

**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 «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

Кафедра Транспорта и хранения нефти и газа

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

Тема работы «Исследование причин возникновения дефектов при эксплуатации резервуаров вертикальных стальных»
---

УДК 621.642.3.004:620.1

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б2Б	Кириллов В.И.		

Руководитель

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

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
старший преподаватель кафедры ЭПР	Глызина Т.С.			

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
старший преподаватель кафедры ЭБЖ	Алексеев Н.А.			

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

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

Томск – 2016 г.



<p><b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b></p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<p>Цель работы: анализ причин возникновения дефектов резервуаров в процессе эксплуатации.</p> <p>В процессе работы проводился анализ основных распространенных дефектов причин их возникновения.</p>
--	--

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

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

Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Глызина Татьяна Святославовна
«Социальная ответственность»	Алексеев Николай Архипович

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

<p><b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b></p>	10.02.2016
--	------------

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Саруев А.Л	к.т.н, доцент		10.02.2016

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б2А	Кириллов Владислав Игоревич		10.02.2016

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

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2Б2А	Кириллов Владислав Игоревич

<b>Институт</b>	<b>ИПР</b>	<b>Кафедра</b>	<b>ТХНГ</b>
<b>Уровень образования</b>	<b>Бакалавр</b>	<b>Направление/специальность</b>	<b>Нефтегазовое дело</b>

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

1. *Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих*

2. *Направления и нормы расходования ресурсов*

3. *Информация об отчислениях, ставках налогообложения, стоимости ресурсов потребления*

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

1. *Оценка коммерческой пригодности проекта*

2. *Изучение деталей формирования проекта при строительстве нефтепроводов в условиях болот. Изучение вероятных рисков, и факторов, оказывающих влияние на проект.*

3. *Планирование процесса строительства нефтепроводов в условиях болот. Линейно-календарный график Ганга.*

4. *Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности. Изучение основных направлений затрат. Обоснование рентабельности проекта.*

**Перечень графического материала**

1. *Краткая информация о проекте*

2. *Матрица SWOT-анализа*

3. *График проведения и бюджет строительства нефтепровода*

4. *Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности проекта.*

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

**Задание выдал консультант:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Старший преподаватель кафедры ЭПР	Глызина Т.С.			

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
2Б2А	Кириллов В.И		

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА

### «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б2А	Кириллов Владислав Игоревич

Институт	ИПР	Кафедра	ТХНГ
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	Нефтегазовое дело

<p><b>Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:</b></p>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Выявление факторов рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования), характеризующих процесс взаимодействия трудящихся с окружающей <b>производственной</b> средой со стороны их:             <ul style="list-style-type: none"> <li>-- <b>вредных</b> проявлений (метеоусловия, вредные вещества, освещение, шумы, вибрации, электромагнитные поля, ионизирующие излучения);</li> <li>-- <b>опасных</b> проявлений (механической природы, термического характера, электрической, пожарной и взрывной природы);</li> </ul> </li> <li>2. Определение факторов рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования), характеризующих процесс воздействия их на <b>окружающую природную</b> среду (атмосферу, гидросферу, литосферу)</li> <li>3. Описание факторов рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования), характеризующих процесс возникновения <b>чрезвычайных ситуаций</b> (техногенного, стихийного, экологического и социального характера).</li> <li>4. Знакомство и отбор <b>законодательных и нормативных документов</b> по теме.</li> </ol>
<p><b>Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке</b></p>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Характеристика факторов изучаемой производственной среды, описывающих процесс взаимодействия человека с окружающей <b>производственной</b> средой в следующей последовательности:             <ul style="list-style-type: none"> <li>-- физико – химическая природа фактора, его связь с разрабатываемой темой;</li> <li>-- действие фактора на организм человека;</li> <li>-- приведение допустимых норм с необходимой размерностью (с ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ);</li> <li>-- рекомендуемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства)</li> </ul> </li> </ol>

	<p>2. Анализ <b>опасных</b> факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>-- механические опасности (источники, средства защиты)</li> <li>-- термические опасности (источники, средства защиты)</li> <li>-- электробезопасность ( в т.ч. статическое электричество, молниезащита - источники, средства защиты);</li> <li>-- пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения);</li> </ul> <p>3. Охрана окружающей среды:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы);</li> <li>- анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы);</li> <li>- анализ воздействия объекта на литосферу (отходы);</li> </ul> <p>4. Защита в чрезвычайных ситуациях:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- перечень возможных ЧС на объекте;</li> <li>- разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.</li> </ul> <p>5. Правовые вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- характерные для проектируемой рабочей зоны правовые нормы трудового законодательства;</li> <li>- организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</li> </ul>
Перечень расчетного и графического материала	

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

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель кафедры ЭБЖД	Алексеев Н.А.			

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б2А	Кириллов В.И.		

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 85 с., 48 рис., 12 табл., 20 источников.

Ключевые слова: резервуар, дефект, трещина, коррозия, анализ появления дефектов.

Объектом исследования являются причины дефектов вертикальных стальных резервуаров.

Цель работы: анализ причин возникновения дефектов резервуаров в процессе эксплуатации.

В процессе работы проводился анализ основных распространенных дефектов причин их возникновения.

В результате анализа был сделан вывод о том, что неправильная эксплуатация, коррозионный износ, колебания температуры окружающей среды, гидравлическое давление налитого нефтепродукта, неравномерные просадки резервуаров вызывают появление и развитие дефектов.

## Оглавление

Введение.....	9
1.Классификация дефектов, влияющих на эксплуатационную надежность резервуаров....	13
2. Эксплуатационные дефекты .....	19
2.1 Коррозионные повреждения .....	20
2.1.1 Коррозионные повреждения металлоконструкций резервуаров.....	24
2.2 Нарушения геометрической формы резервуара.....	28
2.2.1 Осадка основания и фундамента резервуара и отклонения образующих стенки от вертикали.....	28
2.2.2 Трещиновидные дефекты .....	30
2.2.2.1 Дефекты сварных швов.....	31
2.2.2.2 Трещины днищ резервуаров.....	36
2.2.2.3 Трещины в стенках резервуаров .....	39
2.2.3 Потеря устойчивости резервуара.....	42
3. Анализ возникновения дефектов .....	46
3.1 Анализ возникновения коррозионных повреждений .....	46
3.2 Анализ возникновения осадок оснований и фундаментов и других нарушений геометрической формы .....	55
3.3.Анализ появления дефектов сварных соединений.....	58
3.4 Анализ появления трещин.....	60
3.5 Причины и анализ возникновения потери устойчивости.....	62
4.Контроль технического состояния резервуара.....	64
5. Расчётная часть.....	66
5.1 Общие данные.....	66
5.1.1 Основные исходные параметры .....	66
5.1.2 Определение геометрических параметров резервуара .....	66
5.1.4. Определение толщины стенки резервуара.....	68
5.1.5. Расчет стенки резервуара на устойчивость.....	72
6. Экономическая часть .....	74
6.1 SWOT-анализ .....	74
6.2 Оценка готовности проекта к коммерциализации .....	75
6.3 План проекта.....	77
- Бакалавр 79	
- Руководитель .....	79
6.4 Капитальный ремонт РВС .....	79
Заключение.....	82
Список литературы.....	83

## **Введение**

Обеспечение бесперебойного функционирования промышленных предприятий по добыче и транспорту нефти и газа является стратегическим вопросом, поскольку нефтегазовая отрасль является одним из важнейших элементов топливно-энергетического комплекса России.

Инфраструктура нефтегазовых предприятий включает в себя множество разнородных компонентов, что требует многофакторного и комплексного подхода при обеспечении надежности и бесперебойности работы всех элементов систем добычи, подготовки, транспорта, хранения нефти, в том числе и резервуарных парков. Опыт длительной эксплуатации вертикальных стальных резервуаров показывает, что вследствие различного рода воздействий они являются подверженными разрушениям с последующим возникновением аварийных и чрезвычайных ситуаций, проливам нефти и пожарам.

Несмотря на прогресс, достигнутый в последние годы в резервуаростроении, резервуары для нефти и нефтепродуктов остаются одними из самых опасных объектов. Это связано из-за нескольких причин, наиболее характерными из них являются:

- высокая пожаровзрывоопасность хранимых продуктов;
- крупные размеры конструкций и связанная с этим протяженность сварных швов, которые трудно проконтролировать по всей длине;
- несовершенства геометрической формы, неравномерные просадки оснований;
- большие перемещения стенки, особенно в зонах геометрических искажений проектной формы;
- высокая скорость коррозионных повреждений;
- малоцикловая усталость отдельных зон стенки конструкции;

- 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.

На предприятиях АК «Транснефть» по состоянию на конец 2008 года эксплуатируется около 900 резервуаров вместимостью почти 14 млн. м<sup>3</sup>.

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 и т.д.

2. по технологическим операциям:

- резервуары для хранения маловязких высокоиспаряющихся нефтей и нефтепродуктов,

- резервуары для хранения высоковязких и высокозастывающих нефтей и нефтепродуктов,
  - резервуары, отстойники,
  - резервуары-смесители;
3. по 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 (РГС);
  - шаровые;
  - каплевидные и т.д.

В зависимости от объема и места расположения резервуары по опасности подразделяют на три класса:

**класс I** — особо опасные резервуары объемом  $10000 \text{ м}^3$  и более, а также резервуары объемом  $5000 \text{ м}^3$  и более, расположенные непосредственно по берегам рек, крупных водоемов, а также в черте городской застройки;

**класс II** — резервуары повышенной опасности объемом от  $5000$  до  $10000 \text{ м}^3$ ;

**класс III** — опасные резервуары объемом от **100** до  $5000 \text{ м}^3$ .

Наиболее распространенным типом резервуаров являются РВС вместимостью от 5 до 50 тыс.  $\text{м}^3$ . В эксплуатации находятся также железобетонные резервуары вместимостью 10 и 30 тыс.  $\text{м}^3$ . Все резервуары построены по типовым проектам. Нормативный срок службы стальных резервуаров - 30 лет, железобетонных - до 50 лет. В настоящее время в ОАО «АК «Транснефть» резервуары эксплуатируются уже более 40 лет.

АК «Транснефть» выполняет большой объем работ по прогнозированию сроков, условий и режимов безопасной эксплуатации

резервуаров на основе анализа информации об их фактическом состоянии и дефектах, полученной по результатам диагностики. Разработаны программы устранения дефектов, реконструкции и капитального ремонта резервуарных парков для повышения их надежности, экологической безопасности и сокращения потерь нефти.

## **1.Классификация дефектов, влияющих на эксплуатационную надежность резервуаров**

Дефектом называется 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.

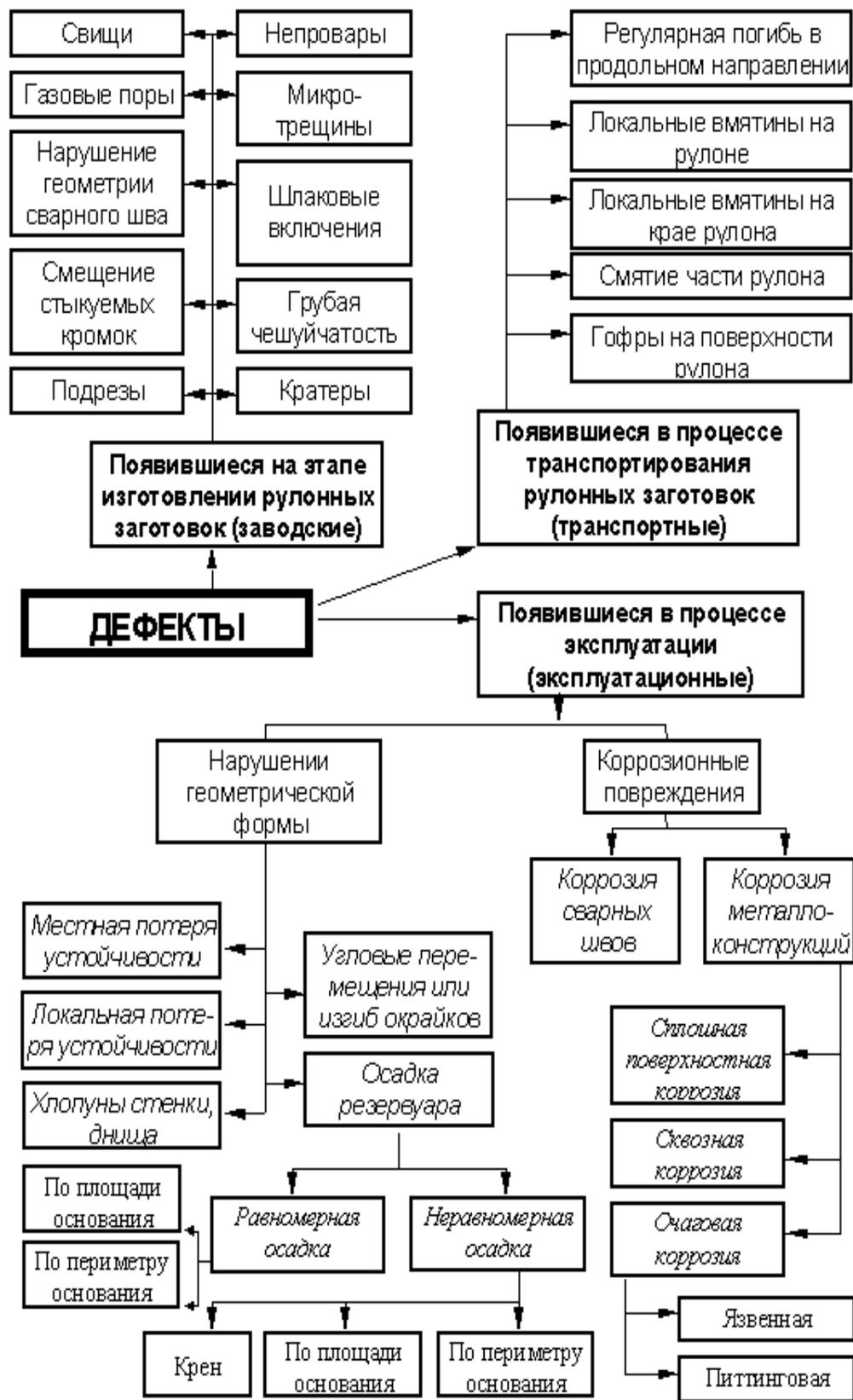
Дефекты, часто попадающиеся в частях конструкции резервуаров, условно можно разделить на шесть групп:

- металлургические — появившиеся при изготовлении проката (закаты, расслоения, неравномерное легирование, задиры, микротрещины, нарушение геометрии проката и т.п.);
- проектные – появившиеся из-за несовершенств проекта;
- заводские —сформировавшиеся на этапе производства рулонных или других заготовок (дефекты сварки и сборки);
- транспортные — возникшие при транспортировке заготовок до строительной площадки (вмятины, смятие части рулона, вырывы, задиры, гофры и т.п.);
- монтажные — представшие при монтаже резервуара (дефекты оснований и фундаментов, дефекты сварки и монтажа металлоконструкций, остатки монтажных приспособлений, неубранные с площадки, угловатость монтажных швов и т.п.);
- эксплуатационные — возникшие при эксплуатации резервуара (осадка, потеря устойчивости, коррозия, хлопуны и т.п.).

