РОССИЙСКАЯ АССОЦИАЦИЯ ЭКСПЕРТНЫХ ОРГАНИЗАЦИЙ
ТЕХНОГЕННЫХ ОБЪЕКТОВ ПОВЫШЕННОЙ ОПАСНОСТИ

РОСТЕХЭКСПЕРТИЗА

Серия 03

Нормативные документы межотраслевого применения по вопросам промышленной безопасности и охраны недр

СТАНДАРТ АССОЦИАЦИИ

СА-03-008-08

Резервуары вертикальные стальные сварные для нефти и нефтепродуктов. Техническое диагностирование и анализ безопасности.

(Методические указания)

2009

gost.e-ecolog.ru

РОССИЙСКАЯ АССОЦИАЦИЯ ЭКСПЕРТНЫХ ОРГАНИЗАЦИЙ
ТЕХНОГЕННЫХ ОБЪЕКТОВ ПОВЫШЕННОЙ ОПАСНОСТИ

РОСТЕХЭКСПЕРТИЗА

Серия 03

Нормативные документы межотраслевого применения по вопросам промышленной безопасности и охраны недр



СТАНДАРТ АССОЦИАЦИИ

СА-03-008-08

Резервуары вертикальные стальные сварные для нефти и нефтепродуктов. Техническое диагностирование и анализ безопасности.

(Методические указания)

2009

Настоящие методические указания содержат методики и практические рекомендации по проведению технического диагностирования и анализа безопасности вертикальных стальных сварных резервуаров (далее в тексте «резервуары») для нефти, нефтепродуктов и других взрывопожароопасных продуктов, а также оценке их остаточного ресурса. Основой для разработки документа послужили Федеральные законы, Указы Президента, руководящие документы Ростехнадзора, стандарты системы безопасности труда, строительные нормы и правила, и другие отечественные и зарубежные нормативные документы. Документ составлен с учетом «Положения о единой системе оценки соответствия на объектах, подконтрольных Федеральной службе по экологическому, технологическому и атомному надзору» (РД 03-21-2007), введённого в действие с 16.04.2007 г., а также введения категорирования объектов по уровню их опасности и использованию в различных сферах бизнеса. Основными целями документа являются:

- повышение уровня промышленной, экологической, энергетической безопасности эксплуатации резервуарных парков;

- снижение уровня административного давления на отрасли малого и среднего бизнеса;

- повышение квалификации персонала и компетентности органов оценки соответствия состояния опасных производственных объектов (ОПО) требованиям безопасности;

- обеспечение соответствия научно-техническому прогрессу методических документов, применяемых при оценке соответствия на объектах, подконтрольных Ростехнадзору;

- повышение ответственности владельцев резервуаров за обеспечение безопасности при одновременном повышении роли добровольного декларирования безопасности и страхования рисков.

Из общего числа резервуаров (более 50 000 шт.), имеющих массу 5 млн. тонн, к сфере ОПО относится около 25%, к сфере применения в среднем бизнесе – 42% и 33% - к сфере применения в малом бизнесе. Параллельно с этим в резервуаростроении введены три категории (класса) опасности резервуаров, которые зависят от объёма и расположения резервуаров, оборачиваемости продукта (циклов в год), а также коэффициента тяжести возможного материального ущерба (от < 500 для 1 класса до < 50 для 2 и < 10 для 3 класса опасности). Такое разграничение значительно расширяет сферу действия и ответственности малого и среднего бизнеса.

Содержание

1. Общие положения 8
   1.1. Цель, задачи и этапы проведения анализа безопасности 8
   1.2. Классы опасности (ответственности) резервуаров 14
   1.3. Виды контроля технического состояния резервуаров 18
   1.4. Периодичность обследования технического состояния. Категории (виды) технического состояния резервуаров 19
   1.5. Типовые программы обследования технического состояния резервуаров 27
   1.6. Методы и содержание ревизий, выполняемых службами эксплуатации резервуаров 35
   1.7. Требования к организации работ, исполнителям, средствам и объекту технического диагностирования 37
   1.8. Подготовка резервуара к проведению полного обследования 39
2. Причины нарушений работоспособности металлоконструкций резервуаров 40
   2.1. Основные виды дефектов и повреждений элементов резервуаров 40
   2.2. Виды коррозионных повреждений 42
   2.3. Виды дефектов сварных соединений 48
3. Анализ технической документации 51
4. Визуальный и измерительный контроль 55
   4.1. Геометрические измерения и допускаемые отклонения формы резервуара от проектной 55
   4.1.1. Определение фактической геометрической формы резервуара 55
   4.1.2. Местные нарушения формы стенки резервуара 63
   4.1.3. Местные нарушения формы днища резервуара 66

4.2. Контроль основного металла 67
4.3. Контроль сварных соединений 70
4.4. Контроль состояния понтона и плавающей крыши 73
4.5. Контроль состояния основания и фундамента 76
4.6. Контроль состояния тепловой изоляции 77
4.7. Контроль состояния лестниц, переходов и рабочих площадок 78
4.8. Контроль состояния антикоррозийного покрытия 79
4.9. Контроль зоны соединения стенки резервуара с трубопроводами подачи и отбора продукта 81
5. Неразрушающий контроль металла 82
5.1. Используемые методы контроля 82
5.1.1. Акустико-эмиссионный контроль 82
5.1.2. Рентгенографический контроль 83
5.1.3. Ультразвуковой контроль 84
5.1.4. Капиллярный и магнитопорошковый контроль 85
5.1.5. Контроль методом магнитной памяти металла 85
5.1.6. Контроль электромагнитными методами 86
5.2. Неразрушающий контроль основного металла 87
5.3. Неразрушающий контроль сварных соединений 88
5.4. Оценка качества сварных соединений верхних поясов стенки резервуара 97
5.5. Дополнительные методы контроля 98
6. Измерение толщины элементов резервуара 99
6.1. Общие требования 99
6.2. Измерение толщины стенки резервуара 100
6.3. Измерение толщины днища резервуара 104
6.4. Измерение толщины кровли резервуара 105
6.5. Статистическая оценка необходимого количества точек измерения толщины 107
7. Исследование свойств металла 110

8. Прочностные расчёты элементов резервуара 115
9. Критерии оценки работоспособности и отбраковки элементов резервуара 117
10. Прогнозирование остаточного ресурса резервуара 120
10.1. Критерии предельных состояний 120
10.2. Прогнозирование остаточного ресурса по коррозионному износу 125
11. Требования безопасности 130
11.1. Общие положения 130
11.2. Меры безопасности при работе с электроприборами 131
11.3. Меры безопасности при выполнении работ на высоте 132
Приложение 1. Термины и определения 135
Приложение 2. Особенности работы резервуаров. Напряженно-деформированное состояние резервуаров 139
Приложение 3. Справочные данные 148
Приложение 4. Обработка результатов геодезических измерений. Определение неоднородности осадки основания 158
Приложение 5. Статистическая обработка результатов измерения толщины элементов резервуара 166
Приложение 6. Методики прочностных расчётов 169
Приложение 7. Расчёт гамма-процентного ресурса при коррозионном повреждении 188
Приложение 8. Таблицы коэффициентов для расчёта остаточного ресурса по критерию коррозионного износа 192
Приложение 9. Акустико-эмиссионный контроль вертикальных цилиндрических стальных резервуаров для нефти и нефтепродуктов 196
П9.1. Вводная часть 196
П9.2. Общие положения акустико-эмиссионного контроля резервуаров 197

П9.3.	Акустико-эмиссионный контроль стенки резервуара	203
П9.4.	Акустико-эмиссионный контроль днища резервуара	225
П9.5.	Требования безопасности	246
Приложение 10.	Дефектоскопия резервуаров электромагнитными методами НК	248
Приложение 11.	Контроль резервуаров методом магнитной памяти металла	250
Приложение 12.	Оформление заключения экспертизы промышленной безопасности резервуара	254
Приложения А - Ц.	Акты и протоколы неразрушающего контроля	259
	Список использованной литературы	282

1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

1.1. Цель, задачи и этапы проведения анализа безопасности

1.1.1. Настоящий документ разработан в соответствии с Федеральным законом от 21.07.97 г. № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» с внесенными изменениями от 10.01.2003 г., Федеральным законом от 27.12.2002 г. № 184-ФЗ «О техническом регулировании» и Указом Президента Российской Федерации от 15.05.2008 г. № 797 «О неотложных мерах по ликвидации административных ограничений при осуществлении предпринимательской деятельности».

Анализ промышленной безопасности стальных вертикальных резервуаров проводится с целью установления возможности, условий и ресурса безопасной эксплуатации всего указанного ниже комплекса конструкций, устройств и оборудования, связанного со стальными вертикальными резервуарами для нефти и нефтепродуктов.

1.1.2. В понятие промышленной безопасности входит:

1) безопасность общества – населения, окружающих построек, сооружений;
2) безопасность работы персонала предприятия-владельца резервуара;
3) экологическая безопасность (недопущение загрязнения окружающей среды).

Проведение анализа заключается в установлении полноты, достоверности и правильности представленной информации, соответствия ее стандартам, нормам и правилам промышленной безопасности, а также категорированию объектов и сфер бизнеса.

При необходимости экспертная организация может провести анализ с выездом на место (к заказчику) по добровольному решению владельца или предписанию надзорных органов.

1.1.3. Анализ безопасности, включающий экспертизу на месте, состоит из следующих этапов:

- вводная часть;
- непосредственно экспертиза на месте;
- заключительная часть.

1.1.3.1. Задачи вводной части:

- разъяснить сотрудникам организации-заказчика цель экспертизы и задачи эксперта (группы экспертов);
- сообщить, что любые сведения и информация, полученные в ходе экспертизы, рассматриваются сотрудниками экспертной организации как конфиденциальные с учетом требований законодательства Российской Федерации;
- обсудить и определить объем работ;
- определить по согласованию с организацией-заказчиком сотрудников организации-заказчика в качестве сопровождающих для экспертов;
- разъяснить значение заключительной части;
- утвердить совместно с заказчиком календарный план проведения экспертизы на месте.

1.1.3.2. Экспертиза на месте включает в себя:

- проверку компетентности сотрудников и руководителей (службы эксплуатации резервуара);

- проверку пригодности помещения и приборного оборудования, а также состояния испытательных средств и приборов с точки зрения их обслуживания;
- проверку наличия надёжных систем маркировки и идентификации;
- проверку наличия соответствующих нормативно-технических, методических документов, правил, рабочих инструкций и их исполнения;
- проверку соблюдения требований к содержанию и оформлению отчётных документов;
- анализ технической и эксплуатационной документации, выполнения предписаний органов Ростехнадзора, сведений об инцидентах и авариях, ремонтах, результатах предыдущих обследований;
- обследование технического состояния (далее «обследование») основных металлоконструкций, фундамента и основания резервуара;
- проверку соответствия реальных и проектных параметров совместной работы резервуара с трубопроводами подачи и отбора продукта (до фланцев);
- проверку наличия актов, подтверждающих исправность запорной арматуры;
- проверку наличия актов, подтверждающих исправность дыхательных и предохранительных клапанов;
- проверку наличия актов, подтверждающих исправность системы пожаротушения;
- проверку наличия актов, подтверждающих исправность системы молниезащиты;
- проверку соответствия сопутствующих сооружений,

связанных с безопасностью работы персонала (лестниц, площадок, переходов), требованиям правил безопасной эксплуатации;

- проверку исправности сооружений, связанных с экологической безопасностью (обвалования, системы отвода стоков, дождевых вод);
- поверочные прочностные расчёты (на прочность, устойчивость, малоцикловую усталость, хрупкую прочность, усталостную долговечность) с учетом обнаруженных дефектов и повреждений;
- расчёт остаточного ресурса резервуара.

Экспертная группа должна по ее требованию получать в свое распоряжение все необходимые результаты анализов, документы, расчёты, протоколы и отчёты в письменном виде.

1.1.3.3. Заключительная часть экспертизы на месте.

Каждый эксперт дает справку по результатам оценки состояния дел в своей части экспертизы. Ведущий эксперт обобщает результаты и предлагает их для обсуждения с заказчиком. В заключительной части с заказчиком согласовываются мероприятия, необходимые для дальнейшего завершения экспертизы, а также календарный план их реализации. Упомянутые мероприятия документируются в формуляре (форма которого приведена в приложении № 2 ПБ 03-246-98 [25]) и утверждаются подписями представителя заказчика и экспертов. Экспертиза завершается только после реализации этих мероприятий.

Мероприятия определяются в процессе экспертизы и представляют собой выполнение требований, которые заказчик обязан выполнить за определённый срок, чтобы дать возможность завершить процесс экспертизы.

Условия, подлежащие выполнению - это положения, не препятствующие выдаче заключения экспертизы. Они формулируются ведущим экспертом в заключении и дополняются, утверждаются, ограничиваются или отменяются органами, утверждающими экспертное заключение. Проверка выполнения этих условий осуществляется экспертной организацией.

1.1.4. Выдача заключения экспертизы.

1.1.4.1. Подготовка проекта заключения экспертизы.

Результаты проведённых экспертами работ оформляются каждым членом экспертной группы в виде отчёта (акта, протокола). Экспертная организация хранит отчёты экспертов в своем архиве в течение всего срока действия лицензии.

В случае работы группы экспертов все отчёты обобщаются в проекте заключения экспертизы, составляемом ведущим экспертом по отчётам членов экспертной группы.

Проект заключения экспертизы служит основанием для консультаций и принятия решения о выдаче положительного или отрицательного заключения экспертизы.

Заказчику пересылается копия проекта заключения экспертизы. Претензии к проекту заключения экспертизы направляются заказчиком в экспертную организацию в письменной форме и не позднее, чем через две недели после получения проекта.

1.1.4.2. Решение о выдаче положительного или отрицательного заключения экспертизы принимается на основании рассмотрения и анализа документов, полученных при экспертизе, проверке состояния объекта или проведения необходимых испытаний.

1.1.4.3. При положительном заключении экспертизы в нем перечисляются объекты, на которые распространяется действие заключения экспертизы с условиями или без них.

1.1.4.4. В случае отрицательного заключения по объекту экспертизы, находящемуся в эксплуатации, экспертная организация немедленно ставит в известность Федеральную службу по экологическому, технологическому и атомному надзору или ее территориальный орган для принятия оперативных мер по дальнейшей эксплуатации опасного производственного объекта.

1.1.4.5. В случае принятия решения о выдаче отрицательного заключения экспертизы заказчику должны быть представлены обоснованные выводы:

- о необходимости доработки представленных материалов по замечаниям и предложениям, изложенным в итоговом отчете эксперта (ведущего эксперта);
- о недопустимости эксплуатации объекта экспертизы ввиду необеспеченности соблюдения требований промышленной безопасности.

1.1.4.6. В случае принятия решения о выдаче отрицательного заключения экспертизы заказчик вправе представить материалы на повторную экспертизу при условии их переработки с учетом выявленных в ходе экспертизы замечаний. Порядок проведения экспертизы в этом случае соответствует изложенному в пп. 4.1-4.4 ПБ 03-246-98 [25].

1.1.4.7. Заключение экспертизы может быть оспорено заказчиком в установленном порядке.

1.1.5. Область применения документа.

Область применения настоящего документа - находящиеся в эксплуатации стальные вертикальные резервуары для нефти и нефтепродуктов, в том числе подтоварной воды, объёмом от 100 м^3 до 50000 м^3 со стационарными и плавающими крышами, а также со стационарными крышами и понтонами.

Документ не распространяется на изотермические резервуары, баки-аккумуляторы горячей воды, резервуары для агрессивных химических продуктов.

1.2. Классы опасности (ответственности) резервуаров

В зависимости от сочетаний объёма, места расположения и режима эксплуатации резервуары подразделяются на три класса:

Класс 1 – особо опасные резервуары – делится на два подкласса:

1А) - резервуары объёмом 5000 м^3 и более с оборачиваемостью продукта 200 и более циклов в год;

1Б) – любые резервуары объёмом 10000 м^3 и более, а также резервуары объёмом 5000 м^3 и более, расположенные непосредственно по берегам рек, крупных водоемов и в черте городской застройки с оборачиваемостью продукта менее 200 циклов в год.

Класс 2 –резервуары повышенной опасности: резервуары объёмом 5000 м^3 и выше, но менее 10000 м^3, а также резервуары объёмом от 1000 м^3 до 5000 м^3, расположенные непосредственно по берегам рек, крупных водоемов и в черте городской застройки, а также резервуары объёмом от 1000 м^3 до 5000 м^3 с оборачиваемостью продукта 200 и более циклов в год;

Класс 3 – опасные резервуары: объёмом 100 м^3 и выше, но менее 5000 м^3, не попадающие под классы 1, 2, а также резервуары объёмом от 100 м^3 до 1000 м^3 с оборачиваемостью продукта 200 и более циклов в год.

Таблица 1.1

Класс опасности		Объем - V, м^3	Оборачиваемость продукта - N, циклов в год
1	1а	$V \geq 5\,000$	$N \geq 200$
	1б	$V \geq 10\,000$	$N < 200$
		$V \geq 5\,000$ по берегам рек, крупных водоемов, в черте городской застройки	

Таблица 1.1 (продолжение)

Класс опасности	Объем - V, м³	Оборачиваемость продукта - N, циклов в год
2	5 000 ≤V < 10 000	$N < 200$
	1 000 ≤V < 5 000 по берегам рек, крупных водоемов, в черте городской застройки	$N < 200$
	1 000 ≤V < 5 000	$N \geq 200$
3	100 ≤V < 5 000	$N < 200$
	100 ≤V < 1 000	$N \geq 200$

(Оборачиваемость продукта – число операций налива-слива в год с разностью уровней продукта при наливе и сливе не менее 80% от полной высоты налива).

Отношение возможного общего материального ущерба от аварии к первичным затратам на строительство резервуара (без учета стоимости хранимого продукта) для резервуаров указанных трех классов составляет [55]:

1-й класс опасности – коэффициент тяжести ущерба – до 500;

2-й класс опасности – коэффициент тяжести ущерба 10 ÷ 50;

3-й класс опасности – коэффициент тяжести ущерба не более 10.

Ущерб от аварии на опасных производственных объектах в общем случае выражается формулой [57, 58]:

$$Па = Ппп + Пла + Псэ + Пнв + Пэкол + Пв.тр.,$$

где Па – полный ущерб от аварии, руб.;

Ппп – прямые потери организации - владельца опасного производственного объекта;

Пла – затраты на локализацию (ликвидацию) и расследование аварии;

Псэ – социально-экономические потери (затраты, понесённые вследствие гибели и травматизма людей);

Пнв – косвенный ущерб,

Пэкол – экологический ущерб;

Пв.тр. – потери от выбытия трудовых ресурсов в результате гибели людей или потери ими трудоспособности.

В табл. 1.2 представлены данные по стоимости резервуаров и возможному ущербу от аварий для резервуаров различных классов. Для оценки взята примерная рыночная стоимость сооружения резервуаров и содержащихся в них нефтепродуктов по состоянию на апрель 2007 г.: стоимость 1т металлоконструкций – 3000 $, цена 1 барреля нефти сорта Urals – 50 $, средняя цена 1 барреля бензина - 100 $ (в России - 110 $, в США - 80$, в Великобритании до 200$).

Таблица 1.2

Объем, $м^3$	Вес м/к, т	Стоимость строительства, тыс. $	Удельная стоимость строительства, $ / $м^3$	Стоимость хранимого продукта (нефть ÷ бензин)	Прямые убытки владельца при аварии*)	Возможный общий материальный ущерб при аварии, согласно [56], млн. $		
						Класс 1	Класс 2	Класс 3
				млн. $				
30000	566	1700	56,7	9,4 ÷18,9	11,1÷20,6	70÷750		
20000	432	1300	65	6,3 ÷12,6	7,6 ÷ 13,9	50÷500		
10000	224	670	67	3,15 ÷6,3	3,8 ÷ 7,0	30÷270		
5000	109	330	66	1,57 ÷3,15	1,9÷3,5	11÷110	2,7 ÷11	
3000	63	190	63	0,94÷1,9	1,1÷2,1	8 ÷ 80	1,5÷8	≤ 1,5
				тыс. $				
2000	43	130	65	630÷1260	760÷1400			≤ 1000
1000	25	75	75	315÷630	380÷ 700			≤ 600
400	12,7	38	95	125 ÷ 250	165 ÷ 290			≤ 300
200	7,3	22	110	63 ÷ 126	85 ÷ 150			≤ 180
100	4,9	15	150	31 ÷ 63	46 ÷ 78			≤ 120

**) прямые убытки владельца – стоимость резервуара плюс стоимость хранимого в нем продукта.*

На основании анализа стоимости ущерба, приведённого в таблице 1.2, можно придать классам опасности объектов физический смысл и ввести следующие критерии деления на классы опасности:

класс 1 – конструкции, разрушение которых может сопровождаться значительными разрушениями соседних объектов, с большой вероятностью будет сопровождаться человеческими жертвами и значительным экологическим ущербом; общий материальный ущерб от разрушения объекта 1-го класса опасности может в десятки раз превосходить стоимость самого объекта;

класс 2 – опасные объекты, разрушение которых может привести к ограниченному разрушению соседних объектов предприятия, ограниченному экологическому ущербу; общий ущерб от разрушения опасного объекта класса 2 может в 3 – 4 раза превысить прямые убытки предприятия от разрушения данного объекта;

класс 3 – опасные объекты, ущерб от аварии (разрушения) которых примерно равен стоимости самих конструкций (плюс стоимость хранимого или перерабатываемого ими продукта), и разрушение которых с наибольшей вероятностью не связано с гибелью людей или экологическим ущербом.

Таким образом, повышение объёмов резервуаров резко увеличивает возможный ущерб от аварии. При этом «удельные затраты» на строительство резервуаров в расчёте на 1 м^3 объёма, начиная с резервуаров объёмом 2000 м^3 и выше, примерно постоянны и с дальнейшим увеличением объёма сокращаются незначительно.

Для реализации снижения административного давления на малый и средний бизнес должны быть учтены классы опасности, а также уровень бизнеса (малый, средний и крупный). При этом во главу угла оценки потенциальной опасности резервуаров должны быть поставлены уровни ущерба и рисков.

1.3. Виды контроля технического состояния резервуаров

1.3.1. В систему контроля технического состояния резервуаров входят следующие мероприятия:

- надзор во время эксплуатации (исполнитель – владелец резервуара);
- ревизии резервуара при текущем, среднем и капитальном ремонте;
- частичное обследование резервуара с наружной стороны без выведения из эксплуатации;
- полное обследование с наружной и внутренней стороны с выведением резервуара из эксплуатации, опорожнением, зачисткой и дегазацией. Полное обследование проводится также перед вводом в эксплуатацию ранее не эксплуатирующихся резервуаров или резервуаров после капитального ремонта.

1.3.2. Надзор во время эксплуатации и ревизии при текущем, среднем и капитальном ремонте осуществляется соответствующими службами предприятия, эксплуатирующего резервуар в соответствии с «Правилами технической эксплуатации резервуаров и инструкциями по их ремонту» [52], технологическими регламентами предприятия, производственными инструкциями и другими нормативно-техническими документами, отражающими правила безопасного ведения работ по эксплуатации РВС. Мероприятия по надзору во время эксплуатации следует проводить в соответствии с ИТН-93 [30] и «Правилами технической эксплуатации резервуаров и инструкциями по их ремонту» [52] .

1.3.3. Экспертиза промышленной безопасности, включающая частичное или полное обследование технического состояния, проводится независимой экспертной организацией, имеющей лицензию Ростехнадзора на проведение данного вида работ.

1.3.4. По результатам обследования экспертная организация выдаёт «Заключение экспертизы промышленной безопасности резервуара», которое утверждается в установленном порядке и служит основанием для разрешения местным органом Ростехнадзора дальнейшей эксплуатации резервуара до очередного обследования.

1.4. Периодичность обследования технического состояния. Категории (виды) технического состояния резервуаров

1.4.1. Срок проведения очередного обследования технического состояния назначается экспертной организацией по результатам проведённого текущего обследования с учетом расчётной оценки остаточного ресурса. Для резервуаров, находящихся в эксплуатации, непрерывный мониторинг технического состояния которых не проводится, независимо от их состояния и расчёта остаточного ресурса, а также для новых резервуаров, обследование которых ранее не проводилось, интервалы времени между обследованиями не могут превышать нормативных интервалов, указанных в таблице 1.3. Допускается по согласованию с местными органами Ростехнадзора увеличивать срок до проведения очередного обследования на 0,5 года с учетом специфики местных условий (например, для возможности проведения обследования в тёплое время года) и только в том случае, если увеличение срока не противоречит расчётным оценкам остаточного ресурса резервуара, или резервуар будет обследоваться впервые.

Таблица 1.3

Нормативные интервалы времени между обследованиями резервуаров (в годах)

№ п/п	Вид продукта	Класс опасности 3				Классы опасности 1, 2			
		Срок эксплуатации резервуара				Срок эксплуатации резервуара			
		Менее НСС *)		НСС и более		Менее НСС		НСС и более	
		Полное обслед. $T_п$	Частич. обслед. $T_ч$	Полн. обслед. $T_п$	Частич. обслед. $T_ч$	Полн. обслед. $T_п$	Част. обслед. $T_ч$	Полн. обслед. $T_п$	Част. обслед. $T_ч$
		1	*2*	*3*	*4*	*5*	*6*	*7*	*8*
1	Вода подтоварная	4	2	3	1,5	4	2	3	1,5
2	Нефть сырая	5	3	4	2	4	2	3	1,5
3	Нефть товарная	8	4	6	3	6	3	4	2
4	Мазут, печное топливо	10	5	8	4	8	4	6	3
5	Светлые нефтепродукты	10	5	8	4	8	4	6	3

*) НСС – Нормативный срок службы устанавливается проектной организацией или заводом-изготовителем и указывается в нормативно-технической документации, паспорте или инструкции по эксплуатации. При отсутствии данных о величине нормативного срока службы он принимается равным 20 годам для резервуаров 1-го и 2-го класса и 25 годам для резервуаров 3-го класса опасности.

