безопасности, специальное обучение и сдавшие экзамены.

5. За обеспечение пожарной безопасности при проведении огневых работ переносится на руководителя резервуарного парка, на территории где осуществляется выполнение огневых работы.

6. До начала огневых работ ответственный за проведение должен согласовывать работы с, службами по технике безопасности, местной пожарной охраной, делают исследование воздуха на отсутствие содержания взрывоопасных концентраций газа, организовать выполнение мер пожарной безопасности и обеспечивают место проведения огневых работ средствами пожаротушения:

- асбестовое полотно – 2штук.
- огнетушители и ведра – 10штук.

					АНАЛИЗ ПРИЧИН ВОЗНИКНОВЕНИЯ ДЕФЕКТОВ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ РЕЗЕРВУАРОВ ВЕРТИКАЛЬНЫХ СТАЛЬНЫХ ТИПА РВС 20000 М ³ И ТЕХНОЛОГИИ ИХ РЕМОНТА			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Харлашкина И.А.			Общие положения	Лит.	Лист	Листов
Провер.							44	
Консульт.		Саруев Л.А.				ТПУ гр. 3-2Б21Т		
Зав.каф.		Рудаченко А.В.						

- пенообразователь, пожарные шланги и пеногенераторы – 2штук
- лопаты – 5штук
- ломы – 5штук

7. Сварщики не должны приступать к огневым работам без письменного разрешения, выданного руководителем или главным инженером резервуарного парка и согласованного с пожарной охраной. Должны проверять выполнять все требования пожарной безопасности, указанные в разрешении.

8. В месте проведения огневых работ и на площадках, где устанавливаются контрольно-измерительные приборы сварочные агрегаты, применяют следующие меры пожарной безопасности:

- на расстоянии 15 метров от площадки, где происходят огневые работы, место установки сварочных агрегатов на территории очищают от нефтепродуктов, горючих, мусора. В местах, где были пролиты нефтепродукты, засыпают землей или песком слоем не менее 5 см

- полностью устранить проникновение огнеопасных газов и паров нефтепродуктов к месту производства работ

- при перемещении сварочных проводов нужно соблюдать осторожность и не допускают искрения проводов

- в радиусе 5метров где проводятся огневые работ не должно быть сухой травы.

9. Огневые работы немедленно прекращают при обнаружении поблизости паров нефтепродуктов или горючих газов. По окончании огневых работ место их проведения должно тщательно проверено от раскаленных огарков, окалины и при необходимости полить водой.

10. При газовой резке запрещается курить и пользоваться открытым огнём на расстоянии не менее 10метров от баллонов с горючим газом. Не допускается перемещение рабочего с резаком или зажженной горелкой за пределами его рабочего места, также подъем его по лестницам

					<i>Общие положения</i>	<i>Лист</i>
						45
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

11. При длительном или концентрированном воздействии искр и капель расплавленного металла, образующихся при сварке и резке, необходимо защищать деревянные настилы или подмости от возгорания листовым железом или асбестом, а в жаркое время поливать их водой.

12. При тушении нефти и бензина, загоревшихся электрических проводов, помещений, где находится карбид кальция, запрещено применять воду и пенные огнетушители. В таком случае нужно пользоваться песком и углекислотными или сухими огнетушителями.

4.1 Требования к проведению ремонта резервуара

4.1.1 Оценка ремонтнопригодности вертикального стального резервуара по результатам технического диагностирования

Отбраковка (замена) резервуара производится на основании результатов расчета на прочность и устойчивость резервуара с учетом реализации технических решений по восстановлению устойчивости резервуара, определения объема работ по ремонту элементов и конструкций резервуара по результатам технической диагностики и затраты на ремонт и строительство нового резервуара.

Расчет затрат на ремонт и строительство новых резервуаров выполняется в соответствии с РД 7.2-410-0.019-2004 Методические рекомендации определения стоимости строительства, реконструкции, технического перевооружения и капитального ремонта объектов трубопроводного транспорта и действующей документацией сметного нормирования.

При стоимости реализации технических решений, обеспечивающих устойчивость резервуара, и выполнения ремонтных работ в объеме 66% и более от стоимости нового резервуара, резервуар подлежит замене. Расчет выполняется по формуле

					<i>Требования к проведению ремонта резервуара</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		46

4.1.2 Общие требования к ремонту резервуара

Ремонт резервуара производится с заменой или ремонтом дефектов конструкций резервуара, арматуры и оборудования на основании результатов их диагностики

Ремонт конструкций резервуаров разделяется на две группы:

1) ремонт основных конструкций и элементов, к которым относятся:

-основание

-днище с окрайкой

-стенка

-кровля, самонесущие крыши

-опорное кольцо, центральное кольцо

-обечайки люков, патрубков и фланцы к ним

-усиливающие накладки люков и патрубков, привариваемые к стенке

усиливающие накладки

-технологические трубопроводы, системы компенсации нагрузки на стенку резервуара

-системы молниезащиты, средства электрохимзащиты

-трубопроводы систем пожаротушения в пределах каре

-трубопроводы производственно - дождевой канализации в пределах каре

-каре

2) ремонт вспомогательных конструкций: лестниц, площадок, ограждений.

Ремонт резервуаров выполняется в соответствии с проектом на капитальный ремонт резервуара, разработанным спец.организацией, имеющей лицензию на ведение проектных работ, прошедшим экспертизу, согласованным территориальным органом Федеральной службы по экологическому, технологическому надзору и утвержденным главным

					<i>Общие требования к ремонту РВС</i>	<i>Лист</i>
						47
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

инженером ОАО МН. Разработку проекта производства работ на ремонт резервуара обеспечивает подрядная организация и согласовывает его в соответствии с требованиями регламентов, РД 16.01-60.30.00-КТН-026-1-04, Инструкции по разработке проектов производства работ по строительству нефтегазопродуктопроводов, Разработка проектов производства работ на строительство, реконструкцию и капитальный ремонт объектов магистральных нефтепроводов.

Демонтаж оборудования должен быть организован таким образом, чтобы была возможность его повторного использования. Перед повторным применением оборудования долнеисправности.

Перечень оборудования повторного использования:

- клапана дыхательные и предохранительные
- сифонные краны
- размывающие системы типа «Диоген»
- приемо-раздаточные устройства
- другое оборудование, соответствующее нормам и правилам.

Требования по охране труда и технике безопасности, технической, пожарной и экологической безопасности при производстве ремонтных работ должны быть отражены в соответствующих разделах рабочего проекта ремонта резервуа

4.2 Требования к проектной документации

Ремонт резервуара включает следующие этапы:

-пояснительная записка

-рабочая документация:

- генеральный план
- конструктивные решения по ремонту металлоконструкций
- технологическое оборудование
- системы пожаротушения
- сигнализация

					<i>Требования к проектной документации</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		48

- молниезащиты
 - электро-химическая защита (ЭХЗ)
 - антикоррозионные покрытия
 - Гидравлические испытания
- расчет резервуара на устойчивость и прочность с учетом устранения дефектов в соответствии с проектом с указанием срока гарантийной безопасной эксплуатации
 - проектная организации строительства выполняемый в соответствии с требованиями СНиП 3.01.01
 - сметная документация
 - промышленная безопасность и охрана окружающей среды

					<i>Требования к проектной документации</i>	<i>Лист</i>
						49
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

5 Ремонт резервуара объемом 20000 м³

1. Перед заваркой зачистить до металлического блеска поверхность дефекта и прилегающий участок металла на расстоянии не менее 100мм. До зачистки поверхность металлоконструкции не должна иметь остатков антикоррозионного покрытия и других загрязнений.

2. Зачистку поверхности дефекта и прилегающего участка проводить пескоструйным методом, шлифовальной машиной, металлической щеткой-насадкой. Допускается зачистка при помощи сверла, снабженного ограничителем или применение химических методов очистки поверхности.

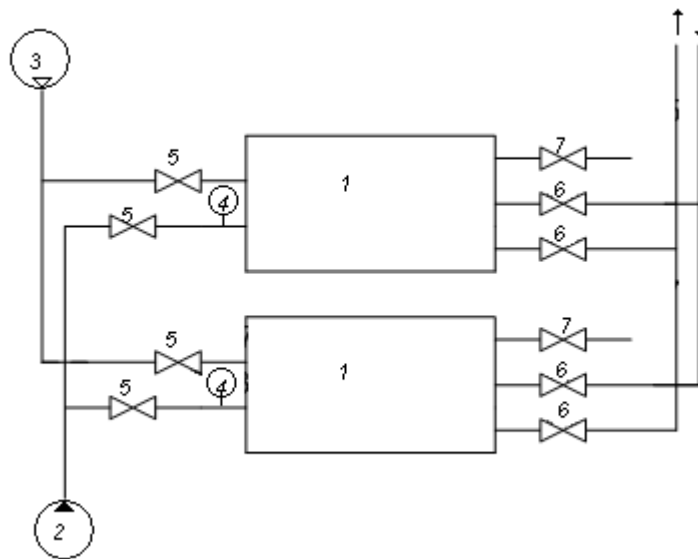
3. Места выборки должны иметь плавные переходы (рис.5.5.2.1). Зачистку поверхности каверны проводить до полного удаления следов коррозии. Максимальные размеры коррозионных каверн, ремонтируемых сваркой: ширина – 50мм, длина – 100мм, максимальная глубина – 40% от проектной толщины. Расстояние в свету от одного дефектного места до другого не менее 500мм. При не выполнении данных условий дефектное место ремонтировать заменой участка металлоконструкций.

5.1. Подготовка РВС к ремонтным работам

5.1.1. Зачистка резервуара от нефти, парафина и твердых осадков

1. Перед началом производства работ по зачистке РВС от нефти, парафина и твёрдых осадков смонтировать трубопровод для подачи воды из системы водоснабжения.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	АНАЛИЗ ПРИЧИН ВОЗНИКНОВЕНИЯ ДЕФЕКТОВ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ РЕЗЕРВУАРОВ ВЕРТИКАЛЬНЫХ СТАЛЬНЫХ ТИПА РВС 20000 М ³ И ТЕХНОЛОГИИ ИХ РЕМОНТА			
Разраб.		Харлашкина И.А.			Ремонт резервуара объемом 20000 м ³	Лит.	Лист	Листов
Провер.							50	
Консульт.		Саруев Л.А.				ТПУ гр. 3-2Б21Т		
Зав.каф.		Рудаченко А.В.						



2. Обесточить электроприводы задвижек на приемо-раздаточных патрубках путём разъединения жил кабелей на магнитных пускателях в ЩСУ.

3. Смонтировать и подключить вакуумную установку и компрессор, смонтировать трубопроводы для откачки парафина из резервуара и сброса его в соседний РВС или специализированную ёмкость

Рис.5.1.1.1 Технологическая схема вакуумной установки

1 – ёмкость для сбора водопарафиновой эмульсии; 2 – вакуумный насос ВВН1-12УХЛ4 ($P_{нач.ном}=0,04$ МПа; $Q=12,2$ м³/мин.); 3 – компрессор; 4 – мановакуумметр МВП4-

У; 5 – задвижка Ду100 Ру16 ГОСТ 8437-75; 6 – задвижка Ду150 Ру16 ГОСТ 8437-75; 7 – вентиль запорный Ду25 ГОСТ 18722-73

4. Эксплуатацию насоса, двигателей, вентиляторов, электроподогревателей, гидромонитора и эжектора осуществлять в строгом соответствии с инструкциями заводов-изготовителей и паспортов на изделия.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

Технологическая схема зачистки РВС

1 – вакуумная установка; 2 – гидромонитор; 3 – эжектор; 4 – компрессор ЗИС-НВЭ-5,0-0,7к ($Q=4,8\text{ м}^3/\text{мин.}$, $R_{абс}=0,8\text{ МПа}$) или 4ВУ1-5/9 ($Q=5\ 0,25\ \text{м}^3/\text{мин.}$, $R_{абс}=0,78\text{ МПа}$); 5 – установка нагнетания воздуха; 6 – противогазы шланговые ПШ-1, ПШ-2

5. Вскрыть верхние световые люки на кровле резервуара.

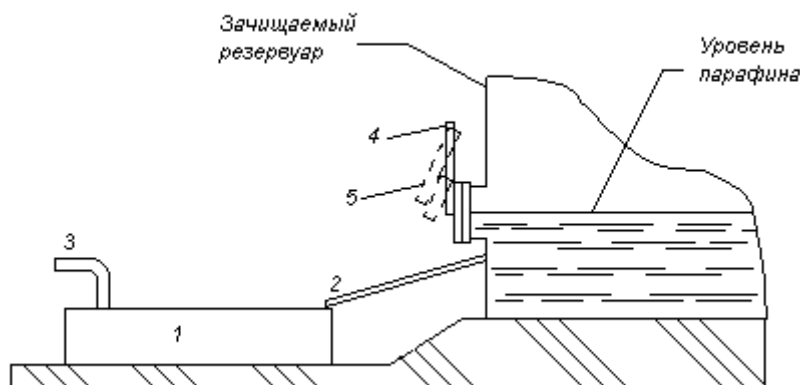
6. Для удаления остатка нефтепродукта, уровень которого выше люка-лаза, установить емкость и лоток для приёма парафина и водопарафиновой эмульсии напротив люка-лаза.

7. Вскрыть люк-лаз и производить откачку парафина из приёмной ёмкости. Подачу парафина регулировать крышкой люка лаза (рис.5.1.1.3).

8. После прекращения поступления парафина снять крышку и производить откачку парафина через люк-лаз непосредственно из резервуара.

9. Размыв парафина производить в следующем порядке: район ПРП, сегментами от центра резервуара к стенке. Откачку водопарафиновой эмульсии производить от стенки резервуара.

10. После очистки ПРП отглушить резервуар от всех трубопроводов путем установки стальных заглушек с хвостовиком на фланцевых разъёмах РВС.



Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

5.1.2 Откачка парафина при уровне выше люка-лаза

1 – ёмкость для парафина; 2 – лоток; 3 – всасывающий рукав вакуумной установки; 4 – закрытое положение люка-лаза (парафин не поступает); 5 – открытое положение люка-лаза (парафин поступает)

11. После очистки противопожарного люка-лаза установить снаружи вытяжной вентилятор в искробезопасном исполнении.

12. По окончании откачки водопарафиновой эмульсии поверхность днища засыпать слоем опила.

13. Зачистить скребками первый пояс и днище резервуара.

14. Протереть ветошью, смоченный в дизельном топливе, днище окрайки и 1-й пояс стенки до полного удаления нефтяной плёнки.

15. Собрать и удалить использованный опил.

16. Отсоединить и демонтировать трубопроводы, вакуумную установку, компрессор.

17. Произвести дегазацию резервуара.

18. Выполнить пескоструйную обработку очищенной поверхности.

19. Составить акт о завершении работ по зачистке резервуара и согласовать его с начальником резервуарного парка и организацией, производящей дефектоскопию резервуара.

20. Удалить остатки разлитых нефтепродуктов, мусор на территории, прилегающей к РВС.

5.2 Техника безопасности при производстве работ по зачистке резервуара от нефти, парафина и твердых осадков

1. К работам по зачистке резервуара от парафина, нефти и твердых отложений допускаются лица мужского пола, достигшие 18-летнего возраста, прошедшие медицинский осмотр, обученные по соответствующей программе и сдавшие экзамен.

					<i>Техника безопасности при производстве</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		53

2. Ответственным за подготовку и проведение работ назначать ИТР, имеющего соответствующую квалификацию и опыт по данному виду работ.

3. Зачистка РВС от нефти, парафина и твердых осадков должна осуществляться по наряду-допуску на газоопасные работы.

4. Производить инструктаж по ТБ и ПБ в ОТБ предприятия всех работающих на зачистке перед началом работ и ответственным за проведение работ ежедневно при оформлении наряда-допуска.

5. В зоне работы проводить анализ воздуха каждые 2 часа, а также при изменении метеорологической обстановки при обнаружении поступления газов.

6. При превышении концентрации вредных паров выше норм внутри резервуара работы по зачистке проводить с применением шланговых противогазов или приборов автономного дыхания.

7. Работы внутри резервуара в искробезопасной прорезиненной спецодежде и спецобуви. Наверх спецодежды должен быть одет пояс с крестообразными лямками и прикрепленной к ним прочной спасательной веревкой, конец которой должен выходить наружу резервуара через люк-лаз и находиться в руках страхующего рабочего. У люка-лаза должно находиться не менее 2 рабочих, готовых оказать помощь, работающему в РВС.

9. Рабочие и ИТР, применяющие при работе средства индивидуальной защиты проходят специальный инструктаж и тренировки по применению, методам контроля и испытаниям средств индивидуальной защиты, оказать первую помощь при несчастных случаях. Инструктаж и тренировки проводить не реже 1 раза в год.

5.2.1 Пожарная безопасность при производстве работ по зачистке резервуара от нефти, парафина и твердых осадков

1. Пожарная безопасность регламентируется “Правилами пожарной безопасности при эксплуатации магистральных нефтепроводов”.

2. Ответственным за соблюдение правил пожарной безопасности на рабочем месте является работник, ответственный за проведение работ

					<i>Пожарная безопасность при производстве</i>	<i>Лист</i>
						<i>54</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

3. На рабочем месте должны находиться презервуара и 1 шт. внизу; кошма на резервуаре и внизу.

4. Курить разрешается только в местах, специально отведенных приказом начальника и согласованных с пожарной охраной, а также подготовленных и оборудованных.

5. Работы по зачистке резервуара выполнять только в светлое время суток. Запрещается производить работы по зачистке во время грозы.