Более подробная классификация дефектов в зависимости от их появления на различных жизненных циклах представлена на рис. 1.



Рис 1. Классификация дефектов, воздействующих на надежную эксплуатацию резервуаров



Продолжение рис. 1 . Классификация дефектов, воздействующих на надежную эксплуатацию резервуаров

Дефекты металлургического характера возникают на стадии металлургического производства (при получении слитков, прокатке, термообработке и т.п.).

Дефекты металлургического производства, которые наиболее часто встречаются при эксплуатации резервуаров: расслоения, неметаллические включения и закаты, неравномерное легирование, задиры, микротрещины, нарушение геометрии проката.

В процессе сварки, при монтажных операциях и подготовке основания нередко возникают монтажные дефекты.

Рассмотрим наиболее часто встречающиеся причины появления дефектов сварных швов. Прожоги, кратеры, грубая чешуйчатость, подрезы, свищи, газовые поры, шлаковые включения, непровары, трещины появляются из-за ошибок персонала при выборе сварочных материалов, разделке металлоконструкции перед сваркой, режимов термообработки сварочных материалов, при нарушении режимов сварки, отсутствии предварительного подогрева при отрицательных температурах. Необходимо отметить тот факт, что своевременно выявить и отремонтировать подобные дефекты до ввода резервуара в эксплуатацию позволяет появившейся в последние годы многоуровневый контроль качества выполнения строительно-монтажных работ.

Вследствие допущения грубых нарушений при проведении строительно-монтажных работ появляется ряд дефектов. Рассмотрим некоторые из них. Дефекты в стенках вертикальных стальных резервуаров объемом 20000 м<sup>3</sup> (далее РВС-20000), выполненных из рулонных заготовок, называемые угловатостью монтажных швов, могут находиться как снаружи, так и внутри, возникают при стыковке полотнища стенки под некоторым углом. Указанные дефекты опасны тем, что под действием гидростатического давления, возникающего при заполнении или опорожнении резервуара в этих стыках могут появиться дополнительные местные напряжения. В монтажных швах, имеющих угловатость, появляются и растут вертикальные трещины малоциклового усталости при влиянии переменных

нагрузок, определенных попеременным заполнением и опорожнением резервуаров.

Неубранные остатки монтажных приспособлений; жесткое закрепление шахтных лестниц или газоуравнительной системы с резервуаром; потери металла из полотнища при разворачивании; местные пластические деформации стенки (гофры); подтягивание части окрайки к стенке резервуара перед сваркой; сквозные пробои металлоконструкций монтажной техникой смещение стыкуемых полотнищ в вертикальной плоскости также причисляются к дефектам монтажа.

При изготовлении рулонных заготовок в основном имеют место дефекты геометрии металлоконструкций, сварных швов, причины появления которых описаны выше. К этим дефектам относятся свищи, газовые поры, нарушение геометрии сварного шва, смещение стыкуемых кромок, подрезы, непровары, микротрещины, шлаковые включения, грубая чешуйчатость, кратеры.

При транспортировке рулонных заготовок или нарушении технологии погрузочно-разгрузочных работ возможны появление регулярных прогибов в продольном направлении, локальных вмятин на крае рулона, смятие части рулона, гофры на поверхности рулона.

Дефекты также подразделяют на явные, скрытые, критические, значительные и малозначительные, исправимые и неисправимые.

Явные поверхностные дефекты определяют визуально, а внутренние, скрытые и поверхностные, не различимые глазом, – с помощью специальных средств.

Выявленные дефекты в зависимости от возможного влияния их на служебные свойства детали могут быть критическими, значительными и малозначительными. При классификации учитывают характер, размеры,

место расположения дефекта на детали, особенности деталей и изделий, их назначение, условия использования (эксплуатации).

Критическим называется дефект, при котором использование продукции по назначению невозможно или исключается из-за несоответствия требованиям безопасности или надежности. К значительным относятся дефекты, которые существенно влияют на использование продукции по назначению или на ее долговечность, но не является критическим; к малозначительным – дефекты, которые не оказывает такого влияния.

Количественные оценки степени опасности различных дефектов определяются индивидуально для каждого дефектного участка и зависят от вида дефекта, его локализации, геометрических размеров и т.д.

Согласно этой классификации к наиболее часто встречающимся дефектам относятся:

- дефекты монтажных сварных швов;
- сквозные отверстия в настиле крыши;
- неравномерная осадка РВС;
- угловатость монтажных швов;
- недопустимые отклонения от вертикали;
- хлопуны на днище;
- хлопуны на стенке РВС, вмятины и выпучины;
- коррозионные повреждения утора и 1 пояса стенки;
- коррозионные повреждения крайков;
- коррозионные повреждения полотнища днища.

В данной работе рассматриваются дефекты наиболее характерные для резервуаров вертикальных стальных объемом 20000 м<sup>3</sup> (рис. 1.1).

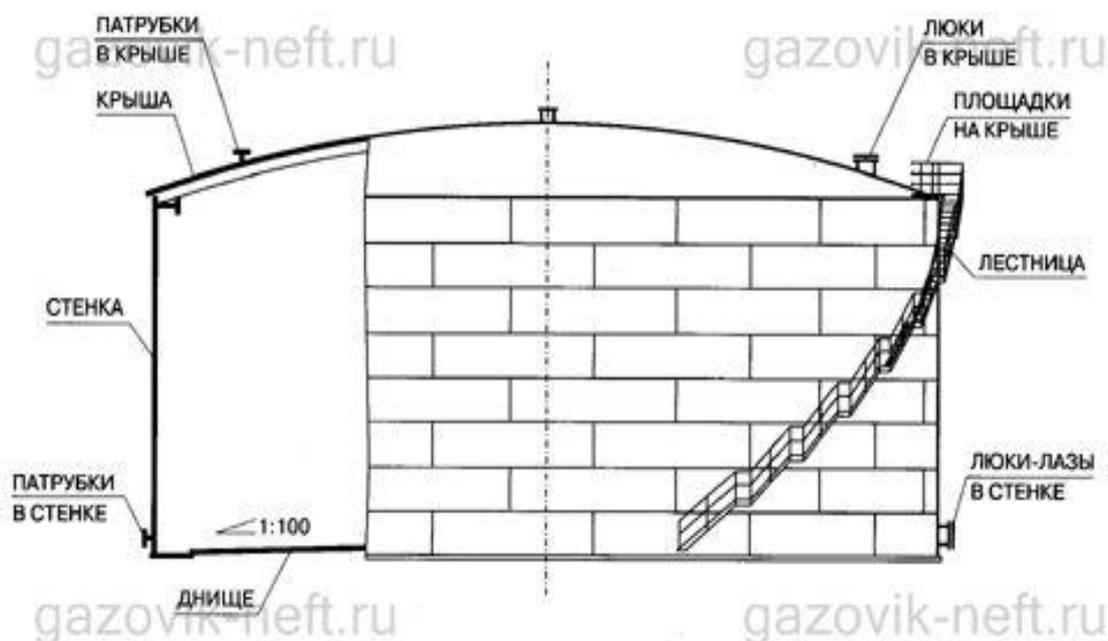


Рисунок 1.1 Резервуар вертикальный стальной

## 2. Эксплуатационные дефекты

В процессе эксплуатации резервуаров также возникают дефекты: из-за ошибок проектирования, изменений условий эксплуатации, внешних нагрузок и воздействий, изменения прочностных свойств элементов конструкций резервуаров вертикальных стальных после длительной эксплуатации, изменения сечений несущих конструкций.

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

## 2.1 Коррозионные повреждения

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):

$$G \leq 50 \text{ мм}, \quad (2.1)$$

где  $G$  – расстояние между соседними дефектами.

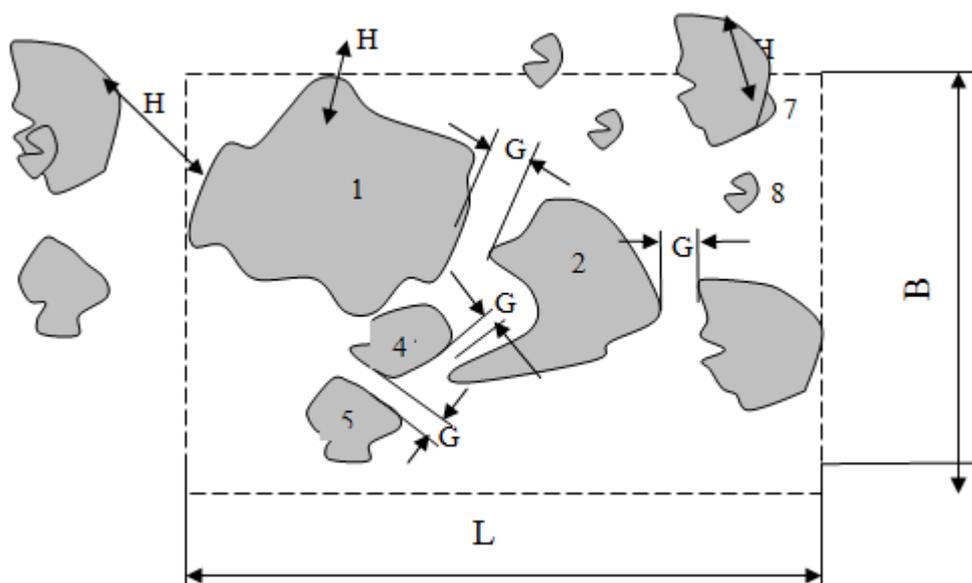


Рис.2.1.1. Сплошные коррозионные повреждения: L - длина, В - ширина,  
 $G < 50\text{мм}$ ,  $H > 50\text{мм}$  - расстояние между дефектами

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;
- 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.

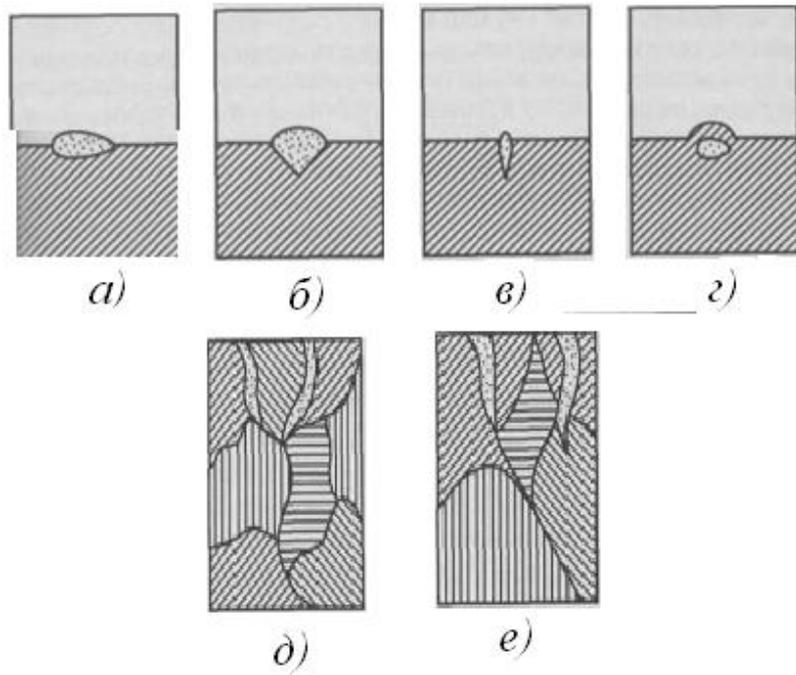


Рис. 2.1.2 Виды местной коррозии металла:  
 а – пятнами; б — язвенная; в — точечная; г — подповерхностная;  
 д— межкристаллическая; е — коррозионное растрескивание



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).