**) В столбце «Полное обследование» указан максимальный интервал времени между полными обследованиями (далее в тексте обозначен *Тп*), в столбце «Частичное обследование» указан максимальный интервал времени между полным и частичным или частичным и полным обследованием (далее в тексте обозначен *Тч*).

1.4.2. Первое частичное обследование для резервуаров всех классов опасности проводится не позднее, чем через три года после сдачи резервуара в эксплуатацию. Срок первого полного обследования указан в столбце 1 табл. 1.3, далее очерёдность обследований определяется по табл. 1.3. Если нормативный срок службы попадает в интервал между двумя обследованиями, при назначении срока следующего обследования выбирается меньший из интервалов, указанных в табл. 1.3.

Пример. Если для резервуара 3-го класса, для которого НСС равен 20 годам, содержащего светлые нефтепродукты, полное об-

следование по каким-либо причинам проводится через 13 лет после начала эксплуатации, то следующее частичное обследование должно быть назначено через 5 лет, следующее полное обследование – через 8 лет, а не через 10 лет, т.к. при назначении срока в 10 лет перешагивается 20-летний рубеж.

1.4.3. При невозможности освобождения резервуара от продукта очередное полное обследование может быть заменено частичным обследованием, включающим дополнительно, кроме видов контроля, указанных в п. 1.5.1, следующие операции:

- испытания резервуара на прочность продуктом с обязательным контролем методом акустической эмиссии;
- дополнительное сканирование толщины первого пояса стенки резервуара (или зоны раздела подтоварной воды и продукта хранения при нахождении ее выше низа первого пояса);
- дополнительный ультразвуковой контроль всех вертикальных сварных соединений первого пояса стенки резервуара на высоту 0,5 м (п. 5.3.3).

1.4.4. При замене полного обследования на частичное, выполняемое по расширенной программе, максимальный срок дальнейшей эксплуатации до проведения очередного полного обследования не может превышать минимальное из значений:

1) интервала времени $T_ч$ по таблице 1.3;

2) расчётного остаточного ресурса.

Если расчётный остаточный ресурс оказывается меньше интервала $T_ч$, допускается проведение повторного расширенного

частичного обследования по п. 1.4.3, но так, чтобы сумма назначаемых сроков эксплуатации по двум следующим подряд друг за другом расширенным частичным обследованиям не превышала $T_ч$. Допускается не более двух раз подряд выполнять процедуру, описанную в п. 1.4.3, после чего обязательно проведение полного обследования резервуара с освобождением от продукта.

Возможные схемы очередности обследования технического состояния резервуаров приведены в примерах на рис. 1.1.

1.4.5. Очередность обследования резервуаров определяется владельцем резервуаров в зависимости от их технического состояния, длительности эксплуатации, вида хранимых продуктов и выработки нормативного срока между обследованиями.

Первоочередному обследованию, как правило, должны подвергаться резервуары:

- находящиеся в аварийном состоянии или в состоянии ремонта после аварии;

- со сниженным уровнем налива или ограниченным сроком эксплуатации из-за дефектов металлоконструкций;

- с дефектами металлоконструкций, отремонтированных с использованием временных методов ремонта без выполнения сварочных работ (наклеек с помощью эпоксидных составов и др.);

- изготовленные из кипящих сталей и сваренные электродами с меловой обмазкой;

- применяемые для хранения нефти и нефтепродуктов с высокой коррозионной активностью и не имеющие внутренней антикоррозионной защиты;

- находящиеся в эксплуатации дольше нормативного срока службы.

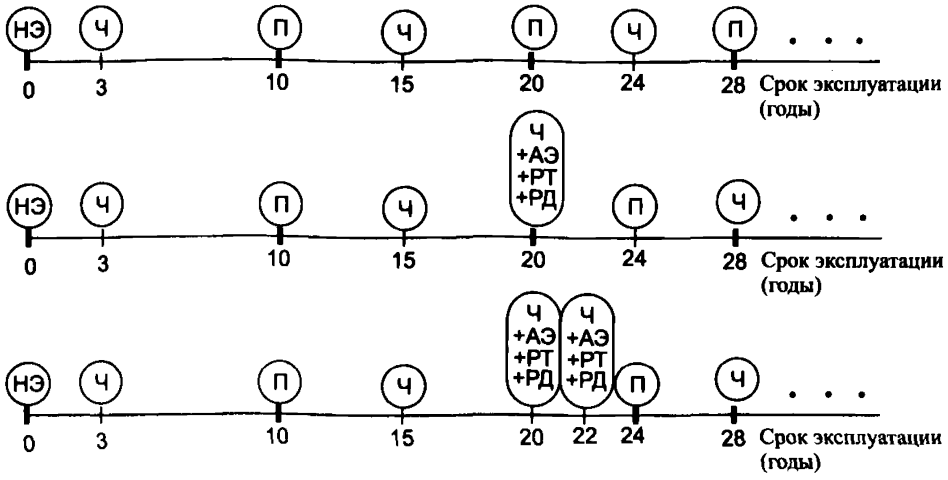
1.4.6. Внеочередное полное обследование резервуара проводится также в том случае, если по результатам частичного обследования выявлены недопустимые дефекты и повреждения, и резервуар выводится из эксплуатации для проведения ремонта.

1.4.7. Испытания резервуара на прочность

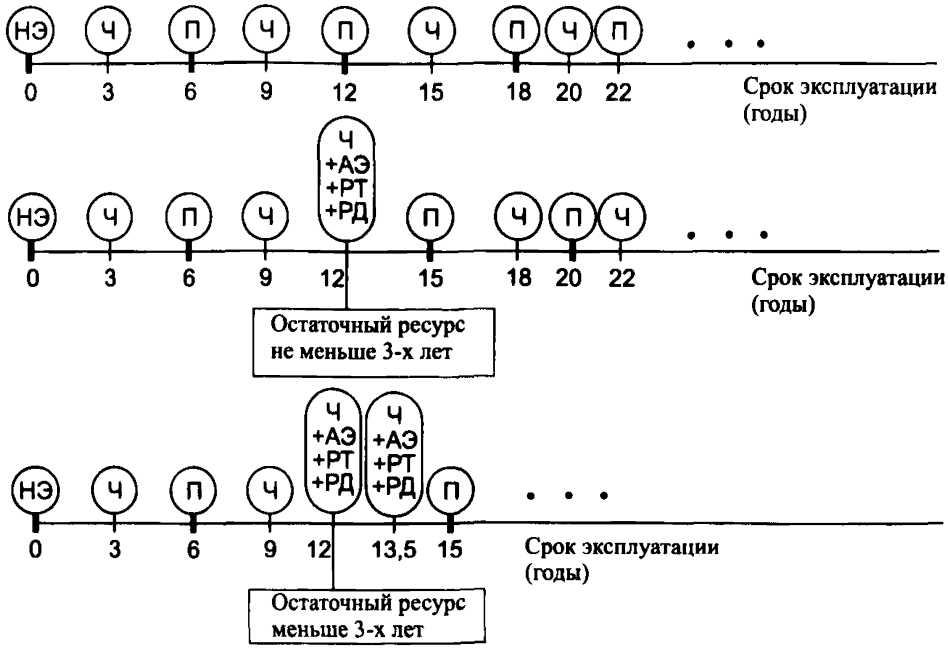
1.4.7.1. Испытания резервуара на прочность могут проводиться или путем налива воды (гидроиспытания), или в режиме эксплуатации путем повышения до максимального значения уровня налива продукта и создания избыточного давления, предусмотренного проектом резервуара (как правило, 200 мм вод. ст.) в режиме эксплуатации.

1.4.7.2. Гидроиспытания резервуара в обязательном порядке проводятся при приёмке резервуара из монтажа, а также после проведения ремонта стенки или днища резервуара с применением сварки при площади заменённых участков стенки или днища более 10 м^2. При меньшей площади заменённых участков допускается производить контроль качества сварных соединений в объёме 100% неразрушающими методами, применяя, кроме визуально-измерительного контроля, два метода: один из которых должен предназначаться для обнаружения поверхностных дефектов, другой – для обнаружения глубинных дефектов.

1.4.7.3. В процессе гидроиспытаний для повышения безопасности рекомендуется контролировать состояние резервуара методом акустической эмиссии (АЭ). При испытаниях наливом продукта АЭ-контроль обязателен.



а) резервуар 3-го класса опасности, содержащий светлые нефтепродукты



б) резервуар 1-го класса опасности, содержащий товарную нефть

Рис. 1.1. Примеры возможных схем очередности технического диагностирования.
НЭ – начало эксплуатации, Ч – частичное диагностирование, П – полное диагностирование, АЭ – АЭ-контроль испытаний на прочность продуктом, РТ – расширенная толщинометрия, РД – расширенная дефектоскопия (УЗК-контроль).

1.4.7.4. При испытаниях на прочность гидростатическая нагрузка должна не менее, чем на 5% превышать эксплуатационную нагрузку. При гидроиспытаниях это достигается за счет более высокой плотности воды по сравнению с плотностью нефтепродуктов. При испытаниях на прочность в режиме эксплуатации требуется повышение уровня налива рабочей среды. В случае невозможности этого (если резервуар эксплуатировался ранее при максимальном уровне налива), временно, до следующего полного обследования, максимальный эксплуатационный уровень налива в заключении ЭПБ может быть установлен в размере 95% от уровня налива при испытаниях на прочность продуктом.

1.4.7.5. Программа нагружения резервуара при испытаниях на прочность приведена в *Приложении 9*.

1.4.8. Категории технического состояния резервуаров

По результатам обследования, техническое состояние основных элементов металлоконструкции резервуара может быть отнесено к одной из четырех категорий:

1) исправное;
2) работоспособное;
3) ограниченно работоспособное;
4) неработоспособное (аварийное).

1.4.8.1. Исправное состояние: резервуар полностью соответствует проектным и монтажным требованиям: толщины листовых элементов резервуара не выходят за пределы проектных значений за вычетом минусового допуска на толщину листового проката, а все прочие параметры (геометрические параметры, овальность, осадка основания резервуара, вертикальность образующих стенки, дефекты сварных соединений и др.) не выходят за пределы, допускаемые СНиП 3.03.01-87 [42] или соответствующими нормативными документами.

1.4.8.2. Работоспособное состояние: состояние резервуара не полностью соответствует требованиям проекта в результате возникших в процессе монтажа и эксплуатации дефектов и повреждений, однако, параметры резервуара находятся в пределах, обеспечивающих работоспособность резервуара при проектных нагрузках. (Пример: коррозионный износ стенки резервуара превышает минусовый допуск на толщину листового проката, кроме того, на стенке имеются вмятины, но в результате расчёта установлено, что резервуар может работать в режиме налива продукта хранения на полную высоту).

1.4.8.3. Ограниченно работоспособное состояние: дефекты и повреждения элементов резервуара таковы, что:

1) резервуар может эксплуатироваться до следующего обследования на протяжении срока, указанного в таблице 1.3 только при сниженных нагрузках;

2) (или) при полных нагрузках до следующего обследования резервуар может эксплуатироваться в течение срока, меньшего, чем указано в таблице 1.3, что должно быть подтверждено расчётом остаточного ресурса.

1.4.8.4. Неработоспособное (аварийное) состояние: конструкция не удовлетворяет условиям сплошности, прочности или устойчивости при внешних или эксплуатационных нагрузках, или удовлетворяет им при недопустимо низких эксплуатационных нагрузках, или имеет недопустимые дефекты или повреждения (например, трещины на стенке резервуара, течь продукта через стенку или днище, и т.п.).

1.4.8.5. Резервуар, находящийся в исправном или работоспособном состоянии, может работать при проектных нагрузках. Срок очередного обследования определяется по п. 1.4.1.

1.4.8.6. Для резервуара в ограниченно работоспособном состоянии по результатам обследования и расчётов может быть снижен уровень налива и/или указан сниженный по сравнению с оговоренным в п. 1.4.1 срок эксплуатации до проведения ремонта или следующего технического диагностирования, и указаны рекомендации по эксплуатации в течение этого срока. В случаях, когда характер имеющихся дефектов не позволяет учесть их влияние при расчётной оценке остаточного ресурса по действующим нормативным документам или утверждённым методикам, срок проведения следующего технического диагностирования назначается экспертом на основании инженерного опыта.

1.4.8.7. Для резервуара, находящегося в эксплуатации в аварийном состоянии, должны быть немедленно снижены нагрузки до безопасного предела, который должен быть указан в заключении экспертизы промышленной безопасности, а сам резервуар выведен из эксплуатации в ремонт в срок, указанный в заключении, но не более одного месяца.

1.5. Типовые программы обследования технического состояния резервуаров

1.5.1. Типовая программа частичного обследования резервуара предусматривает выполнение следующих работ:

- анализ технической документации на резервуар (паспорта резервуара, исполнительной документации на строительство резервуара, эксплуатационной документации);
- визуальный и измерительный контроль (ВИК) основного металла и сварных соединений элементов металлоконструкций резервуара с наружной стороны;

- нивелирование наружного контура днища, шахтной лестницы и газоуравнительной системы (при их наличии), верхней кромки наружного кольцевого листа плавающей крыши;
- измерение геометрической формы элементов резервуара: отклонений образующих стенки от вертикали на уровне верха каждого пояса, местных отклонений от проектной формы стенки (вмятин, выпучин) и угловатости в зонах монтажных сварных соединений);
- измерение толщины поясов стенки, листов наружной части окраек днища, кровли (плавающей крыши), ПРП;
- выборочный контроль качества сварных соединений и основного металла элементов металлоконструкций резервуара физическими методами по результатам ВИК (при необходимости);
- измерение твердости основного металла и сварных соединений переносным твердомером;
- проверку состояния лестниц (шахтной, спиральной, передвижной («катучей»), пожарной, в т.ч. фундамента шахтной лестницы), площадок, переходов, ограждений - элементов, обеспечивающих безопасность работы персонала;
- проверку правильности размещения оборудования на стенке (относительно сварных соединений) и кровле (плавающей крыше) резервуара, наличия и размеров усиливающих накладок, состояния ПРП и стенки резервуара в местах их врезки;

- проверку состояния основания и отмостки;
- для резервуаров с плавающей крышей дополнительно проверка состояния элементов затвора, водоспуска, подвижной лестницы, измерение зазора между верхней кромкой наружного кольцевого листа и стенкой, направляющими и патрубками в плавающей крыше;
- поверочные расчёты несущей способности стенки и кровли резервуара;
- расчёт остаточного ресурса безопасной эксплуатации элементов резервуара (кроме днища и внутренних элементов – понтона, центральной стойки);
- анализ результатов обследования, составление заключения о техническом состоянии резервуара, о возможности, условиях и сроке дальнейшей эксплуатации резервуара до следующего обследования;
- составление ведомости дефектов.

1.5.2. Типовая программа полного обследования резервуара предусматривает выполнение следующих работ:

- анализ технической документации на резервуар;
- визуальный и измерительный контроль основного металла и сварных соединений элементов металлоконструкций резервуара с наружной и внутренней сторон;
- визуальный и измерительный контроль состояния силовых элементов кровли с применением оптических средств изнутри резервуара или путем вырезки смотровых проёмов в кровле (по согласованию с владельцем резервуара);

- нивелирование наружного контура днища, нивелирование днища внутри резервуара (при наличии значительных перепадов высот), верхней кромки наружного кольцевого листа плавающей крыши;
- измерение геометрической формы элементов резервуара: отклонений образующих стенки от вертикали на уровне верха каждого пояса, отклонений наружного кольцевого листа и направляющих плавающей крыши от вертикали на высоту (листа, направляющих), местных отклонений от проектной формы (вмятин, выпучин) и угловатости в зонах монтажных сварных соединений;
- измерение расстояний между понтоном (плавающей крышей) и стенкой резервуара;
- проверку состояния уплотнения между понтоном (плавающей крышей) и стенкой резервуара;
- проверку состояния антикоррозионной защиты снаружи и изнутри резервуара;
- контроль герметичности сварных соединений днища, понтона, плавающей крыши, стационарной крыши на ремонтных участках и по результатам ВИК;
- проверку состояния центральной стойки (при ее наличии);
- проверку состояния основания (фундамента) и отмостки, фундамента шахтной лестницы и под запорной арматурой;
- проверку состояния лотков для отвода воды, канализационных колодцев, обвалований и других вспомогательных элементов, обеспечивающих безопасную эксплуатацию резервуара;

- проверку состояния лестниц: шахтной лестницы, спиральной лестницы, подвижной лестницы, пожарных лестниц, площадок, переходов, ограждений, обеспечивающих безопасность работы персонала;
- проверку состояния патрубков и трубопроводов;
- измерение толщин поясов стенки, листов кровли, днища, понтона (плавающей крыши) резервуара;
- сканирование толщины нижнего участка стенки резервуара;
- контроль сварных соединений неразрушающими методами (при необходимости);
- измерение твердости основного металла и сварных соединений переносным твердомером;
- отбор микрообразцов металла и исследование химического состава, механических свойств и структуры основного металла и сварных соединений (при необходимости); механические испытания и металлографические исследования металла и сварных соединений в случаях, указанных в п. 7.2;
- поверочные расчёты резервуара на прочность и устойчивость (при необходимости);
- расчёт остаточного ресурса безопасной эксплуатации (срока службы) резервуара;
- составление ведомости дефектов;
- анализ результатов обследования, составление заключения о техническом состоянии резервуара, о возможности, условиях и сроке дальнейшей эксплуатации резервуара до следующего обследования.

1.5.3. Если обследование резервуара выполняется в рамках типовых программ, приведённых в пп. 1.5.1, 1.5.2, разработка индивидуальной программы не требуется. Если резервуар имеет особенности, не учтённые в типовых программах пп. 1.5.1, 1.5.2, то на основе типовой программы на каждый резервуар (или группу резервуаров с одинаковыми сроками эксплуатации, работающих в одинаковых условиях) может быть разработана индивидуальная программа. При этом следует учитывать конкретные условия эксплуатации, имевшиеся ранее повреждения конструкции и качество выполненных работ по ремонту или реконструкции.

Индивидуальная программа обследования резервуаров разрабатывается организацией, выполняющей обследование.

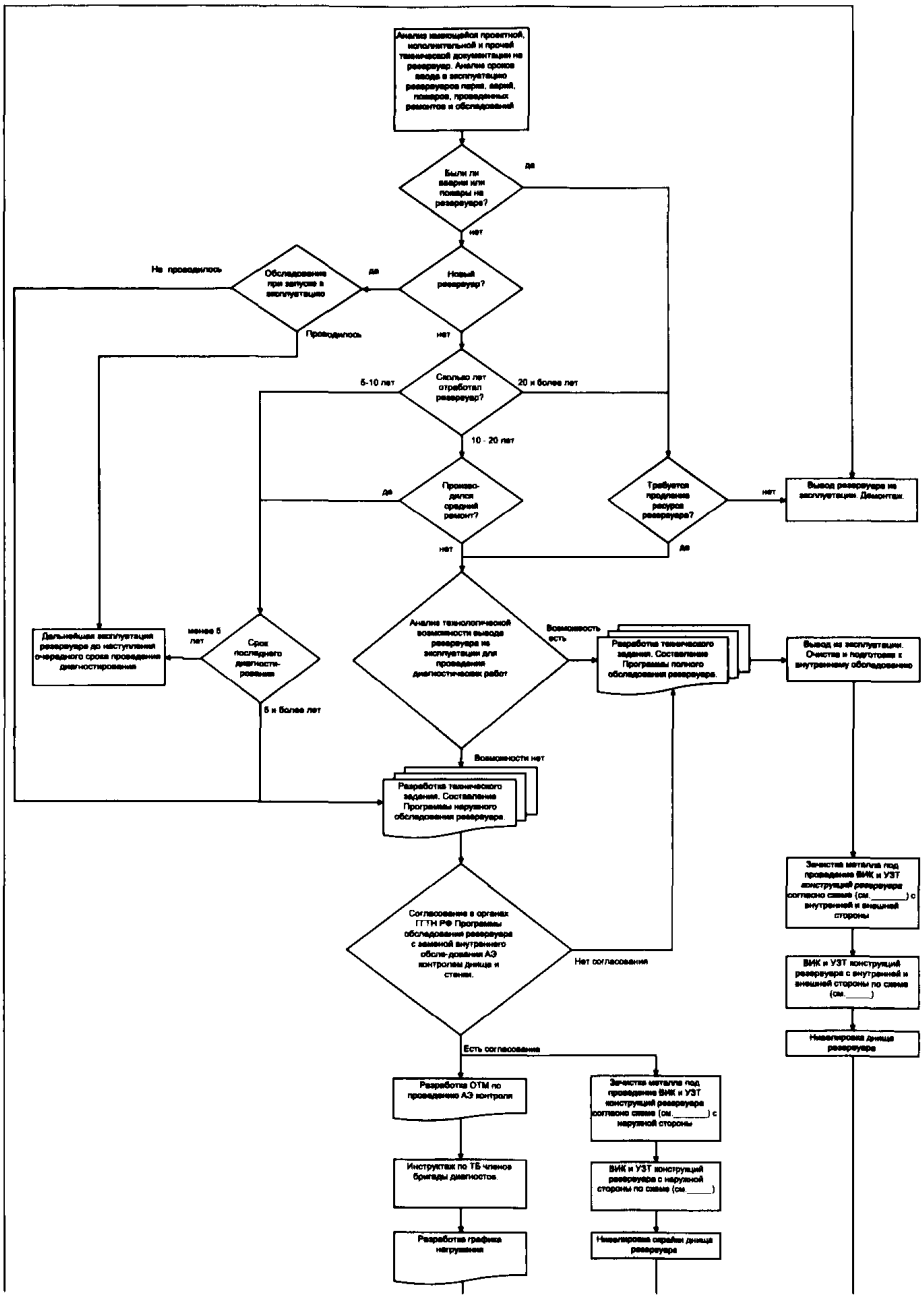
1.5.4. При отсутствии технической документации на резервуар обследование проводится по фактическому состоянию. По результатам обследования на основе отдельной договоренности между заказчиком и экспертной организацией может быть произведено восстановление паспорта резервуара.

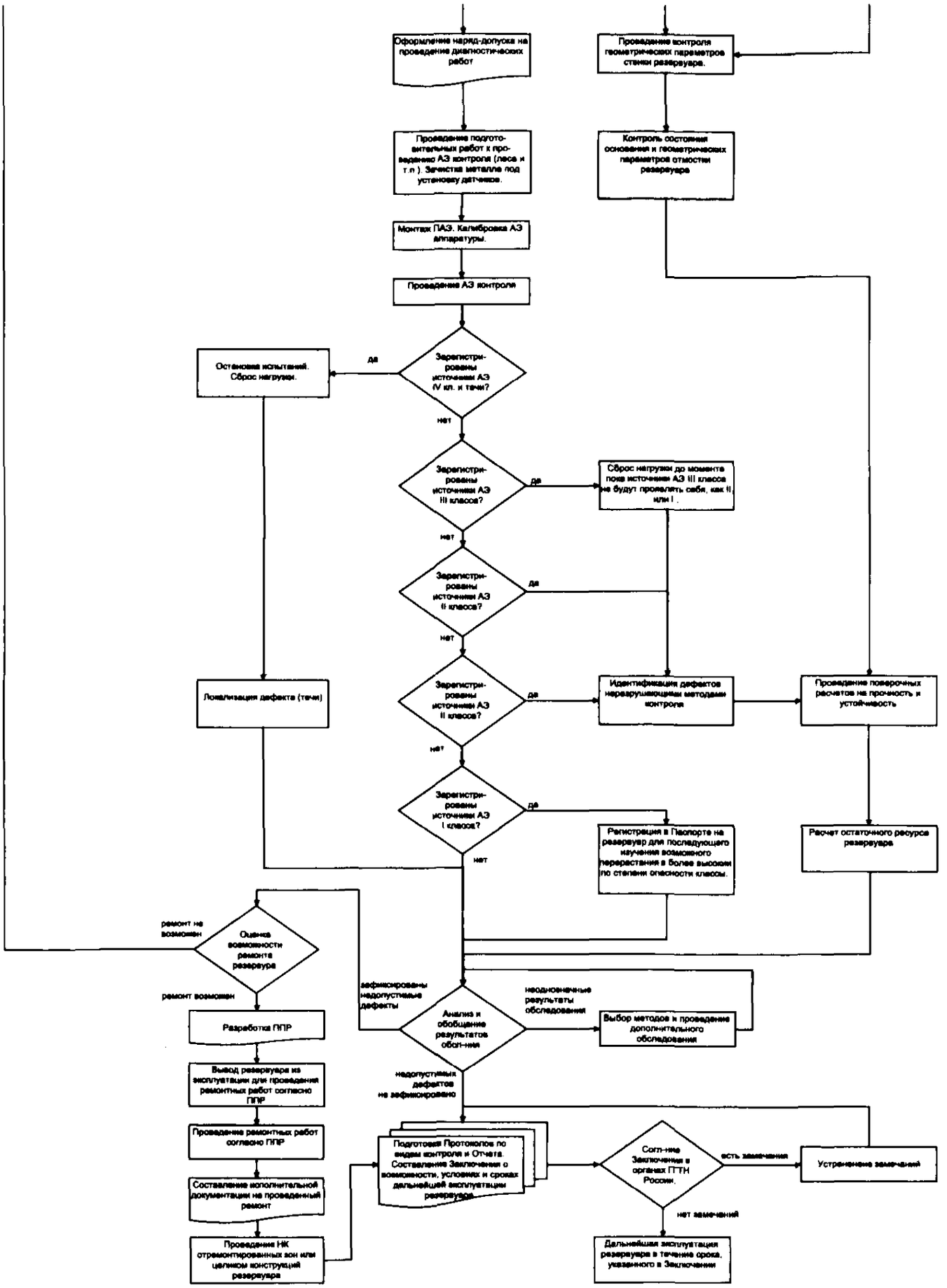
1.5.5. Для группы резервуаров, работающих в одинаковых условиях (одинаковые конструкции, применённые материалы, технология сооружения, продолжительность и условия эксплуатации, вид хранимого продукта) проведение полного обследования на одном резервуаре-представителе и частичного обследования на остальных аналогичных резервуарах с выдачей заключения о полном обследовании всей группы резервуаров не допускается. Заключения оформляются на каждый резервуар отдельно, по результатам индивидуального обследования.