5.2.2 Подготовка резервуара к проведению комплексной дефектоскопии

Методика расчета, позволяющая в условиях неполноты информации с достаточной точностью оценивать опасность обнаруживаемых дефектов по данным ультразвуковых внутритрубных дефектоскопов типа WM (потерь металла, расслоений

Критерием, по которому дефекты подразделяются на опасные и неопасные, как и в методике для профилемера, является обеспечение прочности трубопровода на уровне нормативной. При нормативной прочности трубопровод выдерживает испытательное давление, соответствующее окружным напряжениям, равным 95 % предела текучести материала трубы

Если расчетное разрушающее давление окажется ниже испытательного, то дефект относится к категории опасных. В этом случае предусматривается соответствующее снижение рабочего давления.

Коэффициенты условий работы трубопровода t , надежности по нагрузке n , надежности по материалу k_1 и надежности по назначению трубопровода k_n определяются СНиП.

В результате расчета по разработанной методике все дефекты классифицируются по степени опасности на опасные и неопасные. Опасные дефекты должны быть устранены в первую очередь. Если ремонт участка с опасным дефектом сразу невозможен, то эксплуатация нефтепровода с таким

дефектом должна осуществляться только при пониженном рабочем давлении: (3)

рдоп — допустимое давление в зоне дефекта; Кр — коэффициент снижения рабочего давления,

Рисп - испытательное давление; Рразр — разрушающее давление трубы с дефектом, при величине разрушающего напряжения бездефектной трубы $S^* = \sigma_v/1,15$. В результате формула примет вид:

5.3 Оценка состояния металлоконструкций

Оценка состояния металлоконструкций проводится по результатам измерения фактической толщины стенки резервуара, а при необходимости по результатам лабораторных исследований химического состава и механических свойств.

Химический состав, механические свойства марок стали и предельные отклонения по толщине листов металлопроката, примененного для изготовления конструкций, должны соответствовать требованиям, приведенным в табл. 5.3.1, 5.3.2, 5.3.3

5.4 Классификация методов ремонта

1. выборочные ремонт дефектов на отдельных элементах и конструкциях резервуара

Шлифовка-при шлифовки восстанавливается плавная форма поверхности металла

Применяют при дефектах сварного шва до 0,3 для стенки не более 0,2т

Наплавка, заварка дефекта-проводят при дефекте до 0,5т с суммарной площадью дефекта не более 10% одного листа

Замена дефектного участка-врезкой-вставной дефектного участка элемента резервуара

2. замена отдельных элементов

Частичную замену листов днища, окраек днища, стенки, кровли, пантона и плавающей крыши

					<i>Оценка состояний металлоконструкций</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		56

Ремонт неравномерной осадки наружного контура днища

3. замена отдельных конструкций резервуара включает полную замену днища ,окраек днища, кровли, несущих конструкций кровлей пантона и плавающей крыши

Метод ремонта РВС

Ремонт окрайки:

- наложение заплат

Ремонт днища:

- Наносят защитного покрытия
- Ремонт наплавкой
- Ремонт сварных швов днища
- Наложение заплат
- Полная замена днища

Ремонт стенки:

- Наносят внутренние и внешние защитное покрытий
- Замена
- Ремонт сварных швов стенки
- Ремонт вырывов основного металла и остатков монтажных приспособлений

Ремонт кровли:

- Наложение заплат

Прочие дефекты:

- РемонтРемонт фундамента

Исправление геометрической формы РВС:

Днища:

- Ремонт хлопунов

					<i>Классификация метода ремонта</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		57

- Ремонт неравномерной осадки наружного контура днища
- Ремонт просадок полотнища днищ
- **Стенки:**
- Ремонт местной потери устойчивости
- Ремонт хлопунов
- Ремонт угловатости монтажных сварных швов
- Ремонт смещения полотнищ стенки в вертикальной
- Восстановление вертикальности образующих методом частичной щзамены полотнища

5.5 Устранение дефектов с применением сварочных работ

5.1.1 Материалы, оборудование, режим сварки

1. Для ремонта и замены дефектных участков окраек днища, стенки, кровли резервуаров, несущих конструкций покрытия и колец жесткости, применяемых в районах с различной температурой наружного воздуха, в зависимости от объёма резервуаров применяют марки сталей в соответствии с документацией на резервуар.

2. Для изготовления заменяемых элементов конструкции резервуара и монтажных приспособлений при ремонте применяют низколегированную сталь марки 09Г2С-15, поставляемая по ГОСТ 19282-73 или гр.1 по ТУ 14-1-3023-80 для днища, стенки и крыши резервуара;

3. Сварочных материалы проводят в соответствии со СНиП II-23-81 Стальные конструкции. не более 3,25 миллиметров, для заполняющих и облицовочных слоёв – электроды диаметром не более 4 миллиметров

5. Перед выполнением сварочных работ электроды прокалить по режиму, указанному в паспорте на электроды. Прокалку электродов допускается проводить не более двух раз

					<i>Устранение дефектов с применением сварки</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		58

5.2.2 Удаление дефектов основного металла

1. Перед заваркой зачистить до металлического блеска поверхность дефекта и прилегающий участок металла на расстоянии не менее 100мм. До зачистки поверхность металлоконструкции не должна иметь остатков антикоррозионного покрытия и других загрязнений.

2. Зачистку поверхности дефекта и прилегающего участка проводить пескоструйным методом, шлифовальной машиной, металлической щеткой-насадкой. Допускается зачистка при помощи сверла, снабженного ограничителем или применение химических методов очистки поверхности.

3. Места выборки должны иметь плавные переходы (рис.5.5.2.1). Зачистку поверхности каверны проводить до полного удаления следов коррозии. Максимальные размеры коррозионных каверн, ремонтируемых сваркой: ширина – 50мм, длина – 100мм, максимальная глубина – 40% от проектной толщины. Расстояние в свету от одного дефектного места до другого не менее 500мм. При не выполнении данных условий дефектное место ремонтировать заменой участка металлоконструкций.

5.6.3 Режим сварных швов

1. Пожарная безопасность регламентируется “Правилами пожарной безопасности при эксплуатации магистральных нефтепроводов”.

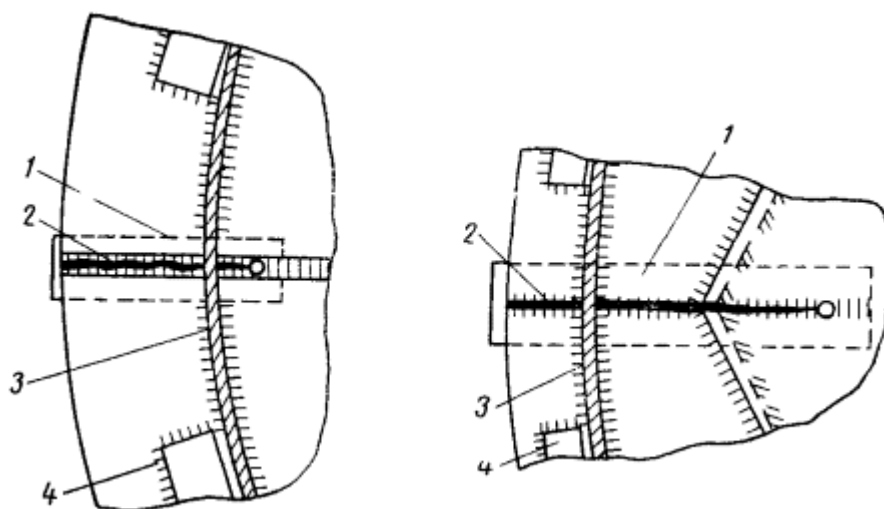
2. Ответственным за соблюдение правил пожарной безопасности на рабочем месте является работник, ответственный за проведение работ.

3. На рабочем месте должны находиться первичные средства пожаротушения: огнетушители не менее 2 шт. на крыше резервуара и 1 шт. внизу; кошма на резервуаре и внизу.

4. Курить разрешается только в местах, специально отведенных приказом начальника и согласованных с пожарной охраной, а также подготовленных и оборудованных.

5. Работы по зачистке резервуара выполнять только в светлое время суток. Запрещается производить работы по зачистке во время грозы.

					<i>Удаление дефектов основного металла</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		61



5.6 Ремонт элементов конструкций резервуаров

5.6.1 Ремонт первого пояса стенки РВС

Наибольшее распространение на практике получил метод замены металлоконструкций корпуса РВС. Опыт выполнения ремонтов показал, что наиболее технологичным является способ замены металлоконструкций шириной 500 миллиметров. Преимущества этого подхода, удобство раскроя и вальцовка стандартных листов 1500×6000 миллиметров, вальцуется один общий лист, из которого потом вырезается три заготовки; оптимальный вес заменяемого участка, что позволяет производить монтаж без привлечения дополнительных механизмов; выполнение сварочных работ в удобном для сварщика пространственном положении, высокое качество монтажных швов.

Учитывая вышеизложенное, ремонт первого пояса стенки с коррозионными повреждениями рекомендуется проводить методом частичной замены.

5.6.2 Ремонт первого пояса стенки РВС методом частичной замены

Техническая диагностика резервуара:

Цель: своевременное выявление дефекта снижающая эксплуатационную надежность резервуара.

Система технического диагностирования включает два уровня проведения работ:

					<i>Ремонт элементов конструкций РВС</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		59

1. Частичное обследование резервуара с наружной стороны без вывода его из эксплуатации
2. Полное обследование требующая выведения резервуара из эксплуатации

Периодичность диагностирования:

Срок эксплуатации резервуара	частичное	полное
< 20 лет	5лет	10лет
>20лет	4года	8лет

5.6.3 Ремонт участков стенки с монтажным дефектом в виде смещения полотнищ в вертикальной плоскости

При стыковом соединении полотнищ стенки изготовить заготовку из листа с размером 500 2000мм (рис.5.6.2.1). При нахлесточном соединении – заготовки с размерами 500 1000мм и 750 1000мм (рис.5.6.2.2).

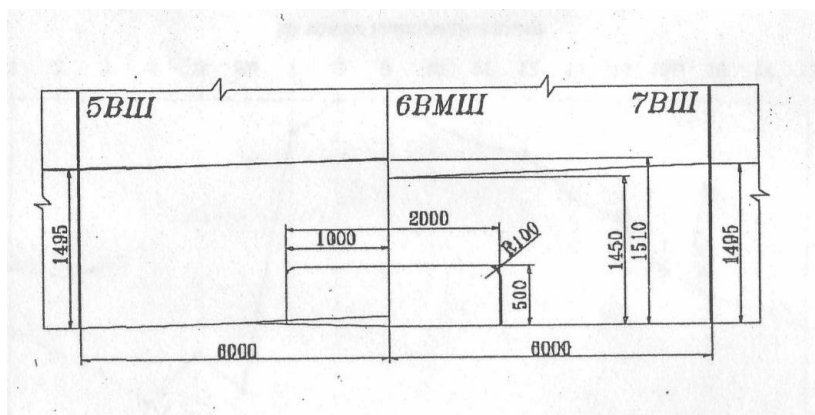


Рис.5.6.2.1. Ремонт дефекта в виде смещения полотнищ стенки в вертикальной плоскости заменой участка первого пояса стенки

2. Марку стали и толщину проката стали выбрать в соответствии с результатами паспортом резервуара. Когда отсутствует паспорта толщину проката принимать согласно типового проекта , по результатам измерения толщины стенки, а марку стали определить проведением химического

анализа. Если анализ проведения затрудняется, то следует применять марку стали 09Г2С ГОСТ 19282-73.

3. Перед монтажом производят холодную вальцовку заготовки под радиус резервуара.

4. Если заготовки изготавливаются в заводских условиях, то необходимо выполнить рекомендуемую подготовку кромок под сварку для данного типоразмера РВС.

5. Радиус закругления заготовки верхних углов заменяемого участка применяют равным 100 миллиметров.

6. Размещают на стенке вырезки.

7. Перед резкой проёма более 4 метра на стенке резервуара нужно ограничить возможные перемещения остающейся части корпуса РВС. Для этого установить временные ребра из пластины 13 100 900 (рис.5.6.1.1.1) соединяющие остающуюся кромку РВС и окрайку, периодичность установки принять 1-1,5 метров вдоль направления реза.

5.3 Ремонт трещин

5.3.1 Трещины сварных соединений и основного металла окрайки

Расчистить дефектное место и определить границы трещины. Для определения местоположения и размеров трещин рекомендуется применять магнитный или вихретоковый индикаторы.

Разделить кромки трещины с зазором между ними 2 1мм. Угол разделки принять равным 45 (рис.5.6.3.1б, 5.6.3.2б).

Сварку дефектных мест осуществлять на технологической подкладке (рис.5.6.3.1б, 5.6.3.2б) в 2 слоя или более. Направление сварки от стенки резервуара к краю окрайки. На наружном краю окрайки сварной шов обязательно выводить на технологическую подкладку.

Видимый конец технологической подкладки удалить газовой резкой.

					<i>Ремонт трещин</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		61

Рис.5.6.3.2. Схема ремонта трещин, распространившихся под стенкой резервуара

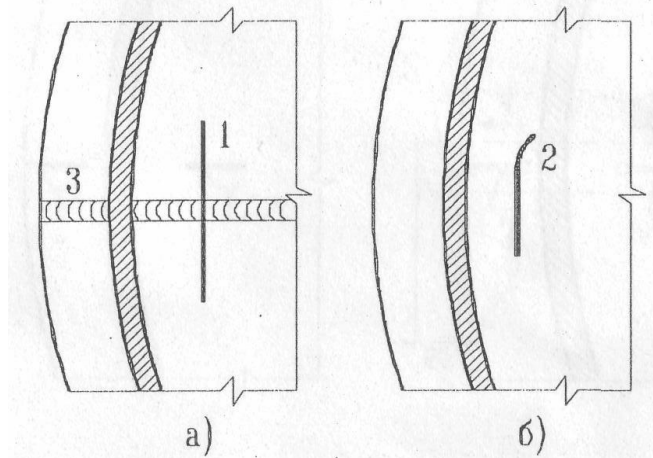
а) радиальные трещины на окрайке; б) пояснения к технологии ремонта; 1 – трещина; 2 – технологическая подкладка; 3 – подготовка трещины к сварке; 4 – направление сварки

а) радиальные трещины на окрайке; б) пояснения к технологии ремонта; 1 – трещина; 2 – технологическая подкладка; 3 – подготовка трещины к сварке; 4 – направление сварки

В случае возникновения поперечных трещин сварных соединений, распространяющихся на основной металл (рис.5.6.3.2.1а) или трещин по основному металлу (рис. 5.6.3.2.1б) окрайки необходимо произвести замену участка ли

					<i>Ремонт трещин</i>	<i>Лист</i>
						62
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

5.3.2 Трещины сварных соединений и основного металла днища



Расчистить дефектное место и определить границы трещины (рис. 5.6.3.2.1а). Для определения донного дефекта рекомендуется применять вакуум-камеру, магнитный или трещин

Рис. 5.6.3.2.1. Поперечные трещины

а) трещина сварного соединения, распространилась на основной металл

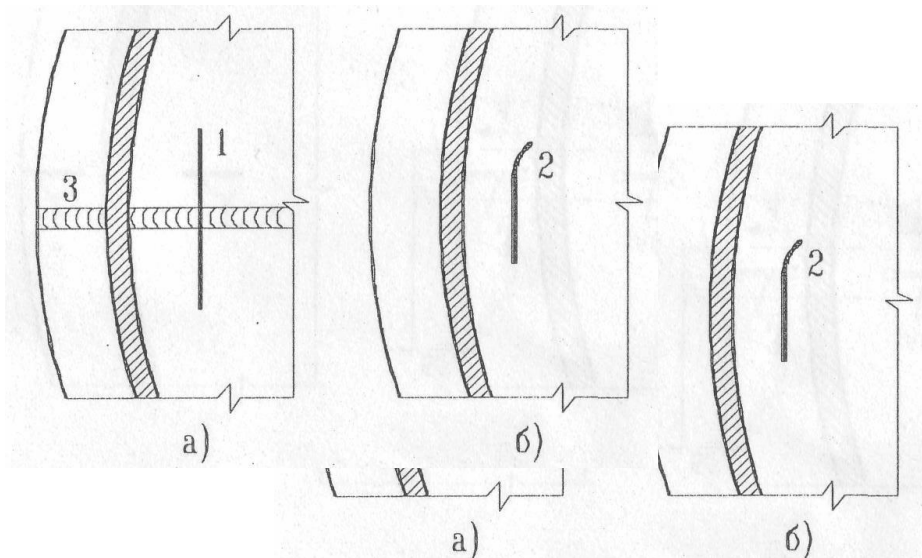
б) трещина по основному металлу 1,2 – трещины; 3 – сварной шов

листов окрайки

Засверлить концы трещины сверлом диаметром 6-8 миллиметров

Разделать кромки трещины с зазором между ними 21 миллиметр

Заварить дефектный участок ручной дуговой сваркой электродами типа



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

Э50А диаметром 3,25мм. Катет шва принять 5мм, режимы сварки – по паспорту применяемых электродов.

Рис. 5.6.3.2.2. Технология ремонта трещин на днище резервуара

Рис. 5.6.3.3.1. Трещины сварных соединений и основного металла стенки резервуара а) поперечная трещина сварного шва, распространившаяся на основной металл; б) пересечение трещин; в) трещины сварных соединений и основного металла стенки длиной до 100мм; г) подготовка трещин к сварке; 1,2,3 – трещины; 4 – ремонт трещин

В случае пересечения трещин (рис. 5.6.3.3.1б), возникновения поперечных трещин сварных соединений, распространившихся на основной металл стенки (рис. 5.6.3.3.1а), а также при длине трещины более 100мм необходимо заменить дефектные участки стенки длиной на 1000мм больше границ расположения трещин. При возникновении трещин в основном металле обязательно выполняется металлографический анализ заменяемого участка.

5.7 Ремонт днища резервуара

Полная замена выполняется в случае сплошного поражения полотнища днища язвенной коррозией. Существует два основных способа ремонта днища: промышленный и полистовой.