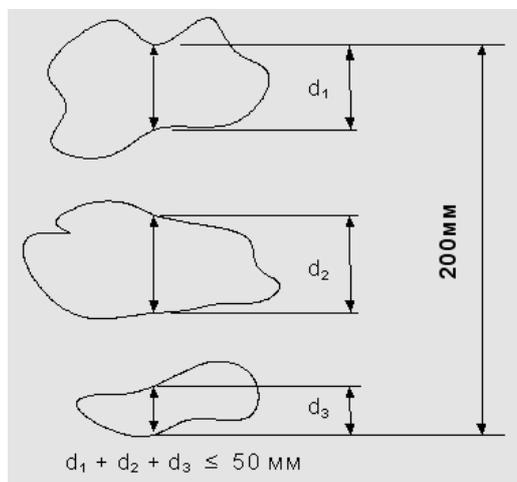


Рис.2.1.4 Замер локальных коррозионных дефектов:  $d_1$ ,  $d_2$ ,  $d_3$  - размер язв

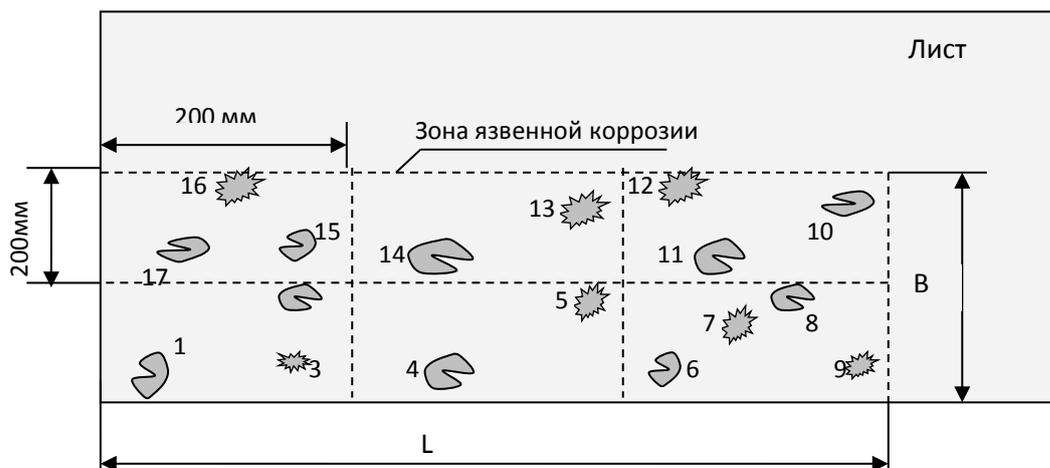


Рис.2.1.5. Зона язвенной коррозии площадью  $L \cdot B$ :  $L$  - длина,  $B$  - ширина,  $d$  - размер язвенной коррозии;  $d_2 + d_3 > 50 \text{ mm}$  на участке 200 мм;  $d_6 + d_7 > 50 \text{ mm}$

на участке 200 мм;  $d_6 + d_9 > 50 \text{ mm}$  на участке 200 мм;  $d_1 + d_3 > 50 \text{ mm}$  на участке 200 мм;  $d_{15} > 50 \text{ mm}$  на участке 200 мм и т.д.

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:

- 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%.

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 и т.д.);

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 и т.д.

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).

### **2.1.1 Коррозионные повреждения металлоконструкций резервуаров**

Наличие в составе нефти подтоварной воды, сернистых соединений и сульфатовосстанавливающих бактерий вызывает развитие коррозионных процессов на поверхности днища и первого пояса стенки РВС-20000 в области уторного шва. Коррозионным повреждениям подвержены также верхние пояса стенки в зоне переменного уровня налива нефти и кровля резервуара, контактирующие с находящимися в нефти агрессивными газами,

крыша и кровля резервуаров. Коррозионные процессы часто носят избирательный характер, вследствие чего глубина коррозионных повреждений в отдельных зонах существенно превосходит ее средний уровень.

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

Предельная глубина дефекта стенки определяется толщиной стенки, удовлетворяющей условиям прочности и устойчивости. Толщина листов стенки по результатам измерений в прокорродированных местах не должна быть меньше максимальной из двух величин: предельно допустимой толщины, приведенной в таблице 2.1.1, определенной расчетом на прочность или номинальной (проектной) толщины за вычетом минусового допуска на прокат, принятого по ГОСТ или техническим условиям, по которому изготовлен прокат.

Таблица 2.1.1. Минимальная допустимая толщина листов стенки резервуара, мм

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

**К коррозионным повреждениям днища относятся:**

1. Коррозионные повреждения внутренней поверхности днища (рис. 2.1.6);

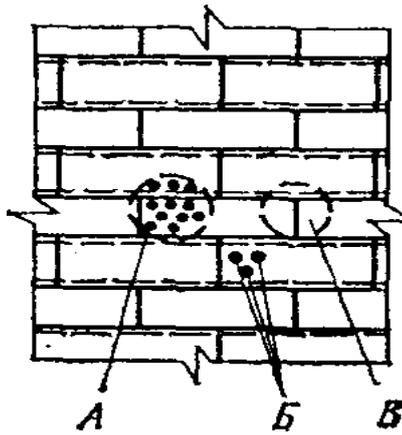


Рис. 2.1.6 Коррозионные повреждения площадью  $1 \text{ м}^2$  отдельных листов внутренней поверхности дна — группа раковин А, точечные углубления Б глубиной более 1,5 мм и сквозные отверстия В.

2. Днище резервуара прокорродировано полностью (рис. 2.1.7).

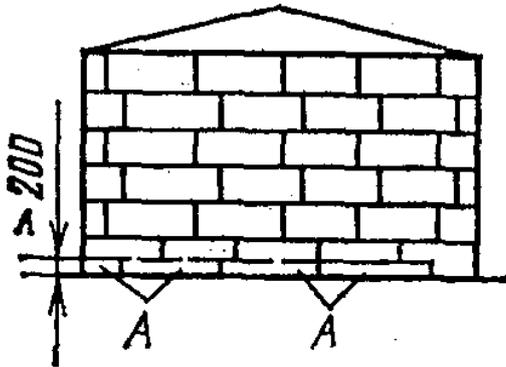


Рис. 2.1.7 Коррозионное повреждение дна

Также коррозионные повреждения дна могут привести к протечкам.

**Примерами коррозионных повреждений стенок являются:**

1. Коррозия сварного шва, околошовной зоны и основного металла стенки (рис. 2.1.8);

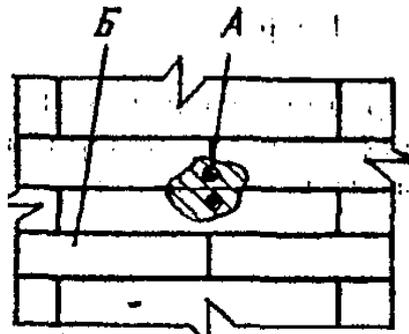


Рис. 2.1.8 Коррозия А сварного шва, околошовной зоны, а также основного металла стенки Б на длине не более 500 мм.

2. Коррозия на отдельных участках или по всей длине вертикальных и горизонтальных сварных соединений внутренней поверхности стенки резервуара. Характер данного дефекта — точечные углубления осповидного типа и группы раковин глубиной от 2 до 3 мм, переходящие в сплошные полосы.
3. Коррозия внутренней поверхности первого пояса стенки резервуара на значительной длине в зоне примыкания к днищу (рис. 2.1.9). Характер коррозии — группы раковин глубиной до 1,5—2 мм, переходящих в сплошные полосы, а также точечные углубления осповидного типа.

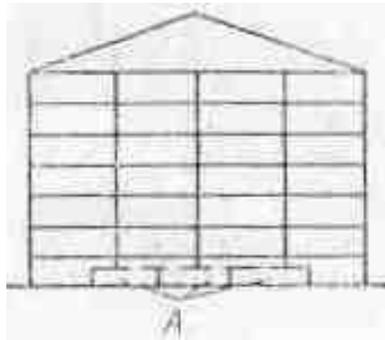


Рис. 2.1.9 Коррозия первого пояса стенки резервуара

4. Местная коррозия поверхности верхнего пояса стенки в виде группы раковин, а также сквозных поражений (рис. 2.1.10)

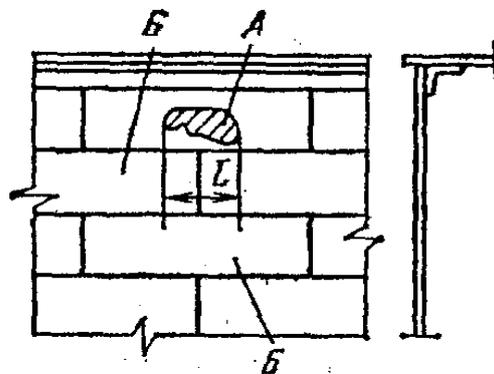


Рис. 2.1.10 Местная коррозия А поверхности верхнего пояса стенки Б в виде группы раковин, а также сквозных поражений.

## 2.2 Нарушения геометрической формы резервуара

### 2.2.1 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 дна резервуара или фундамента под опору трубопровод (рис. 2.2.1)

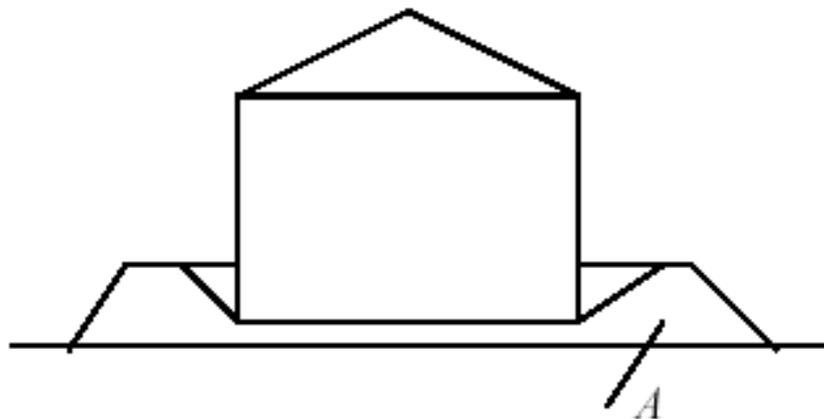


Рис. 2.2.1 Равномерная осадка: А - основание резервуара

Равномерная осадка, если ее величина не превышает 50 мм, не представляет опасности 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, дна и кровли. Незначительная дополнительная деформация и связанное с ней изменение напряженного состояния могут возникнуть в узле сопряжения приемораздаточного патрубка с корпусом резервуара. Эти деформации появляются из-за неодинаковой величины осадки основания резервуара и опор технологических трубопроводов. Именно поэтому необходимо, чтобы трубопроводы и прикрепленное оборудование имели возможность

перемещения для уменьшения напряжений в зоне врезки патрубков в стенку резервуара.

При достаточно больших величинах равномерных осадок может возникнуть значительная деформация узла сопряжения приемораздаточного патрубка с корпусом резервуара. В таких случаях напряжения в них могут привести к образованию трещин и разрушению резервуара.

1. Равномерный наклон основания в какую-либо сторону, что вызывает увеличение уровня жидкости в сторону наклона и, следовательно, увеличение кольцевых напряжений в оболочке резервуара. Кроме того, при наличии понтона или плавающей крыши значительный наклон может вызвать препятствие их перемещению или их заклинивание.
2. Неравномерная осадка основания (рис. 2.2.2) встречается значительно чаще, чем равномерная, является наиболее опасной и непредсказуемой. Она может быть провальной и на ограниченном участке вызвать появление больших напряжений, что приводит к разрушению сварных швов стенки резервуара. Появляется опасность срезки патрубков, к которым крепятся трубопроводы. Затрудняет работу понтона и плавающей крыши при их наличии.



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

За осадкой основания каждого резервуара должно быть установлено систематическое наблюдение (проведение нивелирования). В первые четыре года эксплуатации резервуаров (до стабилизации осадки) необходимо

ежегодно проводить нивелирование в абсолютных отметках окрайки днища или верха нижнего пояса не менее чем в восьми точках, но не реже чем через 6 месяцев. В последующие годы после стабилизации осадки следует систематически (не реже одного раза в пять лет) проводить контрольное нивелирование или при проведении полного обследования РВС.

Предельные деформации основания резервуара, соответствующие пределу эксплуатационной его пригодности по технологическим требованиям, следует устанавливать правилами технологической эксплуатации оборудования или заданием на проектирование. При этом максимальная абсолютная осадка не должна превышать 200 мм, а относительная осадка основания под днищем, равная отношению разности осадок двух смежных точек к расстоянию между ними, не должна превышать 0,005.

Для РВС-20000 отклонения внутреннего диаметра стенки не должны превышать  $\pm 40$  мм.

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

В цилиндрических вертикальных резервуарах разность осадок под центральной частью днища и под стеной не должна превышать  $0,003r$  и должна быть не более 100 мм (где  $r$  — радиус резервуара). Крен резервуаров не должен превышать 0,002 — для резервуаров с понтоном или плавающей крышей и 0,004 — для резервуаров без понтона или плавающей крыши.

### **2.2.2 Трещиновидные дефекты**

Наиболее опасными дефектами металлоконструкций резервуаров являются трещиновидные 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, непровары, шлаковые включения, цепочки пор и т.д. Статистический анализ информации о трещиновидных дефектах, а также их учет в расчетах на прочность является весьма актуальной задачей

диагностики и оценки технического состояния вертикальных стальных резервуаров.

### **2.2.2.1 Дефекты сварных швов.**

Значительная часть отказов оборудования металлоконструкций связана с наличием дефектов сварных швов соединений, которые должны быть плотнопрочными и соответствовать основному металлу по показателям стандартных механических свойств металла шва: пределу текучести, временному сопротивлению, относительному удлинению, ударной вязкости, углу загиба.

По истечении длительного времени эксплуатации резервуаров в районе сварных швов снижается прочность сварных соединений и появляются многочисленные дефекты.

Прочность сварных соединений - это свойство, не разрушаясь, воспринимать определенные нагрузки в тех или иных заданных условиях. При этом учитывают, как рабочие, так и предельные нагрузки. Под рабочими нагрузками понимают суммарные напряжения, возникающие от собственного веса, внешних нагрузок, возникающих в процессе эксплуатации, и собственных напряжений, создающихся при сварке, сборке и т.д. Предельными считаются нагрузки, когда наступает текучесть в основном сечении, возникающая под действием статических, повторно-переменных и динамических сил.

К внешним дефектам сварных швов можно отнести:

- перекося кромок (рис. 2.2.3, а);
- смещение кромок (рис. 2.2.3, б),
- неравномерное сечение шва по ширине и толщине (рис. 2.2.3, в),
- подрезы кромок основного металла (рис. 2.2.3, г, д, е),
- прожоги (рис. 2.2.3, ж),
- непровары (рис. 2.2.3, з, и, к, л),
- незавершенные углубления швов,
- наружные трещины в шве, основном металле (рис. 2.2.3, м, н, о, п) и др.