Алгоритм технического диагностирования резервуаров приведён ниже.

АЛГОРИТМ

проведения технического диагностирования резервуара с определением остаточного ресурса




Оформление наряд-допуска на проведение диагностических работ
Проведение подготовительных работ к проведению АЭ контроля (леса и т.п.). Зачистка металла под установку датчиков.
Монтаж ПАЭ. Калибровка АЭ аппаратуры.
Проведение АЭ контроля
Проведение контроля геометрических параметров стенки резервуара.
Контроль состояния основания и геометрических параметров отмостки резервуара
Зарегистрированы источники АЭ IV кл. и точи?
да
Остановка испытаний. Сброс нагрузки.
нет
Зарегистрированы источники АЭ III классов?
да
Сброс нагрузки до момента пока источники АЭ III класса не будут проявлять себя, как II или I.
нет
Зарегистрированы источники АЭ II классов?
да
нет
Зарегистрированы источники АЭ II классов?
да
Идентификация дефектов неразрушающими методами контроля
Проведение поверочных расчетов на прочность и устойчивость
Локализация дефекта (точи)
нет
Зарегистрированы источники АЭ I классов?
да
Регистрация в Паспорте на резервуар для последующего научения возможного перерастания в более высокие по степени опасности классы.
Расчет остаточного ресурса резервуара
нет
ремонт не возможен
Оценка возможности ремонта резервуара
ремонт возможен
Разработка ППР
Вывод резервуара из эксплуатации для проведения ремонтных работ согласно ППР
Проведение ремонтных работ согласно ППР
Составление исполнительной документации на проведенный ремонт
Проведение НК отремонтированных зон или целиком конструкций резервуара
зафиксированы недопустимые дефекты
Анализ и обобщение результатов обслед-ния
неоднозначные результаты обследования
Выбор методов к проведению дополнительного обследования
недопустимых дефектов не зафиксировано
Подготовка Протоколов по видам контроля и Отчета. Составление Заключения о возможности, условиях и сроках дальнейшей эксплуатации резервуара
Согл-ние Заключения в органах ГГТН России.
есть замечания
Устранение замечаний
нет замечаний
Дальнейшая эксплуатация резервуара в течение срока, указанного в Заключении

1.6. Методы и содержание ревизий, выполняемых службами эксплуатации резервуаров

1.6.1. При визуальном контроле каждого вида оборудования резервуара необходимо проверить:

1) герметичность разъёмных соединений (фланцевых, резьбовых, сальниковых), а также мест примыкания арматуры к корпусу резервуара;

2) состояние крепежных деталей, прокладок, сальников, уплотнений в запорной арматуре;

3) исправность дыхательных клапанов, плотность посадки тарелок на гнезда, чистоту сеток клапанов; в клапане НДКМ — отсутствие разрыва фторопластового покрытия и обледенения внутренней поверхности, отсутствие инея, льда, разрыва мембраны, неисправности пружин амортизатора;

4) качество и уровень жидкости, чистоту сетчатой перегородки в гидравлическом (предохранительном) клапане, в клапане КПГ в зимнее время — отсутствие инея, льда на внутренней поверхности колпака; в мембранном клапане — состояние мембраны, чистоту соединений, уровень рабочей жидкости в блок-манометре;

5) исправность шарнира и прокладочных колец в замерном люке;

6) чистоту пакетов с гофрированными пластинами, плотность и герметичность крышки в огневом предохранителе;

7) исправность, герметичность змеевиковых пароподогревателей у резервуаров с подогревом продукта;

8) наличие и исправность диафрагмы и гаек с прокладками на концах пенопроводов в пеносливной камере у резервуаров с пенотушением;

9) правильность действия хлопушки или подъёмной шарнирной трубы (подъем должен быть плавным и легким) в приёмораздаточных патрубках; исправность состояния троса и крепления его к лебёдке;

10) правильность показаний прибора замера уровня.

При внутреннем визуальном контроле проверяются:

1) внутренние поверхности и сварные соединения стенок, кровли, днища, мест примыкания корпуса к днищу снаружи и внутри, места врезки люков и резервуарного оборудования;

2) исправность внутреннего оборудования;

3) состояние элементов перекрытия (радиальных балок, стропильных полуферм и др.), для чего, в случае необходимости, производится вырезка участков кровли размером 0,5 м х 0,5 м в местах примыкания фермы к корпусу и других местах, по усмотрению службы технического надзора;

4) состояние внутреннего антикоррозионного покрытия или элементов протекторной защиты.

1.6.2. Перечень проверок п. 1.6.1 приведён в качестве справочного материала для специалистов экспертной организации, проводящих частичное или полное техническое диагностирование. Перечисленные проверки, а также другие проверки, в соответствии с регламентом обслуживания резервуаров, выполняются службой эксплуатации резервуара. По результатам проверок составляются акты, которые анализируются специалистами, проводящими техническое диагностирование резервуаров, и могут быть приложены к заключению экспертизы промышленной безопасности.

1.7. Требования к организации работ, исполнителям, средствам и объекту технического диагностирования

1.7.1. Организация проведения работ по техническому диагностированию возлагается на владельца резервуаров или эксплуатирующую организацию, которые обязаны представить всю необходимую техническую и технологическую документацию экспертной организации. Подготовка резервуара к обследованию и обеспечение проведения натурного обследования вспомогательными техническими средствами (лестницами, подъёмниками, лесами и др. при необходимости) возлагается на владельца (заказчика).

1.7.2. При полном обследовании технического состояния резервуара необходимо вывести его из эксплуатации, опорожнить, очистить от нефтепродукта, дегазировать и оснастить заслонками трубопроводы закачки продукта. Работы по обследованию производятся с разрешения руководства предприятия-владельца резервуара после прохождения инструктажа по технике безопасности и по противопожарной безопасности.

1.7.3. Ко всем конструктивным элементам резервуара, подлежащим обследованию, должен быть обеспечен свободный доступ.

Наружные и внутренние поверхности элементов резервуара, подлежащие обследованию, должны быть очищены от загрязнений. Качество подготовки поверхностей определяется требованиями применяемого метода контроля.

Уторный узел резервуара (тавровое сварное соединение днища со стенкой) должен быть очищен с наружной стороны от грунта, снега и других загрязнений.

Тепловая изоляция, препятствующая проведению диагностирования, должна быть частично или полностью удалена, в соответствии с необходимостью.

1.7.4. На выполненные при техническом обследовании резервуаров работы, проводившие их экспертные организации составляют первичную документацию (акты, протоколы, журналы, заключения и т.п.), на основании которой оформляют заключение о возможности и условиях дальнейшей эксплуатации резервуаров, необходимости их ремонтов или исключения из эксплуатации.

1.7.5. Работы по техническому диагностированию выполняются экспертными организациями, имеющими соответствующую лицензию.

1.7.6. Специалисты по техническому диагностированию резервуаров должны быть аттестованы по этому виду работ в установленном порядке.

1.7.7. Специалисты по неразрушающему контролю могут выполнять при техническом диагностировании резервуаров только те виды работ, на которые они аттестованы в соответствии с «Правилами аттестации персонала в области неразрушающего контроля» ПБ 03-440-02 [60]. Заключение по результатам контроля имеет право давать специалист, имеющий II или III уровень квалификации.

1.7.8. Заключение экспертизы промышленной безопасности резервуара может быть подписано только экспертом, аттестованным в установленном порядке.

1.7.9. Методики и средства контроля, применяемые при техническом диагностировании резервуаров, должны позволять надежно выявлять дефекты и повреждения. Не допускается применение средств диагностики и измерений, не прошедших аттестации, метрологической поверки или калибровки, либо с просроченным свидетельством об аттестации, поверке, калибровке.

1.7.10. При измерении геометрических параметров конструкций должны использоваться средства измерения с погрешностью измерения не более ±1 мм.

При определении толщин листовых конструкций и глубины коррозионных язв погрешность средств измерений должна быть не более ±0,1 мм.

1.7.11. При проведении работ персоналом должны выполняться требования безопасности ПБ 08-624-03 [28] и РД 09-539-03 [33] и других нормативных документов, регламентирующих вопросы охраны труда, а также правила безопасности, действующие на объектах заказчика.

1.7.12. При работе со средствами технического диагностирования персоналом должны соблюдаться правила технической эксплуатации электроустановок потребителей и правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей, а также требования безопасности, изложенные в инструкции по аппаратуре.

1.8. Подготовка резервуара к проведению полного обследования

1.8.1. Резервуары выводятся из эксплуатации на основании действующего на предприятии плана, утверждённого руководителем организации – владельца резервуарного парка (эксплуатирующей организации) или в случае аварийной ситуации.

1.8.2. При выводе резервуара из эксплуатации выполняются следующие работы:

- откачка нефтепродукта из резервуара;
- размыв и удаление парафиновых отложений;
- закрытие технологических задвижек на приёмо-раздаточных патрубках;
- установка заглушек на фланцевых соединениях трубопроводов резервуара с составлением схемы и акта на их установку.

1.8.3. В объем работ по зачистке резервуара входят следующие работы по подготовке внутренней поверхности резервуара к обследованию:

- размыв и удаление донных отложений;

- пропарка резервуара;

- механическое удаление нефтешламов из резервуара;

- промывка и дегазация резервуара;

- при необходимости пескоструйная или другая механическая обработка внутренней или внешней поверхности резервуара.

1.8.4. После зачистки составляется акт готовности резервуара к обследованию, который должен быть подписан представителями владельца резервуара и диагностической организации.

2. Причины нарушений работоспособности металлоконструкций резервуаров

2.1. Основные виды дефектов и повреждений элементов резервуаров

При эксплуатации резервуаров наиболее часто встречаются следующие дефекты и повреждения:

1) трещины в окрайках днища в сварных соединениях и основном металле (иногда трещины с окраек переходят на основной металл первого пояса стенки);

2) трещины в нижнем уторном узле в сварных соединениях и основном металле (в ряде случаев трещины с углового сварного шва переходят на основной металл первого пояса стенки);

3) коррозионные повреждения угловых швов таврового соединения стенки с днищем, ножевая коррозия внутреннего углового шва, потенциально являющаяся источником образования трещины по зоне сплавления, переходящей в основной металл;

4) трещины в сварных соединениях полотнища днища с выходом или без выхода на основной металл;

5) выпучины, вмятины и гофры на днище;

6) трещины в стенке в сварных соединениях и основном металле (в основном, в нижних поясах); наиболее часто трещины в стенке резервуара возникают в вертикальных сварных швах с выходом или без выхода на основной металл, в местах пересечения сварных швов, в швах и околошовной зоне поперёк шва; трещины образуются также в околошовной зоне вблизи люков-лазов, в местах врезки патрубков присоединения трубопроводов и резервуарного оборудования, в местах приварки ребер жесткости;

7) трещины в монтажных вертикальных сварных швах, имеющих угловатость (характерно для рулонированных стенок);

8) расслоения основного металла с выходом в сварные соединения;

9) непровары, подрезы, поры, шлаковые включения и другие дефекты сварных соединений;

10) негерметичность (вызывающая отпотины) в сварных, клёпаных соединениях и основном металле стенки, днища, кровли и понтона;

11) изменения геометрической формы верхних поясов стенки резервуара (местные выпучины, вмятины, горизонтальные гофры) и кровли резервуара повышенного давления;

12) коррозионные повреждения днища, стенки, понтона, кровли и ее несущих элементов;

13) значительные деформации и разрушения отдельных несущих конструктивных элементов покрытия резервуара;

14) отрыв центральной стойки от днища резервуара;

15) отрыв от стенки резервуара опорных столиков кронштейнов понтона;

16) затопление понтона с образованием деформации направля-

ющих труб, стоек и кронштейнов с зависанием или без зависания понтона;

17) повреждения, провисания и потеря эксплуатационных свойств резинотканевых ковров понтонов и уплотняющих затворов;

18) обрыв анкерных болтов и деформации вертикальных стенок анкерного столика у резервуаров повышенного давления;

19) деформация днища по периметру резервуара при просадке фундамента;

20) значительные равномерные и неравномерные осадки основания, как правило, с наклоном основания в сторону действия дополнительных нагрузок на основание: в местах врезки основных подводящих и отводящих трубопроводов и т.п.;

21) местная деформация (как правило, вдавливание внутрь) стенки резервуара в местах врезки трубопроводов при осадке основания резервуара;

22) трещины в нижней части усиливающей накладки (воротника) патрубков при осадке основания резервуара и местной деформации стенки;

23) деформация стоек шахтной лестницы при жесткой связи шахтной лестницы со стенкой резервуара (с помощью уголков на сварке) при осадке основания резервуара или шахтной лестницы;

24) разрушение антикоррозийного покрытия.

2.2. Виды коррозионных повреждений

К коррозионным повреждениям, наиболее характерным для конструкций, выполненных из малоуглеродистых и низколегированных сталей без антикоррозионных покрытий, а также с защитными покрытиями из цинка и алюминия согласно РД 26-10-87 [35] относятся:

2.2.1. Сплошная коррозия – это коррозия, охватывающая всю поверхность металла конструкции или ее отдельных элементов (например, пояса стенки резервуара или отдельного листа). Сплошная коррозия характерна для стали, алюминия, цинковых и алюминиевых защитных покрытий в любых средах, в которых коррозионная стойкость данного материала или металла покрытия недостаточно высока. Ее скорость, определяющаяся по уменьшению толщины за год эксплуатации, составляет: на открытом воздухе – 25-100 мкм/год, в грунте – 5-75 мкм/год, в воде – 50-250 мкм/год.

Сплошная коррозия разделяется на следующие подвиды:

Равномерная коррозия сплошная – это коррозия, протекающая с одинаковой скоростью на всей поверхности металла.

Неравномерная коррозия сплошная – это коррозия, протекающая с неодинаковой скоростью на различных участках поверхности металла.

Местная коррозия – это коррозия, охватывающая отдельные участки поверхности металла или сварного соединения.

2.2.2. Гальваническая (контактная) коррозия – это коррозия, происходящая при контакте двух или более металлов с различными электродными потенциалами. Металл с более высоким электродным потенциалом (анод) разрушается, и образующиеся при этом продукты в виде окислов отлагаются на металле с положительным по отношению к первому электродным потенциалом. Этот механизм используется для защиты от коррозии стальных элементов конструкций, которые покрываются цинком, алюминием или оловом.

2.2.3. Коррозионная язва – местное коррозионное разрушение, имеющее вид отдельной раковины. Язвенная коррозия характер-

на, в основном, для малоуглеродистых, углеродистых и низколегированных сталей при эксплуатации в жидких средах и грунтах. При очистке этих мест стальной щеткой обнаруживается язва. Язвенная коррозия характеризуется появлением на поверхности металла отдельных или множественных повреждений, глубина и поперечные размеры которых соизмеримы между собой и составляют от долей миллиметра до нескольких миллиметров. Язвенная коррозия обычно сопровождается образованием толстых слоев продуктов коррозии, покрывающих всю поверхность металла или значительные участки вокруг отдельных крупных язв (особенно характерно для коррозии незащищенных стальных конструкций в грунтах). Кислородная язвенная коррозия развивается вглубь металла и является следствием наличия в жидкости или паре свободного кислорода. На внутренней поверхности металла появляются бугорки, ржавчина коричневого цвета, под которой обычно имеется слой окислов черного цвета.

2.2.4. Точечная (питтинговая) коррозия – местная коррозия металла в виде отдельных мелких (не более 1 – 2 мм в диаметре) и глубоких (глубина больше поперечных размеров) язвочек. Протекает с большой скоростью (до 0,5 мм/год), что может приводить к свищу. Возникает обычно в местах химической неоднородности металла или местах нарушения пассивирующей плёнки, например, под каплей воды. Питтинговая коррозия характерна для нержавеющих сталей и алюминиевых сплавов. Низколегированная сталь подвергается коррозии этого вида крайне редко. В частности, углеродистые и низколегированные стали в среде нефтепродуктов и подтоварной воде не склонны к коррозии данного вида. (Употребление термина «питтинговая коррозия» в качестве синонима язвенной коррозии некорректно).

2.2.5. Ножевая коррозия – избирательная, местная коррозия под напряжением неоднородного металла сварного шва, вытянутая вдоль шва. Располагается, как правило, по зоне сплавления металла в агрессивных средах, например, в подтоварной воде. Обычно имеет вид глубокого подреза рваной формы, хотя может проходить и по центральной части валика усиления, особенно в угловых швах. В резервуарах особенно опасна ножевая коррозия внутреннего углового сварного соединения стенки с днищем, потенциально являющаяся источником образования и развития трещины.

2.2.6. Щелевая коррозия – характерна для труднодоступных участков в виде щелей, зазоров, карманов. Встречается в щелях и зазорах между двумя металлами или в местах неплотного контакта металла с неметаллическим элементом в присутствии атмосферного кислорода; реализуется на внешней поверхности резервуара и в односторонних нахлёсточных сварных соединениях изнутри кровли резервуара. В средах нефти и подтоварной воды щелевой эффект не реализуется из-за отсутствия атмосферного кислорода (не путать с ножевой коррозией).

2.2.7. Нитевидная коррозия – коррозия, распространяющаяся в виде переплетённых нитей, преимущественно под неметаллическими защитными покрытиями. Нитевидная коррозия характерна для элементов днища, покрытых толстым и плотным слоем парафина, причём ширина нитей может достигать 5 – 15 мм.

2.2.8. Межкристаллитная коррозия имеет место, когда скорость растворения сплава (металла) по границам зерен значительно превышает скорость растворения самого зерна, и возникает у наклёпанного и находящегося под воздействием близких к пределу текучести растягивающих напряжений металла в среде с высокой

концентрацией веществ, растворённых в воде или другой жидкости, смешанной с водой. Металл приобретает хрупкость, в нем образуются микротрещины. Межкристаллитная коррозия может быть обнаружена методами неразрушающего контроля (вихретоковым, магнито-порошковым). При визуальном контроле обнаружить межкристаллитную коррозию можно только при наличии явно выраженных трещин, выходящих на поверхность металла.

Отличительными особенностями является распространение начальных микроскопических трещин по границам кристаллитов; крупные трещины являются, в основном, транскристаллитными, т.е. проходят по кристаллам.

Другим отличительным признаком межкристаллитной коррозии является бездеформационный или хрупкий по внешнему виду излома характер разрушений. В зоне трещины отсутствует деформация металла. До разрушения элемент конструкции не меняет своей формы.

Межкристаллитная коррозия особенно характерна для нержавеющих сталей и упрочнённых алюминиевых сплавов, особенно на участках сварки, и характеризуется относительно равномерным распределением множественных трещин на больших участках поверхности конструкций. На каждом участке развития коррозии этого вида трещины практически одновременно зарождаются от многих источников, не обязательно связанных с конструктивными зонами концентрации напряжений.

Этот вид коррозии надёжно определяется при металлографическом исследовании и наиболее характерен для хромоникелевых сталей аустенитного класса и алюминиевых сплавов.

2.2.9. Коррозионное растрескивание (коррозия под напряжением) – образование трещин при одновременном воздействии растягивающих статических напряжений и агрессивных сред (под действием сжимающих напряжений не наблюдается). Характеризуется образованием единичных и множественных трещин, связанных с концентрацией основных рабочих и внутренних напряжений. Трещины могут распространяться между кристаллитами или по телу зерен, как правило, с большей скоростью в плоскости, нормальной к действующим напряжениям, чем в плоскости поверхности (не путать с межкристаллитной коррозией).

Углеродистая и низколегированная сталь обычной и повышенной прочности ($\sigma_т$ < 600 МПа) подвергается этому виду коррозии в горячих растворах щелочей и нитратов, смесях CO-CO_2-H_2-H_2O и в средах, содержащих аммиак или сероводород.

Коррозионное растрескивание может проявиться при превышении растягивающими напряжениями некоторого предельного значения, снижающегося с увеличением прочности стали. Для стали ВСт3 этот предел составляет 0,5 предела текучести, для стали 09Г2С – 0,3 предела текучести, для сталей 14Г2АФ, 09Г2ФБ – 0,05 - 0,1 предела текучести. При напряжениях ниже этого предельного значения коррозионное растрескивание не проявляется.

При подозрении на коррозионное растрескивание необходимо проведение металлографических исследований.

2.2.10. Коррозионная усталость – вид коррозии под напряжением, возникает в жидких агрессивных средах при действии циклических напряжений. Приводит к возникновению трещин, характеризующихся теми же признаками, что и при коррозионном растрескивании.

2.2.11. Эрозия – механическое удаление металла в местах падения входного потока рабочей жидкости, напротив входных патрубков, вокруг выходных патрубков и т.п. (проявляющаяся особенно интенсивно, если в жидкости присутствуют твёрдые частицы). Эрозия выражается в виде углублений, язв, внешне похожих на коррозионные. От язвенной коррозии внешне отличается отсутствием продуктов коррозии или присутствием их в небольшом количестве, несоизмеримом с размерами повреждений. (Эрозия характерна, например, для используемых при добыче нефти сосудов, работающих под давлением, в меньшей степени - для резервуарных конструкций).

2.3. Виды дефектов сварных соединений

Трещина сварного соединения - дефект сварного соединения в виде локального разрыва металла в сварном шве и (или) в зоне термического влияния.

Продольная трещина сварного соединения – трещина, ориентированная параллельно продольной оси сварного шва.

Поперечная трещина сварного соединения – трещина, ориентированная перпендикулярно продольной оси сварного шва.

Разветвлённая трещина сварного соединения – трещина сварного соединения, имеющая ответвления в различных направлениях.

Непровар (несплавление) – дефект в виде отсутствия сплавления в сварном соединении вследствие неполного расплавления кромок основного металла или поверхностей ранее выполненных валиков сварного шва.

Различают непровары между кромками основного металла (внутренние или наружные), между основным металлом и метал-

лом шва, между слоями (валиками) шва при многослойной сварке. Наиболее опасным следует считать непровар корня шва. Непровар снижает усталостную прочность шва, повышает склонность конструкции к хрупкому разрушению.

В строительных конструкциях встречается «конструктивный непровар», считающийся допустимым при статических нагрузках, и заложенный в проектной документации.

Наплыв на сварном соединении – дефект в виде натекания расплавленного металла шва на поверхность основного металла или ранее выполненного валика без сплавления с ним.

Является концентратором напряжения, часто скрывает коррозию или подрез со шлаковым включением.

Подрез зоны сплавления – дефект в виде углубления на основном металле вдоль линии сплавления сварного шва с основным металлом.

Уменьшает сечение основного металла, является концентратором в зоне высоких остаточных напряжений и источником зарождения ножевой коррозии.

Вогнутость корня шва – дефект в виде углубления на поверхности обратной стороны одностороннего сварного шва. Может быть концентратором напряжений.

Свищ в сварном шве – дефект (не обязательно сквозной), выходящий на поверхность в виде воронкообразного углубления в сварном шве (часто образующийся в местах обрыва дуги).

Пора сварного шва - дефект сварного шва в виде полости округлой формы, заполненной газом.

Цепочка пор – группа пор в сварном шве, расположенных в линию.

Шлаковое включение (любой формы) – дефект в виде вкрапления в сварном шве остатков сварочного флюса или обмазки электродов. Часто сопровождает непровар, подрез и несплавление кромок. Иногда достигает значительных размеров и бывает опасен.

Расслоение основного металла, примыкающее к сварному шву – дефект в виде трещин в плоскости листа или под небольшим углом, совпадающим с направлением проката.

Смещение сваренных кромок – дефект в виде несовпадения сваренных кромок по высоте из-за некачественной сборки сварного соединения.

При значительной величине относительно толщины кромок бывает опасен, т.к. уменьшает сечение сварного шва и подменяет растяжение-сжатие изгибом сварного соединения.

Угловатость кромок сварного соединения – дефект, обусловленный наличием углового смещения сваренных встык плоских элементов (деталей), вызван некачественной сборкой сварного соединения под сварку, либо нарушением технологии сварки (при двусторонней или многослойной сварке).

Неправильное сопряжение сварного шва – дефект в виде резкого перехода поверхности сварного шва к основному металлу.

Является концентратором напряжений, часто сопутствует непровару или несплавлению кромок.

Занижение размеров сечения сварного шва – дефект в виде недостаточно широкого или высокого валика усиления сварного шва.

Часто указывает на непровар или несплавление кромок из-за нарушения технологии сварки, которые могут сопровождаться шлаковыми включениями.

3. Анализ технической документации

3.1. Анализ технической документации проводится с целью установления нормативных и фактических параметров резервуара на момент сдачи его в эксплуатацию и изменения этих параметров при эксплуатации, установления причин появления тех или иных дефектов и повреждений, определение наиболее напряжённых зон в элементах конструкции, возможных механизмов образования повреждений в материале при эксплуатации и мест их локализации, изменения технического состояния резервуара в результате ремонтов, а также составления (уточнения) программы технического диагностирования.

3.2. При анализе технической документации производятся работы по:

- проверке комплектности проектной, исполнительной документации;

- обработке сведений о технических характеристиках резервуара, времени строительства, действующих на тот период нормах расчётов и правил устройства, материалах, режимах и условиях эксплуатации;

- проверке соответствия информации о резервуаре по данным паспорта и проектно-исполнительной документации;

- проверке сведений о технологии сварки, сварочных материалах, квалификации сварщиков по журналам сварочных и монтажных работ, журналам технологического и авторского надзора;

- сбору и обработке сведений о датах, организациях и результатах проведённых ранее обследований, ремонтов, видах отказов и аварий, динамике отклонений корпуса и основания, росту дефектов в сварных соединениях и коррозии.

3.3. На схеме резервуара отмечают элементы (участки) конструкции, наиболее предрасположенные к разрушению, потере устойчивости или нарушению герметичности.