Ремонт может осуществляться с полной заменой старого днища. При замене нового полотнища днища необходимо выполнить соответствующую антикоррозионную обработку нижнего слоя металлоконструкций на старое днище. В некоторых случаях при удалении старого полотнища происходит подъем окраек с внутренней стороны РВС.

Одним из основных промышленных методов ремонта днища является способ с применением рулонных заготовок листовых конструкций, которые изготавливаются на заводах изготовителях. При этом сокращается

					<i>Ремонт днища резервуара</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		65

протяженность монтажных сварных швов и сроки ремонта. Выполнение большей части сварных швов в заводских условиях позволяет получить их высокое качество. При полистовой сборке увеличивается объём работ на монтажной площадке, но геометрия днища получается более совершенной, появляется возможность выполнять оперативную подбивку и более качественную гидроизоляцию. В сочетании с использованием автоматической сварки этот метод позволяет выполнить ремонт практически без образования хлопунгов.

5.7.1 Метод устранения подрезов, отсутствия усиления сварного шва, незаполнения сварного шва, несплавления свариваемых кромок, задигов, и группы задигов, выходящих пор

Подрезы, задиры, незаполнение сварного шва, несплавление свариваемых кромок, отсутствие усиления сварного шва тщательно зачистить металлической щеткой. одающие поры на сварном шве тщательно выбрать шлифмашинкой.

Подготовленные места подварить тонкими валиками электродами Ø 3,0 миллиметра с последующей зачисткой, обеспечивая переход от наплавленного металла к основному.

После сварки поверхность шва тщательно зачистить от шлака, околошовную зону от брызг расплавленного металла, обеспечив при этом плавный переход от наплавленного металла к основному.

Подрезы глубиной до 0,8 мм зачистить шлифмашинкой путем пологой зачистки, не выводя размеры толщины листа за допустимые пределы.

5.7.2 Метод устранения непроваров, кратеров и группы кратеров, внутренних газовых пор

Разметить дефектный участок шва.

Полностью вышлифовать дефектный участок шва с помощью шлифмашинки. Длина вышлифованного участка должна превышать длину

					<i>Метод устранения подрезов</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		66

Дата

Дата

исправляемого участка не менее чем на 15 мм в каждую сторону.
роконтролировать качество выборки дефекта внешним осмотром.

Зачистить свариваемые кромки до металлического блеска на ширину 25-30 мм от оси стыка.

Заварить вышлифованный участок тонкими валиками электродами Ø 3,0 мм.

После сварки поверхность шва тщательно зачистить от шлака, околошовную зону от брызг расплавленного металла, обеспечив при этом плавный переход от наплавленного металла к основному.

5.5.3 Устранение хлопунгов

хлопуны - локальные выпучены на днище резервуара, находящегося в эксплуатации, способные менять свою форму

Из опыта предыдущих ремонтов известно, что фактическое расположение хлопунгов на момент их ремонта, вследствие изменения гидрогеологических свойств грунтов, может существенно измениться.

Поэтому перед выполнением данного вида ремонта необходимо обследовать днище на наличие хлопунгов. После определения хлопунгов имеющих недопустимые размеры необходимо наметить на днище их границы, после чего приступить к их устранению.

Ремонт хлопунга заключается в заполнении его полости песчано-цементным раствором. Состав раствора: марка цемента М400 - 1; песок – 2; вода – 0,3. Для заполнения необходимо врезать в шот друга.

Места расположения штуцеров допускается изменять на усмотрение подрядчика, выполняющего ремонт с учетом намеченных границ хлопунга и требований разбежки сварных швов на днище резервуара.

Конец штуцера должен иметь разъем, обеспечивающий герметичное соединение с рукавом, подающим раствор под давлением.

Процесс закачки раствора необходимо контролировать по заполнению полости хлопунга. За критическую величину для оценки заполняемости

					<i>Устранение хлопунгов</i>	<i>Лист</i>
						70
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

принимают ход полотнища хлопуна в крайних точках менее 10 мм. Для обеспечения свободного удаления воздуха из полости хлопуна при закачке, допускается сверление отверстий диаметром 10 мм в основном металле днища, на расстоянии от штуцера не менее 1000 мм.

Раствор подается с давлением 10 кг/см² с производительностью 5 м³ час.

После затвердения раствора, штуцера для закачки срезать отрезным кругом. Остатки сварных швов приварки штуцеров удалить абразивным инструментом. Полученные после удаления штуцеров отверстия закрыть при помощи накладок Ø = 150 мм, толщиной 9 мм, выполненных из стали 09Г2С.

Приварку накладок производят швом с катетом 9 мм.

Отверстия, предназначенные для выхода воздуха, заваривают ручной дуговой сваркой с применением пробок из стали 09Г2С.

Зачищают кромки заготовки и место приварки к полотнищу на участке шириной не менее 10 мм в обе стороны. Сварку накладки выполняют сварным швом типа Н1 с катетом 6 мм за два прохода, электродами типа Э50А, диаметром не выше 4 мм. Режимы сварки принимать по паспорту используемых электродов.

Контроль сварных швов днища выполняют в объеме 100% визуальным и ультразвуковым контролем с составлением соответствующих заключений.

					<i>Устранение хлопунов</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

5.8 Ремонт кровли РВС

Основными дефектами, наиболее часто встречающимися на кровле резервуаров, являются сквозные прожоги сварных соединений, свищи, вмятины. Коррозионные поражения ферм существенно снижающие несущую способность кровли резервуаров не встречаются.

Сквозные дефекты сварных соединений, которые нарушают герметичность покрытия, нужно зачистить абразивным инструментом и заварить.

Размеры вмятин на кровле резервуаров не регламентируются нормативно-технической документацией, но поскольку они являются местами скопления атмосферных осадков, то рекомендуется при окрашивании РВС на поверхность вмятины наносить дополнительный слой защитного покрытия.

5.9 Прочие ремонты

5.9.1 Ремонт обвалования

Исследование рассмотрения протоколов расследования причин аварий крупногабаритных резервуаров показывает, что существующие обвалования резервуаров часто выполнены с отклонениями от проекта и не могут вместить весь разливающийся при авариях нефтепродукт. Существующие обвалования часто не отвечают требованиям нормативных документов и пожарных служб, поэтому на длительно эксплуатирующийся площадках целесообразно выполнять геодезическое обследование обвалования и при необходимости производить ремонтные работы по восстановлению обвалования резервуарных парков.

					<i>Ремонт кровли РВС</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		69

Рис. Конструкция обвалования резервуа



5.9.1 Ремонт отмостки

1. При выполнении комплексной дефектоскопии нередко обнаруживается, что отмостка РВС полностью или частично разрушена.

2. Согласно новых требований пожарной безопасности, предъявляемых к свайным фундаментам под РВС, пространство между грунтом и несущими плитами под днищем резервуара должно заполняться песчано-битумной смесью, либо легкими бетонами.

6Расчетов
строительных конструкций
вертикального стального резервуара

Цель: спроектировать вертикальный стальной резервуар (РВС).

Дано. 1. Объем резервуара – 20 тыс. м³.

2. Плотности нефтепродукта – 900 кг/м³.

Задание

1. Определить геометрические параметры резервуара.
2. Определить толщину всех поясов стенки резервуара.
3. Рассчитать стенку резервуара на устойчивость.
4. Выполнить расчет несущего каркаса и настила сферической крыши.
5. Выполнить графическую часть:
 - общий вид резервуара на основании;
 - сечение и развертку стенки резервуара. Примеры горизонтальных и вертикальных сварных швов, соединение стенки резервуара и днища;
 - общий вид днища. Соединение центральной части, окраек и периферийных листов;
 - общий вид сферической крыши резервуара. Узлы соединения главной балки и опорного кольца, главной балки и центрального щита, главных балок и балок настила.

1. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ГЕОМЕТРИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ РЕЗЕРВУАРА

Выбор размеров стального прокатного листа для изготовления стенки

					АНАЛИЗ ПРИЧИН ВОЗНИКНОВЕНИЯ ДЕФЕКТОВ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ РЕЗЕРВУАРОВ ВЕРТИКАЛЬНЫХ СТАЛЬНЫХ ТИПА РВС 20000 М ³ И ТЕХНОЛОГИИ ИХ РЕМОНТА			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Харлашкина И.А.			Расчетная часть	Лит.	Лист	Листов
Провер.							80	
Консульт.		Саруев Л.А.				ТПУ гр. 3-2Б21Т		
Зав.каф.		Рудаченко А.В.						

Размеры листа. В соответствии с рекомендациями ПБ 03-605-03 для изготовления стенки выбираем стальной лист с размерами в поставке 2000×8000 мм. С учетом обработки кромок листа с целью получения правильной прямоугольной формы при дальнейших расчетах принимаются следующие его размеры 1990×7990 мм.

Сначала выбираем высоту резервуара. Для этого используем рекомендации ПБ 03-605-03 (табл. 4.2). В соответствии с этими рекомендациями предпочтительная высота резервуара от 12 до 20 м.

Высота резервуара. Для резервуара объемом $V = 20000 \text{ м}^3$ принимаем номинальную высоту резервуара $H_n = 16 \text{ м}$. Соответственно количество поясов в резервуаре будет равно восьми ($N_n = 8$). Точная высота резервуара

$$H = 1990 \cdot 8 = 15920 \text{ мм}. \quad (1)$$

Предварительный радиус резервуара. Радиус резервуара определяется из формулы для объема цилиндра:

$$V = \pi \cdot R^2 \cdot H,$$

$$R = \sqrt{\frac{V}{\pi H}} = \sqrt{\frac{20000 \cdot 10^3}{\pi \cdot 15920}} = 19997 \text{ мм}. \quad (2)$$

Периметр резервуара L_n и число листов в поясе N_n

$$L_n = 2 \cdot \pi \cdot R = 2 \cdot \pi \cdot 19997 = 125645 \text{ мм}. \quad (3)$$

$$N_n = \frac{L_n}{L} = \frac{125645}{7990} = 15,7. \quad (4)$$

Предпочтительней округлять число листов (рис. 4.22) в поясе до целого или выбирать последний лист равным половине длины листа.

Принимаем число листов в поясе $N_n = 16$. Тогда периметр резервуара

$$L_n = 16 \cdot 7990 = 127840 \text{ мм}, \quad (5)$$

а окончательный радиус

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

$$R = \frac{L_n}{2 \cdot \pi} = \frac{127840}{2 \cdot \pi} = 20346 \text{ мм.} \quad (6)$$

Уточненный объем резервуара.

$$V = \pi \cdot R^2 \cdot H = \pi \cdot 20,346^2 \cdot 15920 \approx 20704 \text{ м}^3. \quad (7)$$

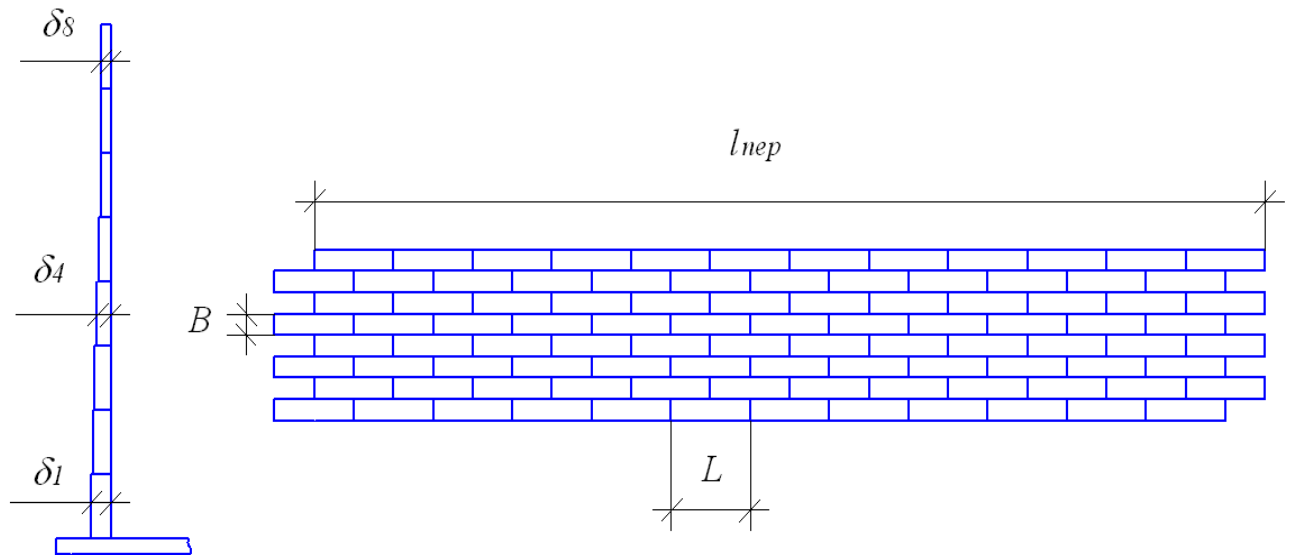


Рис. 4.22. Развертка и сечение стенки вертикального резервуара

2. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ТОЛЩИНЫ СТЕНКИ РЕЗЕРВУАРА

Определение методики и параметров, необходимых для расчета

Минимальная толщина листов стенки резервуара РВС для условий эксплуатации рассчитывается по формуле

$$\delta_i = \frac{[n_1 \cdot \rho_n \cdot g \cdot (H_{max} - x_i) + n_2 \cdot p_{изб}] \cdot R}{\gamma_c \cdot R_y},$$

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

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

ρ_n – плотность нефти, $кг/м^3$;

R – радиус стенки резервуара, $м$;

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

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

x_i – расстояние от днища до расчетного уровня, м;

$p_{изб} = 2,0 \text{ кПа}$ – нормативная величина избыточного давления;

γ_c – коэффициент условий работы, $\gamma_c = 0,7$ для нижнего пояса, $\gamma_c = 0,8$ для остальных поясов;

R_y – расчетное сопротивление материала пояса стенки по пределу текучести, Па.

Расчетное сопротивление материала стенки резервуаров по пределу текучести определяется по формуле (4.10):

$$R_y = \frac{R_y^H}{\gamma_m \cdot \gamma_n},$$

где R_y^H – нормативное сопротивления растяжению (сжатию) металла стенки, равное минимальному значению предела текучести, принимаемому по государственным стандартам и техническим условиям на листовую прокат;

$\gamma_m = 1,025$ – коэффициенты надежности по материалу;

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

Стенка резервуара относится к основным конструкциям подгруппы «А», для которых должна применяться сталь класса С345 (09Г2С-12) с нормативным расчетным сопротивлением $R_y^H = 345 \text{ МПа}$.

Вычисляем расчетное сопротивление:

$$R_y = \frac{345}{1,025 \cdot 1,15} \approx 293 \text{ МПа}. \quad (8)$$

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

Вычисление предварительной толщины стенки для каждого пояса резервуара

Для вычисления используем формулу (4.9), в которой, начиная со второго пояса, единственным изменяемым параметром при переходе от нижнего пояса к верхнему является координата нижней точки каждого пояса

$$x_i = B(i - 1), \quad (4.69)$$

где i – номер пояса снизу вверх;

B – ширина листа.

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

$$H = 16 \text{ м}; B = 2,0 \text{ м}; R = 20,4 \text{ м}.$$

Толщина первого пояса определяется при $\gamma_c = 0,7$; $H_{max} = H$;

$$x_1 = 0:$$

$$\begin{aligned} \delta_1 &= \frac{[n_1 \cdot \rho_n \cdot g \cdot (H_{max} - x_1) + n_2 \cdot p_{изб}] \cdot R}{\gamma_c \cdot R_y} = \\ &= \frac{[1,05 \cdot 900 \cdot 9,81 \cdot (16,0 - 0) + 1,2 \cdot 2000] \cdot 20,4}{0,7 \cdot 293 \cdot 10^6} \approx 0,01499 \text{ м} \approx 15,0 \text{ мм}. \end{aligned}$$

Для второго пояса при $\gamma_c = 0,8$, $x_2 = 2,0$

$$\delta_2 = \frac{[1,05 \cdot 900 \cdot 9,81 \cdot (16,0 - 2,0) + 1,2 \cdot 2000] \cdot 20,4}{0,8 \cdot 293 \cdot 10^6} \approx 0,0115 \text{ м} \approx 11,5 \text{ мм}. \quad (9))$$

Для остальных поясов резервуара полученные значения для толщины стенки приведены в табл. 4.12.

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

Таблица 4.12

Толщина стенки поясов резервуара

Номер пояса	Толщина стенки, мм	Номер пояса	Толщина стенки, мм
1	15,0	5	6,7
2	11,5	6	5,0
3	9,9	7	3,4
4	8,3	8	1,8

Выбор номинального (окончательного) размера толщины стенки.

Значение минимальной толщины стенки для условий эксплуатации увеличивается на величину минусового допуска на прокат и округляется до ближайшего значения из сортаментного ряда листового проката. Полученное значение сравнивается с минимальной конструктивной толщиной стенки $\delta_{кс}$, определяемой по табл. 4.4.

В качестве номинальной толщины $\delta_{ном}$ каждого пояса стенки выбирается значение большей из двух величин, округленное до ближайшего значения из сортаментного ряда листового проката:

$$\delta_{ном} \geq \max(\delta_i + C_i + \Delta; \delta_{кс}),$$

где C_i – припуск на коррозию, мм;

Δ – значение минусового допуска на толщину листа, мм;

$\delta_{кс}$ – минимальная конструктивная толщина стенки.

Величину минусового допуска определяют по предельным отклонениям на изготовление листа. Соответствующие предельные отклонения по толщине листа приводятся в табл. 4.5.

Припуск на коррозию элементов резервуара представляется заказчиком (в курсовом проекте припуск на коррозию необходимо выбирать 2–3 мм).

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

В табл. 4.13 приводятся все данные для выбора номинального размера толщины стенки.