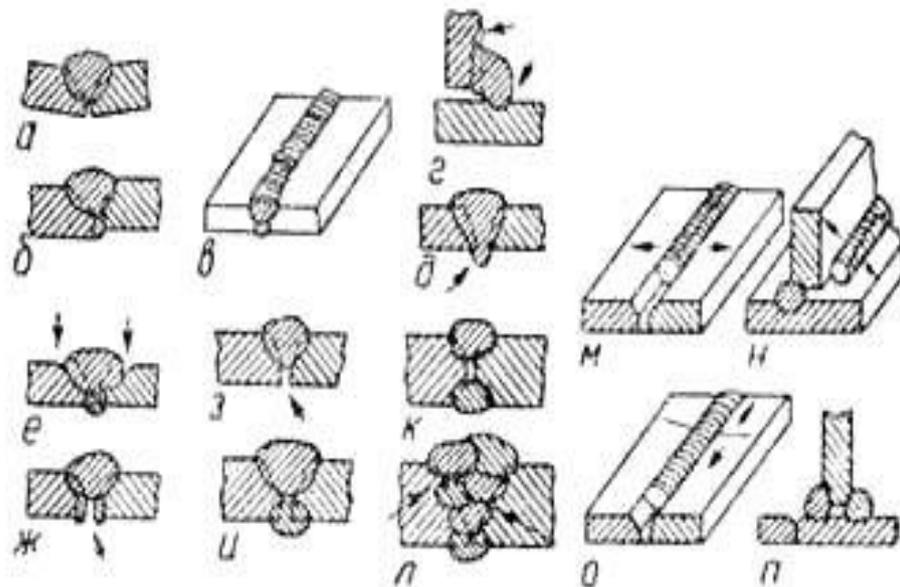


Рис. 2.2.3 Дефекты сварных швов

Согласно ГОСТ 30242-97, дефекты классифицируются на шесть групп: трещины, полости и поры, твердые включения, несплавления и непровары,

нарушение формы шва, прочие дефекты (дефекты, не включенные в вышеперечисленные группы).

Трещина - это несплошность, вызванная местным разрывом шва, которая может возникнуть в результате охлаждения или действия нагрузок.

Микротрещина - это трещина, имеющая микроскопические размеры, которую обнаруживают физическими методами не менее чем при 50-кратном увеличении.

В зависимости от температуры, при которой образуются трещины, их условно подразделяют на горячие и холодные. Горячие трещины в сталях

возникают при температуре, превышающей 1000 °С, а холодные - при более низкой. Горячие трещины возникают в процессе кристаллизации жидкой фазы металла (рис. 2.2.4). Трещины являются самым серьезным дефектом сварного соединения, как правило не подлежащим устранению.

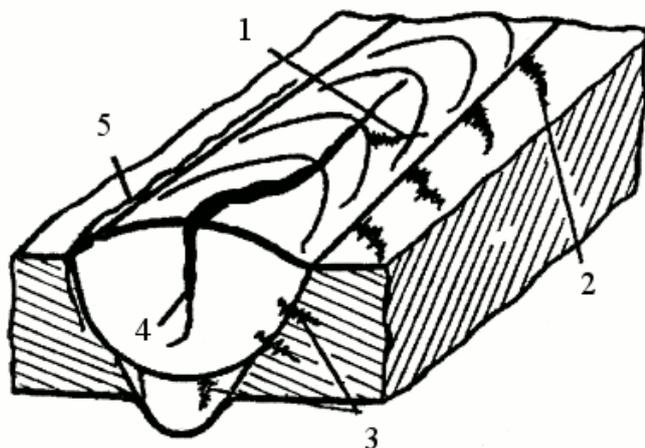


Рис. 2.2.4 Наличие горячих трещин в сварных соединениях:  
1-2-3-поперечные трещины шва и зоны вокруг него в материалле;  
4-5-трещины продольные

Трещины также подразделяются на продольные и поперечные. Трещины являются недопустимым дефектом шва резервуаров. Участки с трещинами должны вырубаться и завариваться вновь.

Подрезами называются выемки в основном металле вдоль края шва, выплавляемого в процессе сварки. Они ослабляют сечение основного металла. Причинами возникновения этого дефекта являются сварка горелкой слишком большой мощности или неудобное пространственное положение шва. Подрезы должны устраняться последующей подваркой.

Кратеры (неровная поверхность шва) являются следствием недостаточной квалификации сварщика. Швы с большим количеством этих дефектов обладают пониженной прочностью. Их нужно вырубать и производить заварку вновь.

Непроваром вершины шва называется несплавление наплавленного металла с основным в вершине шва. Причины непровара вершины шва следующие: недостаточная мощность горелки, большая скорость сварки, недостаточный угол скоса кромок, не позволяющий хорошо нагреть

пламенем горелки вершину шва, плохая зачистка кромок под сварку. Непровар должен удаляться вырубкой дефектного места и заваркой его вновь.

Наплывы образуются при слишком быстром плавлении проволоки и натекании жидкого металла на недостаточно нагретую поверхность основного металла около кромок шва. Горячие и холодные трещины при сварке металлов и причины их образования

Для описания несплошностей глобулярной формы, полых по своей структуре, используется термин «поры». Подобные дефекты часто встречаются в металле сварных швов. По сути своей и по механизму образования очень напоминают включения, ибо являются результатом протекающих в сварочной ванне химических реакций. Поры отличаются от включений тем, что внутри пор чаще всего находится газ, а не твердое вещество, как у включений. Источником появления газов, которые содержатся в порах, являются газы, выделяющиеся из охлаждающегося металла из-за уменьшения растворимости при снижении температуры металла, и газы, образующиеся в результате химических реакций в металле сварного шва. Пористость, за исключением случаев, когда она появляется в очень больших количествах, как правило, не оказывает значительного влияния на прочностные свойства сварных соединений.

Поры могут быть внутренними или наружными, располагаться по оси шва или на его границах, форма их может быть округлая, овальная или более сложная, а их размеры могут колебаться от нескольких микрон до нескольких миллиметров. Уменьшению пористости сварочного шва способствует предсварочная подготовка, которая заключается в тщательной зачистке сварного соединения от грязи, масел, ржавчины и прочих посторонних включений. Борьба с пористостью можно при помощи правильно подобранных режимов сварки, защитными покрытиями и флюсами, вводимыми в сварочную ванну.

Скопление пор - это группа газовых полостей (три или более), расположенных кучно с расстоянием между ними менее трех максимальных размеров большей из полостей. Вызывается локальным скоплением ржавчины или масла на кромках заготовок.

Цепочка пор - это ряд газовых пор, расположенных в линию, обычно параллельно оси сварного шва, с расстоянием между ними менее трех максимальных размеров большей из пор. Цепочка пор вызывается главным образом подсосом воздуха в зазор между кромками шва.

Продолговатая полость - это несплошность, вытянутая вдоль оси сварного шва. Длина несплошности не менее чем в два раза превышает высоту. Обычно продолговатая полость возникает в зоне слабины, т. е. в ослабленном стыке зон столбчатых кристаллитов, растущих навстречу друг другу от линии сплавления.

Поверхностная пора - это газовая пора, которая нарушает сплошность поверхности сварного шва. Появление поверхностных пор связано с рядом металлургических и технологических факторов.

Свищ - это трубчатая полость в металле сварного шва, вызванная выделением газа. Форма и положение свища определяются режимом затвердевания и источником газа. Обычно свищи группируются в скопления и распределяются елочкой.

Усадочная раковина - это полость, образующаяся вследствие усадки во время затвердевания. Раковины имеют наибольший размер и обычно перпендикулярны к поверхности сварного шва.

Усадкой называют самопроизвольное уменьшение объема сварного шва, связанное с его нагревом до жидкого состояния и охлаждением.

Газовая полость - это полость произвольной формы, образованная газами, задержанными в расплавленном металле, которая не имеет углов.

Газовая полость образуется в результате выделения газов при кристаллизации сварного соединения. Мелкодисперсные включения на поверхности границ раздела фаз служат центрами зарождения пузырьков газа.

Газовая пора - это газовая полость, обычно сферической формы, содержащая задержанный металлом газ. Поры образуются в результате перенасыщения жидкого металла газами, которые не успевают выйти на поверхность во время его быстрой кристаллизации.

Равномерно распределенная пористость - это группа газовых пор, распределенных равномерно в металле сварного шва (не путать с цепочкой пор). Сплошную пористость вызывает большое количество ржавчины и масла на кромках заготовок, а также влажный или крупный флюс.

### 2.2.2.2 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 окраек 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);

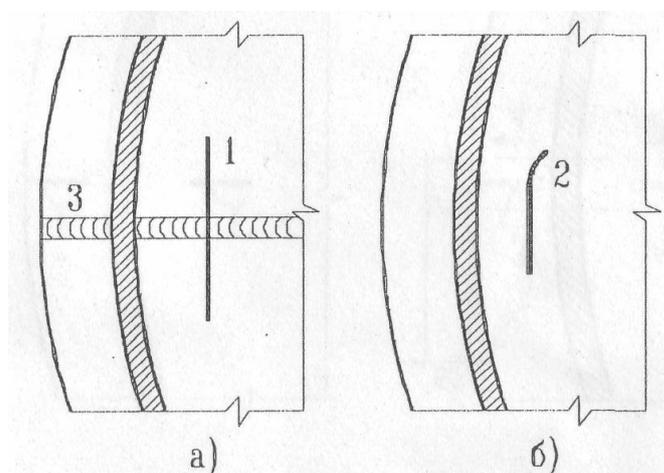


Рис.2.2.5. Поперечные трещины: а) трещина сварного соединения, распространившаяся на основной металл; б) трещина по основному металлу; 1,2 – трещины; 3 – сварной шов листов окрайки

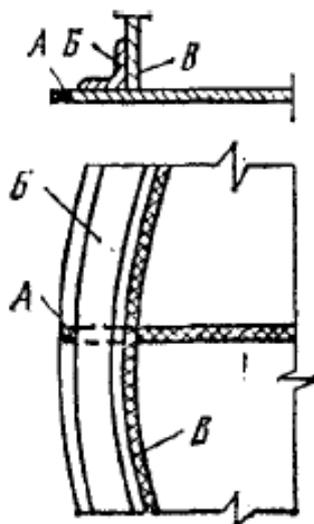


Рис.2.2.6 Продольная трещина А в сварном стыковом соединении окрайки днища, не доходящая до уторного уголка Б; в резервуарах без уторного уголка - до корпуса В.

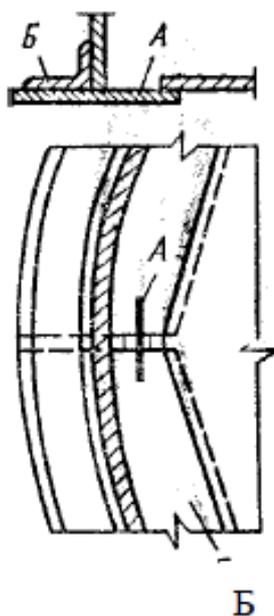


Рис. 2.2.7 Поперечная трещина А в сварном стыковом соединении окрайек днища Б, распространившаяся на основной металл окрайек.

1. трещины в нижнем уторном уголке по сварным соединениям и основному металлу (в ряде случаев трещины с уголка переходят на основной металл первого пояса стенки);

Также встречаются в окрайке днища трещины по основному металлу (рис. 2.2.8) и различные радиальные трещины внутри или снаружи резервуара (рис.2.2.9).

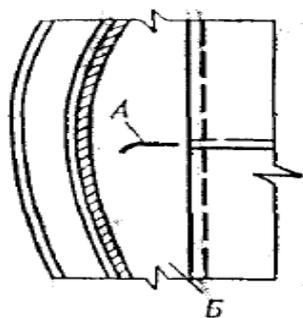


Рис. 2.2.8 Трещина *А* по основному металлу окрайки днища

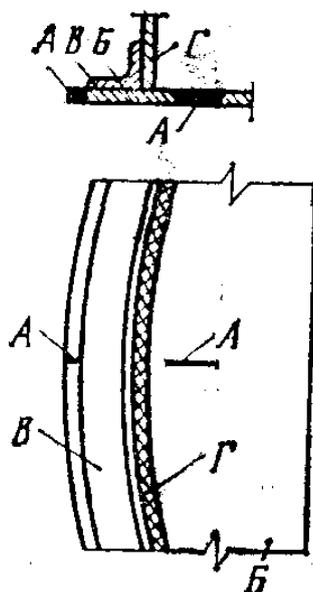


Рис. 2.2.9 Радиальная трещина *А* длиной не более 100 мм в окрайке днища *Б*, не доходящая до уторного уголка *В* или стенки *Г* снаружи или внутри резервуара

### 2.2.2.3 Трещины в стенках резервуаров

В корпусах вертикальных стальных резервуаров, объемом 20000 м<sup>3</sup>, 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);

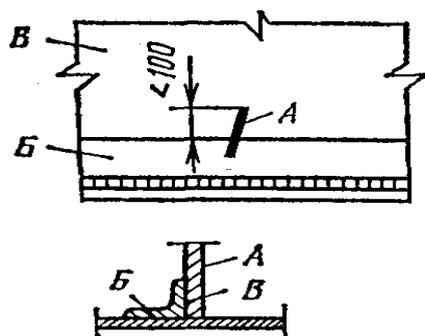


Рис. 2.2.10 Трещина *A* по сварному шву или основному металлу уторного уголка *B*, распространившегося на основной металл листа первого пояса стенки резервуара *B* на длину не более 100 мм.