При этом первоочередное внимание следует уделять:

- вертикальным монтажным сварным соединениям стенки; пересечениям вертикальных и горизонтальных сварных швов стенки между 1-м и 2-м, 2-м и 3-м поясами стенки (считая снизу);

- тавровому сварному соединению стенки с днищем и его околошовной зоне;

- стенке резервуара в районе нижнего уторного узла; вертикальным сварным соединениям, расположенным на первом (нижнем) поясе стенки;

- сварным соединениям врезок в нижние пояса стенки патрубков люков-лазов, приёмо-раздаточных и других патрубков, приварки фланцев, соединениям подводящих и отводящих трубопроводов;

- участкам стенки, имеющим местные отклонения от проектной формы, вмятины и выпучины, угловатости монтажных сварных швов, отклонения образующих стенки от вертикали;

- участкам конструкции, наиболее подверженным коррозии;

- состоянию нижних поясов, а также двух верхних поясов стенки, днища, настила и несущих элементов крыши, понтона, плавающей крыши и ее направляющих;

- фундаментам, основанию.

3.4. По данным эксплуатационной документации определяют длительность эксплуатации элементов резервуаров в условиях, отличающихся от проектных, анализируют обстоятельства и причины аварийных случаев и определяют участки конструкций,

которые могли подвергнуться воздействиям и перегрузкам, не предусмотренным проектом. Эти участки также отмечают на конструктивной схеме резервуара.

3.5. По записям в ремонтном журнале отмечают на конструктивной схеме элементы и участки конструкций резервуара, подвергнутые ремонту, в том числе с применением сварки. На основе данных ремонтной и монтажной документации уточняют представления об участках конструкции, где появление дефектов наиболее вероятно.

3.6. Если на аналогичных резервуарах происходили аварии из-за конструктивных недостатков, на конструктивной схеме резервуара делают отметки для проверки полноты выполнения и эффективности предложенных противоаварийных мер.

3.7. При отсутствии у владельца резервуара проекта или ссылок на проект в технической документации, следует установить проект, по которому построен резервуар (см. *Приложение 3*).

3.8. Заказчик представляет исполнителю следующую документацию:

Паспорт резервуара, включая следующие обязательные приложения:

- технический проект на конструкции резервуара (проект КМ);
- рабочие (деталировочные) чертежи конструкций резервуара (исполнительные чертежи);
- сертификат качества на конструкции резервуара;
- акт на приёмку основания и фундаментов;
- акт контроля качества смонтированных конструкций резервуара;
- акты гидравлических испытаний резервуара;

- акт испытания резервуара на внутреннее избыточное давление и вакуум;
- акт выполнения антикоррозионной защиты резервуара;
- акт выполнения теплоизоляции резервуара;
- акты приёмки смонтированного на резервуаре оборудования;
- заключения по результатам предыдущих обследований;
- ремонтную документацию (в случае проведения ремонтов резервуара);
- проект производства работ;
- результаты контроля качества работ (акты, протоколы, заключения по неразрушающему контролю);
- другие документы, требующиеся для ЭПБ.

3.9. Порядок проведения анализа документации.

После получения технического задания до начала работ на резервуаре, необходимо разработать программу контроля, составить (получить) технологические карты контроля на все виды работ.

3.10. В процессе анализа документации необходимо получить следующие данные:

- номер проекта, наличие акта-согласования отступления от проектной документации при монтаже;
- технологический, инвентарный и заводской номера РВС;
- дату изготовления и ввода в эксплуатацию РВС;
- дату начала и окончания монтажа резервуара;
- номинальный и предельный объем резервуара, а также его массу;
- основные размеры элементов резервуаров (высота, диаметр и т.д.);
- вид хранимого продукта (температура хранения, плотность);
- марку стали и толщины элементов резервуара;
- другие технические характеристики РВС, необходимые для ЭПБ.

3.11. При анализе ремонтной документации следует обратить внимание на записи об авариях и методах их устранения, а также о проведённых ремонтах, с выпиской объёма проводимого ремонта, проверить соответствие проведённых ремонтов имеющейся документации.

В случае отсутствия какой-либо документации, перечисленной в п. 3.8, в заключение по результатам диагностирования вносится соответствующая запись.

3.12. В заключении экспертизы промышленной безопасности на резервуар в целом должны быть приведены ссылки на акты, свидетельствующие об исправности технологического оборудования: понтона, плавающей крыши и их оборудования, вакуумных и дыхательных клапанов, системы пожаротушения, системы орошения, системы размыва донных отложений, системы слива подтоварной воды, системы молниезащиты.

4. Визуальный и измерительный контроль

4.1. Геометрические измерения и допускаемые отклонения формы резервуара от проектной

4.1.1. Определение фактической геометрической формы резервуара

4.1.1.1. Для выявления фактической геометрической формы резервуара и определения величины отклонений от проектных требований проводятся следующие измерения:

- нивелировка наружного контура днища резервуара;
- измерение отклонений образующих стенки резервуара от вертикали на уровне верха каждого пояса стенки;
- измерение величин выпучин и вмятин на стенке резервуара;
- измерение величин хлопунов, выпучин и вмятин на днище резервуара (при полном обследовании опорожненного резервуара);
- измерение уклона отмостки основания.

4.1.1.2. Нивелировка наружного контура днища выполняется в точках, отстоящих друг от друга не более, чем на 6 м (обычно в точках пересечения вертикальных сварных швов первого пояса стенки с окрайками днища).

4.1.1.3. Измерение отклонений образующих стенки от вертикали рекомендуется производить в тех же точках, в которых производилась нивелировка, обычно вдоль вертикальных сварных швов, а при раскрое стенки вразбежку – вдоль вертикальных сварных швов первого пояса. Измерение отклонений от вертикали выполняется либо теодолитом, либо с помощью каретки, вертикально перемещающейся по стенке резервуара. Для отсчёта показаний по линейке используют отвес, перекинутый через блок каретки.

В заключении по результатам обследования рекомендуется придерживаться следующего правила знаков отклонений образующих стенки от вертикали: плюс - наружу резервуара, минус - внутрь резервуара.

4.1.1.4. Измерения рекомендуется проводить дважды – на заполненном и пустом резервуаре, с целью определения мест расположения максимальных деформаций. При этом необходимо обращать внимание на местные выпучины и вмятины, и проводить в этих местах дополнительные измерения.

4.1.1.5. Для резервуаров со стационарной крышей без понтона, находящихся в эксплуатации, допускаемые отклонения вычисляются путем умножения значений, заданных в таблицах 4.1 и 4.2, на коэффициент, определяемый по таблице 4.3 в зависимости от срока эксплуатации и класса опасности резервуара. Коэффициенты, приведённые в таблице 4.3, распространяются как на предельные отклонения точек наружного контура днища от горизонтальной плоскости, так и на отклонения образующих стенки резервуара от вертикали.

Таблица 4.1. Предельные отклонения наружного контура днища от горизонтальной плоскости (СНиП 3.03.01-87[42])

Объем резервуара, м³	Разность отметок, мм			
	при незаполненном резервуаре		при заполненном резервуаре	
	смежных точек на расстоянии 6 м по периметру	любых других точек	смежных точек на расстоянии 6 м по периметру	любых других точек
Менее 700	10	25	20	40
700 – 1000	15	40	30	60
2000 – 5000	20	50	40	80
10000 – 20000	15	45	35	75
30000 – 50000	30	60	50	100

Таблица 4.2. Предельные отклонения образующих стенки от вертикали на уровне верха поясов (СНиП 3.03.01-87[42])

Объем резервуара, м³	Номера поясов, начиная с нижнего											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
	Предельные отклонения, мм											
Менее 700	10	20	30	40	45	50	-	-	-	-	-	-
1000 – 5000	15	25	35	45	55	60	65	70	75	80	-	-
10000 – 20000	20	30	40	50	60	70	75	80	85	90	90	90
30000 - 50000	30	40	50	60	70	75	80	85	90	90	90	90

Примечания.

1. Предельные отклонения даны для стенок из листов шириной 1,5 м. В случае применения листов другой ширины предельные отклонения образующих стенки от вертикали на уровне верха поясов следует определять интерполяцией.
2. Измерения следует производить для каждого пояса на расстоянии до 50 мм от верхнего горизонтального шва.
3. Отклонения надлежит проверять не реже, чем через 6 м по окружности резервуара.
4. При определении отклонений учитывают телескопичность стенки резервуара, смонтированного полистовым способом.

Таблица 4.3

Класс опасности резервуара		Срок эксплуатации		
		0 лет	4 года	20 лет и более
		Коэффициент увеличения предельных отклонений		
1	1А	1,0	1,2	1,5
	1Б	1,0	1,25	1,6
2		1,0	1,3	1,8
3		1,0	1,4	2,0

4.1.1.6. Для промежуточных сроков эксплуатации коэффициент увеличения предельно допускаемых отклонений находится путем линейной интерполяции по формуле

$$k(t)=k(t_1)+\frac{k(t_2)-k(t_1)}{t_2-t_1}\cdot(t-t_1), \qquad (4.1)$$

4.1.1.7. Допускаемые отклонения наружного контура днища частично заполненного резервуара вычисляются путем линейной интерполяции по значениям для пустого и полностью заполненного резервуара, которые предварительно определяются по формуле (4.1) для заданного срока эксплуатации.

4.1.1.8. Для резервуаров с плавающей крышей (понтоном), находящихся в эксплуатации, коэффициент увеличения предельно допускаемых отклонений образующих стенки от вертикали вычисляется по формуле $К_{понт} = 0,5(К+1)$, где К определяется по таблицам 4.1 - 4.3 с учетом интерполяции по п. 4.1.1.6. При этом зазор между стенкой резервуара и плавающей крышей или понтоном при любом положении понтона должен находиться в пределах, обеспечивающих возможность беспрепятственного перемещения понтона по вертикали в соответствии с конструкцией затвора. Предельные отклонения наружного контура днища от

горизонтальной плоскости для резервуара с плавающей крышей (понтоном) определяются по таблице 4.1.

Пример вычисления допускаемых отклонений. Резервуар РВС-5000 класса 2, срок эксплуатации - 16 лет, геодезические измерения проводятся при уровне заполнения продуктом 6 м, максимальный уровень налива – 10,5 м.

1. Интерполяция проводится на отрезке $t_1 = 4$ года … $t_2 = 20$ лет. По таблице 4.3 определяем: k_1=1,3, k_2=1,8.

Коэффициент увеличения предельных отклонений для срока $t = 16$ лет по сравнению с новым резервуаром:

$$k = 1{,}3 + (1{,}8 - 1{,}3) \cdot \frac{(16-4)}{(20-4)} = 1{,}675$$

Максимальная разность высотных отметок наружного контура днища для пустого резервуара, находящегося в эксплуатации 16 лет, Δh_1 = 50x1,675 ≈ 84 мм, для полностью заполненного резервуара – Δh_2= 80x1,675 = 134 мм.

Максимальная разность отметок при уровне заполнения 6 м:

$$\Delta h = 84 + (134 - 84)\frac{6}{10{,}5} = 84 + 28 = 112\text{мм}.$$

4.1.1.9. Если обследование проводится при опорожненном резервуаре и отклонения основания от горизонтали или образующих стенки от вертикали выходят за допускаемые пп. 4.1.1.5, 4.1.1.6 пределы для опорожненного резервуара, но не превышают пределов для заполненного резервуара и при этом выполняются следующие условия:

1) из измерений за предыдущие годы следует, что осадка основания резервуара стабилизировалась, и при заполнении резервуара отклонения наружного контура днища от гори-

зонтали и отклонения образующих стенки от вертикали не превысят пределов для заполненного резервуара;

2) отсутствуют резкие, неплавные переломы в поясах стенки, которые могут дать «хлопки» при заливе и сливе продукта,

то для оценки допустимости отклонений основания от горизонтали и образующих стенки от вертикали допускается применять критерии для заполненного резервуара со ссылкой на результаты ранее проведённых измерений (так как именно в заполненном резервуаре развиваются максимальные напряжения).

Примечание. Согласно статистическим данным «Правил технической эксплуатации резервуаров и инструкции по их ремонту» [52], осадка основания резервуара в основном стабилизируется в первые 4 года эксплуатации. После стабилизации осадки основания заполнение резервуара не приводит к значительной дополнительной осадке по сравнению с опорожненным резервуаром.

4.1.1.10. Условия пп. 4.1.1.5 – 4.1.1.9 являются достаточными независимо от вида осадки и величины неоднородности осадки, т.е. при выполнении этих условий других проверок не требуется. Если условия пп. 4.1.1.5 – 4.1.1.9 не выполняются, для решения вопроса о допустимости продолжения эксплуатации резервуара требуется дальнейший анализ вида осадки. Для этого производится определение неоднородной составляющей осадки основания согласно *Приложению 4* и затем применяются критерии пп. 4.1.1.11, 4.1.1.12.

4.1.1.11. Предельно допускаемая величина неоднородной осадки основания S вычисляется по формуле

$$S \le 5{,}5\frac{L^2 R_y}{EH}, \qquad (4.2) \qquad [53]$$

где S – величина выхода точки наружного контура днища из плоскости (плоскость – не обязательно горизонтальная, основание может быть наклонено как жесткое целое);

L - длина участка, на котором обнаружена неоднородная осадка,

R_y - расчетное сопротивление стали по пределу текучести,

E - модуль упругости стали, $E = 2{,}1 * 10^5$ МПа $= 2{,}1 * 10^6$ кгс/см^2,

H - высота резервуара.

(При S<10мм, полагается S=10 мм).

4.1.1.12. Если величина неоднородной осадки между соседними точками нивелировки не превышает значений, указанных в п. 4.1.1.11, то максимально допускаемый перепад высотных отметок (как правило, между противоположными точками основания) может быть увеличен на 25% по сравнению с пределами, установленными в пп. 4.1.1.5 – 4.1.1.8.

В этом случае допускается также предельные отклонения стенки, взятые по табл. 4.2 с повышающим коэффициентом табл. 4.3, трактовать как предельные отклонения не от вертикали, а от наклонного положения стенки идеально цилиндрического резервуара, стоящего на наклонном основании (рис. 4.1). В этом случае предельные отклонения стенки от вертикали могут быть вычислены, как показано в примере.

При этом в заключении ЭПБ при необходимости следует отметить, что уровень налива по сравнению с проектным уровнем должен быть понижен так, чтобы продукт хранения при наклонном положении резервуара не касался элементов системы пожаротушения.

Пример. Резервуар РВС-5000 2-го класса опасности, диаметр D=22,8 м, высота стенки – H=9,9 м, срок службы 22 года, фактический максимальный перепад высотных отметок Δh = 120 мм, условия п. 4.1.1.11 соблюдаются.

1. При сроке эксплуатации более 20 лет предельно допускаемые отклонения верха стенки резервуара по табл. 4.2, 4.3 $\delta = \pm 70 \cdot 1{,}8 = \pm 126$ мм.

2. При наклоне основания резервуара идеально цилиндрической формы максимальное отклонение верха стенки $\delta_0 = \Delta h \cdot \frac{H}{D} = 120 \cdot \frac{11{,}9}{22{,}8} = 62$ мм (точки А и Б на рис. 4.1).

3. В сумме максимально допускаемые отклонения верха стенки от вертикали $\delta_{max} = \delta_0 \pm \delta$.

Для точки А (рис. 4.1) $\delta_{max} = 62 \pm 126 = +188; -63$ мм.

Для точки Б $\delta_{max} = -62 \pm 126 = +63; -188$ мм.

Для образующих стенки, расположенных между А и Б, предельно допускаемые отклонения от вертикали могут быть определены после определения пространственного положения образующих стенки в соответствии с п. П4.6 *Приложения 4*.

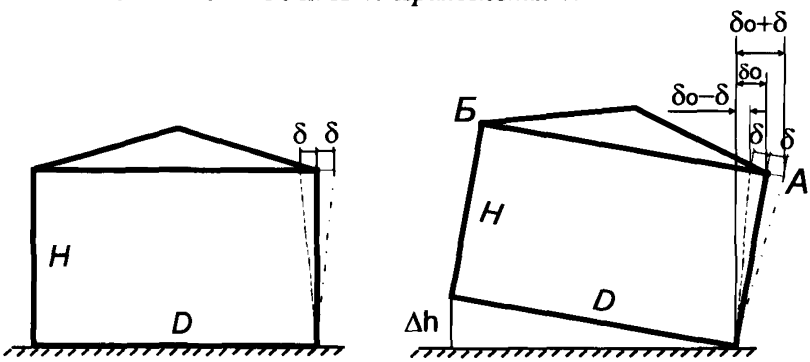


Рис. 4.1

4.1.1.13. Максимально допускаемые величины неоднородной осадки для резервуаров высотой 12 и 18 м, выполненных из сталей 09Г2С, ВСт3 для различных значений длины участка неоднородности осадки приведены в табл. 4.4.

Таблица 4.4

Длина участка L, м	Максимально допускаемая неоднородная осадка, мм		
	Резервуар высотой 9 м	Резервуар высотой 12 м	Резервуар высотой 18 м
Сталь 09Г2С			
≤ 4	15	10	10
5	25	20	12
6	35	25	15
Сталь ВСт3			
≤ 4	10	10	10
5	17	14	10
6	23	17	10

4.1.2. Местные нарушения формы стенки резервуара

4.1.2.1. Допускаемые величины выпучин или вмятин на поверхности стенки вдоль образующей (по вертикали):

Для новых резервуаров:

Таблица 4.5

Расстояние от нижнего до верхнего края выпучины или вмятины, мм	Допускаемая величина, мм
до 1500 включительно	15
1500 – 3000	30
3000 - 4000	45

Для резервуаров со сроком эксплуатации более 4-х лет местные отклонения стенки при незаполненном резервуаре не должны превышать следующих величин:

1) стрела прогиба каждого пояса в пределах его высоты – 15 мм;
2) отклонения поверхности вмятины или выпучины от прямой, соединяющей нижний и верхний края деформированного участка вдоль образующей, без учета стрелы прогиба пояса:

Таблица 4.6

Расстояние от нижнего до верхнего края выпучины или вмятины, мм	Допускаемая величина, мм
до 1500 включительно	20
1500 – 3000	35
3000 - 4500	45
4500 - 6000	60

3) глубина вмятин в пределах двух верхних поясов – не более 100 мм.

4.1.2.2. На резервуарах рулонного изготовления на стыке соединения двух кромок рулона (вертикальный монтажный шов) при некачественном выполнении стыка образуется угловатость. Угловатость способствует образованию концентрации напряжений. За показатель угловатости принимается стрела прогиба f от цилиндрической формы стенки резервуара. Стрела прогиба f измеряется с помощью шаблона. Длина шаблона (база) обычно принимается равной 0,5 м или 1 м.

4.1.2.3. Стрела прогиба f_i протяженного по вертикали горизонтального гофра i-го пояса на базе длиной l, т.е. отклонение от круговой образующей, в том числе в зонах вертикальных сварных стыков, не должна превышать предельного значения f_{max}

$$f \le f_{\max} \qquad (4.3а)$$

$$f_{\max} = \left(\frac{R_y}{\sigma_\varphi} - 1\right)\frac{l^2\sigma_\varphi}{16 \cdot tE} \qquad (4.3б)$$

где R_y - расчётное сопротивление металла по пределу текучести,

σ_φ - кольцевое напряжение в стенке резервуара на уровне расположения дефекта,

t - толщина стенки,

E - модуль упругости стали, $E = 2{,}1 * 10^5$ МПа.

Условия (4.3) распространяются на протяжённые по высоте (не менее трех поясов стенки) выпучины, вмятины и зоны угловатости монтажных сварных стыков.

Глубину вмятин рекомендуется измерять относительно прямолинейной рейки, приложенной горизонтально к стенке резервуара. В этом случае за базу l принимается расстояние между точками касания рейкой стенки резервуара. При симметричной или близкой к симметричной форме вмятины, которая, как правило, встречается на практике, отклонение от круговой образующей (стрела прогиба) может быть приближенно оценено по формуле

$$f \approx 0{,}25\frac{l^2}{D} + \Delta f \qquad (4.4)$$

где D – диаметр резервуара,

Δf – расстояние от прямолинейной рейки до наиболее глубокой точки вмятины.

4.1.2.4. В случае невыполнения условия (4.3) допускается эксплуатация резервуара со сниженным уровнем налива. В этом случае максимальный уровень налива определяется следующим образом. Из уравнения (4.3б), в которое вместо f_{max} подставляется фактическая стрела прогиба, определяется максимально допускаемое для данного случая кольцевое напряжение σ_φ. Затем по формуле (П6.1.4) *Приложения 6* вычисляется максимально допускаемая высота налива. Если резервуар работает в интенсивном циклическом режиме налива-слива, то при вычислении максимального кольцевого напряжения используются также соотношения п. П6.3 *Приложения 6* (т.е. берется меньшее из значений кольцевого напряжения, вычисленного из уравнения (4.3б), (П6.3.1, П6.3.2).

4.1.2.5. Овальность стенки на уровне днища не должна превышать: для резервуаров с проектным диаметром 12 м: ± 40 мм, для резервуаров с проектным диаметром более 12 м: ± 60 мм. На высо-

те более 300 мм от днища овальность не должна превышать трехкратной величины допуска на уровне днища. Овальность большей величины учитывается при расчёте на прочность путем внесения поправок в формулы П6.1.2 – П6.1.4 из расчёта: 1% овальности увеличивает кольцевое напряжение на 15%. С учетом овальности может быть увеличена минимально необходимая толщина стенки или снижен уровень налива.

4.1.3. Местные нарушения формы днища резервуара

4.1.3.1. Измерения величин выпучин и вмятин на днище резервуара выполняют или путем нивелирной съемки, или наливом воды до уровня наивысшей точки днища и измерениями расстояния от днища до поверхности воды. Нивелирную съёмку рекомендуется выполнять одним из следующих способов:

1) в точках пересечения вертикальных сварных швов первого пояса стенки с окрайкой днища и далее по радиусам к центру резервуара с шагом 1м;

2) в углах и на серединах сторон листов днища.

4.1.3.2. Предельно допускаемая высота выпучины (глубина вмятины) f определяется формулой

$$f \le k_э \sqrt{S}, \text{ если } S \le S^*,$$

$$f \le k_э \sqrt{S^*}, \text{ если } S > S^*,$$

где S – площадь выпучины (вмятины), (f - в метрах),

S^* - предельная площадь, зависящая от диаметра резервуара:

$$S^* = 2 \text{ м}^2, \text{ если } D \le 12{,}5 \text{ м},$$

$$S^* = 5 \text{ м}^2, \text{ если } D > 12{,}5 \text{ м}.$$

Значение коэффициента $k_э$ определяется формулами

$$k_э = 0{,}106, \text{ если } D \le 12{,}5 \text{ м},$$

$$k_э = 0{,}081, \text{ если } D > 12{,}5 \text{ м}.$$

4.1.3.3. В случае, когда стенка резервуара резко, но равномерно по всей окружности (или на большей части длины окружности) проседает, возникает прогиб окраек днища вблизи соединения стенки с днищем. Предельная величина f локальной равномерной просадки края днища определяется соотношением

$$f \le k \cdot b,$$

где b – ширина края просадки,

$k = 0{,}19$ при $D \le 12{,}5$ м,

$k = 0{,}14$ при $D > 12{,}5$ м.

(Для случая неравномерной просадки края днища см. п. 4.1.1.11).

4.1.3.4. При отклонениях формы днища, превышающих допуски пп. 4.1.3.2, 4.1.3.3, а также при наличии местного перелома (угла) на поверхности днища, образованного резким изгибом, основание и дефектный участок днища подлежат исправлению.

4.2. Контроль основного металла

4.2.1. Перед проведением наружного визуального контроля резервуара рекомендуется на наружной поверхности стенки нанести маркером или мелом разметку вертикальных сварных швов. (При раскрое стенки вразбежку проставляются номера вертикальных сварных соединений первого пояса). Если в документации, имеющейся у владельца резервуара, уже введена система нумерации вертикальных сварных швов или листов, рекомендуется в заключении экспертизы промышленной безопасности придерживаться ее.

При отсутствии принятой системы нумерации у владельца резервуара рекомендуется нумеровать сварные швы против часовой стрелки, с тем, чтобы развертка наружной поверхности стенки образовывала правостороннюю (обычную) систему координат - воз-

растание номеров вертикальных сварных швов на развертке шло слева направо. Для рулонированных резервуаров нумерацию сварных швов рекомендуется начинать от вертикального монтажного шва, при нескольких монтажных швах от одного из них, выбираемого произвольно. (При наличии информации о расположении главных осей резервуара рекомендуется нумерацию начинать от монтажного шва, совпадающего с первой главной осью).

В заключении экспертизы промышленной безопасности следует отмечать на схеме раскроя стенки монтажные швы. При описании обнаруженных на стенке резервуара дефектов рекомендуется их привязывать к вертикальным и горизонтальным швам. Листы стенки резервуара рекомендуется нумеровать в том же направлении, что и вертикальные сварные швы. Рекомендуется лист № 1 назначать между сварными швами № 1 и 2, лист № 2 - между сварными швами № 2 и 3 и т.д.

Горизонтальные сварные швы рекомендуется нумеровать снизу вверх и обозначать следующим образом: нижний уторный шов – УШ, далее ГШ1, ГШ2 и т.д., где ГШ*i* – сварной шов, проходящий по верху *i*- го пояса стенки резервуара.

В любом случае способ нумерации сварных швов должен быть указан в заключении. В протоколе визуально-измерительного контроля рекомендуется координаты обнаруженных дефектов стенки резервуара привязывать к сварным швам, как указано в следующем примере: (ВШ10-1800, ГШ2+500), где числа – расстояния в мм до ближайших сварных швов; знак «плюс» перед числом указывает на направление вверх от горизонтального или вправо от вертикального сварного шва, знак «минус» указывает на направление вниз от горизонтального или влево от вертикального сварного шва.

4.2.2. Визуальный и измерительный контроль конструкций производится в условиях достаточной освещённости с применением, в случае необходимости, луп с увеличением до 10^x, бинокля (для осмотра изнутри несущих элементов кровли).