Таблица 4.13

Номинальная толщина стенки

Номер пояса	δ_i , мм	C_i , мм	Δ_i , мм	$\delta_i + C_i + \Delta_i$	δ_{kc}	δ_n
1	15,0	2,0	0,45	17,45	11,0	18,0
2	11,5			13,95		14,0
3	9,9			12,35		13,0
4	8,3			10,75		11,0
5	6,7			9,15		11,0
6	5,0			7,45		11,0
7	3,4			5,85		11,0
8	1,8			4,25		11,0

3. РАСЧЕТ СТЕНКИ РЕЗЕРВУАРА НА УСТОЙЧИВОСТЬ

Проверка устойчивости стенки резервуара производится по формуле (4.13):

$$\frac{\sigma_{i1}}{\sigma_{i01}} + \frac{\sigma_2}{\sigma_{02}} \leq 1,0$$
, где σ_{i1} – расчетные осевые напряжения в стенке резервуара, МПа;

σ_2 – расчетные кольцевые напряжения в стенке резервуара, МПа;

σ_{i01} – критические осевые напряжения в стенке резервуара, МПа;

σ_{02} – критические кольцевые напряжения в стенке резервуара, МПа.

Осевые напряжения определяются по минимальной толщине стенки пояса, кольцевые напряжения – по средней толщине стенки.

Расчетные осевые напряжения для резервуаров РВС определяются по формуле (4.14)

$$\sigma_{Li} = \frac{n_3 \cdot (G_{кр} + G_{ст,i}) + \psi \cdot (n_{сн} \cdot G_{сн} + n_2 \cdot G_{вак})}{2 \cdot \pi \cdot R \cdot \delta_i}$$

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

$n_{сн} = 1,4$ – коэффициент надежности по снеговой нагрузке;

$G_{кр}$ – вес покрытия резервуара, H ;

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

$G_{сн}$ – полное расчетное значение снеговой нагрузки на горизонтальную проекцию покрытия, H ;

$G_{вак}$ – вес покрытия резервуара, H ;

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

Определение веса крыши

Вес покрытия резервуара рассчитывается по нормативному давлению крыши $p_{кр}$ (табл. 4.6)

$$G_{кр} = p_{кр} \cdot \pi \cdot R^2 .$$

Для резервуара объемом $V = 20000 \text{ м}^3$ давление крыши

$$p_{кр} = 0,55 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2} .$$

$$G_{кр} = 0,55 \cdot \pi \cdot 20,4^2 = 719 \text{ кН} . \quad (10)$$

Определение веса стенки резервуара

Вес вышележащих поясов стенки резервуара определяется из условия, что высота всех поясов одинакова и равна ширине листа B :

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

где a – номер последнего пояса, если начало отсчета снизу;

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

Вес стенки при расчете первого пояса

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

$$G_{cr,1} = 2 \cdot \pi \cdot R \cdot B \cdot \gamma_{cr} \cdot \sum_{k=1}^8 \delta_k =$$

$$= 2 \cdot \pi \cdot 20,4 \cdot 2,0 \cdot 78,5(18 + 11,55 + 10,55 + 5 \cdot 8,55)10^{-3} \approx 1666 \text{ кН}. \quad (11)$$

Вес стенки при расчете второго пояса

$$G_{cm,2} = 2 \cdot \pi \cdot R \cdot B \cdot \gamma_{cm} \cdot \sum_{k=2}^8 \delta_k =$$

$$= 2 \cdot \pi \cdot 20,4 \cdot 2,0 \cdot 78,5(11,55 + 10,55 + 5 \cdot 8,55)10^{-3} \approx 1305 \text{ кН}. \quad (12)$$

Результаты расчетов веса стенки для всех поясов приведены в табл. (4.14).

Таблица 4.14

Вес стенки резервуара

Номер пояса	Вес стенки G_{cm} , кН	Номер пояса	Вес стенки G_{cm} , кН
1	1618	5	689
2	1305	6	517
3	1073	7	345
4	861	8	172

Определение снеговой нагрузки

Нормативная снеговая нагрузка на горизонтальную проекцию резервуара

$$p_{сн} = \mu \cdot S_g,$$

где μ – коэффициент перехода от веса снегового покрытия горизонтальной поверхности земли к снеговой нагрузке на трубопровод;

S_g – нормативное значение веса снегового покрова на 1 м² горизонтальной поверхности земли, которое выбирается по СНИП 2.01.07-85 (табл. 4.7) для соответствующего снегового района Российской Федерации.

Город Сургут находится в IV снеговом районе, для которого $S_g = 2,4$ кН. Коэффициент $\mu = 1$ для такого варианта крыши, когда угол наклона поверхности крыши к горизонтальной плоскости $\alpha \leq 25^\circ$.

Вес снегового покрова на всю крышу

$$G_{сн} = p_{сн} \cdot \pi \cdot R^2 = \mu \cdot S_g \cdot \pi \cdot R^2 = 1 \cdot 2,4 \cdot \pi \cdot 20,4^2 \approx 3138 \text{ кН}. \quad (13)$$

Определение нагрузки от вакуума

Нормативная нагрузка от вакуума на покрытие определяется как

$$G_{\text{вак}} = \pi \cdot R^2 \cdot p_{\text{вак}} = \pi \cdot 20,4^2 \cdot 0,25 = 327 \text{ кН}. \quad (14)$$

Определение осевых напряжений в каждом поясе стенки резервуара от вертикальной нагрузки

Определение напряжений:

– в первом поясе

$$\sigma_{11} = \frac{n_3 \cdot (G_{кр} + G_{ст,i}) + \psi \cdot (n_{сн} \cdot G_{сн} + n_2 \cdot G_{вак})}{2 \cdot \pi \cdot R \cdot \delta_1} =$$

$$= \frac{1,05(719 + 1618) + 0,9(1,4 \cdot 3138 + 1,2 \cdot 327)}{2 \cdot \pi \cdot 20,4 \cdot 15,55 \cdot 10^{-3}} \approx 3,4 \text{ МПа}; \quad (15)$$

– во втором поясе

$$\sigma_{12} = \frac{1,05(719 + 1305) + 0,9(1,4 \cdot 3138 + 1,2 \cdot 327)}{2 \cdot \pi \cdot 20,4 \cdot 11,55 \cdot 10^{-3}} \approx 4,4 \text{ МПа}. \quad (16)$$

Значения осевых напряжений в остальных поясах приведены в табл. 4.15.

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

Таблица 4.15

Напряжения для расчета стенки резервуара на устойчивость

Номер пояса	σ_1 , МПа	σ_{01} , МПа	$\frac{\sigma_1}{\sigma_{01}}$	σ_2 , МПа	σ_{02} , МПа	$\frac{\sigma_2}{\sigma_{02}}$	$\frac{\sigma_1}{\sigma_{01}} + \frac{\sigma_2}{\sigma_{02}}$
1	3,4	10,4	0,33	1,2	1,6	0,75	1,08
2	4,4	7,7	0,57				1,32
3	4,6	7,0	0,66				1,41
4	5,5	5,7	0,96				1,71
5	5,3	5,7	0,93				1,68
6	5,2	5,7	0,91				1,66
7	5,0	5,7	0,88				1,63
8	4,8	5,7	0,84				1,59

Определение осевых критических напряжений

Осевые критические напряжения определяются по формуле (4.20)

$$\sigma_{01} = C \cdot E \cdot \frac{\delta_i}{R},$$

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

C – коэффициент, принимаемый по табл. 4.8.

Для определения коэффициента C необходимо вычислить среднюю толщину стенки

$$\delta_{cp} = \frac{\sum_{i=1}^{n_n} \delta_i}{n_n} = \frac{18 + 11,55 + 10,55 + 5 \cdot 8,55}{8} \approx 10,3 \text{ мм.} \quad (17)$$

Вычисляем отношение радиуса резервуара к средней толщине стенки:

$$\frac{R}{\delta_{cp}} = \frac{20,4}{10,3 \cdot 10^{-3}} \approx 2040. \quad (18)$$

По табл. 4.10 выбираем коэффициент $C = 0,065$.

Вычисляем осевые критические напряжения:

– для первого пояса

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

$$\sigma_{01} = C \cdot E \cdot \frac{\delta_i}{R} = 0,065 \cdot 2,1 \cdot 10^5 \cdot \frac{18 \cdot 10^{-3}}{20,4} \approx 1 \text{ МПа}; \quad (19)$$

– для второго пояса

$$\sigma_{02} = 0,065 \cdot 2,1 \cdot 10^5 \cdot \frac{11,55 \cdot 10^{-3}}{20,4} \approx 7,7 \text{ МПа}. \quad (20)$$

Остальные значения критической силы приведены в табл. 4.15.

Определение кольцевых напряжений

Расчетные кольцевые напряжения в стенке при расчете на устойчивость резервуара определяются по формуле (4.22).

$$\sigma_2 = \frac{p_e \cdot n_e + p_{\text{вак}} \cdot n_2}{\delta_{\text{ср}}} \cdot R,$$

где p_e – нормативное значение ветровой нагрузки на резервуар, Па;

$n_e = 1,4$ – коэффициент надежности по ветровой нагрузке;

$\delta_{\text{ср}}$ – средняя арифметическая толщина стенки резервуара, м.

Нормативное значение ветровой нагрузки определяется по формуле (4.23)

$$p_e = W_0 \cdot k_2 \cdot C_i,$$

где W_0 – нормативное значение ветрового давления, для рассматриваемого района, Па;

k_2 – коэффициент, учитывающий изменение ветрового давления по высоте;

C_i – аэродинамический коэффициент.

Сургут относится ко второму району по давлению ветра (табл. 4.9), соответственно из таблицы выбираем $W_0 = 0,3 \text{ кПа}$.

Коэффициент $k_2 = 1,0$ для резервуаров высотой от 10 до 20 метров.

Аэродинамический коэффициент C_i выбирается по СНиП 2.01.07-85

«Нагрузки и воздействия» (табл. 4.10).

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

Вычисляем отношение

$$\frac{H}{2R} = \frac{16,0}{2 \cdot 20,4} \approx 0,39. \quad (21)$$

Выбираем $C_i = 0,63$ по таблице с использованием метода линейной интерполяции.

Вычисляем ветровую нагрузку (давление):

$$p_{\text{в}} = W_0 \cdot k_2 \cdot C_i = 0,3 \cdot 1,0 \cdot 0,63 \approx 0,19 \text{ кПа}. \quad (22)$$

Вычисляем кольцевые напряжения:

$$\sigma_2 = \frac{p_{\text{в}} \cdot n_{\text{в}} + p_{\text{вак}} \cdot n_2}{\delta_{\text{ср}}} \cdot R = \frac{0,19 \cdot 1,4 + 0,25 \cdot 1,2}{10,0 \cdot 10^{-3}} \cdot 20,4 \approx 1,2 \text{ МПа}. \quad (23)$$

Критические кольцевые напряжения определяются по формуле (4.24)

$$\sigma_{02} = 0,55 \cdot E \cdot \frac{R}{H} \cdot \left(\frac{\delta_{\text{ср}}}{R} \right)^{\frac{3}{2}},$$

где H – геометрическая высота стенки резервуара, м.

$$\sigma_{02} = 0,55 \cdot 2,1 \cdot 10^5 \cdot \frac{20,4}{16,0} \cdot \left(\frac{10,3 \cdot 10^{-3}}{20,4} \right)^{\frac{3}{2}} \approx 1,6 \text{ МПа}. \quad (24)$$

Если по результатам расчета условие устойчивости не выполняется, то значения номинальной толщины стенки для соответствующих поясов стенки резервуара должны быть увеличены.

4. РАСЧЕТ СОПРЯЖЕНИЯ СТЕНКИ РЕЗЕРВУАРА С ДНИЩЕМ

Дано:

$$k_{\text{дн}} = 2,0 \cdot 10^8 \frac{H}{\text{м}^3} \quad \text{– коэффициент постели для резервуара,}$$

установленного на хорошо уплотненном песчаном основании;

$$\delta_{\text{ст}} = 18 \text{ мм} \quad \text{– толщина стенки нижнего пояса;}$$

					<i>Расчетная часть</i>	Лист
						83
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$R = 20,4 \text{ м}$ – радиус резервуара;

$H = 16 \text{ м}$ – высота стенки резервуара;

$\delta_{\text{дн}} = 12 \text{ мм}$ – толщина окрайки днища;

$c = 60 \text{ мм}$ – ширина окрайки днища;

$$p_0 = n_1 \cdot \rho_H \cdot g \cdot H + n_2 \cdot p_{\text{изб}} =$$

$$= 1,05 \cdot 900 \cdot 9,81 \cdot 16,0 + 1,2 \cdot 2000 = 1,51 \cdot 10^5 \frac{\text{Н}}{\text{м}^2} \quad \text{– давление в нижней}$$

точке резервуара.

Определение деформационных характеристик элементов конструкций

Коэффициент постели стенки резервуара

$$k_{cm} = \frac{E \cdot \delta_{cm}}{R^2} = \frac{2,1 \cdot 10^{11} \cdot 18 \cdot 10^{-3}}{20,4^2} = 9,1 \cdot 10^6 \frac{\text{Н}}{\text{м}^2}. \quad (25)$$

Цилиндрическая жесткость стенки

$$D_{cm} = \frac{E \cdot \delta_{cm}^3}{12(1 - \mu^2)} = \frac{2,1 \cdot 10^{11} \cdot 18^3 \cdot 10^{-9}}{12(1 - 0,3^2)} = 1,12 \cdot 10^5 \text{ Н} \cdot \text{м}. \quad (26)$$

Коэффициент деформации стенки

$$m_{cm} = 4 \sqrt{\frac{k_{cm}}{4 \cdot D_{cm}}} = 4 \sqrt{\frac{0,091 \cdot 10^8}{4 \cdot 1,12 \cdot 10^5}} = 2,12 \text{ м}^{-1}. \quad (27)$$

Цилиндрическая жесткость днища

$$D_{\text{дн}} = \frac{E \cdot \delta_{\text{дн}}^3}{12(1 - \mu^2)} = \frac{2,1 \cdot 10^{11} \cdot 12^3 \cdot 10^{-9}}{12(1 - 0,3^2)} = 0,33 \cdot 10^5 \text{ Н} \cdot \text{м}. \quad (28)$$

Коэффициент деформации днища

$$m_{\text{дн}} = 4 \sqrt{\frac{k_{\text{дн}}}{4 \cdot D_{\text{дн}}}} = 4 \sqrt{\frac{2,0 \cdot 10^8}{4 \cdot 0,33 \cdot 10^5}} = 6,24 \text{ м}^{-1}. \quad (29)$$

Функции Крылова

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

$$\theta = e^{-m_{\text{дн}} \cdot c} \cdot \cos(m_{\text{дн}} \cdot c) = e^{-6,24 \cdot 60 \cdot 10^{-3}} \cdot \cos(6,24 \cdot 60 \cdot 10^{-3}) = 0,64,$$

$$\xi = e^{-m_{\text{дн}} \cdot c} \cdot \sin(m_{\text{дн}} \cdot c) = e^{-6,24 \cdot 60 \cdot 10^{-3}} \cdot \sin(6,24 \cdot 60 \cdot 10^{-3}) = 0,25,$$

$$\varphi = \theta + \xi = 0,64 + 0,25 = 0,89,$$

$$\psi = \theta - \xi = 0,64 - 0,25 = 0,39.$$

Система канонических уравнений метода сил

В узле сопряжения стенки и днища резервуара (рис. 4.12) неизвестными считаются изгибающий момент X_1 и сила X_2 – поперечная для стенки

резервуара и продольная для днища. Для их определения составляется система уравнений, характеризующих условие совместности деформаций стенки резервуара и днища:

$$\begin{cases} \left(\delta_{11}^{cm} + \delta_{11}^{\text{дн}} \right) X_1 + \delta_{12}^{cm} \cdot X_2 + \Delta_{1p}^{cm} + \Delta_{1p}^{\text{дн}} = 0, \\ \delta_{21}^{cm} \cdot X_1 + \delta_{22}^{cm} \cdot X_2 + \Delta_{2p}^{cm} = 0. \end{cases}$$

Определяем коэффициенты и перемещения, входящие в систему уравнений:

$$\delta_{11}^{cm} = \frac{1}{m_{cm} \cdot D_{cm}} = \frac{1}{2,12 \cdot 1,12 \cdot 10^5} \approx 4,2 \cdot 10^{-6} \text{ H}^{-1};$$

$$\delta_{12}^{cm} = \delta_{21}^{cm} = \frac{1}{2 \cdot m_{\text{СТ}}^2 \cdot D_{\text{СТ}}} = \frac{1}{2 \cdot 2,12^2 \cdot 1,12 \cdot 10^5} \approx 1,0 \cdot 10^{-6} \frac{\text{м}}{\text{Н}}; \quad (30)$$

$$\delta_{22}^{cm} = \frac{1}{2 \cdot m_{\text{СТ}}^3 \cdot D_{\text{СТ}}} = \frac{1}{2 \cdot 2,12^3 \cdot 1,12 \cdot 10^5} \approx 0,47 \cdot 10^{-6} \frac{\text{м}^2}{\text{Н}};$$

$$\Delta_{1p}^{cm} = \frac{\rho_{\text{Н}} \cdot g}{k_{\text{СТ}}} = \frac{900 \cdot 9,81}{9,1 \cdot 10^6} = 9,7 \cdot 10^{-4}; \quad (31)$$

$$\Delta_{2p}^{cm} = \Delta_{1p}^{cm} \cdot H = 9,7 \cdot 10^{-4} \cdot 16,0 = 155,2 \cdot 10^{-4} \text{ м}; \quad (32)$$

$$\delta_{11}^{\partial H} = \frac{1}{m_{дн} \cdot D_{дн}} \cdot \frac{1 + \varphi + 2 \cdot \theta^2}{4} =$$

$$= \frac{1}{6,24 \cdot 0,33 \cdot 10^5} \cdot \frac{1 + 0,89 + 2 \cdot 0,64^2}{4} = 3,29 \cdot 10^{-6} \frac{1}{H}; \quad (33)$$

$$\Delta_{1p}^{\partial H} = -\frac{P_0 \cdot m_{дн}}{2 \cdot k_{дн}} [1 - \varphi \cdot \psi + 2 \cdot \theta \cdot \xi] =$$

$$= -\frac{1,51 \cdot 10^5 \cdot 6,24}{2 \cdot 2,0 \cdot 10^8} [1 - 0,89 \cdot 0,39 + 2 \cdot 0,64 \cdot 0,25] = -7,8 \cdot 10^{-4}.$$

Решение системы канонических уравнений

Подставляем в систему уравнений полученные коэффициенты и перемещения

$$\begin{cases} (4,2 \cdot 10^{-6} + 3,29 \cdot 10^{-6}) X_1 + 1,0 \cdot 10^{-6} \cdot X_2 + 970,0 \cdot 10^{-6} - 780,0 \cdot 10^{-6} = 0, \\ 1,0 \cdot 10^{-6} \cdot X_1 + 0,47 \cdot 10^{-6} \cdot X_2 + 15520,0 \cdot 10^{-6} = 0; \\ \begin{cases} 7,49 \cdot X_1 + 1,0 \cdot X_2 + 190,0 = 0, \\ 1,0 \cdot X_1 + 0,47 \cdot X_2 + 15520,0 = 0. \end{cases} \end{cases}$$

Второе уравнение системы умножим на дробь $\frac{7,49}{1,0}$ и вычтем из первого:

$$-2,52 \cdot X_2 - 115562,0 = 0, \text{ откуда } X_2 = -45857,9 \frac{H}{м}.$$

Из первого уравнения системы получаем X_1 :

$$7,49 \cdot X_1 + 1,0 \cdot (-45857,9) + 190,0 = 0,$$

$$X_1 = 6097,2 \frac{H \cdot м}{м}.$$

					<i>Расчетная часть</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		86

Проверка прочности стенки в точке сопряжения с днищем

Проверку прочности стенки выполняем от действия изгибающего момента X_1 и продольной сжимающей силы N (та же величина, что и при расчете на устойчивость нижнего пояса стенки резервуара):

$$\sigma_{\max} = \frac{M_{\text{изг}}}{W_x} + \frac{N}{F} \leq \gamma_c \cdot R_y.$$

На рис. 4.13 дана расчетная схема для определения напряжений в стенке. Наибольшие значения возникают в точке сложения сжимающих напряжений от изгиба и вертикальной нагрузки.