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

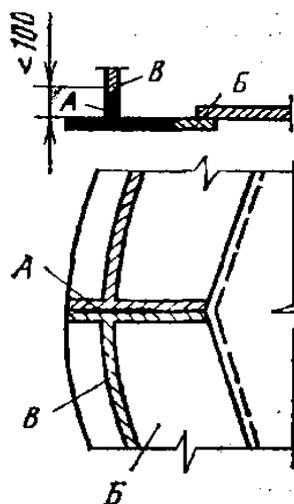


Рис. 2.2.11 Трещина *A* по стыковому соединению окрайка дна *B*, распространившаяся внутрь резервуара с выходом на основной металл первого пояса стенки *B* длиной не более 100 мм

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

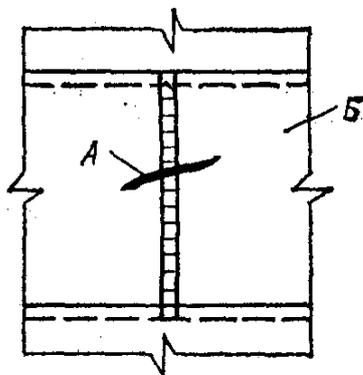


Рис. 2.2.12 Поперечная трещина *A* по стыковому сварному шву вертикального стыка стенки *Б* резервуара, распространившаяся на основной металл

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

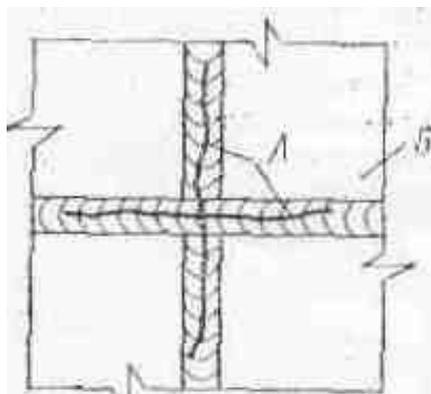


Рис. 2.2.12 Продольные трещины *A* или одна трещина в пересечении сварных соединений стенки *Б* резервуара.

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

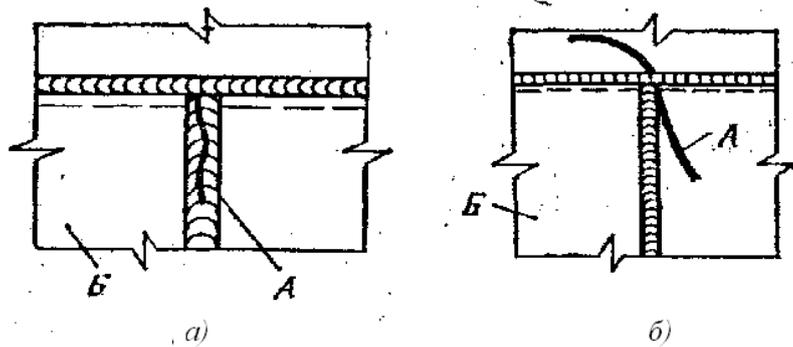


Рис. 2.2.13 Трещина *А* по основному металлу листа стенки *Б* резервуара  
вблизи вертикального и горизонтального швов  
или вблизи горизонтального шва.

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

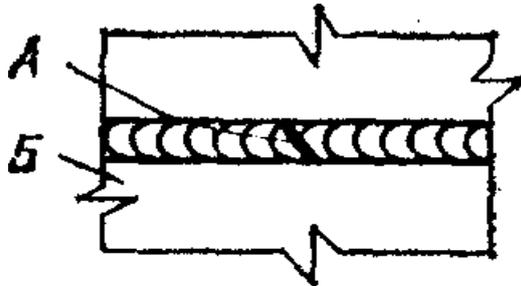


Рис. 2.2.14 Поперечная трещина *А* в сварных швах стенки резервуара —  
сквозная или несквозная

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

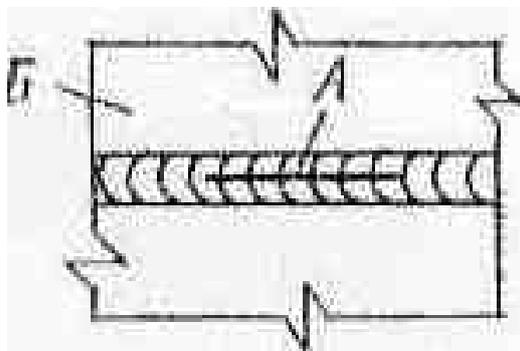


Рис. 2.2.15 Продольная несквозная трещина *А*,  
не выходящая на основной металл *Б*

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

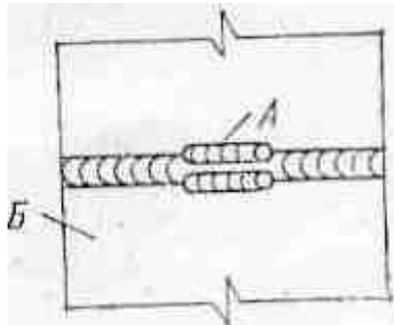


Рис. 2.2.16 Многократная наварка А на участок сварного соединения и лист стенки Б резервуара в дефектном месте

8. сварные соединения стенки резервуара (в том числе монтажные) имеют недопустимые дефекты в виде непроваров, цепочек газовых пор и шлаковых включений и т.д.

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

### 2.2.3 Потеря устойчивости резервуара

В практике эксплуатации стальных вертикальных цилиндрических резервуаров объемом 20000 м<sup>3</sup> случаи ярко выраженной потери устойчивости практически не имеют места, если не считать аварий, связанных с грубыми нарушениями режимов эксплуатации.

Вместе с тем проблема устойчивости для резервуаров является весьма актуальной, поскольку, с одной стороны, имеется целый комплекс сжимающих нагрузок (собственный вес конструкций, ветер, снег, вакуум), с другой стороны, основной конструктивный элемент резервуаров рассматриваемого вида - цилиндрическая стенка - представляет собой очень тонкостенную, а значит и малоустойчивую, оболочку, имеющую, к тому же, многочисленные начальные несовершенства геометрии, что также должно было бы снижать общую ее устойчивость.

Потери устойчивости могут быть общими (рис. 2.2.17) и местными (рис. 2.2.18).

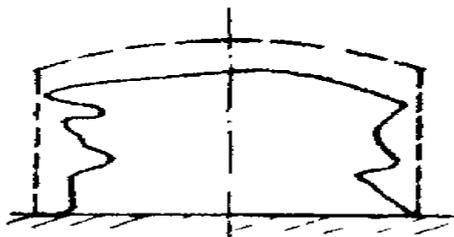


Рис. 2.2.17 Общая потеря устойчивости резервуара

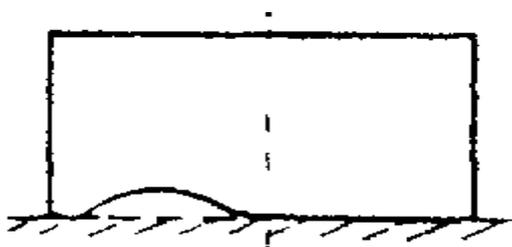


Рис. 2.2.18 Местная потеря устойчивости резервуара

Для исключения возможности возникновения аварийных ситуаций устойчивость стенки проверяется для порожнего резервуара на совместное воздействие осевого сжатия параллельно образующей и сжатия от внешнего равномерного давления нормального к боковой поверхности стенки резервуара. Для резервуаров РВС и РВСП внешнее равномерное давление определяется от ветровой нагрузки и вакуума. Если по результатам расчета условие устойчивости не выполняется, то значения номинальной толщины стенки для соответствующих поясов стенки резервуара должны быть увеличены до выполнения условия устойчивости.

#### **2.2.4 Прочие дефекты геометрической формы**

К дефектам геометрической формы, помимо потери устойчивости и осадки основания или фундамента резервуара, можно отнести выпучины, хлопуну 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).

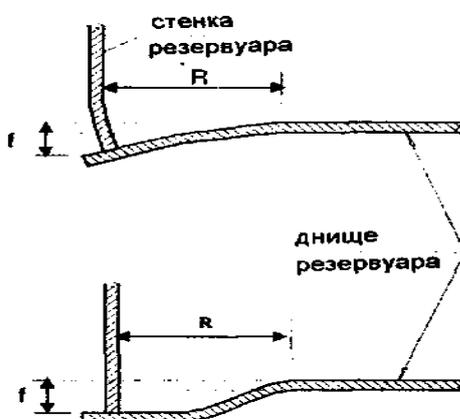


Рис.2.2.19 Просадка края:  $R$  - ширина просадки,  
 $f$  - глубина просадки

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).

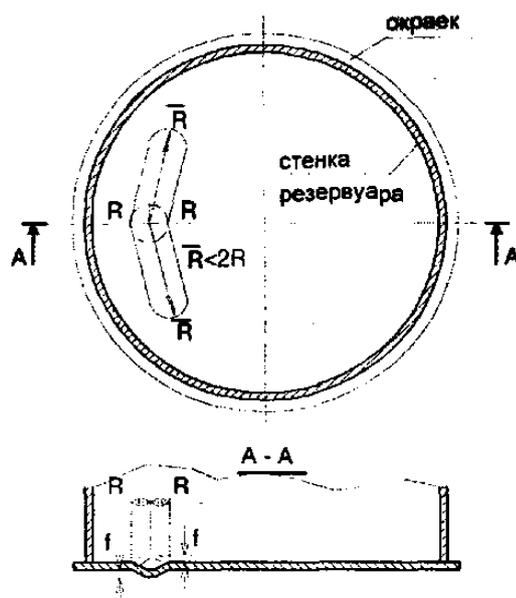


Рис. 2.2.20 Просадка днища вблизи стенки:

$R$  - радиус окружности, вписанной в выпучину или впадину,

$f$  - просадка или глубина впадины или выпучины

Локальные просадки (выпучины) днища на участке, удаленном от стенки резервуара располагаются случайным образом на днище (рис. 2.2.21).

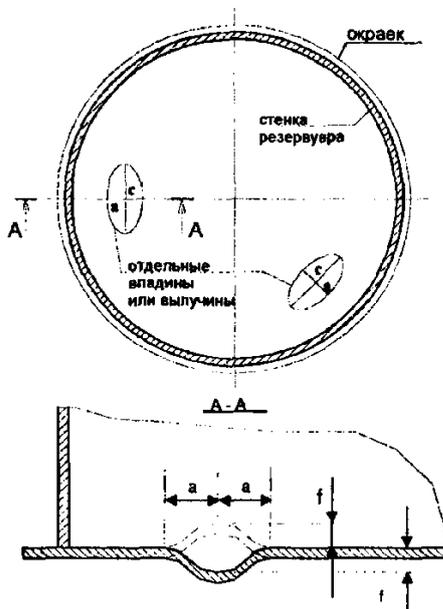


Рис. 2.2.21. Отдельные впадины или выпучины на днище:

$a, c$  - малая и большая полуось эллипса, описывающего форму выпучины или впадины,  $f$  - глубина впадины или высота выпучины

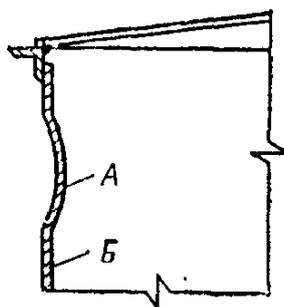


Рис. 2.2.24 Одиночная вмятина А в верхних поясах стенки Б резервуара, превышающая допустимые размеры и имеющая плавный контур. Резервуар не имеет понтона.

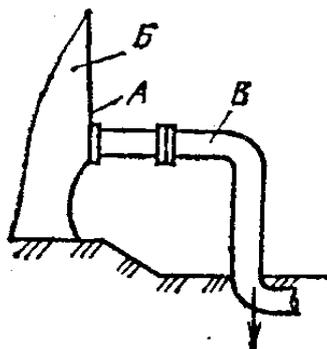


Рис. 2.2.25 Местная выпучина или вмятина *A* на первом поясе стенки *B* резервуара, возникшая в результате просадки подводящего трубопровода *B*. Величина дефекта превышает допустимые размеры.

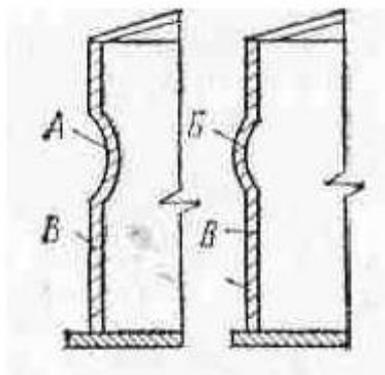


Рис. 2.2.26 Одиночная вмятина *A* или выпучина *B* в верхних поясах стенки *B* резервуара, превышающая допустимые размеры и имеющая плавный контур.

### 3. Анализ возникновения дефектов

#### 3.1 Анализ возникновения коррозионных повреждений

При хранении сернистых нефтей в вертикальных стальных резервуарах объемом 20000 м<sup>3</sup>, 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.

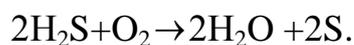
Третья зона - по линии раздела жидкой и газообразной фаз в верхних поясах корпуса резервуара. Пояса корпуса, смачиваемые нефтью, корродируют умеренно со скоростью 0,5 мм/год. Более интенсивно протекает коррозионный процесс на границе раздела фаз. Интенсивность и характер коррозионного разрушения металла резервуара зависят от многих факторов: химического состава нефтяного сырья, температуры, скорости перемещения потоков коррозионной стойкости материала и др.

Содержащиеся в нефти углеводороды различных классов не оказывают существенного влияния на коррозию.

Основным фактором, определяющим коррозионную агрессивность нефти, является входящая в ее состав эмульгированная пластовая вода, содержащая сернистые соединения и растворенные соли-хлориды магния, кальция, натрия, а также кислородсодержащие вещества, механические примеси и др. Элементарная сера растворима в углеводородах, ее содержание в сырых нефтях может превышать 1%. Сера в углеводородном растворе практически не разъедает черные металлы при содержании ее до 3% и температурах до 120° С. Самым агрессивным сернистым соединением нефтяного происхождения является сероводород. Процесс коррозии имеет электрохимический характер и протекает под тонкой пленкой влаги, в которой растворены сероводород, углекислый газ, пары воды и кислород.

Особенно интенсивно разрушению подвергается кровля, которая выходит из строя за 2—3 года.