4.2.3. При визуальном и измерительном контроле обязательному контролю подлежат:

- состояние основного металла стенки, днища, настила и несущих элементов крыши, понтона (плавающей крыши) (возможна вырезка проёмов в настиле кровли);
- местные деформации, вмятины и выпучины;
- состояние стенки резервуара в местах врезки трубопроводов, (состояние трубопроводов на участке врезки в резервуар, компенсаторов, усиливающих листов);
- состояние сварных соединений в соответствии с требованиями проекта, СНиП 3.03.01-87 [42], стандартов на соответствующие виды сварки и типы сварных швов;
- состояние зазора и уплотнения между понтоном (плавающей крышей) и стенкой резервуара.

4.2.4. Контроль поверхности основного металла рекомендуется производить с наружной, а затем с внутренней стороны резервуара в следующей последовательности:

- окрайки и центральная часть днища и нижняя часть первого пояса;
- наружная и внутренняя части первого и второго поясов, а затем третьего, четвертого поясов (с применением переносной лестницы);
- верхние пояса с применением подвесной люльки;
- места переменного уровня нефтепродуктов;
- настил и несущие элементы кровли.

4.2.5. На контролируемой поверхности основного металла, предварительно очищенной от грязи и нефтепродуктов, выявляется наличие коррозионных повреждений, царапин, задиров, трещин, прожогов, вырывов, закатов и других дефектов.

4.2.6. Коррозионные повреждения подлежат классификации по их виду (см. п. 2.2).

4.2.7. Глубину коррозионных язв измеряют с помощью универсального шаблона сварщика, штангенциркуля или глубиномера с индикатором часового типа, либо другими способами, обеспечивающими точность измерений ±0,1 мм. При значительной площади язвенного коррозионного поражения и большой глубине язв рекомендуется измерять их глубину относительно стальной линейки, плотно прижатой к поверхности, либо при помощи специальных скоб с индикаторным глубиномером часового типа.

4.2.8. По результатам контроля отмечают участки коррозионных повреждений поверхности, на которых затем проводят измерения остаточной толщины ультразвуковым толщиномером.

4.2.9. Остатки монтажных приспособлений на стенке резервуара могут явиться источниками потенциальной опасности из-за возможных дефектов сварки. Они также являются местами потенциального попадания влаги и повышенной коррозии, в частности, из-за возможного ухудшения качества антикоррозийной изоляции в труднодоступных для покраски местах. На нижних поясах стенки указанные дефекты подлежат обязательному удалению при очередном выводе резервуара из эксплуатации для полного обследования или ремонта.

4.3. Контроль сварных соединений

4.3.1. Визуальный и измерительный контроль сварных соединений производится на соответствие проекту, требованиям

ПБ 03-605-03 [27], РД 03-606-03 [31], ГОСТ 5264-80 [20], СНиП 3.03.01-87 [42] и стандартов на соответствующие виды сварки и типы сварных соединений.

4.3.2. Визуальному контролю и измерению геометрических размеров сварных швов подлежат все монтажные сварные соединения нижних поясов стенки резервуара, включая уторный узел, сварные швы днища и кровли резервуара (и околошовные зоны на расстоянии не менее 50 мм). Перед контролем сварные швы и околошовные зоны должны быть очищены от рыхлой окалины, краски, грязи и нефтепродукта.

4.3.3. Визуальный контроль сварных швов, измерения шаблонами их геометрических размеров проводятся в условиях достаточной освещённости с целью выявления следующих наружных дефектов:

- несоответствия размеров швов требованиям проекта, норм и стандартов;
- трещин всех видов и направлений;
- наплывов, подрезов, прожогов, незаваренных кратеров, непроваров, пористости и других технологических дефектов;
- отсутствия плавных переходов от валика усиления к основному металлу;
- несоответствия ширины валика усиления требованиям проекта;
- несоответствия взаимного расположения сварных швов требованиям ПБ-03-605-03 [27].

4.3.4. Особое внимание нужно обратить на размеры и форму валиков усиления, и если валик имеет дефекты формирования (существенные отклонения формы либо искривленную траекто-

рию, либо раздвоение, либо часть валика была без необходимости удалена) на этом участке сварного соединения следует провести ультразвуковой контроль.

4.3.5. Тщательному визуальному и измерительному контролю подлежат сварные соединения в зонах концентрации напряжений – угловом сварном соединении нижнего уторного узла, вертикальных сварных соединениях в местах угловатости, местах вмятин и выпучин на стенке, местах врезки приёмо-раздаточных патрубков (особенно при видимой деформации стенки в зоне врезки патрубков, образующейся при осадке основания резервуара и воздействии трубопроводов на стенку), а также на участках пересечения швов.

4.3.6. Не допускаются трещины всех видов, направлений и размеров во всех сварных соединениях всех элементов резервуара.

4.3.7. При проведении визуального и измерительного контроля в случае возникновения сомнений по классификации и размерам выявленных дефектов следует применять измерительную лупу 4–20-кратного увеличения, а также по усмотрению специалиста, выполняющего осмотр, любой из неразрушающих методов контроля.

4.3.8. Расположение швов приварки отдельных элементов оборудования на первом поясе относительно друг друга, а также вертикальных и горизонтальных швов стенки должно соответствовать следующим требованиям:

- расстояния между швами патрубков, усиливающих листов и швами стенки должны быть не менее: до вертикальных сварных швов – 250 мм, до горизонтальных швов – 100 мм;

- вертикальные соединения первого пояса стенки должны располагаться на расстоянии не менее 100 мм от стыков окраек днища;

- выступающая часть окрайка днища снаружи должна быть не менее 30 мм.

Радиальная ширина окрайков днища должна обеспечивать расстояние между сварным соединением стенки с днищем и сварными соединениями окрайков с центральной частью днища не менее 300 мм согласно ПБ-03-605-03 [27].

4.4. Контроль состояния понтона и плавающей крыши

4.4.1. При визуальном и измерительном контроле понтона (плавающей крыши) необходимо обратить внимание на:

- горизонтальность поверхности (перекос в одну сторону свидетельствует о негерметичности коробов и наличии в них продукта);
- плотность прилегания затвора к стенке резервуара, центральной стойке и кожуху пробоотборника;
- состояние сварных соединений центральной части (мембраны) и сварных соединений коробов;
- наличие выпучин и вмятин на центральной части;
- отклонение от вертикальности трубчатых опорных стоек, вертикального бортового листа коробов, трубчатых направляющих;
- техническое состояние затвора;
- толщину стенки коробов и мембраны;
- степень износа трущихся частей затвора и коррозионного повреждения металлических деталей.

4.4.2. На внутренней поверхности корпуса резервуара по ходу понтона и плавающей крыши не должно быть каких-либо планок, оплавлений, вырывов, остатков сварных швов после удаления монтажных пластин.

4.4.3. Контроль геометрических размеров и формы понтона (плавающей крыши) проводится путем измерений:

- радиуса плавающей крыши и понтона, измеренного от центра до наружной поверхности вертикального бортового листа;
- отклонений от вертикали нижних концов трубчатых стоек при опирании на них понтона (плавающей крыши);
- отклонений от вертикали трубчатых направляющих (на всю высоту);
- зазоров между наружной поверхностью кольцевого листа и стенки резервуара;
- отклонения вертикального бортового листа короба от вертикали.

4.4.4. Отклонение от вертикали наружной стенки коробов понтона или плавающей крыши необходимо определять в зонах вертикальных стыков стенки резервуара и посредине между ними с помощью отвеса, опускаемого от верхней кромки короба, и линейки с миллиметровыми делениями.

Горизонтальность верхней кромки наружной стенки короба понтона или плавающей крыши необходимо определять нивелированием на каждом коробе не менее чем в трех точках.

Вертикальность направляющих стоек плавающей крыши или понтона должна быть проверена с помощью отвеса, опущенного от верха направляющих до верха настила. Ось направляющей стойки должна проходить через центр направляющего патрубка короба.

4.4.5. Зазоры между верхней кромкой наружной стенки коробов понтона (кольца жесткости синтетических понтонов) или плавающей крыши и стенки резервуара следует измерять в зоне стыков между поясами (на расстоянии 50-100 мм) против каждого вертикального шва стенки, а при необходимости - между швами, с точностью до одного миллиметра.

4.4.6. При техническом диагностировании резервуаров с металлическими или синтетическими понтонами необходимо проверить:

- величину зазора между стенкой резервуара и бортом понтона и плотность прилегания кольцевого затвора, затворов направляющих труб, труб ручного замера, ПСР и центральной стойки;
- состояние швов и материалов настила (разрывы не допускаются);
- состояние коробов, поплавков и др.;
- наличие крепления заземления;
- крепление секции затвора с кольцом жесткости;
- соединение полос сетки между собой и заделку концов сетки по периметру;
- наличие защиты от статического электричества;
- работоспособность конструкции затвора.

4.4.7. Проводится измерение толщины листов настила понтона и плавающей крыши, а также толщины стенок и днищ коробов, и ребер жесткости.

4.4.8. Предельно допустимый износ листов понтона и плавающей крыши по измерениям наиболее изношенных участков не должен превышать 50 % от проектной величины для центральной части, а для короба — 30 %.

4.4.9. Для резинотканевых элементов затвора допустимым считается износ от трения до обнажения тканевой основы.

4.4.10. При осмотре понтона из пенополиуретана контролируют плотность прилегания затвора, отсутствие деформации опорных стоек и лучей монтажно-эксплуатационной опоры, замеряют электросопротивление заземления понтона и электросопротивление покрытия понтона. При необходимости из тела понтона вы-

резают образцы размером 30х30х30 мм и определяют плотность пенополиуретана, его бензопоглощение. По результатам осмотра понтона принимается решение о его ремонте или дальнейшей эксплуатации.

4.4.11. Для понтонов других конструкций, объем обследования определяется по результатам анализа технической документации на обследуемый понтон.

4.5. Контроль состояния основания и фундамента

4.5.1. Основные причины повреждений оснований и фундаментов следующие:

- потеря несущей способности грунтов основания под окрайком резервуара в результате постоянного их обводнения паводковыми и дождевыми водами, стекающими с крыши и стен резервуара;
- эрозия почвы, просадка, выпучивание и набухание грунтов основания;
- некачественно выполненная насыпь в основании резервуара;
- морозное разрушение бетона фундамента;
- разрушение бетона фундамента под воздействием ливневых и подземных вод, резких перепадов температур воздуха;
- воздействие кислот и щелочей, химических составляющих воздуха на бетонные и железобетонные фундаменты.

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 отвода 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 к развитию 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.

4.5.2. При контроле состояния основания и отмостки необходимо обратить внимание на:

- плотность прилегания днища к основанию - отсутствие пустот между днищем резервуара и основанием;
- погружение окрайки днища резервуара в грунт и скопление дождевой воды по контуру резервуара;
- наличие растительности на отмостке;
- трещины и выбоины в отмостке и кольцевом лотке;
- наличие необходимого уклона отмостки, обеспечивающего отвод воды в сторону кольцевого лотка (уклон не должен быть меньше 1:10).

4.6. Контроль состояния тепловой изоляции

4.6.1. При контроле теплоизолированных резервуаров проверяют толщину изоляционного слоя, его плотное прилегание к металлу (адгезия к металлу в случае пенополиуретановой изоляции), отсутствие намокания, течей, особенно на нижних поясах и в ме-

стах примыкания стенки к днищу. При наличии признаков увеличения теплопроводности изоляционного материала (о чем можно судить по увеличению теплопотерь через изоляцию и увеличению скорости падения температуры нефтепродукта при его хранении в резервуаре) выявляют причину, вызвавшую увеличение теплопроводности. Теплопотери могут быть выявлены с помощью тепловизора.

4.6.2. Теплоизоляционные свойства изоляционного материала считаются низкими, если коэффициент теплопроводности его окажется больше 0,07 Вт/(м*К).

О качестве теплоизоляционного материала в целом судят по его теплосопротивлению. При необходимости выполнения теплового расчёта следует обращаться в специализированную организацию.

4.6.3. Для инструментального контроля стенки с наружной стороны резервуара на различных участках поверхность очищают от изоляции, а после завершения работ по диагностике изоляционное покрытие восстанавливают.

4.7. Контроль состояния лестниц, переходов и рабочих площадок

4.7.1. Крепление шахтной лестницы к резервуару должно соответствовать проекту (обычно, шарнирное крепление на уровне верха резервуара). Шахтная лестница не должна быть жестко связана со стенкой резервуара в местах, не предусмотренных проектом (например, путем приварки уголков или других элементов, передающих на стенку дополнительные усилия). При осадке резервуара и жесткой связи шахтной лестницы со стенкой резервуара возможна деформация стенки и элементов шахтной лестницы.

Шахтная лестница не должна касаться стенки резервуара.

4.7.2. Не должно быть нарушено ограждение лестниц, рабочих площадок. Отсутствие ограждения или его неисправность недопустимы, т.к. снижают безопасность работы персонала.

На безопасность работы персонала влияет также состояние настила (ступенек) лестниц.

Сказанное выше относится также к другим типам лестниц (спиральным, маршевым, передвижным).

4.7.3. Нивелирование фундамента шахтной лестницы производится по четырем точкам.

4.7.4. Количество точек измерения величины обвалования должно быть достаточным для определения объёма обвалования, но не менее восьми точек. Обвалование должно быть таким, чтобы вмещать объем одного резервуара (для группы резервуаров различных объёмов - самого крупного), находящегося внутри обвалования.

4.8. Контроль состояния антикоррозийного покрытия

4.8.1. Основными причинами преждевременного выхода из строя антикоррозийных покрытий являются следующие:

- неудовлетворительное качество очистки поверхности перед нанесением защитных покрытий;
- выполнение работ в условиях, не позволяющих получить качественное покрытие (высокая влажность, низкая температура);
- недостаточная толщина нанесенных покрытий и их несплошность.

4.8.2. Для оценки качества существующей антикоррозийной защиты должны быть оценены следующие характеристики покрытий:

- толщина;
- адгезия;
- сплошность.

Для оценки качества вновь нанесенных антикоррозийных покрытий также должны быть оценены указанные характеристики, но не позднее, чем через 2 недели с момента нанесения покрытий.

4.8.3. Оценка толщины покрытий производится по результатам измерения толщины покрытий неразрушающим методом, например, с помощью толщиномера покрытий или разрушающим методом с помощью микроскопа путем измерения ширины клиновидного среза покрытия и расчёта толщины всего покрытия или отдельных его слоев при заданном угле среза. Допускается отклонение толщины по сравнению с проектной в сторону уменьшения не более, чем на 10%.

4.8.4. Оценка адгезии старых и новых покрытий на внутренней и наружной поверхности резервуаров проводится по результатам измерения адгезии методом отрыва покрытий по ГОСТ 15140-78 [3]. Величина адгезии на внутренней поверхности должна быть не менее 100 Н/см, на наружной поверхности - 1-2 балла.

4.8.5. Оценка сплошности старых и новых покрытий на внутренней поверхности резервуаров проводится по результатам измерения сплошности с помощью искрового дефектоскопа.

4.8.6. При невыполнении условий пп. 4.8.3 – 4.8.5 техническое состояние антикоррозийных покрытий резервуара признается неудовлетворительным, а сам резеруар может быть допущен к дальнейшей эксплуатации после проведения следующих мероприятий:

а) на участках поверхности, на которых у покрытий отсутствует необходимая адгезия и сплошность, покрытие должно быть полностью удалено и после соответствующей очистки поверхности восстановлено в соответствии с проектом; отремонтированные участки следует повторно проконтролировать;

б) на участках поверхности с недостаточной толщиной покрытия, при наличии возможности его исправления путем нанесения дополнительных слоев, должно быть нанесено дополнительное покрытие с обеспечением межслойной адгезии;

при отсутствии возможности исправления покрытия нанесением дополнительных слоев покрытие должно быть полностью удалено и после очистки поверхности восстановлено в соответствии с проектом; отремонтированные участки следует повторно проконтролировать.

4.9. Контроль зоны соединения стенки резервуара с трубопроводами подачи и отбора продукта

4.9.1. Осадка основания резервуара (или опор основной трубопроводной системы подачи – отбора продукта) приводит к:

- искривлению трубопроводов;
- деформации стенки в месте врезки трубопроводов – как правило, вдавливанию ее внутрь с характерным уплощением стенки, реже – вытягиванию участка стенки наружу.

Должна быть измерена геометрия стенки в районе врезки трубопроводов, при наличии деформации определена стрела прогиба стенки, размер деформированной зоны. Возможность и режим дальнейшей эксплуатации резервуара с таким дефектом должны быть подтверждены расчётами локальной прочности стенки и малоцикловой усталости (для резервуара, работающего в циклическом режиме, п. П6.3 *Приложения б*).

4.9.2. При наличии заметного искривления трубопроводов, вызванного осадкой основания резервуара или осадкой опор трубопроводов, производится измерение величины искривления путем нивелировки трубопровода на участке искривления и затем расчётная оценка степени опасности данного дефекта. Этот вид дефекта должен быть указан в заключении.

4.9.3. Не допускается подводить под трубопроводы подачи и отбора хранимого продукта временные опоры, не предусмотренные проектом, которые могут также способствовать искривлению трубопроводов.

5. Неразрушающий контроль металла

5.1. Используемые методы контроля

Неразрушающий контроль (НК) металла резервуара физическими методами применяется для выявления поверхностных и глубинных дефектов (несплошностей) как сварных соединений, так и основного металла.

Неразрушающий контроль металла резервуара физическими методами производится по результатам визуально-измерительного контроля при частичном или полном обследовании резервуара для выявления мест коррозионного и других видов повреждений.

Решение о применении того или иного неразрушающего метода контроля или их комбинации принимается экспертной организацией. Комбинация неразрушающих методов повышает достоверность результатов контроля.

В зависимости от состояния резервуара и вида хранимого продукта дефектоскопия должна также проводиться безотносительно к результатам ВИК в тех местах конструкции, где внутренние дефекты наиболее вероятны и опасны.

Применение методов неразрушающего контроля, квалификация специалистов НК должны подчиняться требованиям соответствующих ГОСТов, руководящих документов Ростехнадзора и других нормативных материалов.

5.1.1. Акустико-эмиссионный контроль

5.1.1.1. Акустико-эмиссионный (АЭ) метод контроля основан на регистрации и анализе акустических волн, возникающих в процессе пластической деформации, структурных превращений в материале, образования и роста трещин, трения, а также истечения хранимого продукта через сквозные отверстия в стенке или днище резервуара.

Цель акустико-эмиссионного контроля - обнаружение и регистрация развивающихся дефектов сварных соединений и основного металла, оценка коррозионного состояния днища и выявление зон потенциальной утечки продукта, в том числе без вывода резервуара из эксплуатации.

Акустико-эмиссионный метод обладает свойством интегральности, т.е. позволяет контролировать весь объект или большую его часть с использованием ограниченного количества преобразователей акустической эмиссии (ПАЭ).

АЭ-контроль резервуаров выполняется в соответствии с требованиями ПБ 03-593-03 [26].

Методика акустико-эмиссионного контроля резервуаров приведена в *Приложении 9*.

5.1.2. Рентгенографический контроль

5.1.2.1. Рентгенографический контроль обнаруживает преимущественно несплошности объёмного типа. Позволяет выявить внутренние несплошности металла округлой формы, недоступные для выявления другими видами неразрушающего контроля. Плоскостные дефекты типа трещин выявляет только, если направление пучка излучения составляет с плоскостью дефекта угол не более 7°. Его применение целесообразно только для контроля сварных швов. Для контроля рекомендуется использовать переносные рентгеновские аппараты.

5.1.2.2. Радиографический контроль должен проводиться в соответствии с требованиями ГОСТ 20426-82* [9], ГОСТ 7512-82 [22].

5.1.2.3. Чувствительность контроля должна соответствовать классу 3 по ГОСТ 23055-78* [12].

5.1.2.4. Оформление результатов контроля производится в соответствии с *Приложениями 5, 6* к ГОСТ 7512-82 [22].

5.1.3. Ультразвуковой контроль

5.1.3.1. Ультразвуковой контроль (УЗК) позволяет выявлять несплошности любой формы: как объёмные, так и плоскостные.

5.1.3.2. Ультразвуковой контроль проводят для выявления как поверхностных, так и внутренних дефектов основного металла и сварных соединений. Расслоения металла и дефекты наплавки выявляются прямыми и наклонными преобразователями в соответствии с ГОСТ 22727-88 [10], дефекты сварных соединений - по ГОСТ 14782-86 [2]. УЗК может также использоваться для поиска глубоких коррозионных повреждений по специальным методикам, утверждённым в установленном порядке.

5.1.3.3. Настройка чувствительности УЗ прибора производится по СТО 00220256-005-2005 [24], либо по РД 34.10.133-97 [36].

5.1.3.4. Чувствительность контроля существенно зависит от качества акустического контакта между пьезопреобразователем и поверхностью контролируемого объекта, поэтому для оценки размеров несплошности рекомендуется вводить поправку на качество акустического контакта по методике, приведённой в РД 34.10.133-97 [36]. При проведении УЗК рекомендуется применение контактной жидкости консистенции трансформаторного масла.

5.1.3.5. При проведении УЗК используют три уровня чувствительности: браковочный, контрольный и поисковый. Контрольный уровень на 6 дБ ниже браковочного, а поисковый – на 12. Нормы браковки приведены в табл. 5.5.

5.1.3.6. При оформлении результатов контроля необходимо описывать все обнаруженные несплошности, превышающие контрольный уровень чувствительности, в соответствии с требованиями ГОСТ 14782-86 [2].

5.1.4. Капиллярный и магнитопорошковый контроль

5.1.4.1. Капиллярный контроль сварных соединений и основного металла проводится с целью выявления поверхностных дефектов. Магнитопорошковый контроль сварных соединений и основного металла проводится с целью выявления поверхностных и подповерхностных дефектов.

5.1.4.2. Капиллярный контроль должен проводиться в соответствии с требованиями ГОСТ 18442-80 [5], магнитопорошковый – в соответствии с ГОСТ 21105-87* [1].

При капиллярном контроле класс чувствительности должен быть не ниже III, а при магнитопорошковом – не ниже уровня Б.

5.1.4.3. При капиллярном контроле по индикаторным следам наличие удлинённых и неодиночных индикаторных следов является браковочным признаком.

5.1.4.4. Нормы оценки качества при магнитопорошковом контроле поверхностных дефектов должны соответствовать нормам для визуального контроля.

5.1.5. Контроль методом магнитной памяти металла

Метод магнитной памяти металла (МПМ) – метод неразрушающего контроля, основанный на регистрации и анализе распределения собственных магнитных полей рассеяния (СМПР) на поверхности изделий с целью определения зон концентрации напряжений (ЗКН), дефектов, неоднородности структуры металла и сварных соединений. СМПР – магнитное поле рассеяния, возникающее на поверхности изделия в зонах устойчивых полос скольжения дислокаций под действием рабочих и остаточных напряжений или в зонах развивающихся дефектов. Основная задача метода МПМ – определение на объекте контроля наиболее опасных участков и узлов, характеризующихся наличием ЗКН. Затем, с использованием УЗК в зонах концентрации напряжений производится идентификация дефекта.

Методика контроля резервуаров методом магнитной памяти металла приведена в *Приложении 11*.

5.1.6. Контроль электромагнитными методами *)

5.1.6.1. Электромагнитные методы основаны на регистрации взаимодействия электрических, магнитных и электромагнитных полей с объектами контроля и включают в себя три вида НК, указанных в ГОСТ 18353-79 [4]: электрический, магнитный и вихретоковый. В физических принципах и в технических реализациях перечисленных видов НК много общего.

Для неразрушающего контроля металла стальных резервуаров применяют метод магнитных полей рассеяния (МПР), относящийся к магнитному виду НК, и вихретоковый (ВТ) метод (вид) НК.

5.1.6.2. Электромагнитный контроль выполняют с целью обнаружения как поверхностных, так и внутренних дефектов основного металла и сварных соединений, а также с целью обнаружения участков коррозионных повреждений и оценки остаточной толщины металла стенок и днищ резервуаров. Обнаруживаются как объёмные, так и плоскостные (трещины) дефекты.

5.1.6.3. Для электромагнитного НК не требуется специальная подготовка поверхности металла, допускается наличие изолирующих покрытий (лакокрасочных, эпоксидных и др.) толщиной до 5 мм.

5.1.6.4. Электромагнитный НК обладает высокой производительностью (до 150 м^2/час), что позволяет контролировать до 100% поверхности днищ резервуаров при полном их освидетельствовании или до 100% нижних поясов стенок при частичном освидетельствовании, в том числе, без вывода резервуара из эксплуатации.

---

* Материалы п. 5.1.6 и приложения 10 представлены В.В. Сухоруковым (ООО «Интрон плюс»)

5.1.6.5. Для повышения достоверности и уточнения результатов электромагнитного НК применяют другие методы НК, прежде всего ультразвуковой. УЗК используют выборочно для уточнения геометрических параметров (формы и размеров) обнаруженных дефектов.

Методика электромагнитного контроля резервуаров приведена в *Приложении 10.*

5.2. Неразрушающий контроль основного металла

5.2.1. Неразрушающий контроль основного металла проводят с целью выявления язвенной коррозии на стороне, недоступной для визуального контроля, а также с целью выявления расслоений металла. Неразрушающий контроль коррозии внутренней поверхности стенки резервуара может выполняться с наружной стороны ультразвуковым или электромагнитным методом по специальным методикам, утверждённым в установленном порядке, в том числе и через слой лакокрасочного покрытия.

5.2.2. Первоначальная оценка коррозионной повреждённости стенок резервуара осуществляется с четырех сторон резервуара на участках размером не менее 500х500 мм, расположенных через 90° по периметру резервуара, на каждом из двух нижних поясов. Электромагнитным методом контролируют металл двух нижних поясов полностью. Особенно тщательно контроль следует проводить на уровне границы раздела хранимого продукта и подтоварной воды, где коррозия может иметь вид полосы со сплошным коррозионным изъязвлением по всему периметру резервуара.