Изгибающий момент

$$M_{\text{изг}} = X_1 = 6,1 \frac{\text{кН} \cdot \text{м}}{\text{м}}.$$

Момент сопротивления изгибаемой стенки

$$W_x = \frac{\delta_{\text{ст}}^2}{6} = \frac{18^2 \cdot 10^{-6}}{6} = 54,0 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2.$$

Второе слагаемое уравнения – это напряжение в нижней точке первого пояса (табл. 4.15)

$$\frac{N}{F} = \sigma_{11} = 3,1 \text{ МПа}.$$

Расчетное сопротивление для стали нижнего пояса резервуара

$$\gamma_c \cdot R_y = 0,7 \cdot 293 \approx 205,1 \text{ МПа}.$$

Выполняем проверку на прочность:

$$\sigma_{\max} = \frac{6,1 \cdot 10^{-3}}{54 \cdot 10^{-6}} + 3,1 \approx 113,0 + 3,1 = 116,1 \text{ МПа}.$$

Таким образом, условие прочности

$$\sigma_{\max} \leq \gamma_c \cdot R_y \text{ выполняется, т.к. } 116,1 \leq 205,1.$$

					<i>Расчетная часть</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		87

Проверка прочности днища

Проверку прочности днища проводим по напряжениям, возникающим от изгибающего момента $M_{изг} = X_1$:

$$\sigma_{max} = \frac{X_1}{W_x} \leq \gamma_c \cdot R_y.$$

В этом случае момент сопротивления сечения днища

$$W_x = \frac{\delta_{дн}^2}{6} = \frac{12^2 \cdot 10^{-6}}{6} = 24,0 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2.$$

Для стального листа окрайки расчетное сопротивление будет такое же, что и для нижнего пояса стенки:

$$\gamma_c \cdot R_y = 0,7 \cdot 293 \approx 205 \text{ МПа}.$$

Однако максимальные напряжения при изгибе окрайки оказались выше расчетного сопротивления:

$$\sigma_{max} = \frac{X_1}{W_x} = \frac{6100}{24,0 \cdot 10^{-6}} \approx 254,2 > 205,1 \text{ МПа}.$$

Для увеличения прочности днища необходимо увеличить толщину окрайки или выбрать материал, у которого расчетное сопротивление будет выше максимальных напряжений.

При толщине окрайки $\delta_{дн} = 14 \text{ мм}$

$$W_x = \frac{\delta_{дн}^2}{6} = \frac{14^2 \cdot 10^{-6}}{6} = 32,7 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2,$$

$$\sigma_{max} = \frac{X_1}{W_x} = \frac{6100}{32,7 \cdot 10^{-6}} \approx 186,5 < 205,1 \text{ МПа}.$$

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

В этом случае условие прочности выполняется, однако следует сделать замечание о том, что для корректного выбора новой толщины днища или стенки необходимо весь расчет повторить.

Проверка сварного шва на прочность

Расчетная схема таврового соединения днища и нижнего пояса стенки резервуара изображена на рис. 4.14. При толщине стенки меньше 20 мм соединение выполняется без разделки нижней кромки стенки. Катет k_f принимаем равным 12 мм. Коэффициент сварного шва принимается по таблице 34 СНиП II-23-81 «Стальные конструкции» – $\beta_f = 0,7$ (для ручной электродуговой сварки). Коэффициент условий работы сварного шва $\gamma_{wf} = 1,0$.

Условие прочности сварного шва:

$$\frac{N}{\beta_f \cdot k_f \cdot l_w} \leq \gamma_c \cdot \gamma_{wf} \cdot R_{wf},$$

где N – сила, срезающая шов по металлу сварного шва;

$l_w = 1 \text{ м}$ – длина сварного шва для случая расчета оболочки, когда N – сила, отнесенная к единице длины;

$R_{wf} = 215 \text{ МПа}$ – расчетное сопротивление по металлу сварного шва для электрода Э50.

$$\begin{aligned} N &= \sqrt{Q_B^2 + Q_T^2} = \sqrt{\left(\frac{X_1}{\delta_{cm}}\right)^2 + \left(\frac{X_2}{2}\right)^2} = \\ &= \sqrt{\left(\frac{6,1}{18 \cdot 10^{-3}}\right)^2 + \left(\frac{45,9}{2}\right)^2} = 339,6 \frac{\text{кН}}{\text{м}}. \end{aligned}$$

					<i>Расчетная жизнь</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		89

Выполняем проверку сварного шва:

$$\frac{N}{\beta_f \cdot k_f} = \frac{339,6}{0,7 \cdot 12 \cdot 10^{-3}} = 40,4 \text{ МПа},$$

$$\gamma_c \cdot \gamma_{wf} \cdot R_{wf} = 0,7 \cdot 1,0 \cdot 215 = 150,5 \text{ МПа}.$$

Поскольку $40,4 < 150,5$, условие прочности сварного шва выполняется.

5. ПРИМЕР РАСЧЕТА СФЕРИЧЕСКОЙ КРЫШИ

Дано:

$R = 20 \text{ м}$ – радиус цилиндрического резервуара;

$R_{сф} = 48 \text{ м}$ – радиус сферической крыши;

$p_{кр}^H = 0,55 \text{ кН} / \text{м}^2$ – нормативный вес крыши;

$n_6 = 36$ – количество главных балок.

Главные балки на расчетной схеме представляем как трехшарнирные арки (рис. 4.23).

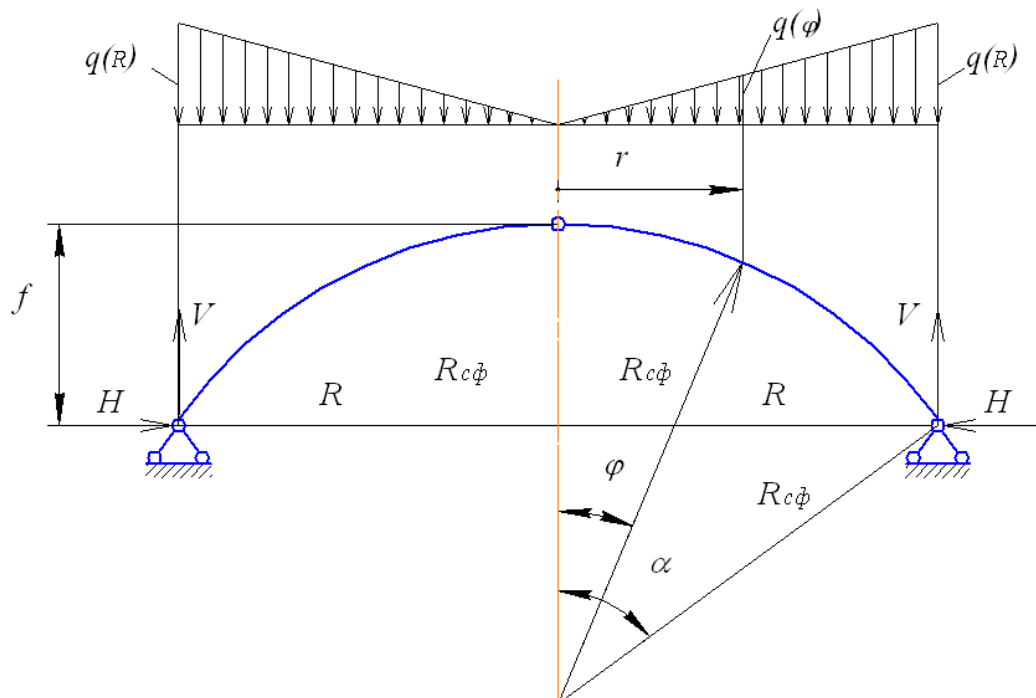


Рис. 4.23. Расчетная схема главных балок сферической крыши в виде трехшарнирной арки

Угол α зависит от соотношения радиусов R и $R_{сф}$:

$$\sin \alpha = \frac{R}{R_{сф}}, \quad \alpha = \arcsin \frac{R}{R_{сф}} = \arcsin \frac{20}{48} = 24,6^\circ.$$

Высота купола f определяется из геометрических соотношений:

$$f = R_{сф} - R_{сф} \cdot \cos \alpha = 48 - 48 \cdot \cos 24,6 = 4,3 \text{ м.}$$

Определение нагрузки на главную балку

При симметричной схеме нагружения каждая из главных балок воспринимает ту часть нагрузки, которая приходится на один сектор круговой проекции крыши на горизонтальную плоскость. Количество секторов крыши равно количеству главных балок. В силу геометрических особенностей изменение нагрузки на главную балку от центра крыши до опоры на стенку пропорционально длине дуги, с которой собираются нагрузки (рис. 4.24). Поэтому интенсивность вертикальной нагрузки на главную балку линейно возрастает от нуля в центре до $q(R)$ в крайних точках при опирании на стенку.

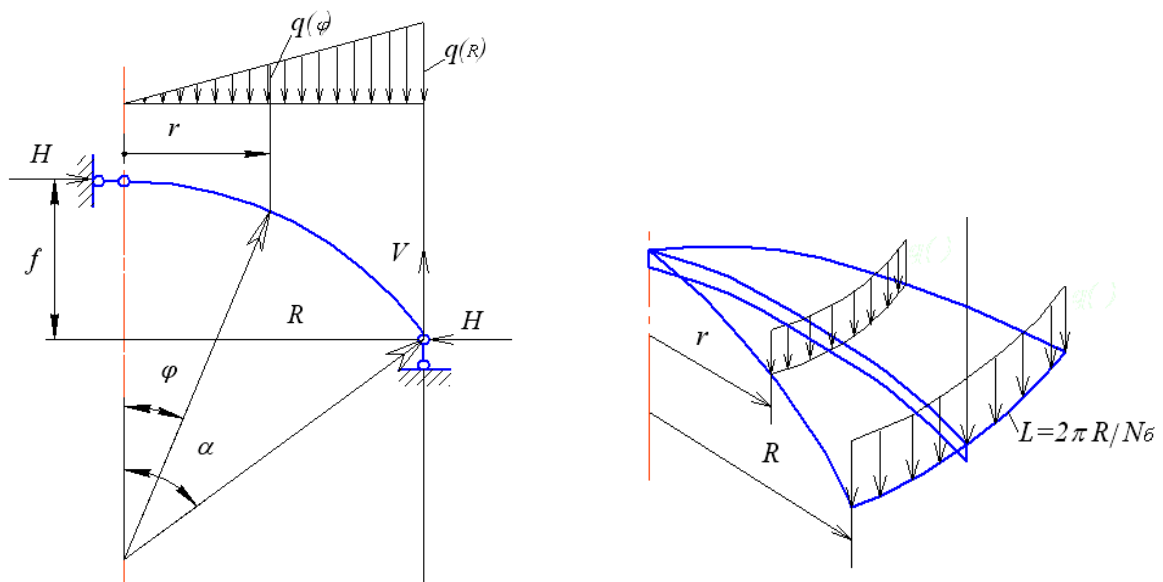


Рис. 4.24. Расчетная схема главной балки сферической крыши вертикального резервуара

Эпюра нагрузок на главную балку будет полностью определена, если вычислить $q(R)$:

$$q(R) = p \cdot \frac{L}{n_{\bar{o}}} = (p_{кр} + p_{сн} + p_{вак}) \cdot \frac{2\pi R}{n_{\bar{o}}}. \quad (4.70)$$

$$p_{кр} = n_3 \cdot p_{кр}^H = 1,05 \cdot 0,55 = 0,605 \text{ кН} / \text{м}^2;$$

$$p_{сн} = n_{сн} \cdot \mu \cdot S_g = 1,4 \cdot 1,0 \cdot 1,5 = 2,1 \text{ кН} / \text{м}^2;$$

$$p_{вак} = n_2 \cdot p_{вак}^H = 1,2 \cdot 0,25 = 0,3 \text{ кН} / \text{м}^2.$$

$$q(R) = (0,605 + 2,1 + 0,3) \cdot \frac{2 \cdot \pi \cdot 20}{36} = 10,6 \text{ кН} / \text{м}^2.$$

Определение реакций опор

Вертикальная реакция V и распор H определяются из уравнений статики.

Сумма проекций сил на вертикальную ось равна нулю:

$$\sum n p F = 0,$$

$$V - \frac{1}{2} q(R) \cdot R = 0,$$

$$V = \frac{1}{2} q(R) \cdot R = \frac{1}{2} \cdot 10,6 \cdot 20 = 106,0 \text{ кН}.$$

Сумма моментов относительно правой опоры равна нулю:

$$\sum m = 0,$$

$$H \cdot f - \frac{1}{2} q(R) \cdot R \cdot \frac{1}{3} R = 0.$$

$$H = \frac{\frac{1}{2} V \cdot R}{f} = \frac{\frac{1}{2} \cdot 106 \cdot 20}{4,3} = 164,3 \text{ кН}.$$

Определение изгибающих моментов в поперечных сечениях главных балок

Уравнение изгибающих моментов записывается как функция от угла φ , определяющего положение поперечного сечения (рис. 4.24):

$$M(\varphi) = -H \cdot f + \frac{1}{2} q(\varphi) \cdot R_{c\varphi} \cdot \sin \varphi - \frac{1}{3} R_{c\varphi} \cdot \sin \varphi, \quad (4.71)$$

$$q(\varphi) = \frac{R_{c\varphi}}{R} q(R) \cdot \sin \varphi.$$

Окончательно уравнение принимает вид

$$M(\varphi) = -H \cdot R_{c\varphi} + H \cdot R_{c\varphi} \cdot \cos \varphi + \frac{1}{6} q(R) \cdot \frac{R_{c\varphi}^3}{R} \cdot \sin^3 \varphi. \quad (4.72)$$

Полученное уравнение позволяет построить эпюру изгибающих моментов $M(\varphi)$ (рис. 4.25).

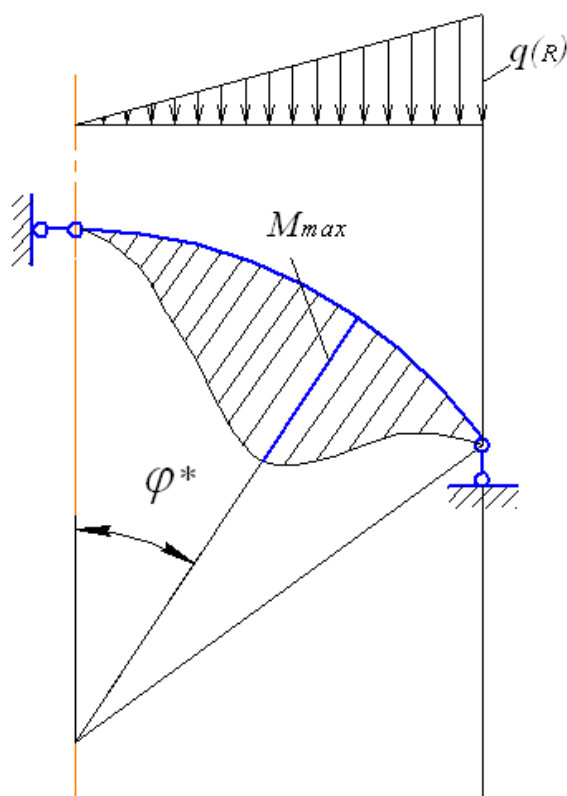


Рис. 4.25. Эпюра изгибающего момента в поперечных сечениях главной балки

Однако, для того чтобы проанализировать конструкцию главной балки с целью определения наиболее опасного сечения, необходимо найти координату

сечения с наибольшим изгибающим моментом.