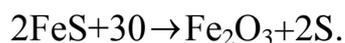
В присутствии сероводорода проникающий в резервуар воздух способствует его окислению:



Образовавшаяся элементная сера в мелкораздробленном состоянии является активным корродирующим агентом. Она вступает в реакцию с железом, образуя сульфид железа:



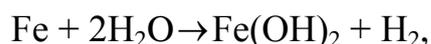
который в присутствии кислорода окисляется с выделением свободной серы:



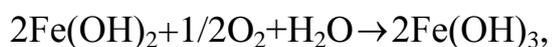
Возможно также дальнейшее реагирование серы с оксидами железа:



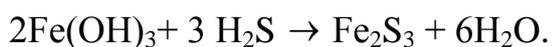
В зависимости от условий возможны и другие схемы коррозионных реакций, железо окисляется в присутствии влаги:



гидроксид железа (II) под влиянием кислорода переходит в гидрооксид (III):



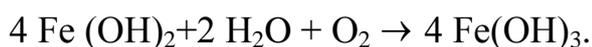
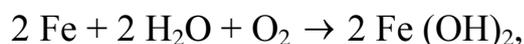
гидрооксид (III) реагирует с сероводородом:



Последняя реакция является обратимой и при повышении температуры идет с высвобождением сероводорода.

Образующиеся в результате сероводородной коррозии сернистые соединения железа представляют собой высокоактивные пиррофорные вещества с достаточно сложным составом. В присутствии хлористого водорода в составе сред нефтяных резервуаров пиррофорные соединения реагируют с ними, образуя хлористое железо  $\text{FeCl}_2$ . Увеличение содержания сульфидов в продуктах коррозии пропорционально содержанию сероводорода во влажной атмосфере.

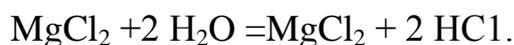
В отсутствие сероводорода в нефти и при наличии в резервуаре влаги и кислорода воздуха коррозия происходит в результате взаимодействия железа, конденсата водяного пара и кислорода:



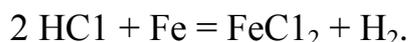
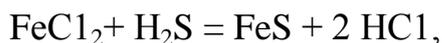
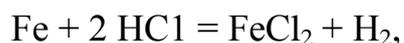
Образующийся гидроксид железа (III) трудно растворим.

Рассмотренные схемы протекания коррозионных процессов в нефтяных резервуарах РВС-20000 позволяют сделать следующее заключение: внутренняя коррозия в первой зоне резервуара происходит вследствие воздействия на металл влаги и кислорода воздуха; в присутствии сероводорода образуются сульфиды железа, значительно усиливающие коррозионный процесс; в отсутствие сероводорода образующиеся гидроксиды железа  $\text{Fe}(\text{OH})_2$  и  $\text{Fe}(\text{OH})_3$ , являясь трудно растворимыми продуктами коррозии, откладываются на поверхности металла, образуя защитный слой, снижающий скорость коррозии.

Во второй зоне резервуара коррозионный процесс происходит, главным образом, в результате гидролиза хлористых солей при низких и высоких температурах:



Хлористый водород, воздействуя на железо, образует хлористое железо, которое в сероводородной среде в присутствии влаги осаждается в виде сульфида. В результате этого хлористый водород освобождается и вновь взаимодействует с железом. Происходит следующая циклическая реакция:



Таким образом, хлористые соли интенсифицируют коррозию вследствие образования хлористого водорода и соляной кислоты и химического и электрохимического воздействия хлоридов на поверхность металлов.

При эксплуатации резервуаров, в частности РВС-20000, заполнение нефтью и освобождение от нее происходит неравномерно, поэтому состав паровоздушной среды изменяется также неравномерно. В процессе откачки нефти через клапаны во внутрь резервуара поступает холодный воздух из атмосферы, обогащая газовое пространство влагой и кислородом. Обычно наиболее насыщенными оказываются слои, прилегающие к стенкам резервуара, поскольку последние постоянно охлаждаются окружающей атмосферой. На внутренней поверхности происходит обильная конденсация паров воды и углеводородов и насыщение конденсата кислородом, а также сероводородом, если он содержится в нефти.

Образующаяся жидкость стекает по стенке резервуара, корродируя металл. Интенсивность воздействия среды усиливается при заполнении резервуаров горячей нефтью, поступающей с обессоливающих установок. При конденсации влаги на стенках резервуара происходит насыщение ее кислородом воздуха и сероводородом, находящимся в газовом пространстве.

Коррозионные процессы в тонких слоях электролита протекают со скоростью в десятки раз большей, чем происходящие в объеме аналогичной агрессивной среды. Это связано, главным образом, с различной скоростью диффузии кислорода, главного деполаризатора коррозионного процесса. В тонком слое жидкости перемещение кислорода к поверхности корродирующего металла происходит несравненно легче, чем в объеме электролита. В результате интенсивной диффузии кислорода через тонкие пленки агрессивной среды процесс коррозии резко усиливается. Разрушение металла ускоряется еще и потому, что сконденсированная жидкость, стекая вниз по стенке резервуара, по пути растворяет кристаллы хлористых и других солей и приобретает свойства минерализованной среды - электролита, что увеличивает ее агрессивность.

Активность этой среды дополнительно возрастает вследствие стекания по стенке резервуара жидкости второй неполярной фазы (углеводородов), способствующей быстрому переносу кислорода через тонкие слои электролита к поверхности корродирующего металла. Так как растворимость кислорода в углеводородах в 5-10 раз превышает его растворимость в воде, часть растворенного в них кислорода способствует поддержанию высокой концентрации последнего в тонкой пленке конденсирующейся воды. Наконец, поскольку условия диффузии кислорода через границу углеводород-вода более благоприятны, чем условия диффузии кислорода из газового пространства через границу газ-вода (так как поверхностное натяжение на границе раздела фаз в первом случае значительно меньше), коррозионные процессы еще более усиливаются. Углеводородная фракция не только переносит кислород, но и, проникая в мельчайшие поры первоначально плотной массы оксида железа (III), разрыхляет ее, способствуя тем самым воздействию кислорода и других агрессивных агентов на металл, что усиливает коррозионное разрушение его. На коррозию металла нефтяных резервуаров влияет ряд факторов: соотношение

сероводорода и кислорода, температура, влажность, конденсация водяных паров число смачивании внутренней поверхности углеводородной жидкостью, время пребывания элементов конструкции в агрессивной кислотообразующей среде, состояние поверхности металла, механические примеси в нефти, особенности конструктивной формы резервуара и отдельных его элементов.

Чем выше концентрация сероводорода - тем интенсивнее идет коррозия. Важное значение имеет не абсолютное количество сероводорода, а объемные соотношения кислорода и сероводорода.

В реальных условиях работы нефтяных резервуаров в основном возможны три вида образования тонкого слоя: в результате пленочной конденсации на гладкой поверхности, капиллярного накопления, возникающего на поверхности наслоений, обладающих свойствами пористых адсорбентов, и капельной конденсации, возникающей при чрезмерном насыщении паровоздушного пространства резервуара влагой при резком температурном перепаде.

Разрушительное действие газовой среды увеличивается не с повышением температуры, а с ее понижением, так как в этом случае создаются условия для конденсации влаги и газа. С повышением температуры среды ее относительная влажность понижается и, следовательно, уменьшается возможность конденсации влаги на стенках резервуара. При этом уменьшается растворимость кислорода и могут также появиться защитные свойства у продуктов коррозии. В конечном итоге интенсивность коррозионного процесса заметно слабеет.

Повышение давления в паровоздушном пространстве вертикальных стальных резервуаров, предназначенных для нефти, приводит к усилению коррозии, так как оно способствует конденсации влаги на внутренней поверхности резервуара и росту концентрации агрессивных агентов. По мере

увеличения циклов смачивания поверхности скорость коррозии растет до определенного предела, после чего процесс стабилизируется и становится постоянным.

Нефть, смачивая тонким слоем стенку резервуара, оказывает двойственное действие и существенно влияет на скорость коррозии. Наблюдается избирательное смачивание металла стенки резервуара, а также гидрофобизация последней. Поэтому, пока конденсирующиеся из паровоздушного пространства резервуара легкие углеводороды не смывают пленки нефти, коррозионный процесс тормозится. Чем длительнее контакт металла с пленкой нефти, тем меньше скорость его коррозии. Наименьшую скорость коррозии имеет металл, постоянно погруженный в нефть.

На характер коррозионного процесса влияет состояние поверхности металла. Сплошная оксидная пленка на металле предохраняет его от воздействия окружающей среды. В случае нарушения сплошности оксидной пленки происходит быстрое разрушение металла, причем даже более интенсивное чем тогда, когда металл совсем лишен пленки. Повреждение пленки (либо окарины) приводят к образованию гальванопары железно-оксидная пленка. Сохранившиеся участки пленки становятся катодам, и металл под ними не разрушается, а поврежденные участки выполняют роль анодов, где и происходит быстрое повреждение металлической поверхности. В этих условиях коррозия имеет язвенный характер. В покрытии резервуаров возникают щелевые и сквозные коррозионные повреждения, образующиеся первоначально из мелких коррозионных пробоин. В дальнейшем при эксплуатации постепенно разрушаются перемычки между пробоинами и возникают крупные коррозионные разрушения и свищи. Коррозионные повреждения часто появляются в околошовной зоне сварных швов, где в результате сварки изменяется структура металла. Создается неоднородность металла участков поверхности покрытия, которые становятся анодом и корродируют значительно быстрее других, играющих роль катода в

образовавшихся гальванических парах. Характерной особенностью является расположение коррозионных повреждений в местах установки дыхательных клапанов.

Повреждение покрытия резервуара может распространиться по периметру крыши, в местах нахлесточных сварных соединений, в зазоры между металлом покрытия и несущими элементами кровли. Элементы несущей конструкции кровли подвергаются неравномерной коррозии. Наиболее сильно корродируют элементы стропильной фермы, находящейся в зоне переменного уровня нефти. Продукты коррозии и механические примеси, накапливаясь в зазорах между уголками, распирают их. В отдельных случаях величина раскрытия зазора достигает 25-33 мм.

Коррозия нижних поясов корпуса резервуара и днищ проявляется в виде язв. Особенно интенсивно разрушается металл около приемораздаточной трубы. Быстрому протеканию коррозии в этих местах способствуют механические примеси, которые при высокой скорости движения производят механическое (эрозионное) повреждение металла, подверженного интенсивной электрохимической коррозии. Если коррозионный процесс происходит в щелях поверхностной окалины, которая достаточно прочно удерживается на металлической основе, то гидроксиды вытесняются наружу и образуют сыпь и налет ржавчины. Если давление, оказываемое ржавчиной, превышает силы сцепления металла с окалиной, то происходит механическое разрушение последней. Наличие в металле прокатной окалины и различных повреждений поверхности в виде царапин приводит к развитию локальных коррозионных разрушений язвенного характера.

При эксплуатации РВС-20000 было замечено, что наиболее серьезные коррозионные повреждения происходят в нижней части, особенно у входа подогретой смеси нефть-вода. В этом месте создается интенсивный поток агрессивной жидкости, преждевременно разрушающей днище. Поэтому для

снижения коррозионного износа рекомендуется закачивать нефть в резервуары с невысокой скоростью.

Значительную роль в усилении коррозии играет температура среды. Если по технологическим условиям провести процесс подготовки нефти при возможно низкой температуре нельзя, то необходимо предварительно охладить до температуры окружающей среды выходящие из установок потоки нефти и сточной воды. Это снижает агрессивность сред и соответственно уменьшает коррозию внутренней поверхности резервуара в условиях конденсации, при периодическом заполнении и опорожнении резервуаров; кроме того, способствует уменьшению потерь ценных легких фракций нефти.

### **3.2 Анализ возникновения осадок оснований и фундаментов и других нарушений геометрической формы**

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 (влажность грунтов основания повышается более чем в два раза), вследствие плохо организованного водоотвода дождевых и талых вод с 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.

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 (рис. 3.1).

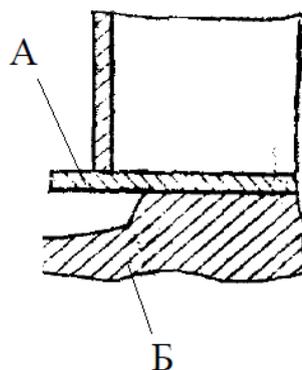


Рис. 3.1 Наличие зазора между днищем А и основанием Б резервуара

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.

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 допускаемой скорости слива при опорожнении нефтепродуктов. В таких условиях в верхних поясах корпуса образуются значительные напряжения и появляются вмятины, выпучины и хлопуны. 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 и др.

### **3.3. 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:

- слишком высокая жесткость соединений;
- слишком малый размер сварного шва для данной толщины соединения;
- несоблюдение или неправильный выбор технологии сварки;
- дефекты в сварном шве;
- неправильная подготовка соединения под сварку;
- неудовлетворительное качество или неправильный выбор типа электродов;

- использование повышенных значений сварочного тока, которое может привести к появлению крупнозернистых охрупченных участков структуры;
- высокое содержание углерода или легирующих элементов в основном металле, не учтенное при выборе технологии сварки.

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:

- плохим качеством или неправильным подбором типа электродов;

- неправильным выбором технологии сварки;
- малым временем существования сварочной ванны, газы не успевают выйти из расплавленного металла;
- плохим качеством металла.

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

### **3.4 Анализ появления трещин**

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.

При малоцикловом нагружении в нагруженных элементах резервуара (стенке, окрайке днища) сначала возникают усталостные повреждения, которые постепенно развиваются до образования трещин. В связи с этим процесс развития трещин можно разделить на две стадии: на стадию накопления усталостных повреждений и на стадию развития трещин до критического размера, при достижении которого происходит катастрофическое разрушение конструкции.

Изучая статистику разрушений резервуаров, можно отметить, что на практике большинство хрупких разрушений РВС-20000 возникает от сварочных дефектов или трещин малоциклового усталости, возникающих вблизи мест концентрации напряжений. Характерными местами

концентрации напряжений являются технологические отверстия, уторные и монтажные соединения.