5.2.3. При УЗК полное удаление лакокрасочного покрытия металла не обязательно, однако его поверхность не должна препятствовать свободному сканированию УЗ преобразователя. Следы песка, смешанного с краской, должны быть удалены. Кроме того,

необходимо оценить поправку настройки чувствительности на качество акустического контакта по методике, приведённой в РД 34.10.133-97 [36].

При электромагнитном контроле удаление лакокрасочного покрытия не требуется.

5.2.4. Если дефектоскопия указывает на наличие коррозионной повреждённости металла, то остаточную толщину металла всех локализованных коррозионных повреждений измеряют ультразвуковым толщиномером и фиксируют. Измерение остаточной толщины сквозь слой краски или окалины не допускается.

5.2.5. На участках стенки резервуара, где зарегистрирована коррозия с глубиной свыше 25% от толщины стенки металла, выборочно контролируют дополнительно по четыре участка размером 500х1000 мм на каждом из нижних поясов, в соответствии с табл. 5.1, и в области раздела фаз.

5.2.6. По результатам выборочной или полной дефектоскопии составляют гистограмму коррозионной повреждённости стенок резервуара, в зависимости от площади и глубины выявленных коррозионных повреждений металла.

5.2.7. Аналогичным образом обследуют днище и крышу резервуара, только участки выборочного контроля располагаются равномерно по всей площади, не менее четырех по периферии и одного в центральной части полотнища. При электромагнитном контроле обследуется полная площадь днища; удаление защитного покрытия толщиной до 5 мм не требуется.

5.3. Неразрушающий контроль сварных соединений

5.3.1. Неразрушающий контроль сварных соединений при техническом диагностировании проводится в соответствии с инструкциями, утверждёнными в установленном порядке, содержащими требования к средствам и технологии контроля. В актах о проведённом контроле обязательно указывается полное наименование и номер нормативного документа, в соответствии с которым производился контроль элемента резервуара.

5.3.2. Объем и вид неразрушающего контроля сварных соединений определяется экспертной организацией по результатам визуально-измерительного контроля, но в объёме не менее, чем указано в таблицах 5.1, 5.2, 5.3. При выявлении наружных дефектов сварных соединений визуально-измерительным контролем производится инструментальный контроль неразрушающим методом на всех дефектных участках.

Контроль следует проводить также на всех участках, где предварительно выявлены зоны концентрации напряжений методом магнитной памяти металла.

5.3.3. Обязательному контролю подлежат сварные соединения стенки рулонированных резервуаров, указанные в табл. 5.1.

Таблица 5.1

Класс опасности резервуара	Объем обязательного контроля	Примечание
1	1. Все вертикальные монтажные сварные соединения стенки на высоту трех нижних поясов. Перекрестья вертикальных монтажных и горизонтальных швов поясов 1-2, 2-3, 3-4 на длине по 300 мм в каждую сторону.	При частичном и полном обследовании.
	2. Участки всех вертикальных сварных соединений в зоне примыкания к днищу длиной не менее 500 мм.	При полном и расширенном частичном обследовании.
	3. Перекрестья горизонтальных и вертикальных сварных швов первого-второго и второго-третьего поясов в объеме 20% от общего количества, но не менее 8 (для резервуаров как рулонной, так и полистовой сборки) на длине по 300 мм в каждую сторону.	При частичном и полном обследовании.

Таблица 5.1 (продолжение)

Класс опасности резервуара	Объем обязательного контроля	Примечание
2 и 3	1. Все вертикальные монтажные сварные соединения стенки на высоту двух нижних поясов. Перекрестья вертикальных монтажных и горизонтальных сварных швов поясов 1-2, 2-3 на длине по 300 мм в каждую сторону.	При частичном и полном обследовании.
	2. Участки всех вертикальных сварных соединений в зоне примыкания к днищу длиной не менее 500 мм.	При полном и расширенном частичном обследовании.
	3. Перекрестья горизонтальных и вертикальных сварных швов первого-второго и второго-третьего поясов в объеме 10% от общего количества, но не менее 4-х (для резервуаров как рулонной, так и полистовой сборки) на длине по 300 мм в каждую сторону.	При частичном и полном обследовании.

Перекрестья сварных соединений, указанные в табл. 5.1, рекомендуется выбирать, основываясь на результатах предварительно проведённого анализа документации, визуально-измерительного контроля и (или) контроля методом магнитной памяти металла.

Если в сварном соединении обнаружены недопустимые дефекты, то объем контроля швов (длина сварных швов или количество контролируемых перекрестий швов) удваивается. Если и в этом случае находятся недопустимые дефекты, то объём контроля увеличивается до 50%. При обнаружении недопустимых дефектов и в этом случае, назначается 100% контроль длины вертикальных монтажных сварных швов стенки или 100% количества стыков первого-второго и второго-третьего поясов стенки резервуара.

5.3.4. Заводские сварные соединения рулонированных резервуаров, а также сварные соединения резервуаров полистовой сборки подлежат контролю в следующих случаях:

- при отсутствии актов о проведённом ранее контроле (выполненном на заводе-изготовителе или в ходе предыдущих обследований) – в объёме, указанном в табл. 5.2 для резервуаров рулонной сборки, табл. 5.3 для резервуаров полистовой сборки (таблицы взяты из ПБ 03-605-03 [27], п. 7.5.2.3) ;

- на нижних поясах стенки резервуара в местах отклонений формы резервуара от проектной – выпучин, вмятин и др., т.е. там, где сварные соединения подвергались непредусмотренным проектом воздействиям;

- в местах, вызвавших подозрение эксперта при визуально-измерительном контроле, при несоответствии требованиям к качеству поверхности, форме и размерам валиков усиления сварных соединений;

- в зонах концентрации напряжений, выявленных методом магнитной памяти металла.

Таблица 5.2

Объем контроля сварных соединений стенки резервуара рулонной поставки физическими методами, % (для резервуаров, контроль которых ранее не проводился или результаты контроля неизвестны)

	Класс опасности резервуара		
	3	**2**	**1**
Вертикальные сварные соединения в поясах:			
1, 2	10	25	50
3, 4	5	10	25
остальных	-	5	10
Горизонтальные сварные соединения между поясами:			
1 – 3	5	10	15
3 – 5	2	5	10
остальными	-	2	5

Таблица 5.3

Объем контроля сварных соединений стенки резервуара полистовой сборки физическими методами, % (для резервуаров, контроль которых ранее не проводился или результаты контроля неизвестны)

	Класс опасности резервуара		
	3	**2**	**1**
Вертикальные сварные соединения в поясах:			
1, 2	25	50	100
3, 4	10	25	50
5, 6	5	10	25
остальных	-	5	10
Горизонтальные сварные соединения между поясами:			
1 – 2	5	10	20
2 – 3	2	5	10
3 – 4	-	2	5
остальными	-	1	2

5.3.5. Наиболее опасными дефектами являются дефекты сварного соединения стенки с днищем, продольные плоскостные дефекты вертикальных сварных швов и поперечные плоскостные дефекты горизонтальных сварных швов.

5.3.6. Допустимые виды и величины дефектов сварных соединений, обнаруживаемые при визуальном, радиографическом и ультразвуковом контроле приведены в таблицах 5.4 – 5.7.

Таблица 5.4

Допустимые виды и размеры наружных дефектов сварных соединений

Элементы сварных соединений, наружные дефекты	**Требования к качеству, допустимые размеры дефектов**
Поверхность шва	Равномерно-чешуйчатая для ручной дуговой сварки и гладкая для автоматической под флюсом, без прожогов, наплывов, сужений, перерывов, раздвоения валика усиления. Плавный переход к основному металлу.
Подрезы вертикальных поясных швов и соединения стенки с днищем резервуаров по классам опасности	Глубина до 10% толщины проката, но не более: 1 мм для резервуара II и III класса 0,5 мм для резервуара I класса. Длина подреза не должна превышать 10% длины шва.
Подрезы прочих сварных соединений резервуаров по классам опасности	Глубина до 10% толщины проката, но не более: 1,5 мм для резервуара III класса, 1 мм для резервуара II класса, 0,5 мм для резервуара I класса. Длина подреза не должна превышать 10% длины шва.
Дефекты валика усиления объёмные одиночные	Глубина – до 15% толщины свариваемого проката, но не более высоты валика усиления шва.

Таблица 5.4 (продолжение)

Элементы сварных соединений, наружные дефекты	**Требования к качеству, допустимые размеры дефектов**
Дефекты валика усиления объёмные протяженные и компактные в виде цепочки или скопления	Глубина – до 15% толщины свариваемого проката, но не более высоты валика усиления шва. Длина цепочки или скопления – не регламентируется.
Швы сварных соединений конструкций, возводимых или эксплуатируемых в районах с расчетной температурой ниже минус 40°С и до минус 65°С включительно	
Непровары, несплавления, трещины и трещиноподобные дефекты	Не допускаются
Подрезы	При толщине свариваемого проката до 6 мм – не допускаются, при большей толщине – не более 0,5 величины подрезов для районов с расчётной температурой выше -40°С при нормальных условиях эксплуатации.
Цепочки и скопления объёмных наружных дефектов	Соответствуют требованиям для нормальных условий эксплуатации.

Таблица 5.5

Допустимые виды и размеры внутренних дефектов сварных соединений при радиографическом контроле

Элементы сварных соединений, внутренние дефекты	**Требования к качеству, допустимые размеры дефектов**
Соединения, доступные для сварки с двух сторон, соединения на подкладках	
Непровар в корне шва	Не допускается
Прожог подкладки	Не допускается
Соединения без подкладок, доступные для сварки с одной стороны	
Непровар в корне шва	Не допускается
Дефекты объёмные одиночные	Высота – не более значений h*
образующие цепочку или скопление	Высота – не более 0,5 h*. Длина – не более длины оценочного участка.
протяженные	Протяженность – не более отношения S/h *

Таблица 5.5 (продолжение)

Элементы сварных соединений, внутренние дефекты	**Требования к качеству, допустимые размеры дефектов**
цепочки и скопления пор, соседние по длине шва	Расстояние между близлежащими концами – не менее 200 мм.
суммарные в продольном сечении шва	Суммарная площадь на оценочном участке – не более S *
Швы сварных соединений конструкций, возводимых или эксплуатируемых в районах с расчетной температурой ниже минус 40°С и до минус 65°С включительно	
Непровары, насплавления, протяженные дефекты, цепочки и скопления дефектов	Не допускаются
Одиночные объёмные дефекты	Высота – не более 0,5 h*. Расстояние между соседними дефектами – не менее удвоенной длины оценочного участка.

* Значения S и h следует принимать по табл. 5.6.

Таблица 5.6

Наименьшая толщина элемента в сварном соединении, мм	**Длина оценочного участка, мм**	**Допустимые размеры одиночных дефектов**	
		h, мм	S, мм²
От 4 до 6	15	0,8	3
Св. 6 до 8	20	1,2	6
- 8 - 10	20	1,6	8
- 10 - 12	25	2,0	10
- 12 - 14	25	2,4	12
- 14 - 16	25	2,8	14
- 16 - 18	25	3,2	16
- 18 - 20	25	4,0	18
- 20 - 60	30	5,0	20

h – допустимая высота сферического или удлинённого одиночного дефекта; S – суммарная площадь дефектов в продольном сечении шва на оценочном участке.

Чувствительность радиографического контроля устанавливается по третьему классу согласно ГОСТ 23055-78* [12].

5.3.7. По результатам ультразвукового контроля швы сварных соединений нижних поясов стенки и днища резервуара должны удовлетворять требованиям табл. 5.7.

Таблица 5.7

Сварные соединения	Наименьшая толщина элемента в сварном соединении	Эквивалентная площадь одиночного дефекта, мм^2	Допустимое число одиночных дефектов на 100 мм шва, шт	Допустимая суммарная площадь одиночных дефектов в продольном сечении шва	Условная протяженность одиночных несплошностей, мм
Стыковые, угловые, тавровые, нахлесточные	Св. 6 до 10	3,5	4	15%	20
	- 10 до 16	5,0	4	15%	30
	- 16 - 24	7,0	4	20%	40
	- 24 - 40	10,0	5	20%	50
	- 40 - 60	15,0	5	25%	70

5.3.8. В швах сварных соединений конструкций, возводимых или эксплуатируемых в районах с расчётной температурой ниже минус 40°С до минус 65°С включительно, допускаются внутренние дефекты, эквивалентная площадь которых не превышает половины значений допустимой оценочной площади, приведённой в таблице 5.7. При этом наименьшую поисковую чувствительность необходимо уменьшить в два раза.

5.3.9. В соединениях, доступных сварке с двух сторон, а также в соединениях на подкладках суммарная площадь дефектов (наружных, внутренних или тех и других одновременно) на оценочном участке не должна превышать 10% площади продольного сечения двустороннего сварного шва на этом участке.

В соединениях без подкладок, доступных сварке только с одной стороны, суммарная площадь всех дефектов на оценочном участке не должна превышать 10% площади продольного сечения сварного шва на этом участке.

5.3.10. Чувствительность ультразвукового контроля, соответствующая эквивалентной площади, является браковочным

уровнем; условные размеры дефектов измеряются на контрольном уровне, с чувствительностью на 6 дБ выше браковочного уровня. Поисковый уровень чувствительности выше браковочного на 12 дБ.

5.3.11. В случае обнаружения несплошности производится определение ее типа: компактная или протяжённая, затем, для протяжённых несплошностей измеряются условные размеры на контрольном уровне чувствительности, а для компактных проверяется их размер на браковочном уровне.

5.3.12. Если условная протяжённость обнаруженного дефекта превышает допустимый размер, а его условная высота меньше необходимого браковочного размера, то дефект описывается в соответствии с требованиями ГОСТ 14782-86 [2], а решение о его допустимости принимает эксперт на основании анализа всей имеющейся информации относительно локальных напряжений, свойств и состояния металла в месте дефекта, а также расчётов на трещиностойкость.

5.3.13. Делать заключение о качестве сварного соединения только на основании результатов МПД, ЦД или АЭ, без уточнения типа и размеров, обнаруженных несплошностей УЗК или РК, не допускается.

Примечание. *Следует учитывать наличие технологического непровара в уторных узлах.*

5.4. Оценка качества сварных соединений верхних поясов стенки резервуара

5.4.1. Для стенки резервуара максимальные напряжения возникают в ее нижней части и уменьшаются к верхним поясам. Поэтому к оценке качества сварных соединений верхних поясов стенки резервуаров, находящихся в эксплуатации, (но не вновь монтируемых, которые должны удовлетворять требованиям СНиП 3.03.01-87 [42]) могут применяться пониженные требования, основанные

на соотношениях механики разрушения (см. п. П6.5 *Приложения б*). При этом резервуар считается находящимся в ограниченно работоспособном состоянии (т.е. по результатам расчёта возможно ограничение или уровня налива, или срока до следующего обследования).

5.4.2. Для оценки допустимости дефектов верхних поясов стенки резервуара (кроме трещин) применяется следующий критерий: длина наружного или внутреннего протяженного дефекта любого сварного шва верхних поясов стенки резервуара не может превышать четверти критической длины условной сквозной трещины, при которой может произойти хрупкое разрушение, но не более 100 мм,

$$l_{деф} \le \frac{1}{n_{деф}} l_{кр}$$

где $n_{деф} = 4$ – коэффициент запаса. Критическая длина зависит от действующего напряжения (см. п. П6.5 *Приложения б*), по мере продвижения от нижних поясов к верхним поясам стенки резервуара критическая длина увеличивается.

5.4.3. При расчёте предельных длин протяженных дефектов сварных швов верхних поясов стенки резервуара по п. П6.5 допускается принимать следующие значения вязкости разрушения K_{1c}, взятые из литературных источников для температуры минус 70°С, т.е. с запасом по температуре для большинства районов России:

- для стали Ст3 К1с= 25 Мпа*м $^{1/2}$
- для стали 09Г2С К1с= 36 Мпа*м $^{1/2}$

5.5. Дополнительные методы контроля

5.5.1. Метод инфракрасной термографии

В применении к обследованию резервуаров метод инфракрасной термографии может быть использован для определения качества теплоизоляции, выявления мест утечки продукта под теплои-

золяцией путем регистрации тепловизором температурного поля резервуара и выявления температурных аномалий.

Метод инфракрасной термографии широко применяется при обследовании изотермических резервуаров для хранения сжиженных газов.

Для регистрации и измерения температурного поля конструкции применяют быстродействующие тепловизионные камеры с температурным разрешением не более 0,1 - 0,2 °С.

5.5.2. Зондирование основания резервуара

Целью зондирования является обнаружение зоны утечки нефтепродуктов через днище и зоны повышенного коррозионного износа днища при высоком уровне грунтовых вод.

Сущность метода заключается в измерении сопротивления или электрической емкости грунта под днищем резервуара с целью выявления факта наличия и места нахождения утечек нефтепродуктов по месту обнаружения диэлектрических аномалий. Аномалия с повышенной, по сравнению с фоновыми значениями, удельной проводимостью или диэлектрической проницаемостью относят к скоплению ржавчины или воды в месте нахождения хлопуна. Аномалии с пониженной проводимостью или меньшей величиной диэлектрической проницаемости относят к скоплению нефти и нефтепродуктов в грунте подушки резервуара.

6. Измерение толщины элементов резервуара

6.1. Общие требования

6.1.1. Для измерения толщины элементов резервуара рекомендуется применять толщиномеры, позволяющие измерять толщину металла в нужном диапазоне толщин с погрешностью не более ±0,1 мм при температуре окружающего воздуха от минус 10 до плюс 40 °С.

6.1.2. Количество точек измерения толщины зависит от следующих факторов:

1) вида обследования - частичное или полное (доступен ли резервуар для внутреннего обследования, при котором визуально выявляются зоны максимального коррозионного износа внутренней поверхности);
2) вида хранимого продукта (его коррозионной активности);
3) наличия и состояния внутренней антикоррозийной изоляции;
4) наличия и состояния системы катодной защиты днища;
5) разброса измеренных значений толщины элемента резервуара;
6) класса опасности резервуара и, соответственно, требуемой надёжности оценки его остаточного ресурса.

6.2. Измерение толщины стенки резервуара

6.2.1. Объем работ по измерениям толщины стенки резервуара устанавливается на основании результатов внешнего и внутреннего осмотра резервуара, в зависимости от длительности эксплуатации, а также агрессивности хранимого продукта. Во всех случаях измерения следует проводить в местах, наиболее пораженных коррозией. Если локализация коррозионных повреждений неизвестна, то объем толщинометрии должен выбираться таким, чтобы по ее результатам можно было составить адекватное представление о коррозионном состоянии резервуара, в том числе его внутренней поверхности (см. п. 6.5).

6.2.2. Измерение толщины стенки производится, как правило, снаружи резервуара. Исключения составляют резервуары с теплоизоляцией, где измерение толщины стенки при опорожненном резервуаре удобнее выполнять изнутри.

6.2.3. При известной локализации коррозионных повреждений металла по результатам визуально-измерительного контроля (или дефектоскопии), отмечаются места коррозионного износа, далее из-

мерение толщины стенки производится целенаправленно, преимущественно в этих местах. В случае, если внутренняя поверхность очень велика и характер коррозионного износа всей поверхности оценить трудно, рекомендуется применять статистическую оценку необходимого количества точек измерения толщины (п. 6.5).

6.2.4. Как правило, наиболее интенсивно изнашивается нижняя часть первого пояса стенки, а также днище резервуара; иногда один - два верхних пояса стенки от воздействия конденсата. Поскольку наиболее напряжённым элементом резервуара является нижняя часть стенки, ее коррозионный износ наиболее опасен. Во всех случаях рекомендуется более тщательно выполнять толщинометрию в нижней части первого пояса стенки – на высоту 100 – 500 мм, где скапливается подтоварная вода, различные осадки, способствующие коррозии.

Износ нижней части стенки особенно характерен для резервуаров, содержащих сырую нефть с большим процентом содержания подтоварной воды. Подтоварная вода в небольшом количестве также может содержаться в товарной нефти и светлых нефтепродуктах. Поэтому, перед проведением толщинометрии рекомендуется узнать высоту уровня подтоварной воды или процент содержания подтоварной воды, по которому производится оценка высоты уровня.

6.2.5. В тех случаях, когда коррозионный износ нижней части стенки происходит в виде цепочек коррозионных язв, тянущихся по периметру резервуара, в частности, вдоль границы: «подтоварная вода - хранимый продукт», иногда полосой шириной до 300 – 400 мм, для проверки наличия такого вида износа рекомендуется на нескольких листах первого пояса, равномерно распределённых по периметру, провести сканирование толщины с минимальным шагом 10 – 15 мм от уторного узла на высоту до 300 – 500 мм. (Для этой

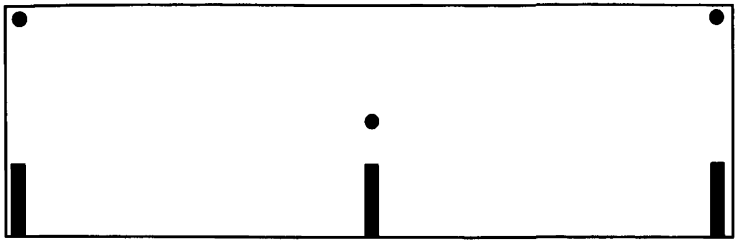
цели наиболее подходят сканирующие ультразвуковые дефектоскопы, позволяющие визуализировать профиль внутренней поверхности элемента резервуара, измеренный прямым или нормальным преобразователем).

6.2.6. Измерение толщины стенки рекомендуется выполнять после проведения нивелировки наружного контура днища и определения направления наклона основания (если он есть). При наклоне основания резервуара подтоварная вода, имеющая больший удельный вес, чем нефть и нефтепродукты, скапливается в низинах, в той части резервуара, куда наклонено основание. Соответственно, в этой части резервуара вероятно ожидать более значительный коррозионный износ нижней части стенки, и количество точек замера толщины здесь должно быть выше (сканирование толщины снизу должно выполняться до большей высоты).

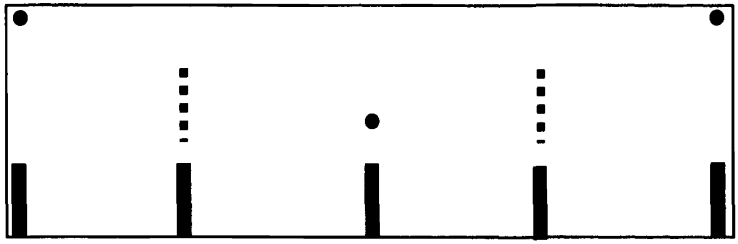
6.2.7. Количество вертикальных сечений, в которых измеряется толщина стенки, по длине каждого листа первого пояса стенки берется не меньше трех. На рис. 6.1, 6.2 приведена примерная схема измерения толщины листов первого и второго поясов стенки. Количество замеров на первом и втором поясах может корректироваться в сторону увеличения в зависимости от конкретных условий (п. 6.1.2).

6.2.8. Для резервуаров, содержащих нефть и нефтепродукты, измерение толщины по схеме п. 6.2.7 проводится на каждом листе первых двух поясов. На третьем поясе допускается выборочное измерение толщины не менее, чем на четырех листах, равномерно распределённых по периметру при количестве замеров не менее трех на лист.

Толщину листов верхних поясов, начиная с четвертого, проверяют по образующей вдоль шахтной лестницы или вдоль спиральной лестницы в трех точках по высоте пояса (низ, середина, верх).



а) при частичном и полном обследовании резервуара



б) при расширенном частичном обследовании резервуара

Рис. 6.1. Схема измерения толщины на листах первого пояса стенки резервуара. Сплошными линиями отмечены участки сканирования толщины. Пунктирными линиями отмечены участки сканирования толщины при расширенном частичном обследовании в случае смещения границы раздела

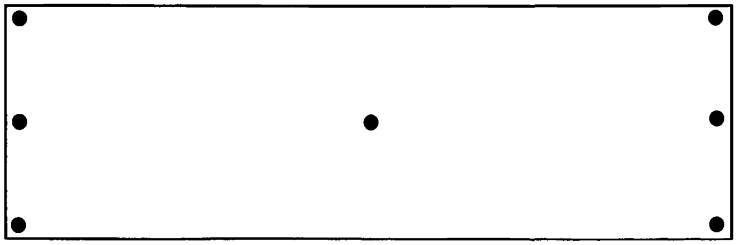


Рис. 6.2. Схема измерения толщины на листах второго пояса стенки резервуара.

6.2.9. В резервуарах, использующихся для хранения подтоварной воды, высота зоны интенсивного коррозионного износа стенки может значительно превышать высоту первого пояса. (На всю высоту налива подтоварной воды износ стенки может быть практически одинаков, хотя напряжения в нижних поясах стенки выше, и степень опасности вследствие коррозионного износа нижней части стенки также выше). В таких случаях толщинометрию поясов стенки, начиная со второго и выше на всю высоту налива подтоварной воды, рекомендуется выполнять по схеме рис. 6.2 с применением лестниц, подвесных люлек и т.п.

6.2.10. Объем толщинометрии может корректироваться по ходу измерений в зависимости от разброса получаемых значений толщины. Для этой цели рекомендуется применение статистических методов оценки необходимого количества точек измерения толщины элементов резервуара (п. 6.5).

6.2.11. Толщину патрубков, размещенных на листах первого пояса, измеряют в четырех диаметрально противоположных точках: внизу, вверху и с боков.

6.2.12. При обнаружении ультразвуковым толщиномером участков с резким уменьшением толщины стенки (днища, кровли) и подозрением на наличие расслоения металла, следует убедиться в надлежащем качестве зачистки поверхности и надёжности акустического контакта. При повторении результатов следует обследовать найденный участок ультразвуковым дефектоскопом.

6.3. Измерение толщины днища резервуара

Днище резервуара, как правило, в наибольшей степени подвержено коррозии, поскольку на днище скапливается подтоварная

вода, присутствующая в небольшом количестве даже в товарной нефти, различные осадки и т.д. Внешнее представление о состоянии днища может неадекватно отражать его истинное состояние, поскольку износ днища возможен и изнутри. Должна измеряться толщина каждого листа днища и окрайков, причём не менее, чем в трех точках. В заключении по результатам обследования должна приводиться карта раскроя днища с нумерацией листов и указанием толщины листов, а в случае замены листов с указаниями по замене дефектных листов или их участков.