Определение максимального изгибающего момента

Для определения максимального изгибающего момента уравнение (4.72) исследуется на экстремум. В результате находим угол φ^* , определяющий положение сечения, в котором изгибающий момент максимальный. Для определения максимального изгибающего момента

находится производная $\frac{dM(\varphi)}{d\varphi}$ и приравняется нулю:

$$\frac{dM(\varphi)}{d\varphi} = -H \cdot R_{c\varphi} \cdot \sin \varphi + \frac{1}{6} q(R) \frac{R_{c\varphi}^3}{R} 3 \cdot \sin^2 \varphi \cdot \cos \varphi; \quad (4.73)$$

$$\frac{dM(\varphi^*)}{d\varphi} = 0;$$

$$-H \cdot R_{c\varphi} \cdot \sin \varphi^* + \frac{1}{2} q(R) \frac{R_{c\varphi}^3}{R} \cdot \sin^2 \varphi^* \cdot \cos \varphi^* = 0;$$

$$-H + \frac{1}{4} q(R) \frac{R_{c\varphi}^2}{R} \cdot \sin 2\varphi^* = 0. \quad (4.74)$$

В результате решения тригонометрического уравнения (4.74) определяется угол φ^* :

$$\sin 2\varphi^* = \frac{4 \cdot H \cdot R}{q(R) \cdot R_{c\varphi}^2}, \quad (4.75)$$

$$\sin 2\varphi^* = \frac{4 \cdot 164,3 \cdot 20}{10,6 \cdot 48} = 0,64,$$

$$2\varphi^* = 32,6^\circ; \varphi^* = 16,3^\circ.$$

Для определения максимального изгибающего момента значение угла φ^* подставляется в уравнение (4.72):

$$M_{max}(\varphi^*) = -H \cdot R_{cf} (1 - \cos \varphi^*) + \frac{1}{6} q(R) \cdot \frac{R_{cf}^3}{R} \cdot \sin^3 \varphi^*. \quad (4.76)$$

$$M_{max}(\varphi^* = 16,3^\circ) = -164,3 \cdot 48 (1 - \cos 16,3) + \frac{1}{6} 10,6 \cdot \frac{48^3}{20} \cdot \sin^3 16,3 \approx -101,0 \text{ кН} \cdot \text{м}.$$

В соответствии с рекомендациями ОАО «Транснефть» каркас стационарной кровли резервуара относится к основным конструкциям резервуара подгруппы А, для которых рекомендуется использовать сталь класса С345 по ГОСТ 27772 (09Г2С-12).

Для стали С345 нормативное расчетное сопротивление $R_y^H = 345 \text{ МПа}$.

Условие, выражающее предельное состояние для главной балки:

$$\sigma_{max} = \frac{M_{max}}{W_x} \leq \gamma_c \cdot R_y, \quad (4.77)$$

где $\gamma_c = 0,8$ – коэффициент условий работы;

W_x – момент сопротивления стандартного прокатного двутаврового сечения.

Расчетное сопротивление стали

$$R_y = \frac{R_y^H}{\gamma_m \cdot \gamma_n} = \frac{345}{1,025 \cdot 1,15} \approx 293 \text{ МПа},$$

где $\gamma_m = 1,025$ – коэффициент надежности по материалу

$\gamma_n = 1,15$ – коэффициент надежности по назначению

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		95

Из выражения (4.77) определяется значение момента сопротивления W_x , удовлетворяющее условию прочности:

$$W_x \geq \frac{M_{max}}{\gamma_c \cdot R_y} = \frac{101,0}{0,8 \cdot 293 \cdot 10^3} \approx 430 \cdot 10^{-6} \text{ м}^3 = 430 \text{ см}^3.$$

Номер двутаврового сечения выбираем по ГОСТ 26020-83 «Двутавры стальные горячекатаные с параллельными гранями полок».

Двутавр № 30Б2 имеет момент сопротивления $W_x = 487,8 \text{ см}^3$.

с соблюдением правовых, нормативных, инструктивных и методических документов по охране окружающей среды.

Расчет кольцевой балки настила

В результате расчета необходимо определить размер швеллера – поперечного сечения балки настила. Наиболее нагруженной является самая длинная балка настила, при условии равномерной нагрузки на крышу.

Находим балку, наиболее удаленную от центра (рис. 4.26). Ее длину определяем по формуле

$$l = \frac{2 \cdot \pi \cdot R^*}{N_{зб}} = \frac{2 \cdot \pi \cdot 19}{36} \approx 3,3 \text{ м},$$

где R^* – радиус наибольшего кольца балок настила;

$N_{зб}$ – число главных балок.

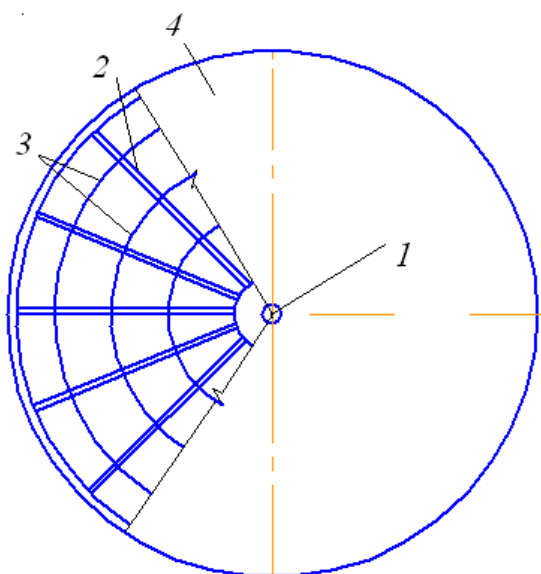


Рис. 4.26. Радиально-кольцевая конструкция сферической крыши:
 1 – центральный щит; 2 – главная балка; 3 – балки настила; 4 – настил

Конструкция балки настила показана на рис. 4.27, а на рис. 4.28 – ее расчетная схема. Для определения максимального изгибающего момента необходимо определить интенсивность распределенной нагрузки:

$$q = p \cdot l^* = (0,605 + 2,1 + 0,3) \cdot 2,0 = 6,0 \frac{\text{кН}}{\text{м}},$$

где l^* – радиальное расстояние между балками настила.

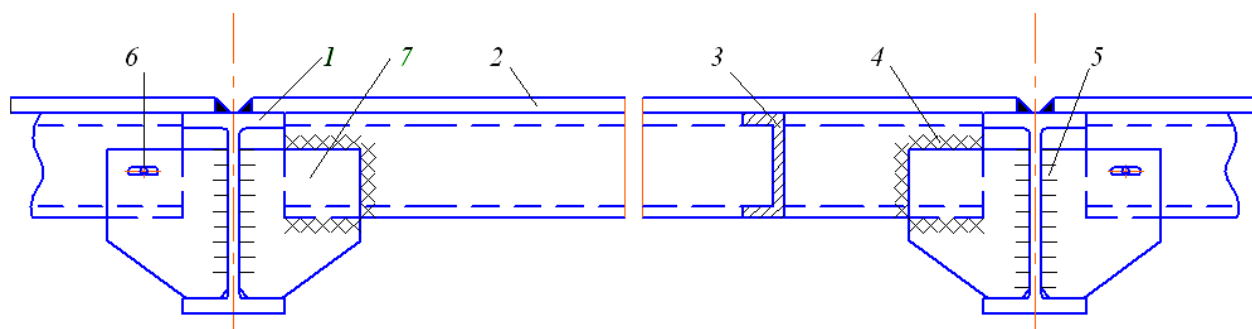


Рис. 4.27. Конструкция соединения балки настила с главными балками:

1 – двутавровая главная балка; 2 – настил; 3 – швеллер – балка настила;
 4 – монтажный угловой шов; 5 – заводской угловой шов;

6 – отверстие под монтажный болт; 7 – фасонка

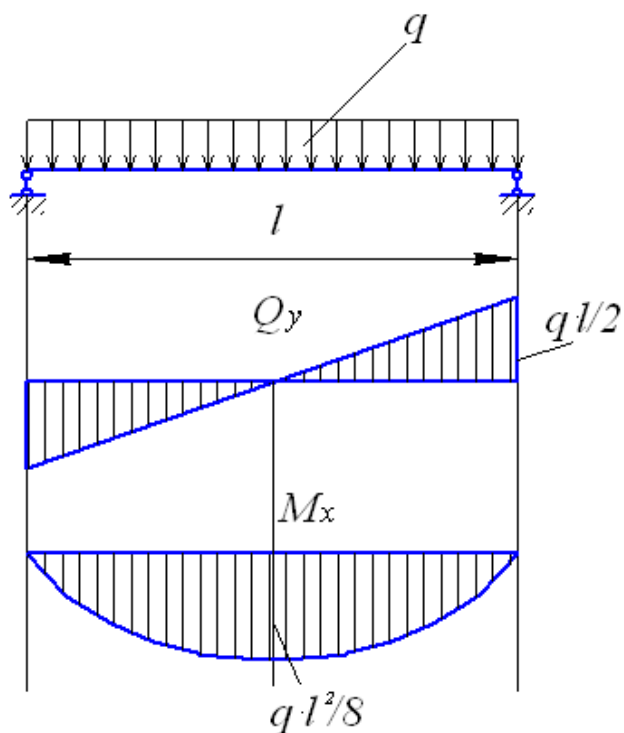


Рис. 4.28. Расчетная схема балки настила

Для выбранной расчетной схемы определяем наибольший изгибающий момент:

$$M_{max} = \frac{q \cdot l^2}{8} = \frac{6 \cdot 3,3^2}{8} \approx 8,2 \text{ кН} \cdot \text{м}.$$

Размер поперечного сечения швеллера определяем из условия

$$\sigma_{max} = \frac{M_{max}}{W_x} \leq \gamma_c \cdot R_y.$$

$$W_x \geq \frac{M_{max}}{\gamma_c \cdot R_y} = \frac{8,2}{0,8 \cdot 293 \cdot 10^3} \approx 35 \cdot 10^{-6} \text{ м}^3.$$

$$W_x \geq 35 \text{ см}^3.$$

Швеллер выбираем по ГОСТ 8240: $N12$ $W_x = 50,6 \text{ см}^3$.

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		100

Расчет настила сферической крыши

Расчет настила производим по известному решению для прямоугольной пластины, шарнирно опертой по краям. Расчетная схема показана на рис. 4.29.

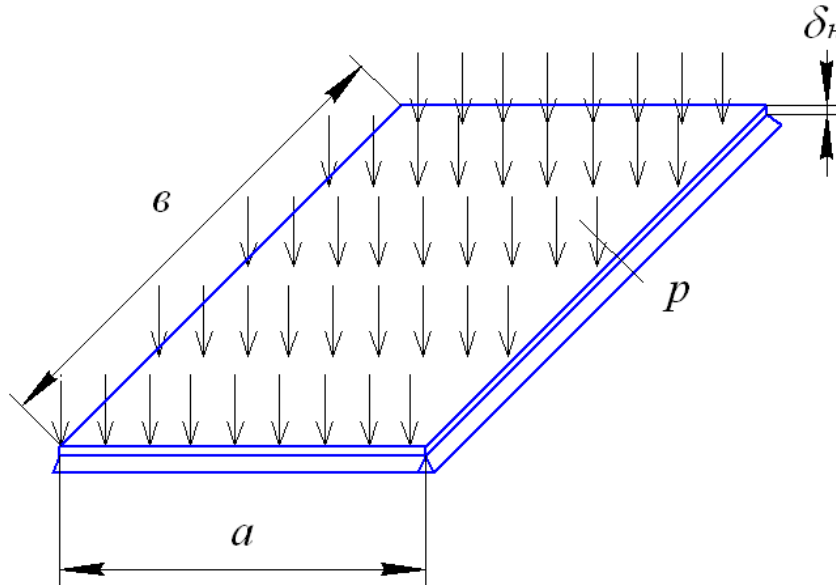


Рис. 4.29. Расчетная схема настила

При определении давления от собственного веса настила предварительно задаемся толщиной листа настила $\delta_n = 5 \text{ мм}$:

$$P_{\text{наст}} = \gamma_{\text{ст}} \cdot \delta_n = 78,5 \cdot 5 \cdot 10^{-3} = 0,39 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}.$$

Определяем давление на пластину:

$$P = P_{\text{наст}} + P_{\text{сн}} + P_{\text{вак}} = 0,39 + 0,21 + 0,3 = 2,79 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}.$$

Размеры a и b выбираются для наибольшей пластины:

$$a = 2 \text{ м}; b = 3,5 \text{ м}.$$

Наибольший изгибающий момент

$$M_{\text{max}} = \beta \cdot p \cdot a^2, \quad (4.78)$$

прогиб в центре пластины

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		102

$$W_{max} = \alpha \frac{p \cdot a^4}{E \cdot \delta_n^3}, \quad (4.79)$$

где α, β – коэффициенты, выбираемые по табл. 4.16 в зависимости от соотношения размеров пластины.

Таблица 4.16

Коэффициенты для расчета прямоугольной пластины

b/a	1,0	1,2	1,4	1,6	1,8	2,0
α	0,0433	0,0616	0,0770	0,0906	0,1017	0,1106
β	0,0479	0,0626	0,0753	0,0862	0,0948	0,1017

Для выбранного отношения размеров пластины $\frac{b}{a} = \frac{3,5}{2,0} = 1,75$ по

таблице выбираем $\alpha = 0,0982$ и $\beta = 0,0927$.

Изгибающий момент

$$M_{max} = \beta \cdot p \cdot a^2 = 0,0927 \cdot 2,79 \cdot 2,0^2 \approx 1,1 \frac{\text{кНм}}{\text{м}}$$

Из условия

$$\sigma_{max} = \frac{M_{max}}{W} = \frac{6 \cdot M_{max}}{\delta_n^2} \leq \gamma_c \cdot R_y$$

получаем

$$\delta_n \geq \sqrt{\frac{6 \cdot M_{max}}{\gamma_c \cdot R_y}} = \sqrt{\frac{6 \cdot 1,1}{0,8 \cdot 293 \cdot 10^3}} \approx 5,3 \text{ мм.}$$

Принимаем толщину настила $\delta_n = 6 \text{ мм.}$

Максимальный прогиб настил

Заключение

В результате проделанной работы были произведены исследования возникновения дефектов вертикальных стальных резервуаров.

При рассмотрении анализа причин возникновения дефектов при эксплуатации резервуаров вертикальных стальных типа РВС 20 000 м³ и технологии их ремонта, мы выявили ряд основных положений по техническому обслуживанию и ремонту.

Необходимо контролировать:

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

Основываясь на требованиях по охране труда, промышленной безопасности, охране окружающей среды, пожарной безопасности при эксплуатации резервуаров можно сделать соответствующие выводы об экологических аспектах при эксплуатации резервуаров.

И таким образом в совокупности можно сделать вывод о полной картине эксплуатации и техническом обслуживании резервуаров

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	АНАЛИЗ ПРИЧИН ВОЗНИКНОВЕНИЯ ДЕФЕКТОВ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ РЕЗЕРВУАРОВ ВЕРТИКАЛЬНЫХ СТАЛЬНЫХ ТИПА РВС 20000 М ³ И ТЕХНОЛОГИИ ИХ РЕМОНТА			
Разраб.		Харлашкина И.А			Заключение	Лит.	Лист	Листов
Провер.		Саруев А.Л.					104	138
Консульт.						ТПУ гр. 3-2Б21Т		
Зав.каф.		Рудаченко А.В.						

7. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ОГНЕВЫХ РАБОТ НА РЕЗЕРВУАРЕ

Надежная и эффективная работа резервуара зависит от характеристик надежности, которые закладываются на стадии проектирования и строительства и поддерживаются на стадии эксплуатации путем технического обслуживания и ремонта.

В данном разделе рассматривается возможное влияние используемого оборудования, сырья, энергии, продукции и условий работы на человека и окружающую среду; техника безопасности при работе с оборудованием и действия при чрезвычайных ситуациях.

7.1. Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Вредными производственными факторами называются факторы, отрицательно влияющие на работоспособность или вызывающие профессиональные заболевания и другие неблагоприятные последствия.

7. 1.1 Отклонение показателей климата на открытом воздухе.

Климат представляет комплекс физических параметров воздуха. К ним относят температуру, влажность, скорость движения воздуха, интенсивность радиационного излучения солнца, величину атмосферного давления [1].

При выполнении ремонтных работ по устранению дефектов нефтепровода оборудования размещено на открытых площадках.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Харлашкина И.А			Социальная ответственность	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Саруев А.Л					106	
Консульт.						ТПУ гр. 3-2Б21Т		
Зав. Каф.		Рудаченко А.В.						

Обслуживающему персоналу приходится работать при воздействии солнечных лучей, сильном ветре, при атмосферных осадках, в условиях низких и высоких температур от минус 30°С до плюс 40°С.

Профилактика перегревания осуществляется организацией рационального режима труда и отдыха путем сокращения рабочего времени для введения перерывов для отдыха в зонах с нормальным микроклиматом. От перегрева головного мозга предусматривают головные уборы, средства индивидуальной защиты.

Работы на открытом воздухе приостанавливаются работодателями при следующих погодных условиях[13]:

Таблица 6.1 *Параметры микроклимата*

Период года	Параметр микроклимата	Величина
Холодный и переходный	Температура воздуха в помещении	22-24°С
	Относительная влажность воздуха	40-60%
	Скорость движения воздуха	не более 0,1 м/с
Теплый	Температура воздуха в помещении	23-25°С
	Относительная влажность воздуха	40-60%
	Скорость движения воздуха	0,1-0,2 м/с

Таблица 6.2 Скорость ветра и температура воздуха, при которых работы на открытом воздухе приостанавливаются.