Проведенные исследования показывают, что основную роль в обеспечении надежности резервуара играет качество сварки.

В результате дефектов сварки могут образовываться непровары, подрезы и т.д., которые также служат причиной возникновения областей повышенной концентрации напряжения.

Помимо повышенной концентрации напряжений появлению хрупкой трещины может способствовать низкая температура окружающего воздуха.

Понижение температуры влияет на прочность металла. Известно, что в металле без трещин и надрезов прочность при понижении температуры не снижается, а в металле с концентраторами напряжений разрушение становится более хрупким с понижением температуры.

На появление и развитие хрупких трещин существенно влияют свойства сталей. Вероятность возникновения трещин увеличивается при понижении пластических свойств (охрупчивании) металла. В такой же качественной зависимости находится частота разрушения от ударной вязкости основного металла. В большей степени влияние ударной вязкости сказывается при наличии значительных концентраций напряжений. Многие стали под влиянием ряда факторов могут перейти из вязкого состояния в хрупкое.

Длительная эксплуатация в условиях воздействия сред приводит к деформационному старению металла, т.е. к снижению сопротивляемости хрупкому разрушению. Коэффициент старения для исследованной стали 09Г2С после 25 лет эксплуатации равен  $1,1 \div 1,34$ . Исследования показали, что характеристики прочности имеют небольшие отклонения от

нормативных значений, но наблюдается значительное снижение характеристик пластичности, что представлено на графике 3.1.

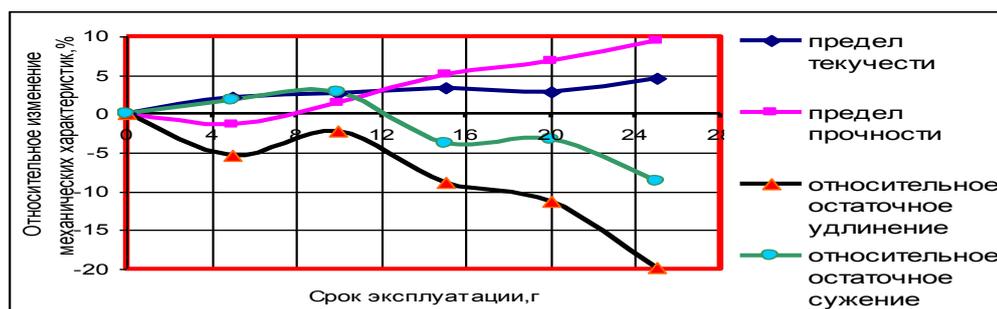


График 3.1 Относительное изменение механических характеристик стали 09Г2С в зависимости от срока эксплуатации

В таблице 3.1 приведен состав стали 09Г2С.

Таблица 3.1 Компонентный состав стали 09Г2С, %

Наименование (марка) стали	C	Mn	Si	S	P	Cr	Ni	Cu
09Г2С-12	≤ 0,15	1,30-1,70	≤ 0,80	0,040	0,035	0,30	0,30	0,30

Кроме того, на охрупчивание стали оказывают влияние дефекты коррозионного происхождения.

### 3.5 Причины и анализ возникновения потери устойчивости

Устойчивость резервуара напрямую зависит от устойчивости его стенки.

На рисунке 3.2 представлены напряжения, возникающие в цилиндрической оболочке резервуара (в развернутом виде) и конической кровле резервуара.

Стенка резервуара (рис. 3.2, а) работает как цилиндрическая оболочка под действием полярно-симметричной нагрузки, характерной особенностью которой является краевой эффект в месте сопряжения стенки с днищем. В связи с этим к стыку стенки и днища должны предъявляться повышенные требования.

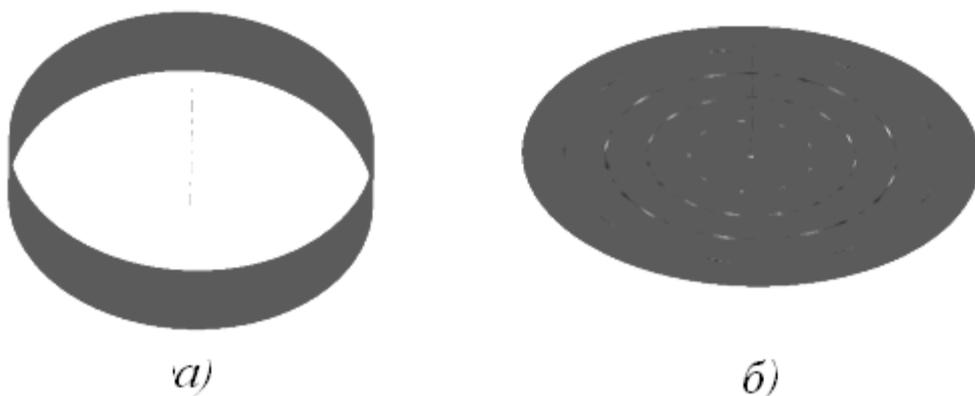
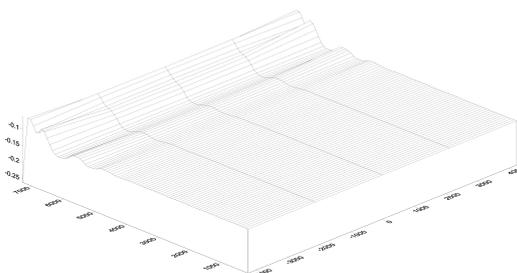


Рис. 3.2 Поля эквивалентных напряжений в железобетонном резервуаре вместимостью 20000 м<sup>3</sup>: а) – стенка резервуара; б) – днище резервуара

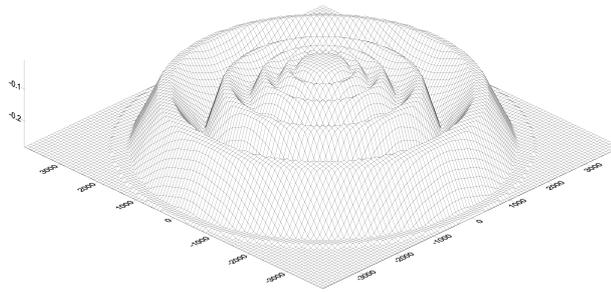
В вертикальном направлении в стенке возникают сжимающие усилия от действия части нагрузки на покрытие и собственного веса. Действие горизонтальной распределенной нагрузки на стенку вызывает появление больших сжимающих (от действия грунта и предварительного напряжения) или растягивающих (от действия нефти) усилий в кольцевом направлении.

Днище (рис. 3.2, б) работает как плита на упругом основании под действием равномерно распределенной нагрузки от собственного веса конструкций и веса нефти, сосредоточенных сил от нагрузки на покрытие, передаваемой через колонны и стены, а также изгибающего момента по периметру днища, передаваемого от стены.

На устойчивость резервуара влияют и меридиальные напряжения в его стенках и кровле (рис. 3.3).



а)



б)

Рис. 3.3 – Меридиональные напряжения на стенках цилиндра (а) и меридиональные напряжения в кровле (б)

Обобщив вышесказанное можно сделать вывод о том, что потеря устойчивости резервуара связана с наличием меридиональных, кольцевых, сжимающих напряжений в стенке и различного рода нагрузок, наличием выпучин, хлопунгов и вмятин, увеличивающих концентрацию напряжений, с уменьшением ее толщины вследствие коррозионных повреждений.

#### **4.Контроль технического состояния резервуара**

Для своевременного выявления дефектов в процессе эксплуатации РВС-20000 необходимо осуществлять контроль за его техническим состоянием.

Применяют полный и частичный контроль технического состояния резервуаров.

Частичный контроль выполняется без их вывода из эксплуатации и служит для предварительной оценки состояния емкостей. В его рамках производится внешний осмотр резервуара, измерение толщины и определение геометрической формы стенок, нивелирование дна, проверка состояния основания и отметки.

При полном контроле резервуары выводятся из эксплуатации, опорожняются, зачищаются и подвергаются дегазации. Число

контролируемых параметров при полном контроле расширено.

Дополнительно выполняют:

- осмотр резервуара изнутри;
- измерение толщины металла кровли;
- неразрушающий контроль сварных соединений физическими методами;
- механические испытания и металлографические исследования металла и сварных соединений;
- химический анализ металла;

При визуальном контроле выделяют видимые дефекты металла, сварных швов и оборудования резервуаров: наличие коррозионных повреждений, царапин, трещин, расслоений, неметаллических включений, свищей, отпотин, непроваров, прожогов, смещений кромок стыкуемых элементов, местных деформаций (выпучин, вмятин) и т.д. Кроме того, определяют размещение патрубков на стенке резервуара по отношению к вертикальным и горизонтальным сварным соединениям.

Внешний осмотр резервуара проводится сначала с наружной, а затем с внутренней стороны в следующей последовательности:

1. окрайка днища и нижняя часть первого пояса;
2. наружная часть первого – четвертого поясов с применением переносной лестницы;
3. верхние пояса с применением подвесной лестницы или с использованием оптических приборов (бинокль, подзорная труба)
4. места переменного уровня нефти (нефтепродукта);
5. кровля и перекрытие.

При контроле состояния основания и отмостки обращают внимание на существование следующих дефектов и отклонений от нормы:

- неплотное опирание днища резервуара на основание;
- наличие пустот вследствие размыва основания атмосферными осадками;
- погружение нижней части резервуара в грунт и скопление дождевой воды по контуру резервуара;
- наличие растительности на отмостке, примыкающей непосредственно к резервуару;
- трещины и выбоины в отмостке и кольцевом лотке;
- отсутствие необходимого уклона отмостки, что препятствует отводу воды в сторону кольцевого лотка.

## **5. Расчётная часть**

### **5.1 Общие данные**

#### **5.1.1 Основные исходные параметры**

Объем резервуара – 20 тыс. м<sup>3</sup>.

Плотности нефтепродукта – 900 кг/м<sup>3</sup>.

#### **5.1.2 Определение геометрических параметров резервуара**

Выбор размеров стального прокатного листа для изготовления стенки

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  $H = 1990 \cdot 8 = 15920 \text{ мм}$ .

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

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

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

Периметр резервуара  $L_n$  и число листов в поясе  $N_n$

$$L_n = 2 \cdot \pi \cdot R = 2 \cdot \pi \cdot 19997 = 125645 \text{ мм}.$$

$$N_n = \frac{L_n}{L} = \frac{125645}{7990} = 15,7.$$

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

$$L_n = 16 \cdot 7990 = 127840 \text{ мм},$$

а окончательный радиус

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

Уточненный объем резервуара.

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

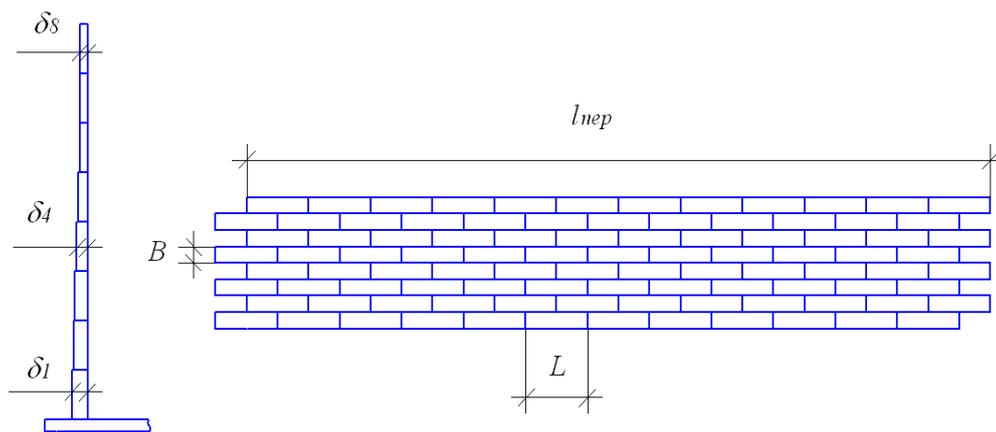


Рис. 4.22. Развертка и сечение стенки вертикального резервуара

#### 5.1.4. 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;

$\rho_n$  – плотность нефти,  $кг/м^3$ ;

$R$  – радиус стенки резервуара,  $м$ ;

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

$x_i$  – расстояние от днища до расчетного уровня,  $м$ ;

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

$\gamma_c$  – 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 листовой прокат;

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

$\gamma_n = 1,15$ , так как объем резервуара более 10 000 м<sup>3</sup>.

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

Вычисляем расчетное сопротивление:

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

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:  
 $H = 16$  м;  $B = 2,0$  м;  $R = 20,4$  м.

Толщина первого пояса определяется при  $\gamma_c = 0,7$ ;  $H_{max} = H$  ;  
 $x_1 = 0$ :

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

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

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

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

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;

$\Delta$  – 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).

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

Таблица 4.13 Номинальная толщина стенки

Номер	$\delta_i$ , мм	$C_i$ , мм	$\Delta_i$ , мм	$\delta_i + C_i + \Delta_i$	$\delta_{кс}$	$\delta_n$
-------	-----------------	------------	-----------------	-----------------------------	---------------	------------

пояса						
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

### 5.1.5. 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  $\sigma_{i1}$  – расчетные осевые напряжения в стенке резервуара, МПа;

$\sigma_2$  – расчетные кольцевые напряжения в стенке резервуара, МПа;

$\sigma_{i01}$  – критические осевые напряжения в стенке резервуара, МПа;

$\sigma_{02}$  – 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)

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

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,  $H$ ;

$\delta_i$  – 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

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

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

## 6. Экономическая часть

### 6.1 SWOT-анализ

SWOT-анализ — метод стратегического планирования, заключающийся в выявлении факторов внутренней и внешней среды организации и разделении их на четыре категории: Strengths (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы).