6.4. Измерение толщины кровли резервуара

6.4.1. При отсутствии значительных коррозионных повреждений, обнаруживаемых снаружи на кровле резервуара или сквозных повреждений, обнаруживаемых на просвет изнутри (или повреждений внутренней поверхности, обнаруживаемой УЗК), и при значении минимальной толщины, отличающемся не более, чем на 30% от номинальной начальной толщины кровли, толщину листов кровли допускается измерять по двум взаимно перпендикулярным диаметральным направлениям, выбираемым по усмотрению проводящего обследования и при наличии необходимого обоснования. На каждом листе проводится не менее трех измерений. Рекомендуется одно из этих направлений выбирать с севера на юг. Из-за несколько большего прогрева южной стороны конической или купольной кровли, за счет менее острого угла падения солнечных лучей на южную сторону, коррозионные процессы на южной стороне кровли могут протекать быстрее, чем на северной.

6.4.2. При большом разбросе значений толщины следует поступать следующим образом: при наличии ограниченного числа

локальных зон коррозии следует производить большее количество измерений в этих зонах, а при разбросанности локальных зон коррозии по площади следует проводить измерения толщины на каждом листе кровли.

6.4.3. При обнаружении значительных повреждений толщина листов измеряется во всех наиболее прокорродировавших местах, устанавливаются границы зон местной коррозии и величина коррозионного повреждения.

В местах, где имеются значительные коррозионные повреждения кровли (или значительные коррозионные повреждения несущего каркаса кровли при осмотре изнутри резервуара) по согласованию с владельцем резервуара допускается вырезать отверстия размером до 0,5 м х 0,5 м и измерять сечения элементов несущих конструкций.

6.4.4. Толщина листов понтона (плавающей крыши) измеряется на центральной части, а также на коробах и ребрах жесткости.

6.4.5. Места измерения толщины элементов резервуара должны быть указаны в прилагаемых к заключению эскизах.

6.4.6. Подготовительные (вспомогательные) работы при проведении измерений толщины металла элементов конструкции резервуара проводятся в следующем объёме:

- при проведении толщинометрии методом сканирования – зачищается полоса шириной 50 мм по всей длине необходимых замеров;
- при проведении толщинометрии точечным методом – в местах замеров зачищаются области размером 20х20 мм;
- зачистка производится до Rz 40 (до металлического блеска, шероховатость зачищенной поверхности 40 мкм).

6.5. Статистическая оценка необходимого количества точек измерения толщины

6.5.1. Описанным ниже методом статистической оценки числа точек измерения толщины рекомендуется пользоваться в следующих случаях:

- в том случае, когда толщина элементов резервуара измеряется со стороны, противоположной той, которая подвергается воздействию коррозионной среды (измерение толщины стенки снаружи резервуара при частичном обследовании, измерение толщины кровли при любом виде обследования, измерение толщины днища);
- при полном обследовании в случае, если внутренняя поверхность хотя и доступна для прямого контроля, но очень велика и характер коррозионного износа всей поверхности оценить трудно;
- при полном обследовании в случае, если внутренняя поверхность покрыта слоем отложений или продуктами коррозии и характер коррозионного износа также трудно оценить;
- для корректировки количества измерений непосредственно в процессе измерений.

6.5.2. Минимально необходимое число N точек измерений толщины следует выбирать по таблице 6.1 в зависимости от класса опасности резервуара и степени неравномерности коррозионного износа поверхности, характеризующейся коэффициентом вариации глубин коррозионного разрушения ϑ_h. Коэффициент вариации глубин коррозионного разрушения назначается или рассчитывается в соответствии с пп. 6.5.4, 6.5.8. (Указанное ниже количество точек измерения толщины необходимо для обеспечения надлежащей надёжности вычисления остаточного ресурса. Для оценки текущего состояния резервуара возможно меньшее количество измерений).

Таблица 6.1

Класс опасности резервуара	Коэффициент вариации глубины коррозии ϑ_h							
	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,8	1,0
	Минимальное число точек измерений на элементе резервуара *)							
1А	25	100	200	315	550	800	1000	1000
1Б	13	40	100	150	275	400	650	1000
2	10	25	65	100	150	250	500	650
3	10	13	25	50	75	100	200	315

***) Примечание:** элемент резервуара со сходными условиями по коррозии: каждый нижний пояс стенки, все вместе верхние пояса стенки, кровля, окрайки днища, центральная часть днища.*

6.5.3. Если есть данные о характере коррозионного износа (например, оценка по результатам предварительно произведённого осмотра внутренней поверхности резервуара или результатам ультразвукового контроля, произведённого наклонным преобразователем снаружи резервуара по специальной методике), то величина коэффициента вариации ориентировочно может быть выбрана:

- при малой неравномерности коррозионного износа - до 0,2;
- при значительной неравномерности коррозионного износа - 0,3 - 0,6;
- при сильной неравномерности коррозионного износа - 0,7 - 0,8.

Малая неравномерность коррозионного износа – максимальная глубина коррозии не превышает 1,5-кратной величины средней глубины коррозии.

Значительная неравномерность коррозионного износа – максимальная глубина коррозии составляет от 1,5 до 2,5-кратной величины средней глубины коррозии.

Сильная неравномерность коррозионного износа – максимальная глубина коррозии составляет более, чем 2,5– кратную величину средней глубины коррозии.

Изолированные коррозионные язвы из этой оценки исключаются.

Далее по таблице определяется ориентировочное количество измерений.

6.5.4. Если предварительных данных о характере коррозионного износа нет, производится количество измерений, требуемое для объекта данного класса опасности по табл. 6.1 при $\vartheta_h = 0{,}2$, и затем по результатам измерений производится процедура уточнения количества измерений, описанная в пп. 6.5.5 – 6.5.6.

6.5.5. Если по результатам N измерений получен коэффициент вариации больше предварительно заданного, то объем измерений уточняют по таблице 6.1 и выполняют дополнительные измерения.

6.5.6. Если по результатам N измерений получен коэффициент вариации меньше предварительно заданного, или проведённое количество измерений соответствует табл. 6.1, измерения можно прекратить.

6.5.7. Расчётную экспресс-оценку коэффициента вариации глубины коррозии после проведения серии из N измерений допускается производить в следующем порядке:

1) рассчитывают среднее значение толщины $\tilde{t}$ элемента конструкции;

2) по средней толщине определяют среднюю глубину коррозионного разрушения: $\tilde{h} = t_0 - \tilde{t}$

3) производят приближенную оценку среднего квадратического отклонения глубины коррозионного разрушения по формуле

$$\sigma = \frac{1}{3}\left(h_{\max} - \tilde{h} + 0.1 мм\right);$$

4) коэффициент вариации глубины коррозии вычисляют по формуле $\vartheta = \frac{\sigma}{\tilde{h}}$.

(Расчёт статистических параметров см. в *Приложении 5*).

6.5.8. При наличии на некотором участке резко выделяющихся значений глубины коррозии необходимо провести дополнительные измерения. В случае повторения - принимается решение о выделении этого участка в отдельную зону и оценке надёжности (расчёте ресурса) участка отдельно от остальной части конструкции.

6.5.9. Критерием резкого выделения значения h_{max} из выборки является выполнение условия $h_{\max} > 1{,}2\,\tilde{h}\,(1 + 3\vartheta)$.

7. Исследование свойств металла

7.1. Исследование свойств металла должно производиться специализированной организацией в лабораторных условиях по образцам, отобранным с основного металла элементов резервуара, сварных швов и зон термического влияния. Перечень и объем лабораторных исследований устанавливает экспертная организация, проводящая техническое диагностирование.

7.2. Исследование свойств металла элементов резервуара проводят в следующих случаях:

1) отсутствия или недостоверности документации, подтверждающей марку и качество металла основных элементов резервуара *);
2) наличия сведений об охрупчивании сварных швов в паспорте резервуара, либо в ремонтной документации;
3) обнаружения трещин (в том числе коррозионного растрескивания);
4) наличия участков с интенсивной пластической деформацией в зонах концентрации напряжений (в местах подгиба кромок, угловатости вертикальных монтажных стыков и др.) и склонности металла к охрупчиванию в этих зонах (см. п. 7.9);

5) значительных коррозионных повреждений;
6) интенсивного циклического режима нагружения резервуара - 200 и более циклов в год (т.к. возможна усталость металла при действии переменных или знакопеременных нагрузок);
7) эксплуатации резервуара сверх нормативного срока службы в районах с зимней температурой < минус 40°С (см. п. 1.4.1);
8) нештатных ситуаций, способствующих изменению свойств металла (например, нагрева резервуара при аварии и пожаре на нем или на соседних объектах).

В остальных случаях отбор проб металла и исследование свойств металла проводится по усмотрению экспертной организации, проводящей обследование.

*) **Примеры недостоверности документации:** 1) группа резервуаров одного предприятия-владельца снабжена сертификатами, имеющими один и тот же номер; 2) марка металла в сертификате завода-изготовителя не совпадает с маркой металла в журнале сварочных работ; 3) фактическая толщина металла не совпадает с толщиной, указанной в сертификате и т.д.).

7.3. Определение механических свойств металла и сварных соединений должно проводиться в соответствии с требованиями стандартов на эти виды испытаний, средства измерения и контроля должны быть поверены (аттестованы) в установленном порядке.

7.4. Основной набор характеристик, определяемых при исследовании металла: химический состав металла, механические характеристики – предел текучести, временное сопротивление, категория стали, определяемая ударной вязкостью при наиболее низкой для данного климатического района температуре (см. *Приложение 3*).

Дополнительно могут определяться: относительное удлинение образца при разрыве, относительное сужение поперечного сечения образца при разрыве, критические температуры хрупкости, смещение критических температур, вязкость разрушения K_{Ic} для различных температур, микро- и макроструктура металла.

7.5. В зависимости от потенциальной опасности, возникающей при разрушении конструкции, возможных механизмов повреждаемости металла, сроков эксплуатации и др. организация, проводящая диагностирование, совместно с владельцем резервуара согласовывают методику отбора проб металла, предусматривающую вырезку заготовок (макропроб) или спил, срез малых проб (микропроб), не нарушающих целостность конструкции и не создающих источников концентрации напряжений. Микропробы должны отбираться механическим способом без огневого воздействия на металл. Технология проведения работ должна обеспечивать минимальную деформацию металла при отборе проб.

7.6. При полном обследовании с выводом резервуара из эксплуатации для проведения исследований металла в необходимых случаях по согласованию с владельцем резервуара могут вырезаться круглые пластины диаметром до 300 мм, в частности, включающие вертикальный сварной шов. Место отбора образца металла должно быть впоследствии отремонтировано с помощью сварки.

7.7. Рекомендуемый размер микропроб – 20х5х1,5 мм, минимальная площадь сечения в срединной части - не менее 3 мм^2. При отборе микропробы со стенки резервуара следует ориентировать ее в горизонтальном направлении. Места отбора микропроб должны согласовываться с администрацией предприятия - владельца резервуара и описываться в паспорте резервуара. Место отбора

микропробы должно подвергаться механической зачистке (шлифмашинкой или другим способом) для устранения концентраторов напряжений, а при очередной остановке резервуара с освобождением от продукта должен производиться ремонт указанного места наплавкой и зачисткой шлифмашинкой заподлицо с основным металлом. Каждая микропроба должна иметь сопровождающую записку, указывающую место ее отбора и направление ориентировки длинной стороны микропробы относительно элемента конструкции.

7.8. Для определения механизма повреждений металла (коррозионных повреждениий) образцы металла (основного и сварных швов) должны отбираться с участков с максимальным коррозионным износом или иными видимыми повреждениями металла. При обнаружении в процессе полного обследования язвенной коррозии внутренней поверхности резервуара образцы металла рекомендуется по возможности отбирать с границ коррозионных язв.

Образцы для проведения механических испытаний должны отбираться без дефектов и коррозионных повреждений.

7.9. Определение твердости металла портативными твердомерами

7.9.1. Контроль твердости металла элементов резервуара с применением портативных твердомеров производится в том случае, если материал элементов резервуара известен (имеются сертификаты завода-изготовителя), но в процессе эксплуатации резервуара могли оказываться воздействия, способствующие изменению свойств металла.

7.9.2. Портативные твердомеры применяются также для экспресс-анализа степени охрупчивания металла на участках с интенсивной пластической деформацией в зонах концентрации

напряжений (в местах подгиба кромок, угловатости вертикальных монтажных стыков и др.) по сравнению с неповреждённым металлом, а также в местах концентрации напряжений, выявленных методом магнитной памяти металла. Экспресс-критерием охрупчивания может являться устойчивое, подтверждённое серией измерений повышение твердости по Бринеллю в месте пластической деформации по сравнению с твердостью металла в бездефектных зонах на 20 единиц (кгс/мм^2) и более.

7.9.3. Определение твердости металла листовых конструкций портативными твердомерами, использующими метод ударного отпечатка, может производиться только в том случае, если соблюдаются условия применения прибора, оговоренные в его паспорте или инструкции по применению (в частности, толщина металла должна быть не меньше минимально допускаемой толщины, для которой предназначен прибор).

7.9.4. В каждой точке (сварной шов, зона термического влияния, основной металл) производится не менее трех замеров; в протокол заносятся минимальные, максимальные и средние значения твердости.

7.9.5. В случае получения результатов измерения твердости, не соответствующих требованиям стандартов, производится не менее двух дополнительных замеров на расстоянии до 20 - 50 мм от точек, показавших неудовлетворительный результат. При подтверждении полученного значения твердости производится отбор пробы с данного участка для лабораторного анализа металла.

7.9.6. Общепринятой единицей твердости по Бринеллю и Роквеллу является кгс/мм^2. Временное сопротивление металла (предел прочности) для углеродистой и низколегированной стали может быть приближенно определено через твердость металла по формуле $\sigma_в$ (кгс/мм^2) = 0,34 НВ, где НВ – твердость по Бринеллю.

Соответственно, $\sigma_в$ (МПа) = 3,4 НВ, $\sigma_в$ (кгс/см^2) = 34 НВ.

Повышение твердости НВ в указанных в п. 7.9.2 зонах на 20 единиц и более соответствует повышению предела прочности на 70 МПа и выше, и свидетельствует о склонности металла к охрупчиванию. В этом случае требуется проведение лабораторного исследования металла.

7.9.7. Измерение твердости не может заменить лабораторного исследования свойств металла по отобранному образцу. По твёрдости металла не может быть сделано заключение о соответствии марки металла паспортным данным. Химический состав (марка) металла может определяться только по результатам спектрального анализа.

8. Прочностные расчеты элементов резервуара

Необходимость проведения тех или иных видов поверочных расчётов устанавливается по таблице 8.1.

Таблица 8.1

№ п/п	Вид обнаруженных дефектов или повреждений	Режим работы резервуара	Необходимый вид расчёта
1	Коррозионный износ незначительный: толщина элементов резервуара не меньше проектной *), прочих дефектов нет	Независимо от режима работы	Расчёты не требуются
2	Коррозионный износ стенки: толщина стенки меньше проектной	Независимо от режима работы	Прочность, устойчивость
3	Выполнение вертикального монтажного сварного шва внахлестку	Интенсивный циклический, 200 и более циклов в год	Расчёт на малоцикловую усталость

Таблица 8.1 (продолжение)

№ п/п	Вид обнаруженных дефектов или повреждений	Режим работы резервуара	Необходимый вид расчёта
4	Угловатость вертикального монтажного сварного шва стенки резервуара	Независимо от режима работы	Прочность
		Интенсивный циклический, более 200 циклов в год	Малоцикловая усталость
5	Вмятины на стенке резервуара превышают допуски п. 4.1.2.	Независимо от режима работы	Прочность деформированных участков стенки
		Интенсивный циклический, более 200 циклов в год	Малоцикловая усталость
6	Склонность металла к охрупчиванию	Независимо от режима работы	Расчет на сопротивление хрупкому разрушению
7	Дефекты сварных соединений верхних поясов стенки		Расчет на рост усталостных трещин

Примечание:

**) За вычетом минусового допуска на толщину листового проката по ГОСТ 19903-74 [7], см. Приложение 3.*

9. Критерии оценки работоспособности и отбраковки элементов резервуара

Вид дефектов и повреждений	Критерии оценки	Примечание
Стенка резервуара		
Коррозионный износ	Минимальная толщина стенки определяется расчётом на прочность, устойчивость по пп. П6.1, П6.2 приложения 6.	
Изолированные коррозионные язвы, локальные зоны язвенной коррозии	Не учитывают при расчёте стенки на прочность и устойчивость при выполнении условий пп. П6.1.2 – П6.1.4 приложения 6. При условиях п. П6.1.3 предельно допускаемая глубина изолированных коррозионных язв – половина номинальной толщины пояса стенки резервуара.	
Угловатость вертикальных сварных стыков	Не должна превышать требований п. 4.1.2.3. При большей угловатости для резервуаров, работающих в циклическом режиме производится расчёт на малоцикловую усталость, по результатам которого может быть снижен остаточный ресурс или уровень налива.	
Смещение кромок сварных соединений	пп. П6.3, П6.4 приложения 6.	
Наружные или внутренние дефекты сварных соединений нижних поясов стенки	п. 5.5, табл. 5.2 – 5.5	
Наружные или внутренние дефекты сварных соединений верхних поясов стенки	п. 5.5, п. П6.5 приложения 6	
Поверхностные повреждения металла, царапины, задиры и т.п.	п. 8.3, п. П6.4 приложения 6	

Вид дефектов и повреждений	Критерии оценки	Примечание
Монтажные вертикальные сварные швы выполнены внахлестку в нарушение требований проекта	Возможность эксплуатации резервуара и высота налива определяются расчетом на малоцикловую усталость по п. П6.3 приложения 6.	
Местные отклонения формы стенки от цилиндрической (вмятины и выпучины)	п. 4.1.2	
Овальность цилиндра	Овальность стенки на уровне днища не должна превышать: для резервуаров с проектным диаметром 12 м: ± 40 мм; для резервуаров с проектным диаметром более 12 м: ± 60 мм. На высоте более 300 мм от днища овальность не должна превышать трехкратной величины допуска на уровне днища. Овальность следует учитывать при расчете на прочность путем внесения поправок в формулы П6.1.2 – П6.1.4 из пропорции: 1% овальности увеличивает кольцевое напряжение на 15%. С учетом этого может быть увеличена минимально необходимая толщина стенки или снижен уровень налива.	
Отклонения образующих стенки резервуара от вертикали	пп.4.1.1.5 – 4.1.1.9, 4.1.1.13	
Отклонения наружного контура днища (низа стенки) от горизонтали	пп.4.1.1.5 – 4.1.1.9, 4.1.1.13	

Вид дефектов и повреждений	Критерии оценки	Примечание
Днище резервуара		
Коррозионный износ окраек днища	Сплошной коррозионный износ наиболее прокорродировавших участков площадью 0,1 м² и более не должен превышать 30% проектной толщины днища	
Коррозионный износ центральной части днища	Сплошной коррозионный износ наиболее прокорродировавших участков площадью 0,1 м² и более не должен превышать 50% проектной толщины днища	
Хлопуны на днище [44]	п. 4.1.3.2	
Просадка (выпучина) края днища [44]	$f \le k \cdot b$; $k = 0{,}19$ при $D \le 12$ м, $k = 0{,}14$ при $D > 12$ м; f – величина (высота) просадки; b – ширина просадки от края днища в радиальном направлении, D – диаметр резервуара. Если просадка края днища сопровождается неоднородной просадкой наружного контура днища, то применяются критерии п. 4.1.1.12.	
Кровля резервуара		
Коррозионный износ	Сплошной коррозионный износ наиболее прокорродировавших участков площадью 0,1 м² (0,3х0,3 м) и более не должен превышать: - 50% проектной толщины кровли при проектной толщине 4 мм или более; - 30% проектной толщины кровли при проектной толщине менее 4 мм;	

10. Прогнозирование остаточного ресурса резервуара

10.1. Критерии предельных состояний

10.1.1. Остаточный ресурс резервуара – срок дальнейшей эксплуатации резервуара до возможного перехода его элементов в предельное состояние. Предельное состояние – состояние резервуара, при котором исчерпывается установленный нормативными документами запас прочности, устойчивости, запас по малоцикловой усталости, трещиностойкости и т.д.

Прогнозирование остаточного ресурса заключается в определении расчётным путем минимальной его оценки.

Расчётная оценка остаточного ресурса используется при назначении срока следующего диагностирования резервуара, а также при разработке владельцем резервуарного парка плана ремонтных мероприятий.

10.1.2. Для резервуаров, как для опасных объектов, переход которых в предельное состояние связан с опасностью для жизни и здоровья людей, возможным значительным экологическим ущербом, а контроль их целостности непрерывно не ведется, рассчитанное по приведённым ниже алгоритмам значение остаточного ресурса – не определяющий, а лишь вспомогательный критерий (РД 09-102-95 [32]). Определяющим является назначаемый ресурс. Решение о назначении срока следующего полного или частичного обследования принимается на основании не только расчёта остаточного ресурса, но и анализа всех результатов обследования, (многие из которых не могут быть учтены при расчёте ресурса в рамках существующих теорий расчёта), а также накопленного опыта.

Назначаемый ресурс не должен превышать расчётной оценки остаточного ресурса.

10.1.3. Если расчётная оценка остаточного ресурса превышает нормативный срок между обязательными обследованиями технического состояния по таблице 1.1 п. 1, и резервуар не имеет прочих дефектов (не учтённых при оценке остаточного ресурса), то применяется поэтапное продление эксплуатации резервуара на срок, определяемый по таблице 1.1 п.1.

10.1.4. Если расчётная оценка остаточного ресурса значительно – в 2-3 раза и более превышает регламентированный таблицей 1.1 срок до следующего технического диагностирования, это означает, что фактор, использованный в качестве критерия предельного состояния, не является определяющим. В этом случае в заключении экспертизы промышленной безопасности не следует указывать полученное расчётным путем конкретное значение остаточного ресурса, а указать, что «остаточный ресурс не менее 10 лет» или «остаточный ресурс не менее *n* лет», где *n* - срок до проведения следующего полного обследования для резервуара данного класса опасности по таблице 1.1. (Указывать в этом случае в заключении экспертизы промышленной безопасности рассчитанное значение остаточного ресурса лишено не только практического смысла, но и теоретически некорректно, т.к. известные модели процессов накопления повреждений (в том числе коррозионных) недостаточно полны, и линейная экстраполяция на их основе возможна лишь на сравнительно коротком интервале времени).

Пример. Расчётная оценка остаточного ресурса по коррозии 88 лет не означает буквально, что резервуар может прослужить еще 88 лет. Он может выйти из строя раньше этого срока или быть демонтированным по совершенно иным причинам. В данном случае коррозия незначительна и не является фактором, определяющим

остаточный ресурс. Поэтому в заключении можно не указывать, что «остаточный ресурс резервуара - 88 лет», поскольку это некорректно теоретически и лишено практического смысла. Достаточно указать, что остаточный ресурс резервуара – не менее 10 лет. Предполагается, что в течение этого срока будет проведено следующее техническое диагностирование, при котором могут быть учтены новые факторы, уточняющие оценку остаточного ресурса.

10.1.5. Для резервуара, работающего в режиме нагружения, близком к статическому (количество полных циклов налива-слива не более 200 в год), подвергающегося при эксплуатации коррозионному разрушению и не имеющего прочих (не связанных с коррозией) недопустимых дефектов, предельным состоянием является:

1) уменьшение толщины его элементов на заданной части площади поверхности до предельной величины, ниже которой не обеспечивается необходимый запас его несущей способности

или

2) нарушение условия герметичности – образование на поверхности хотя бы одного сквозного коррозионного повреждения (для днища и кровли резервуара).

10.1.6. Для резервуара, работающего в интенсивном циклическом режиме с количеством полных циклов налива-слива более 200 в год, и имеющего дефекты формы, являющиеся концентраторами напряжений - выпучины и вмятины, угловатость монтажных сварных швов и др., а также дефекты сварных швов стенки, предельным состоянием является, кроме того, исчерпание запаса усталостной долговечности.

10.1.7. Для резервуара, имеющего дефекты сварных швов стенки (см. п. 5.3), предельным состоянием является исчерпание запаса трещиностойкости.

10.1.8. Остаточный ресурс резервуара в целом – минимум из ресурса элементов резервуара (стенки, кровли, днища), оцененного для различных предельных состояний.

10.1.9. Коэффициенты запаса при расчёте ресурса

При расчёте остаточного ресурса резервуара по предельным состояниям вводятся следующие коэффициенты запаса:

$n_{кор} = 1,2$ - запас по скорости коррозии;

$n_{\sigma} = 2$ – запас по предельно допускаемой амплитуде напряжений при расчёте на малоцикловую усталость;

$n_N = 10$ – запас по числу циклов малоцикловой усталости при заданной амплитуде напряжений;

$n_{КИН} = 2$ – запас по коэффициенту интенсивности напряжений при расчёте на трещиностойкость;

$n_{l\text{-}крит} = 4$ – запас по критической длине усталостной трещины.

10.1.10. При расчёте остаточного ресурса допускается учитывать возможность увеличения начальной толщины листового проката по сравнению с номинальной толщиной на величину плюсового допуска по ГОСТ 19903-74 [7], ГОСТ 19904-90 [8], в случаях, когда фактическая толщина листов оказывается в отдельных точках на 0,1 – 0,3 мм больше номинальной толщины. (Если фактическая толщина листов устойчиво превышает номинальную более, чем на 0,3 мм, это означает, что номинальная толщина выше, чем записано в паспорте резервуара). Допуски на толщину листового проката приведены в *Приложении 3*.

10.1.11. Критерии предельных состояний элементов резервуара при прогнозировании остаточного ресурса при коррозионном износе приведены в таблице 10.1.