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

7.1.2. Воздействие шума на работника. Защита от шума.

Длительное воздействие шумов отрицательно сказываются на эмоциональном состоянии персонала, а также может привести к снижению слуха.

Согласно ГОСТ 12.1.003 – 83 (1999) эквивалентный уровень шума (звука) не должен превышать 80 дБА. [11]

Характер производственного шума зависит от вида его источников:

- механический шум возникает в результате работы различных механизмов с неуравновешенными массами вследствие их вибрации;

- шум электромагнитного происхождения возникает вследствие колебаний элементов электромеханических устройств (ротора, статора, сердечника и пр.) под влиянием переменных магнитных полей;
- гидродинамический шум является следствием процессов, которые происходят в жидкостях (гидравлические удары, турбулентность потока).

Для предотвращения негативного воздействия шума на рабочих используются средства коллективной и индивидуальной защиты.

Коллективные средства защиты:

- борьба с шумом в самом источнике;
- борьба с шумом на пути распространения (экранирование рабочей зоны (постановкой перегородок, диафрагм), звукоизоляция).

Средства индивидуальной защиты:

наушники; ушные вкладыши.

снижение шума в источнике (применение звукоизолирующих средств);

снижение шума на пути распространения звука;

использование средств автоматизации для управления технологическими процессами;

7.2. Утечки токсичных и вредных веществ в атмосферу

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

					Социальная ответственность	Лист
						110
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Кроме того, потери нефти и нефтепродуктов при авариях, разливах и утечках загрязняют почву грунтовые воды и водоёмы.

Защита органов зрения осуществляется с помощью различных предохранительных очков.

7.3.Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей среды.

Содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно допустимых концентраций. Разрешается работа без противогаза при загазованности воздуха парами нефти и газа менее 300 мг/м³. Содержание вредных веществ в воздухе подлежит систематическому контролю для предупреждения возможности превышения ПДК.[13]

Для дегазации зоны производства работ должны применяться взрывозащищенные переносные вентиляционные установки типа СТАФ 1-02, СТАФ 1-025, СТАФ 1-035, СТАФ 1-040 по ТУ 4861-036-000-270366-96 с электродвигателями во взрывозащищенном исполнении, соответствующим категориям взрывопожароопасной смеси ПА-ТЗ (по ГОСТ 12.01.011-78).

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

Не должно быть присутствие в воздухе посторонних газов и запахов (например, от обгорания пыли на горячих элементах техники).

Для защиты от повышенной запыленности следует одевать средства индивидуальной защиты, предотвращающие попадание пыли в дыхательные органы.

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		110

7.4 Тяжесть и напряженность физического труда

В связи с большой протяженностью и удаленностью нефтепровода от населенных пунктов, работникам длительное время приходится проводить в командировках, что сопровождается тяжелым и напряженным физическим трудом.

Тяжелый и напряженный физический труд может повлиять на общее самочувствие рабочего и привести к развитию различных заболеваний.

К психологически вредным факторам, воздействующим на работника в течение его рабочей смены можно отнести следующие:

У людей, занятых тяжелым и напряженным физическим трудом, с классом вредных условий труда (3.1, 3.2, 3.3, 3.4) должен быть 8-ми часовой рабочий день с обеденным перерывом (13⁰⁰ – 14⁰⁰) и периодическими кратковременными перерывами, а также должна быть увеличена заработная плата и продолжительность отпуска.[12]

7.4.1 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

. 1. Работа на высоте.

К работам на высоте относятся работы, при которых:

– существуют риски, связанные с возможным падением работника с высоты 1,8 м и более, в том числе: при осуществлении работником подъема на высоту более 5 м, или спуска с высоты более 5 м по лестнице, угол наклона которой к горизонтальной поверхности составляет более 75°;

– при проведении работ на площадках на расстоянии ближе 2 м от не огражденных перепадов по высоте более

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		111

1,8 м, а также, если высота защитного ограждения этих площадок менее 1,1 м;

– существуют риски, связанные с возможным падением работника с высоты менее 1,8 м, если работа проводится над машинами или механизмами, поверхностью жидкости или сыпучих мелкодисперсных материалов, выступающими предметами.

К работе на высоте допускаются лица, достигшие возраста восемнадцати лет. Работники, выполняющие работы на высоте, в соответствии с действующим законодательством должны проходить обязательные предварительные (при поступлении на работу) и периодические медицинские осмотры. Работники, выполняющие работы на высоте, должны иметь квалификацию, соответствующую характеру выполняемых работ. Уровень квалификации подтверждается документом о профессиональном образовании (обучении) и (или) о квалификации.

Работники допускаются к работе на высоте после проведения обучения и проверки знаний требований охраны труда.

2. Пожарная и взрывная безопасность

Резервуар, относится к категории пожаровзрывоопасных объектов.

Взрывоопасность — способность паров нефтепродуктов взрываться в смеси. Ниже предела она не взрывается и не горит; при концентрации выше предела смесь горит.[5]

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум. №	Подпись	Дата		112

Таблица 5 Классификация нефтепродуктов по огнеопасности

Класс	Температура вспышки, °С	Нефтепродукты
		Легковоспламеняющиеся:
I		бензины, лигроины
II		керосины
		Горючие:
III		мазуты, дизтопливо
IV		масла, битумы, асфальты

Электризация — способность нефти и нефтепродуктов накапливать и сохранять длительное время электрический заряд. При возникновении высоких потенциалов трубопроводов и резервуаров относительно земли возможно возникновение искры. Если при этом паровоздушная смесь находится в состоянии взрывоопасности, то происходит взрыв. Поэтому конструкции, по которым транспортируется или в которых хранятся нефть и нефтепродукты, должны быть заземлены.

Источниками возникновения пожара могут быть устройства электропитания, где в результате различных нарушений образуются перегретые элементы, электрические искры и дуги, способные вызвать загорания горючих материалов, короткие замыкания, перегрузки. Источники взрыва – газовые баллоны, трубопровод под давлением.

Результатам негативного воздействия пожара и взрыва на организм человека являются ожоги различной степени тяжести, повреждения и возможен летальный исход.

Предельно – допустимая концентрация паров нефти и газов в рабочей зоне не должна превышать по санитарным нормам 300 мг/м³, при проведении газоопасных работ, при условии защиты органов дыхания, не должно превышать предельно – допустимую взрывобезопасную концентрацию (ПДБК), для паров нефти 2100 мг/ м³. [13]

К средствам тушения пожара, предназначенных для локализации небольших загораний, относятся пожарные стволы, огнетушители (пенные, порошковые), ящики с сухим песком, асбестовые одеяла, система водного пожаротушения.

Источниками зажигания в резервуарном парке могут являться:

- удары молнии (грозовые разряды);
- разряды статического электричества;
- искры или брызги расплавленного металла, возникающие при производстве электро и газосварочных работ, а также при резке металлов газом или абразивными кругами (проведение ремонтных работ);
- фрикционные искры, образующиеся при ударах или трении металлических частей друг о друга;
- самовозгорание пирофорных отложений на стенках резервуаров;
- искры пусковой, регулирующей аппаратуры, электроприводов задвижек и другого оборудования.

Меры защиты: установка пожарных сигнализаций, автоматизированная система пожаротушения в резервуарном парке, средства индивидуальной защиты. [14]

					Социальная ответственность	Лист
						1114
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Для предотвращения взрыва необходимо: [ГОСТ 12.1.004-91]

- следить за пожаробезопасностью;
- не допускать нахождения газовых баллонов в рабочей зоне сварки;
- не курить и не пользоваться открытым огнем в местах с повышенной взрывоопасностью;

3. Поражение электрическим током

Источником поражения электрическим током могут являться плохо изолированные токопроводящие части, провода, электрооборудование с нарушением изоляционного покрытия проводов, Известно, что поражение человека электрическим током возможно лишь при замыкании электрической цепи через тело человека.

Опасное воздействие на людей электрического тока проявляется в виде электротравм (ожоги, металлизация кожи, механические повреждения), электрического удара и профессиональных заболеваний.

Для защиты от поражения электрическим током применяют коллективные и индивидуальные средства.

Коллективные средства электрозащиты: изоляция токопроводящих частей (проводов) и ее непрерывный контроль, установка оградительных устройств, предупредительная сигнализация и блокировка, использование знаков безопасности и предупреждающих плакатов, применение малых напряжений, защитное заземление, зануление, защитное отключение.

Индивидуальные средства защиты: диэлектрические перчатки, инструменты с изолированными рукоятками, диэлектрические боты, изолирующие подставки.

					Социальная ответственность	Лист
						115
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Защита взрывоопасных сооружений и наружных установок от прямых ударов молнии выполняется отдельно стоящими молниеотводами и прожекторными мачтами с молниеотводами. Все металлические, нормально нетоковедущие части электрооборудования, могущие оказаться под напряжением вследствие нарушения изоляции, присоединяются к защитному заземлению.

Для защиты от электрической индукции и отвода зарядов статического электричества все технологическое оборудование и аппараты заземляются путем присоединения к защитному контуру заземления или специально сооружаемому для этой цели очагу заземления.

Предусматривается глухое заземление нейтрали силовых трансформаторов на стороне низкого напряжения. Сопротивление заземляющего устройства не должно превышать 4 Ом.

Для обеспечения безопасности обслуживающего персонала от поражения электрическим током предусматривается защитное зануление и устройства защитного отключения (УЗО).

Все металлические части электроустановок, нормально не находящиеся под напряжением, подлежат занулению путем электрического соединения с глухозаземленной нейтралью источника питания посредством нулевых защитных проводников.

При работе с электрооборудованием необходимо руководствоваться ПОТ РМ –016-2001 «Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при работе электроустановок». При работе для местного освещения необходимо применять переносные светильники с напряжением не более 12 В во взрывобезопасном исполнении в соответствии с ПУЭ[14]

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		116

7.5 Экологическая безопасность

Работы при ремонте резервуаров должны проводиться с соблюдением правовых, нормативных, инструктивных и методических документов по охране окружающей среды.

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

- при монтаже или ремонте конструкций резервуара, связанного с электродуговой сваркой, пескоструйной очисткой металлической поверхности резервуара под нанесение защитного антикоррозионного покрытия;

- при обезжиривании металлической поверхности конструкций резервуара протиркой уайт-спиритом;

- при окраске поверхности металлических конструкций эмалевыми красками;

- при работе двигателей транспортной, строительно-монтажной техники.

После установления норм предельно допустимых выбросов (временно согласованных выбросов), загрязняющих веществ в атмосферу на НПС и нефтебазах должен быть организован контроль за их соблюдением путем ведения журналов ПОД 1,2.

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

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

					Социальная ответственность	Лист
						117
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- сбор твердых отходов в контейнеры-накопители;
- сооружение подъездных дорог в каре резервуара с покрытием железобетонными дорожными плитами в местах переездов через подземные технологические нефтепроводы и инженерные коммуникации;
- складирование плодородного слоя почвы для последующего его использования при рекультивации нарушенных земель;
- сокращение количества потерь отходов материалов, образующихся при сварочно-монтажных работа;
- сбор кварцевого песка (отработанного);
- сбор отходов ржавчины металла и старого лакокрасочного покрытия;
- утилизация промышленных и бытовых отходов.

При ремонте резервуаров образуются следующие виды отходов:

- шлам от зачистки резервуаров для хранения нефтепродуктов;
- отработанные обтирочные материалы (ветошь);
- огарки сварочных электродов;
- окалина, сварочный шлак;
- твердые отходы при очистке конструкций резервуара от ржавчины и старых лакокрасочных покрытий;
- вода после гидравлического испытания;
- твердые бытовые отходы.

При работах на резервуаре связанных с очисткой внутренней полости резервуара от остатков нефти (нефтепродуктов) и с проведением

					Социальная ответственность	Лист
						118
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

гидравлических испытаний возникают отрицательные факторы воздействия на состояние поверхностных и подземных вод.

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

Перед откачкой воды, используемой для гидроиспытания резервуара, предусмотреть контроль ее качества на соответствие санитарным требованиям. [3]

7.6 Техника безопасности при проведении сварочных работ.

Перед началом работы проверить исправность средств двусторонней связи. Запрещается производство работ без исправной двусторонней связи.

К работе сварщиком допускаются лица не моложе 21 лет, прошедшие медицинское освидетельствование и не имеющие противопоказаний к выполнению сварочных работ, обученные по профессии сварщика, прошедшие вводный инструктаж и инструктаж на рабочем месте, теоретическое и практическое обучение безопасным приемам и методам работы, проверку знаний в комиссии и получивших удостоверение, имеющие II гр. допуска по электробезопасности и талон о прохождении пожарного тех. минимума. Обученные применению средств индивидуальной защиты, правилами и приемам оказания первой медицинской помощи пострадавшим и прошедшие проверку знаний.

Производство работ разрешается производить при наличии наряда-допуска на проведение огневых и газоопасных работ, работ повышенной опасности с разработкой мер безопасности и акта готовности резервуара к ремонтным работам. Ремонтные работы должны производиться под руководством ответственного работника назначенного приказом по предприятию, прошедшего проверку знаний правил производства работ в комиссии УМН.

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		119

Перед допуском людей в резервуар, ответственный обязан лично осмотреть и убедиться в должноти отключения трубопроводов, наличии заглушек и их герметичность.

Работая, внутри резервуара рабочие должны руководствоваться Инструкцией по безопасности труда при проведении ремонтных работ в резервуаре и в газоопасной среде.

В процессе ведения работ по ремонту резервуара необходимо производить контрольные анализы воздуха внутри резервуара и в камере исправным газоанализатором. Анализ газовоздушной среды выполняется работниками станции с обязательным извещением ответственного ИТР работника о полученных результатах.

Предельно допустимая концентрация (ПДК) составляет 300 мг/м, ПДБК-2,1 мг/м. В зоне работы проводить анализ воздуха перед началом работы и после каждого перерыва, в процессе работы через каждый 1 час, а также при изменении метеорологической обстановки, при обнаружении поступления газов.

При работах внутри резервуара. Для переносного временного освещения, использовать напряжение не более 12 В. Включать и выключать приборы необходимо снаружи РВС. Для их подключения использовать кабель ПКИ КГЭ 3х2,5. Для подключения шлиф машинок для работы вне резервуара использовать кабель КГ2х2,5. Применение стационарных светильников на напряжение 43 В с обязательным подключением к разделительным трансформаторам, устройством защиты от механических повреждений и случайного прикосновения. Все соединения кабелей выполнять на клеммах.

На территории РП запрещается применение открытого огня.[8]

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		120

7.7 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайная ситуация - это обстановка на определенной территории, сложившаяся в результате аварии, катастрофы, опасного природного процесса, стихийного бедствия, которая приводит к человеческим жертвам, наносит ущерб здоровью населения и природной среде, а также вызывает значительные материальные потери и нарушение условий жизни людей. [16]

Чрезвычайные ситуации на РВС могут возникнуть по различным причинам

1. паводковые наводнения;
2. лесные пожары;
3. террористические акты;
4. по причинам техногенного характера (аварии)

Аварии могут привести к чрезвычайным ситуациям.

Возможными причинами аварий могут быть:

1. ошибочные действия персонала при производстве работ;
2. отказ приборов контроля и сигнализации;
3. отказ электрооборудования и исчезновение электроэнергии;
4. производство ремонтных работ без соблюдения необходимых организационно-технических мероприятий;
5. старение оборудования (моральный или физический износ);
6. коррозия оборудования;
7. факторы внешнего воздействия (ураганы, удары молнией) [9]

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		121

Для предупреждения чрезвычайных ситуаций органами исполнительной власти Российской Федерации, органами местного самоуправления, структурами МЧС следует проводить мероприятия, направленные на предотвращение чрезвычайных ситуаций и уменьшение их масштабов в случае возникновения. Подготовка к чрезвычайным ситуациям предусматривает комплекс мероприятий по созданию на определенной территории, или опасном объекте, условий для защиты населения и

хозяйственных объектов от воздействия чрезвычайных ситуаций, а также для обеспечения эффективных действий органов управления, сил и средств МЧС по ликвидации чрезвычайных ситуаций. Предотвращение таких ситуаций предусматривает: правовые, организационные, экономические,

инженерно-технические, эколого-защитные, санитарно-эпидемиологические и социальные мероприятия, которые обеспечивают наблюдения и контроль состояния окружающей среды и потенциально опасных объектов, прогнозирование и профилактику возникновения источников чрезвычайных ситуаций, подготовку к этим ситуациям. [15]

7.8 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

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

- Закон об основах охраны труда в РФ №181-ФЗ от 17.07.1999 г (с изменениями от 20 мая 2002 г., 10 января 2003 г., 9 мая, 26 декабря 2005 г.).

					Социальная ответственность	Лист
						122
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- Федеральный закон о промышленной безопасности опасных производственных объектов 116-ФЗ от 21.07.1997 г. с изменениями от 7.08.2000 г.

- Трудовой кодекс №197-ФЗ (с изм. и доп., вступ. в силу с 13.04.2014)

- Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности ПБ 08-624-03

- Инструкции по технике безопасности предприятия.

- Порядок разработки деклараций безопасности промышленного объекта РФ. МЧС, Госгортехнадзор №222/59 от 4.04.1996 г.

- ГОСТ 12.0001-82 ССБТ «Система стандартов безопасности труда»

- ОСТ 51.81.82 ССБТ «Охрана труда в газовой промышленности»

- Санитарные нормы проектирования промышленных предприятий. СНиП .21/2.11.567-96 от 31.10.1996 г.

- Закон о пожарной безопасности №69-ФЗ, принят 21.12.1994 г (с дополнениями и изменениями от 22.08.1995 г, от 18.04.1996г, от 2.01.1998 г, от 11.2000 г. от 27.12.2000 г.).

- Пожарная охрана предприятий. Общие требования. НБТ - 201-96, утв. 01.03.1992г.