Таблица 3.1 – Матрица SWOT

<p><b>Сильные стороны:</b></p> <p>С1 Практически не требует вложений в процессе эксплуатации</p> <p>С2. Долгий срок эксплуатации</p> <p>С3. Разные технологии строительства</p>	<p><b>Слабые стороны:</b></p> <p>Сл1. Требования к наличию нормативных документов</p> <p>Сл2. Сложность прокладки нефтепровода</p> <p>Сл3. Необходимость сооружения лежневых дорог</p>
<p><b>Возможности:</b></p> <p>В1. Транспортировка большого количества нефти</p> <p>В2. Улучшение технологий сооружения нефтепроводов на болотах.</p> <p>В3. Строительство нефтепроводов на болотах позволит увеличить объем выручки и долю денежных</p>	<p><b>Угрозы:</b></p> <p>У1. Необходимость в высококвалифицированном персонале для ремонта и обслуживания.</p> <p>У2. Большая вероятность выхода из строя производственного оборудования.</p>

поступлений.	
--------------	--

## 6.2 Оценка готовности проекта к коммерциализации

На какой бы стадии жизненного цикла не находилась научная разработка полезно оценить степень ее готовности к коммерциализации и выяснить уровень собственных знаний для ее проведения (или завершения). Для этого заполняется специальная форма, в которой содержатся показатели о степени проработанности проекта с позиции коммерциализации и компетенциям разработчика научного проекта. Полученные результаты анализа степени готовности приведены в таблице

Таблица 3.2

### Оценка степени готовности научного проекта к коммерциализации

№ п/п	Наименование	Степень проработанности научного проекта	Уровень имеющихся знаний у разработчика
1	Определен имеющийся научно-технический задел	3	2
2	Определены перспективные направления коммерциализации научно-технического задела	3	3
3	Определены отрасли и технологии (товары, услуги) для предложения на рынке	3	3
4	Определена товарная форма научно-технического задела для представления на рынок	3	2

5	Определены авторы и осуществлена охрана их прав	3	3
6	Проведена оценка стоимости интеллектуальной собственности	2	3
7	Проведены маркетинговые исследования рынков сбыта	3	3
8	Разработан бизнес-план коммерциализации научной разработки	2	2
9	Определены пути продвижения научной разработки на рынок	3	3
10	Разработана стратегия (форма) реализации научной разработки	3	2
11	Проработаны вопросы международного сотрудничества и выхода на зарубежный рынок	3	3
12	Проработаны вопросы использования услуг инфраструктуры поддержки, получения льгот	3	3
13	Проработаны вопросы финансирования коммерциализации научной разработки	3	3
14	Имеется команда для коммерциализации научной разработки	3	3
15	Проработан механизм реализации научного проекта	3	3
	<b>ИТОГО БАЛЛОВ</b>	<b>43</b>	<b>41</b>

Оценка готовности научного проекта к коммерциализации (или уровень имеющихся знаний у разработчика) определяется по формуле:

$$B_{\text{сум}} = \sum B_i ,$$

где  $B_{\text{сум}}$  – суммарное количество баллов по каждому направлению;  $B_i$  – балл по  $i$ -му показателю.

Значение  $B_{\text{сум}}$  говорит нам о мере готовности научной разработки и ее разработчика к коммерциализации. Значение степени проработанности представленного научного проекта составляет 43, это говорит о средней перспективности, а знания разработчика достаточны для успешной ее коммерциализации. Уровень имеющихся знаний у разработчика имеет значение 45 – перспективность выше средней.

По результатам оценки можно сказать, что в первую очередь необходимо проработать вопросы использования услуг инфраструктуры поддержки, получения льгот. Следующими задачами будет проработка вопросов финансирования коммерциализации научной разработки и поиск команды для коммерциализации научной разработки.

### 6.3 План проекта

В рамках планирования научного проекта необходимо построить календарный и сетевые графики проекта. Линейный график представлен в виде таблицы.

Таблица 3.3

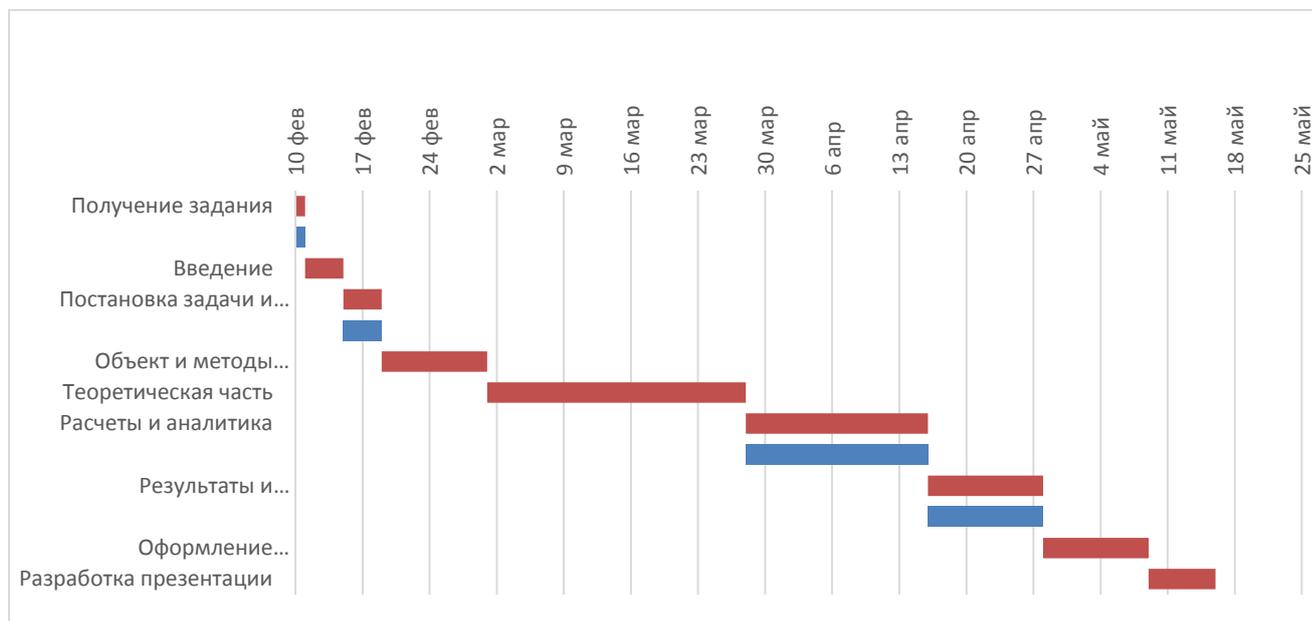
Календарный план проекта

Код работы (из ИСР)	Название	Длительность, дни	Дата начала работ	Дата окончания работ	Состав участников (ФИО ответственных исполнителей)
1	Получение задания	1	10.02.2016	11.02.2016	Кириллов В.И. Богданов А.Л.

2	Введение	4	11.02.2016	15.02.2016	Кириллов В.И.
3	Постановка задачи и целей исследования, актуальность	4	15.02.2016	19.02.2016	Кириллов В.И. Богданов А.Л.
4	Объект и методы исследования	11	19.02.2016	01.03.2016	Кириллов В.И.
5	Теоретическая часть	27	01.03.2016	28.03.2016	Кириллов В.И.
6	Расчеты и аналитика	19	28.03.2016	16.04.2016	Кириллов В.И. Богданов А.Л.
7	Результаты и обсуждения	12	16.04.2016	28.04.2016	Кириллов В.И. Богданов А.Л.
8	Оформление пояснительной записки	11	28.04.2016	09.05.2016	Кириллов В.И.
9	Разработка презентации	7	09.05.2016	16.05.2016	Кириллов В.И.
<b>Итого:</b>		96			

Для иллюстрации календарного плана проекта приведена диаграмма Ганта, на которой работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ. Для удобства отображения каждый месяц разделен на декады (таблица 3.4)

### Календарный план-график проведения диплома по теме.



- Бакалавр
- Руководитель

## 6.4 Капитальный ремонт РВС

Несмотря на определенный прогресс, достигнутый в последние годы в резервуаростроении, 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 разлившегося 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 Смета работ по реконструкции резервуара вертикального стального № 16 В таблице 5.1.1. представлена общая стоимость капитального ремонту РВС-20000

В таблице 5.1.1 представлена общая стоимость капитального ремонта РВС-20000

Таблица 5.1.1 Стоимость капитального ремонта РВС без заработной платы

Наименование работ и затрат	Общая сметная стоимость, тыс.руб.				
	строительных работ	монтажных работ	оборудования, инвентаря	прочие	всего
<b>Основные работы по капитальному ремонту РВС</b>	18 820,14	9 239,52	9 004,60	0,00	37 064,26
<b>Реконструкция корпуса РВС</b>	16 269,63	423,84	0,00	0,00	16 693,47
<b>Прочие работы и затраты</b>	2 712,70	747,05	0,00	6 526,92	10 173,40
<b>Итого:</b>	37 802,47	10 410,41	9 004,60	6 526,92	63 931,13

Таблица 5.1.1 Расчет затрат на заработную плату при капитальном ремонте РВС

Категория затрат	Составляющие	Примечание	Сумма затрат, руб.	Итого, руб.
Заработная плата	1 бригада	9 чел. * 45.000 руб/чел = 405.000 руб/мес.	121 500	133 650
	9 человек в бригаде	45.000/30*9=13550 – один человек		
	Средняя зарплата – 45.000 руб/чел (включающая в себя р.к. 1,5, северная надбавка не учитывается)	13500*9=121.500		
	Дополнительная ЗП	10% от основной 45.000-100% X – 10% X= 4.500 руб/мес 4.500/30*9=1350 1350*9=12150	12.150	
Страховые отчисления	30% от ЗП+ДЗП	-	40 095	40 095

Всего затраты на капитальный ремонт РВС составляют:

$$S_{\text{РВС бщ}} = 63\,931,13 + 133\,650 + 40\,095 = 243\,676,1 \text{ рублей}$$

Для большей наглядности построим диаграмму, с отражением основных затрат на проведение данной работы:

Таким образом, можно сделать вывод о том, что затраты на капитальный ремонт РВС-20000 составят 63 931,13 тыс. руб., продолжительность ремонта – 5 месяцев.

## Заключение

В результате проделанной работы был произведен анализ возникновения дефектов вертикальных стальных резервуаров.

Нарушение правил технической эксплуатации резервуаров, например опорожнение или заполнение их нефтепродуктом со скоростью, превышающей максимальную пропускную способность дыхательных клапанов, может вызвать разрушение резервуаров.

При монтаже и эксплуатации резервуаров, имеющих большие размеры и малую жесткость, неизбежны отклонения корпуса от правильной геометрической формы (выпучины, вмятины или гофры), трещины и дефекты сварных соединений.

Коррозионные повреждения в виде внутреннего или внешнего питтинга, щелевой или другого вида коррозии, наличие трещин, хлопунгов и впадин, вызванных неравномерной осадкой основания, могут привести к появлению протечек.

Кроме того, на резервуары разрушающе действуют некоторые компоненты нефти и нефтепродуктов (сера и сероводород) и атмосферная влага. Эти вещества активно взаимодействуют с металлом и вызывают сильный коррозионный износ его.

## Список литературы

1. Аварии и надежность стальных резервуаров. / Розенштейн И.М. – М.: Недра, 1995. – 253с.
2. Вотинов А.В. Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук. Краснодар 2006.
3. Егоров Е.А., Кустовский А.А. Исследование вопросов устойчивости стальных вертикальных цилиндрических резервуаров
4. Ибрагимов И.Г., Вильданов Р.Г. Мониторинг состояния оболочковых конструкций методом магнитного сканирования. / Нефтегазовое дело.- 2006. – 10с. <http://www.ogbus.ru>
5. Кондрашова О.Г., Назарова М.Н. Причинно-следственный анализ аварий вертикальных стальных резервуаров. / Нефтегазовое дело.- 2004. – 8с. <http://www.ogbus.ru>
6. Нагаев Р.З. Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук. Уфа 2008.
7. Основы технической диагностики нефтегазового оборудования: Учеб. пособие для вузов / Е.А. Богданов. – М.: Высш. шк., 2006. – 279 с.: ил.
8. Правила технической эксплуатации резервуаров и инструкции по их ремонту./ М.: Недра, 1988. – 258 с.
9. Промысловый транспорт нефти и газа / Е.С. Коршунов, С.Г. Едигаров. – М.: Недра, 1989. – 296 с.

10. Противокоррозионная защита трубопроводов и резервуаров: Учеб. пособие для вузов / Е.И. Дизенко, В.Ф. Новоселов, П.И. Тугунов, В.А. Юфин. – М.:Недра, 1987. – 199 с.
11. Сооружение и ремонт газонефтепроводов, газохранилищ и нефтебаз: учебник для вузов по спец. "Проектирование и эксплуатация газонефтепроводов, газохранилищ и нефтебаз" / Р. А. Алиев [и др.]. - М.: Недра, 1987. - 270 с.
12. Эксплуатация и ремонт нефтепроводов и нефтехранилищ: Учеб. пособие для сред. проф. образования / Г.В. Крылов, А.А. Мороз, Т.В. Сорокина, О.А. Степанов. – М.: Образовательно-издательский центр «Академия», 2002. – 560 с.
13. ПБ 03-605-03. Правила устройства вертикальных цилиндрических стальных резервуаров для нефти и нефтепродуктов.
14. Правила технической диагностики резервуаров ОАО АК «Транснефть»
15. РД 08-95-95. Положение о системе технического диагностирования сварных вертикальных цилиндрических резервуаров для нефти и нефтепродуктов.
16. РД 16.01-60.30.00-КТН-026-1-04. Нормы проектирования стальных вертикальных резервуаров для хранения нефти объемом 1000-50000 м<sup>3</sup>.
17. РД 153-112-017-97. Инструкция по диагностике и оценке остаточного ресурса вертикальных стальных резервуаров.
18. СНиП 2.09.03-85. Сооружения промышленных предприятий
19. Стандарт ОАО «Томскнефть» ВНК № 11-ТН-СТП-П05-05. Порядок безопасной эксплуатации резервуаров вертикальных цилиндрических стальных (РВС) для нефти и нефтесодержащей жидкости.
20. ТД 23.115-96. Технология геодезического обследования стальных вертикальных резервуаров.