- Правила пожарной безопасности РФ ППБ-01-93. МВД РФ 14.12.1993 г., дополнения к ним от 25.07.1995 г.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		123

8. Экономическая часть

Несмотря на определенный прогресс, достигнутый в последние годы в резервуар строении, резервуары для нефти и нефтепродуктов остаются одними из наиболее опасных объектов.

Опасность возникновения аварийных ситуаций оценивается тяжестью причиняемого ущерба, который зависит от того, как проявляется авария: в виде взрывов и пожаров от разбившегося нефтепродукта, в виде хрупких разрушений или локальных отказов резервуаров. Как показывает практика, аварии РВС в большинстве случаев сопровождаются значительными потерями нефтепродуктов, отравлением местности и гибелью людей. В экстремальных случаях по статистическим данным общий материальный ущерб превышает в 500 и более раз первичные затраты на сооружение резервуаров.

Своевременное диагностирование и выявление дефектов, проведение текущего и капитального ремонтов, реконструкции позволяют повысить надежность резервуаров вертикальных стальных и повысить срок их эксплуатации, что позволяет исключить выход резервуаров из строя из-за дефектов, возникающих под влиянием технологических и эксплуатационных факторов.

Для примера рассмотрим расчет затрат на реконструкцию РВС-20000 ЦРС «Семилужки»

8.1 Смета работ по реконструкции резервуара вертикального стального НПС ЦРС «Семилужки»

В таблице 5.1.1 представлена сметная стоимость работ по капитальному ремонту РВС-20000

Табл. 5.1.1 Основные работы по капитальному ремонту РВС

№ п/п	Наименование работ и затрат	Сметная стоимость, тыс.руб.				В том числе средства на оплату труда, тыс.руб.
		строительных работ	монтажных работ	Оборудование, инвентарь	всего	
1	2	3	4	5	6	7
1	Строительные работы	1 278,17	0,00	0,00	1 278,17	173,25
2	Оборудование резервуара	2 103,21	1 159,94	672,34	3 935,49	399,61
3	Внутренняя окраска резервуара	2 530,71	0,00	0,00	2 530,71	407,32
4	Наружная окраска резервуара	2 692,33	0,00	0,00	2 692,33	433,35
5	Площадки обслуживания оборудования	1 125,25	0,00	0,00	1 125,25	100,35
6	Земляные работы	29,55	0,00	0,00	29,55	4,54
7	Узел подключения резервуара	1 047,18	4 512,51	7758,50	13 318,19	305,50
8	Пенопровод В10	1 847,06	182,36	372,26	2 401,68	112,93
9	Демонтаж оборудования резервуара	226,98	101,39	0,00	328,37	59,17
10	Площадки обслуживания задвижек	319,51	0,00	0,00	319,51	29,11
11	Канализационные колодцы, ж/б площадки, фундамент под задвижки	2 487,13	21,88	0,00	2 509,01	390,45
12	Оборудование напорных узлов	449,37	15,43	2,18	466,98	39,90
13	Система подслоного пожаротушения	50,05	332,01	0,00	382,06	35,06

Продолжение таблицы 5.1.1

14	Канализация производственная К3	503,27	8,85	6,89	519,01	47,72
15	Водопровод В2, Растворопровод В10	544,52	30,85	0,00	575,37	34,15
16	Демонтажные работы	207,96	0,00	0,00	207,96	57,84
17	Устройство теплозащитных экранов	192,29	0,00	0,00	192,29	19,81
18	Устройство опор	12,75	0,00	0,00	12,75	1,23
19	Кабельная эстакада	235,65	1,56	0,00	237,21	14,64
20	Автоматизация	524,94	1 000,50	92,68	1 618,12	214,52
21	Наружное электроснабжение	90,99	1 578,56	99,75	1 769,30	235,20
22	Электрохимзащита	47,18	293,68	0,00	340,86	69,90
23	Вертикальная планировка	274,09	0,00	0,00	274,09	15,72
	Итого:	18820,14	9 239,52	9004,60	37 064,26	3201,27

В таблице 5.1.2 представлена сметная стоимость реконструкции корпуса РВС-20000

Таблица 5.1.2 Реконструкция корпуса РВС

№ п/п	Наименование работ и затрат	Сметная стоимость, тыс.руб.			Средства на оплату труда тыс.руб.
		строительных работ	монтажных работ	всего	
1	2	3	4	5	6
1	Устранение дефектов корпуса резервуара по заключению полной технической диагностики	14 503,71	423,84	14 927,55	1 802,80
2	Подъем резервуара №16	1 719,34	0,00	1 719,34	381,27
3	Устройство фундаментов ФМ1	12,53	0,00	12,53	1,92
4	Ремонт шахтной лестницы	19,52	0,00	19,52	2,04
5	Демонтажные работы	14,53	0,00	14,53	3,92
	Итого:	16 269,63	423,84	16 693,47	2 191,95

В таблице 5.1.3 представлены прочие работы и затраты на реконструкцию РВС-20000

Таблица 5.1.3 Прочие работы и затраты

Прочие работы и затраты		сметная стоимость, тыс.руб.			общая сметная стоимость, тыс.руб.
№ п/п	Наименование частей, глав, объектов, работ и затрат	строительных работ	монтажных работ	прочих затрат	
1	Зимние удорожания 6,30%	2 550,75	702,45	0,00	3 253,20
2	Затраты по снегоборьбе 0,40%	161,95	44,60	0,00	206,55
3	Перевозка работником автотранспортом	-	-	35,42	35,42
4	Командировки работников строймонтажных организаций	-	-	3 543,75	3 543,75
5	Перебазировка техники 1,00%	-	-	516,38	516,38
6	Средства на покрытие затрат на добровольное страхование 2,0%	-	-	1 229,24	1 229,24
7	Средства на организацию и проведение подрядных торгов (тендеров) 0,5%	-	-	258,19	258,19

Продолжение таблицы 5.1.3

8	Затраты на проведение независимого технического надзора 1,50%	-	-	921,93	921,93
9	Пуско-наладочные работы "Вхолостую" (235,11*0,8*1,091), Письмо Госстроя №Нк-6848/10 от 27.10.03г.)	-	-	205,20	205,20
10	Интегральный размер ущерба наносимый окружающей среде с учетом коэффициента интеграции К=1,1(ФЗ от 23.12.03г. №186-ФЗ Ст.15)	0,00	0,00	0,44	0,44
11	Платежи за водопользование открытым источником	0,00	0,00	2,58	2,58
12	Вывоз отходов (0,474*1,091)	0,00	0,00	0,52	0,52
	Итого:	2 712,70	747,05	6 526,92	10 173,40

В таблице 5.1.4 представлена общая стоимость капитального ремонта РВС-20000

Таблица 5.1.4 Общая стоимость капитального ремонта РВС

Наименование работ и затрат	Общая сметная стоимость, тыс.руб.				
	строительных работ	монтажных работ	оборудования, инвентаря	прочие	всего
Основные работы по капитальному ремонту РВС	18 820,14	9 239,52	9 004,60	0,00	37 064,26
Реконструкция корпуса РВС	16 269,63	423,84	0,00	0,00	16 693,47
Прочие работы и затраты	2 712,70	747,05	0,00	6 526,92	10 173,40
Итого:	37 802,47	10 410,41	9 004,60	6 526,92	64122,92

Стоимость капитального ремонта резервуара по смете составила:

На строительные работы: 37 802,47 тыс.руб.

На монтажные работы: 10 410,41 тыс.руб.

На монтаж оборудования: 9 004,60 тыс.руб.

На прочие затраты: 6 526,92 тыс.руб.

Зарботная плата: 809827,87

Отчисления на социальные нужды 30% от фонда отдачи труда:

Цс.в=63931,13*30/100=2521,85

Всего: 64 122,92 тыс. руб.

Трудоемкость равна произведению численности рабочих на количество отработанных часов:

$$T_p = 22 \cdot 720 = 15840 \text{ чел/час} = 4070 \text{ чел/дней};$$

$5 \cdot 22 \cdot 8 = 880$ час – должен отработать каждый работник во время ремонта резервуара.

Производительность труда равна сметной стоимости ремонта, деленной на численность работников:

$$P_{тр} = 64\,122,92 : 22 = 2914,67 \text{ тыс. руб./чел.}$$

В таблице 5.1.5 представлены общие данные по реконструкции РВС-20000.

Таблица 5.1.5 Общие данные по реконструкции РВС

№ п/п	Наименование	Ед. измер.	Количество
1.	Продолжительность капитального ремонта	дней	110
2.	Объем строительно-монтажных и демонтажных работ, в ценах 2014 г.	тыс. руб.	64122,92
3.	Общая трудоемкость капитального ремонта	чел/дней	4070
4.	Количество работающих на строительно – монтажном производстве,	чел.	22
5.	Производительность труда	тыс. руб/чел	1 727,87

8.2 Заработная плата технического персонала

Таблица 5.1.6 Затраты на заработную плату персонала

Наименование профессии	Кол-во чел.	Тарифная ставка, руб/час	Тарифный фонд, руб.	Премия, %	Премия, руб.	Основная ЗП, руб.	Дополнительная ЗП, руб.	Надбавки, руб.	Фонд ЗП, руб.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Основной производственный персонал									
Газорезчик	3	21,75	38958	65	28939,3	67897,29	6441,6	38499,6	112838,57
Электросварщик	5	26,13	44794,8	65	32700,57	77495,37	9457,93	5450,37	141383,07
Монтажник	1	22,65	9271,05	65	7930,17	17201,23	1864,15	11099,85	30165,23
Такелажник	1	21,64	8970,8	65	9130,17	18100,98	1864,08	10374,96	303415,01
Машинист трубоукладчик	1	23,98	10934,16	65	11156,53	22090,69	1536,82	12195,99	24847,25
Водитель	5	25,65	43829,0	65	39650,9	83479,89	9295,8	65624,79	158400,5
Итого по основному производственному персоналу – 771049,62									
Вспомогательный персонал									
Стропальщик	5	23,65	37083,2	5	34020,72	71103,92	8918,88	38999,84	11902,65
Дефектоскопист	1	25,90	8834,79	5	679,07	15632,13	1441,96	9801,75	26875,6
Итого по вспомогательному производственному персоналу – 38778,5									
Итого по основному и вспомогательному персоналу – 809827,87									
									Лист
<i>Экономическая часть</i>									132
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

8.3 Расчет показателей экономической эффективности.

Срок службы резервуара после реконструкции 15 лет.

Цена транспортной услуги нефти: $C_{тр} = 0,7$ тыс. руб./т.

Объем реализации с одного резервуара за год: $V_p = 35\ 040$ т

Определяем выручку от реализации нефти:

$$V_p = V_p \cdot C_{тр}$$

$$V_p = 35\ 040 \cdot 0,7 = 24\ 528 \text{ тыс. руб}$$

Затраты на эксплуатацию резервуара $Z_3 = 6\ 071\ 320$ руб. в год. (см. таблицу 5.1.6)

Таблица 5.1.7 Затраты на эксплуатацию резервуара

№	Наименование статьи расходов	Ед. изм	Стоимость, руб
1	Материальные затраты	руб.	50290
2	Вспомогательные материалы	руб.	4280
3	Энергия	руб.	10700
4	Амортизация	руб.	4 262 000
5	Оплата труда	руб.	809827,87
6	Отчисления на соц. нужды	руб.	2521,85
7	Прочие затраты	руб.	10 173,40
Итого:		руб.	6 071 320

Определяем валовую прибыль – прибыль от реализации нефти без затрат на покупку и издержек обращения (затраты на эксплуатацию).

$$П_в = V_p - Z_3;$$

$$П_в = 24528 - 6\ 071,32 = 18\ 456,68 \text{ тыс. руб./т.}$$

Таблица №5.1.8 Валовая прибыль

Год эксплуатации	Π_t , (тыс.руб.)	Суммарный денежный поток, (тыс.руб.)
0	0,00	-63931,13
1	14765,344	-49165,786
2	14765,344	-34400,442
3	14765,344	-19635,098
4	14765,344	-4869,754
5	14765,344	9895,59
6	14765,344	24660,934
7	14765,344	39426,278
8	14765,344	54191,622
9	14765,344	68956,966
10	14765,344	83722,31
11	14765,344	98487,654
12	14765,344	113252,998
13	14765,344	128018,342
14	14765,344	142783,686
15	14765,344	157549,03

Определяем чистую прибыль (налог на прибыль составляет 20 %).

$$\Pi_t = \Pi_b \cdot 0,8$$

$$\Pi_t = 18\,456,68 \cdot 0,8 = 14\,765,344 \text{ тыс. руб./г.}$$

Расчёт окупаемости капитального ремонта РВС-20000 представлен в таблице 5.1.8

Таблица 5.1.8 Окупаемость капитального ремонта РВС

Срок окупаемости капитального ремонта РВС без поправочных коэффициентов произойдёт на четвертом году эксплуатации, что наглядно видно из графика и табл. 5.1.8

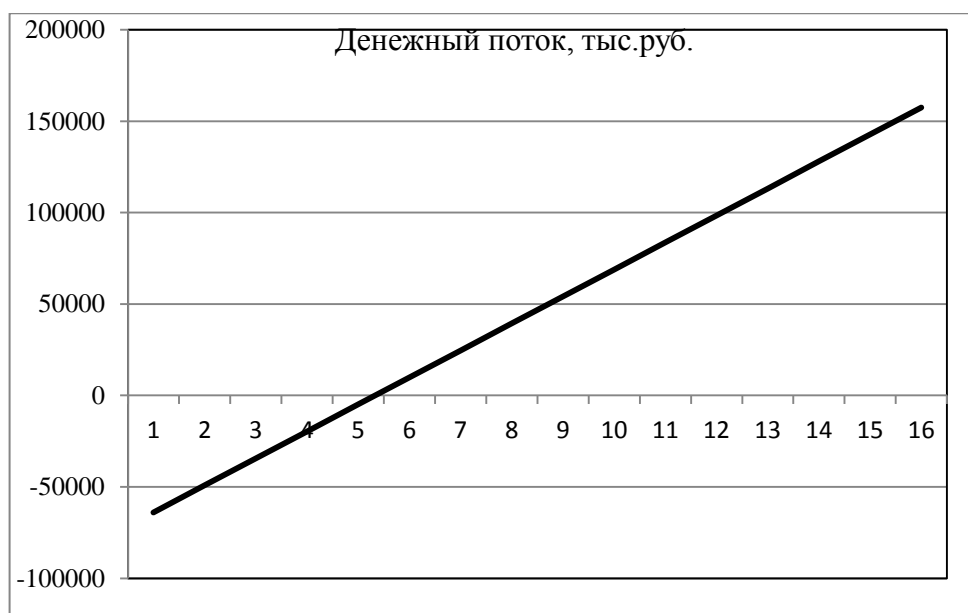


График 5.10 Динамика денежного потока

В таблице 5.1.9 представлены основные показатели экономической эффективности проекта «Капитальный ремонт РВС-20000 НПС «Семилужки»

Таблица 5.1.9 Основные показатели экономической эффективности

№ п/п	Показатель	Ед.изм.	Значение
1	Затраты на капитальный ремонт	тыс.руб	63931,13
2	Общая трудоемкость капитального ремонта	чел/дней	4070
3	Количество рабочих занятых ремонтом резервуара	чел.	22
4	Продолжительность ремонтных работ	мес.	3
5	Срок окупаемости	год	4,67
6	Коэффициент отдачи капитала	-	2,46

Таким образом, можно сделать вывод о том, что затраты на капитальный ремонт РВС-20000 НПС «Семилужки» составят 64 122,92 тыс. руб., продолжительность ремонта – 3 месяцев, срок окупаемости – 4,67 года, коэффициент отдачи капитала – 2,49, что говорит о достаточно высокой рентабельности капитального ремонта. При этом при всех понесенных затратах срок эксплуатации резервуара продлевается на длительный срок.

Список используемой литературы

1. Трубопроводный транспорт нефти/С.М. Вайншток, Т77 В.В. Новосёлов, А.Д. Проходов, А.М. Шамазов и др.; Под ред. С.М. Вайнштока: Учеб. для вузов: В 2 т. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2004. – Т.2. – 621с.:ил.

2. Инструкция по охране труда при эксплуатации и обслуживании резервуаров ОТ-ВР-174-05 (ОАО «Транссибнефть»).

3. Методы ремонта элементов конструкций стальных вертикальных цилиндрических резервуаров после длительной эксплуатации/Г.Г. Хоперский, В.В. Прокофьев и др.

4. 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» разработан Государственным унитарным предприятием «Институт проблем транспорта энергоресурсов» (ГУП «ИПТЭР») по договору № 19-1-02-147/15 от 02.04.2002 г. с ОАО «АК «Транснефть»

5. А.Г. Гумеров, Р.С. Гумеров и др. Эксплуатация оборудования нефтеперекачивающих станций. – М.: Недра. 2001.

6. Аварии и надежность стальных резервуаров. / Розенштейн И.М. – М.: Недра, 1995. – 253с.

7. Стандарт ВНК № 11-ТН-СТП-П05-05. Порядок безопасной эксплуатации резервуаров вертикальных цилиндрических стальных (РВС) для нефти и нефтесодержащей жидкости.

8. Инструкция по охране труда при эксплуатации и обслуживании резервуаров ОТ-ВР-174-05 (ОАО «Транссибнефть»).

9. ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.

10. ГОСТ 12.1.004-91 «ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования»;

									Лист
									135
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Список использованной литературы				

11. ГОСТ 12.1.010–76 ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования.

12.ГОСТ Р 22.0.01-94. Безопасность в ЧС. Основные положения;

13. ГОСТ Р 22.0.07-95. Безопасность в чрезвычайных ситуациях.

14. ГОСТ 12.1.019 – 79 (с изм. №1) ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.

					<i>Список использованной литературы</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		137