Таблица 10.1

Элемент резервуара	Наименование участка или узла	Условие перехода в предельное состояние	Критерий предельного состояния
Стенка	Все пояса стенки	Коррозионное утонение стенки до исчерпания запаса прочности	Предельное состояние – достижение толщины t_{imin1} на 0,1% площади поверхности каждого пояса стенки $S_{пояса}$, где t_{imin1} - минимально допускаемая из условия прочности толщина i-го пояса стенки (по расчёту по п. 9.1).
	Пояса стенки, начиная со второго и выше	Коррозионное утонение стенки до исчерпания запаса устойчивости	Предельное состояние – достижение толщины t_{min2} на 0,1% поверхности каждого пояса стенки $S_{пояса}$, где t_{min2} – минимально допускаемая из условия устойчивости толщина i-го пояса стенки (по расчёту по п. 9.2).
Днище	Окрайки днища	Коррозионное утонение до исчерпания запаса прочности	Глубина коррозии - не более 30% проектной толщины листа на площади $0{,}001 S_{окр}$ поверхности окрайков днища $S_{окр}$.
		Нарушение герметичности	Образование хотя бы одного сквозного коррозионного повреждения на всей площади окрайков днища.
	Центральная часть днища	Коррозионное утонение до исчерпания запаса прочности	Глубина коррозии – не более 50% проектной толщины листа на площади $0{,}001 S_{дн}$ поверхности центральной части днища $S_{дн}$.
		Нарушение герметичности	Образование хотя бы одного сквозного коррозионного повреждения на всей площади днища.
Крыша стационарная	Настил	Коррозионное утонение до исчерпания запаса прочности	1. Глубина коррозии – не более 30% проектной толщины листа на площади $0{,}001 S_{кр}$ поверхности кровли - для кровли с проектной толщиной менее 4 мм. 2. Глубина коррозии – не более 50% проектной толщины листа на площади $0{,}001 S_{кр}$ поверхности кровли - для кровли с проектной толщиной 4 мм и более.
Крыша плавающая			То же

10.2. Прогнозирование остаточного ресурса по коррозионному износу

10.2.1. В основу прогнозирования остаточного ресурса по коррозионному износу положена модифицированная методика расчёта гамма - процентного ресурса [35], рекомендованная Госгортехнадзором России [32] в качестве основной методики для оценки надёжности работы опасного оборудования, подвергающегося при эксплуатации коррозионному износу. Методика позволяет учесть неоднородность распределения глубины коррозии по поверхности элементов резервуара.

Гамма - процентный ресурс определяет минимальное значение ресурса, которое с доверительной вероятностью γ (гамма) способен отработать данный элемент резервуара при обеспечении нормативных запасов прочности, установленных в п. 10.1.9.

Для применения данной методики предварительно должны быть рассчитаны статистические характеристики глубины коррозионного повреждения элементов резервуара (см. *Приложение 5*).

10.2.2. Остаточный ресурс до достижения предельной глубины коррозии $h_{пред}$ вычисляется по формуле

$$T_{1ост} = k_{1\gamma} \cdot T_0 \cdot \left(\frac{h_{пред}}{\tilde{h}} - 1 \right) \qquad (10.1)$$

10.2.3. Остаточный ресурс до образования хотя бы одного сквозного коррозионного повреждения принимается как минимальное из двух значений, вычисляемых по формулам

$$T_{2ост} = T_0 \left(\frac{t_0}{h_{\max}} - 1 \right) \qquad (10.2)$$

$$T_{2ост} = k_{2\gamma} \cdot T_0 \cdot \left(\frac{t_0}{\tilde{h}} - 1 \right) \qquad (10.3)$$

В формулах (10.1) – (10.3) используются обозначения:

T_o – срок предыдущей эксплуатации резервуара (от ввода в эксплуатацию до настоящего времени);

$\widetilde{h}$ – средняя глубина коррозии;

h_{max} – максимальная фактическая глубина коррозии;

t_o – начальная толщина листа (см. п. 10.1.10);

$k_{1\gamma}$, $k_{2\gamma}$, – коэффициенты, учитывающие неоднородность глубины коррозии по площади поверхности, их значения приведены в таблицах *Приложения 8*.

10.2.4. Расчётная оценка остаточного ресурса является вспомогательным фактором при назначении срока следующего обследования технического состояния. Назначаемый остаточный ресурс ($T_{назн}$), определяющий срок до проведения очередного обследования резервуара, не может превышать расчётный остаточный ресурс с коэффициентом запаса $n_{кор}$ = 1,2

$$T_{назн} = \frac{T_{ост}}{n_{кор}} \qquad (10.4)$$

Приведённые выше формулы (10.1) и (10.3), включающие поправочные коэффициенты $k_{1\gamma}$, $k_{2\gamma}$, позволяют применить критерии табл. 10.1 и учесть неоднородность распределения глубины коррозии. Значения коэффициентов $k_{1\gamma}$, $k_{2\gamma}$, приведённые в таблицах 8.1, 8.2 *Приложения 8*, определены путем расчётов гамма–процентного ресурса при фиксированных значениях следующих параметров:

- доверительная вероятность вычисления остаточного ресурса $\gamma = 0{,}995$;

- площадь датчика ультразвукового толщиномера S_0 = 1 см^2 (в диапазоне 0,5 – 5 см^2 параметр S_0 незначительно влияет на результат вычисления ресурса);

- доля площади поверхности, на которой достигается предельное состояние, фиксирована и составляет 0,1%.

Пример 1. Расчёт остаточного ресурса первого пояса стенки резервуара. Резервуар РВС-5000 второго класса опасности имеет следующие параметры: диаметр резервуара 22,8 м, материал ВСт3сп5, высота налива 10,5 м, избыточное давление 200 мм. вод.

ст., удельный вес продукта хранения 0,82 т/м^3, средняя толщина листов первого пояса стенки $\widetilde{t}$ = 6,7 мм, номинальная толщина t_o =7,0 мм, среднее квадратическое отклонение толщины стенки σ = 0,12 мм, срок эксплуатации резервуара – 18 лет.

Предельное состояние: достижение минимально допускаемой толщины на 0,1% площади первого пояса стенки, т.е. на площади $0{,}001 \cdot \pi \cdot D \cdot 1{,}5 = 0{,}1$ м (что примерно соответствует максимально допускаемой площади локального коррозионного повреждения, см. п. П6.1.3 *Приложения 6*).

По формуле (П6.1.3) *Приложения 6*, используя характеристики материала, приведённые в *Приложении 3*, рассчитываем минимально необходимую толщину первого пояса стенки, результат: $t_{\min} = 5{,}9$ мм.

Предельно допускаемая глубина коррозии

$h_{пред} = t_0 - t_{\min} = 7{,}0 - 5{,}9 = 1{,}1$ мм.

Средняя глубина коррозии $\widetilde{h} = t_0 - \widetilde{t} = 7{,}0 - 6{,}7 = 0{,}3$ мм.

Коэффициент вариации глубины коррозии $\vartheta = \dfrac{\sigma}{\widetilde{h}} = \dfrac{0{,}12}{0{,}3} = 0{,}4$.

Отношение средней глубины коррозии к предельной

$$\lambda = \frac{\widetilde{h}}{h_{пред}} = \frac{0{,}3}{1{,}1} = 0{,}27.$$

Коэффициент $k_{1\gamma}$ определяем по таблице 8.1 *Приложения 8*, используя интерполяцию, получаем: $k_{1\gamma}$ =0,25.

Остаточный ресурс по формуле (10.1):

$$T_{ост} = 0{,}25 \cdot 18 \cdot \left(\frac{1{,}1}{0{,}3} - 1 \right) = 12 \text{ лет.}$$

Примечание. В данном случае учет неоднородности распределения глубины коррозии сокращает ресурс по сравнению с детерминированной оценкой по средней скорости коррозии в 4 раза.

Пример 2. Оценка остаточного ресурса днища резервуара.

Тот же резервуар, что и в примере 1. Исходные данные: номинальная толщина днища t_o =5,0 мм, средняя толщина днища 4,6 мм,

среднее квадратическое отклонение толщины днища 0,15 мм, минимальная толщина днища 4,1 мм.

Предельное состояние 1: достижение толщины $0{,}5t_o$ на 0,1% площади днища.

Минимально допускаемая толщина днища $t_{\min} = 0{,}5t_0 = 2{,}5$ мм.

Предельно допускаемая глубина коррозии

$h_{пред} = t_0 - t_{\min} = 5{,}0 - 2{,}5 = 2{,}5$ мм.

Средняя глубина коррозии $\widetilde{h} = t_0 - \widetilde{t} = 5{,}0 - 4{,}6 = 0{,}4$ мм.

Коэффициент вариации глубины коррозии

$$\vartheta = \frac{\sigma}{\widetilde{h}} = \frac{0{,}15}{0{,}4} = 0{,}375.$$

Отношение средней глубины коррозии к предельной

$$\lambda = \frac{\widetilde{h}}{h_{пред}} = \frac{0{,}4}{2{,}5} = 0{,}16.$$

Коэффициент $k_{1\gamma}$ определяем по таблице 8.1 *Приложения 8*, используя интерполяцию, получаем: $k_{1\gamma}$ =0,48.

Остаточный ресурс по формуле (10.1):

$$T_{ост} = 0{,}48 \cdot 18 \cdot \left(\frac{2{,}5}{0{,}4} - 1 \right) = 45 \text{ лет.}$$

Предельное состояние 2: образование на днище резервуара хотя бы одного сквозного коррозионного повреждения.

Отношение средней глубины коррозии к предельной

$$\lambda = \frac{\widetilde{h}}{h_{пред}} = \frac{\widetilde{h}}{t_0} = \frac{0{,}4}{5{,}0} = 0{,}08.$$

Коэффициент $k_{2\gamma}$ определяем по таблице 8.2 *Приложения 8*, используя интерполяцию, получаем: $k_{2\gamma}$ =0,4.

$$T_{ост} = 0{,}4 \cdot 18 \cdot \left(\frac{5}{0{,}4} - 1 \right) = 82 \text{ года.}$$

По совокупности рассмотренных элементов резервуара назначаемый ресурс не может превышать $T_{назн} = \frac{12}{1,2} = 10$ лет, где 12 лет – расчётная оценка остаточного ресурса стенки резервуара.

10.2.5. Выбор начальной толщины элементов листовых конструкций резервуара при отсутствии паспортных данных, противоречиях в них или противоречиях между паспортными данными и фактической толщиной.

При отсутствии паспортных данных, а также сомнениях в их достоверности - противоречиями между фактической и паспортной толщиной металла - следует руководствоваться следующим эмпирическим правилом.

Коррозионный износ элементов резервуара, содержащего нефтепродукты, как правило, не бывает равномерным и при этом значительным. Равномерный износ, даже на конструкциях, прослуживших многие годы, как правило, небольшой. Значительный износ, как правило, неравномерный, проявляется в виде местной или множественной язвенной коррозии. Среди серии измерений толщины, как правило, находятся значения, близкие к начальной толщине, отличающиеся от нее на десятые доли миллиметра. Поэтому, по результатам достаточно представительной серии (не менее 20) измерений толщины элемента конструкции (например, листов первого пояса стенки резервуара) можно с большой долей вероятности восстановить его начальную номинальную толщину, взяв несколько максимальных, близких между собой значений и округлив их вверх до ближайшего целого номинального значения толщины листового проката по ГОСТ 19903-74 [7] и ГОСТ 19904-90 [8].

Пример 3. Резервуар использовался для хранения товарной нефти и находился в эксплуатации 10 лет. Паспортное значение толщины первого пояса стенки – 9 мм. Фактические значения толщины в разных точках: 6.7; 6.4; 6.2; 6.6; 4.1; 5.4; 6.8; 4.3; 6.7; 6.5;

6.7, 6.9; 7.1; и еще ряд значений, не превышающих 7,1 – 7,2 мм. За начальную номинальную толщину принимаем 7,0 мм. Превышение фактической толщины над номинальной учитываем введением плюсового допуска на толщину листового проката. (см. п. П3.3 *Приложения 3*). С учетом коррозионной активности среды с большой долей вероятности можно утверждать, что значение толщины стенки 9 мм, записанное в паспорте, ошибочно. Равномерная коррозия на 2 мм и более в этих условиях – маловероятное событие. Взяв 9 мм в качестве начальной толщины, мы получим неоправданно высокую скорость коррозии, и, как следствие, неоправданно заниженный остаточный ресурс.

11. Требования безопасности

11.1. Общие положения

Работники, занятые на обследовании и дефектоскопии резервуаров, должны хорошо знать и выполнять:

- нормативные документы по охране труда и технике безопасности, принятые на предприятии–заказчике («Инструкция по охране труда по ремонту и обслуживанию электрооборудования», «Инструкция по общеобъектовым требованиям пожарной безопасности», «Инструкция по организации работ повышенной опасности», «Инструкция по безопасности ведения работ на высоте» и т.д.);
- меры по безопасности при работе с источниками ионизирующих излучений;
- меры безопасности при работе с электрическими приборами и приёмы оказания первой помощи пострадавшим при поражении электрическим током;
- меры безопасности при выполнении работ на высоте с применением подъемно-транспортных средств;
- токсические, огне- и взрывоопасные свойства нефтепродуктов, приёмы оказания первой помощи при отравлениях.

Повседневный контроль за выполнением мероприятий по охране труда и технике безопасности выполняет руководитель работ.

Перед проведением дефектоскопии руководитель работ проверяет готовность резервуара к обследованию, получает у руководителя объекта акт о готовности резервуара к проведению намечаемых работ и справку анализа воздуха в резервуаре.

11.2. Меры безопасности при работе с электроприборами

При работе с электроприборами наиболее опасным видом травм является поражение электрическим током, который оказывает на человеческий организм различные действия:

- тепловые (ожог);
- химические (электролиз крови);
- физические (разрыв тканей и костей);
- биологические, нарушающие жизненные функции человеческого организма.

Тяжесть поражения электрическим током зависит от силы тока, его частоты, продолжительности действия, состояния организма пострадавшего и окружающей среды. Опасной для жизни считается сила тока 10 миллиампер и выше, наиболее опасная частота 40-60 Гц.

При обследовании резервуаров необходимо использовать приборы, которые имеют автономное питание или могут работать от сети постоянного тока напряжением 36 вольт. Если используются приборы напряжением 220 вольт, принимаются меры, исключающие соприкосновение тела человека и токоведущих частей и проводки с металлом резервуара, для чего необходимо:

- усилить изоляцию в местах ввода электропроводки в резервуар;
- исключить совместную прокладку заземляющего провода и электропроводки;
- исключить прокладку электропровода в сырых местах резервуара;
- питающие провода не должны иметь оголенных мест.

Штепсельная розетка или рубильники устанавливаются за обвалованием резервуара. На время работы у розетки или рубильника необходимо поставить проинструктированного работника, который не допустил бы к пульту управления посторонних лиц.

На рабочем месте под ноги укладывается резиновый коврик или надевается резиновая обувь. Резиновые защитные средства не должны иметь проколов, трещин; после употребления хранить их в чистом виде в шкафах или ящиках отдельно от инструмента. Запрещается пользоваться защитными средствами, не имеющими клейма с указанием даты испытания.

Прибор заземляется; провод заземления должен быть сечением не менее половины фазной жилы и не менее 1,5 мм^2.

В случае обнаружения неисправности в приборе, наличия напряжения на корпусе немедленно дать команду помощнику об отключении прибора от сети.

При всяком перерыве в работе (перемещение на другое место или прекращение подачи тока) необходимо вынуть штепсельную вилку из розетки или отключить ток рубильником.

В процессе работы следить за исправным состоянием токопроводящих проводов, не допускать перегрева прибора.

Разборка, ремонт или операции по переключениям электроприборов под напряжением категорически запрещаются.

11.3. Меры безопасности при выполнении работ на высоте

К работам на высоте относятся все работы, выполняемые выше 1 метра от уровня земли или рабочего настила. Работы, выполняемые на высоте более 5 метров, относятся к верхолазным. Лица выполняющие верхолазные работы, проходят медицинскую проверку на пригодность к выполнению работ на высоте.

Все верхолазные работы выполняются с применением предохранительных поясов. Испытания поясов производятся через каждые шесть месяцев на статическую нагрузку 2,25 кН в течение 5

минут. Даты и результаты испытаний заносятся в журнал регистрации, а на поясе ставится дата следующего испытания.

Работа на высоте производится с лестницы или стремянки, которые устанавливаются под углом 75 градусов к горизонтальной плоскости.

Для изготовления лестниц и стремянок применяется выдержанный сухой материал, сучковатость не допускается. Толщина тетив берется такой, чтобы лестница под тяжестью человека с инструментом и приборами не прогибалась. Ступеньки лестницы должны быть врезаны в тетивы, последние через каждые два метра стягиваются металлическими болтами.

Длина лестницы не должна превышать 5 метров.

Лестницы, сбитые гвоздями и без врезки ступеней в тетивы, применять запрещается.

Нижние концы лестниц должны иметь наконечники, исключающие возможность самопроизвольного сдвига.

Испытания лестниц через каждые 6 месяцев производятся нагрузкой 200 кг, приложенной к ступеньке, расположенной в средней части. При испытании лестницу ставят под углом 75 градусов к горизонтальной плоскости.

Результаты испытаний заносятся в журнал регистрации. Каждая лестница должна иметь регистрационный номер.

Раздвижные лестницы (стремянки) должны иметь прочное соединение, не позволяющее им произвольно раздвигаться.

Устанавливать лестницу на любые подставки (бочки, скамейки, столы и т.д.) запрещается.

Стоять под лестницей во время выполнения работ на ней запрещается.

Запрещается производить работы, стоя на одной из верхних ступенек.

Для рабочих мест, расположенных выше 5 метров, применяются лестница и подмостки.

Строительство лесов и подмостков производится по рабочим чертежам, утверждённым главным инженером.

Настил лесов и подмостков выполняется из досок толщиной не менее 40 мм. Зазор между досками допускается не более 10 мм.

Концы досок должны перекрывать опоры на длину не менее, чем на 200 мм. Вдоль лесов и подмостков ставятся ограждения высотой не менее 1 м.

Работы на лесах и подмостках производятся только после приёмки рабочего места комиссией по акту.

Бригада для проверки состояния кровли резервуара должна состоять не менее, чем из 2 человек.

Работы на кровле можно начинать только после проверки ее состояния руководителем работ.

Все работы на кровле производятся с применением предохранительных поясов и веревок. Один конец веревки крепится к поясу, другой у центральной стойки или к основанию патрубков арматуры.

Все операции с изменением положения веревки производит второй рабочий.

Запрещается:

- производить работы в дождь и гололед;
- работать на кровле, имеющей сквозные коррозионные повреждения;
- работать без предохранительных поясов и веревок;
- работать в сырой одежде и обуви;
- бросать инструмент с кровли или на кровлю;
- во избежание отравления смотреть в световой люк;
- работать на кровле, когда внутри резервуара находятся люди.

Приложение 1

Термины и определения

Авария – частичное или полное разрушение сооружений и (или) технических устройств, применяемых на опасном производственном объекте, неконтролируемый взрыв и (или) выброс опасных веществ.

Дефект – неисправность, возникшая в конструкции на стадии ее изготовления, транспортировки, монтажа или эксплуатации.

Капитальный ремонт – комплекс мероприятий по восстановлению работоспособности и полному или близкого к полному восстановлению ресурса эксплуатации резервуара с заменой или усилением пришедших в негодность конструктивных элементов резервуара или их частей. На период проведения капитального ремонта резервуар выводится из эксплуатации и производится его полная зачистка и дегазация.

Инцидент – отказ или повреждение технических устройств, применяемых на опасном производственном объекте, отклонение от режима технологического процесса, нарушение положений нормативных правовых актов или нормативных технических документов, устанавливающих правила ведения работ на опасном производственном объекте.

Наработка – продолжительность работы объекта, измеряемая в годах.

Нижние пояса стенки резервуара – при высоте стенки 9 м и ниже – два нижних пояса (шириной 1,5 м); при высоте стенки более 9 м до 12 м включительно – 3 нижних пояса; при высоте стенки более 12 м – 4 нижних пояса. Пояса стенки резервуара, расположенные выше указанных, обозначаются в тексте документа термином «верхние пояса стенки».

Остаточный ресурс – суммарная (прогнозируемая) наработка объекта от момента контроля его технического состояния до перехода в предельное состояние.

Отклонение – отличие фактического значения любого из параметров технического состояния от требований норм, проектной документации или требований обеспечения технологического процесса.

Отклонения недопустимые – отклонения, которые создают препятствия нормальной эксплуатации конструкции и требуют ее ремонта или вывода из эксплуатации.

Охрупчивание – повышение хрупкости металла в результате снижения пластических свойств вследствие старения, коррозии, понижения температуры или высокой скорости нагружения.

Повреждение – отклонение качества, формы и фактических размеров элемента конструкции от требований нормативных документов или проекта, возникшее в процессе эксплуатации.

Потеря устойчивости – скачкообразное изменение формы равновесия тонкостенного элемента конструкции, возникающее под действием сжимающих напряжений при превышении нагрузкой некоторого критического значения; потеря устойчивости выражается в возникновении заметных глазом деформаций, и часто сопровождающееся хлопком. Примеры потери устойчивости: 1) скачкообразное «схлопывание» стенки резервуара с образованием ромбовидных вмятин при возникновении критических сжимающих напряжений, вызванных недопустимо высокой снеговой нагрузкой; 2) «хлопуны» на днище резервуара, т.е. выпучины над пустотами, которые при надавливании скачкообразно, резко прогибаются вниз, как правило, с хлопком.

Предельное состояние – состояние резервуара, при котором исчерпывается установленный нормативными документами запас прочности, устойчивости, запас по малоцикловой усталости и т.д., гарантирующий ее нормальную работу. Эксплуатация конструкции, находящейся в предельном состоянии, может представлять угрозу для безопасности людей и окружающих сооружений.

Резервуар – ёмкость, предназначенная для хранения, приёма, откачки и измерения объёма нефти и нефтепродуктов.

Реконструкция – работы, выполняемые с целью внесения новых элементов (изменений) в конструкцию резервуара, непредусмотренных первоначальным проектом. (Примеры реконструкции: увеличение количества поясов стенки резервуара, оснащение резервуара понтоном).

Ремонт – комплекс мероприятий и работ по устранению дефектов и повреждений, выполняемых с целью приведения резервуара в работоспособное состояние. (Примеры ремонта: замена прокорродировавших листов стенки резервуара, подъем просевших окрайков днища резервуара, устранение хлопунов на днище).

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

Срок службы конструкции – продолжительность эксплуатации конструкции в календарных годах до перехода в предельное состояние.

Старение металлов – изменение свойств металлов, протекающее либо самопроизвольно при нормальных условиях (естественное старение), либо при нагреве (искусственное старение) и приводящее к изменению их прочности, твердости, пластичности и ударной вязкости.

Твердость – свойство материалов сопротивляться пластической деформации или хрупкому разрушению в поверхностном слое при местных контактных силовых воздействиях.

Текущий ремонт – комплекс мероприятий и работ по предохранению элементов резервуара от преждевременного износа, защиты конструкций и устранения повреждений без вывода резервуара из эксплуатации.

Техническое диагностирование (по ГОСТ 20911-89) – определение технического состояния объекта.

Задачи технического диагностирования: 1) контроль технического состояния; 2) поиск места и определение причин отказа; 3) прогнозирование технического состояния.

Термин «техническое диагностирование» применяют в наименованиях и определениях понятий, когда основной задачей является поиск места и определение причин отказа.

Термин «контроль технического состояния» применяется, когда основной задачей технического диагностирования является определение вида технического состояния.

Трещиностойкость – способность конструкции сопротивляться хрупкому разрушению при наличии трещиноподобного дефекта.

Усиление – увеличение несущей способности или жесткости конструкции.

Усталость материалов – изменение механических и физических свойств материала под длительным действием циклически изменяющихся во времени напряжений и деформаций.

Устойчивость сооружения – способность сооружения противостоять усилиям, стремящимся вывести его из исходного состояния статического или динамического равновесия.

Хрупкость – способность твёрдых тел разрушаться при механических воздействиях без заметной пластической деформации (свойство, противоположное пластичности).

Экспертиза промышленной безопасности – оценка соответствия объекта экспертизы предъявляемым к нему требованиям промышленной безопасности, результатом которой является заключение.

Экспертная организация – организация, имеющая лицензию Ростехнадзора на проведение экспертизы промышленной безопасности в соответствии с действующим законодательством.

Приложение 2
(справочное)

Особенности работы резервуаров. Напряженно-деформированное состояние резервуаров.

П2.1. Ниже кратко излагаются основы теории напряженно-деформированного состояния вертикальных резервуаров и основные положения механики разрушения.

П2.2. Оболочкой считается сосуд с отношением толщины стенки к радиусу не более 1:10. Для большинства типовых резервуаров отношение толщины стенки к радиусу цилиндрической оболочки составляет от 1:2000 до 1:1000. С позиций теории оболочек типовые вертикальные цилиндрические резервуары представляют собой сверхтонкие оболочки.

П2.3. Стенка резервуара

При наливе резервуара продуктом максимальные растягивающие напряжения в стенке резервуара возникают в кольцевом направлении. Кольцевое напряжение от действия гидростатической нагрузки в сечении резервуара прямо пропорционально высоте столба жидкости над данным сечением и обратно пропорционально толщине стенки в данном месте (рис. П2.1)

$$\sigma_{\varphi} = \frac{p \cdot R}{t}, \qquad (П2.1)$$

$$p = \rho \cdot g \cdot (H - z). \qquad (П2.2)$$

Кольцевые напряжения максимальны в нижней части стенки резервуара и обращаются в нуль на высоте, равной уровню налива и выше. Радиальное перемещение от гидростатической нагрузки также меняется линейно по высоте (рис. П2.1) и может быть с погрешностью не более 3 % оценено по формуле

$$w \approx \frac{p \cdot R^2}{E \cdot t}. \qquad (П2.3)$$

(Погрешность обусловлена пренебрежением осевыми напряжениями).

Для большинства типовых резервуаров кольцевое напряжение в стенке в 1000 – 2000 раз превышает давление на стенку от гидростатической нагрузки.

В формулах (П2.1) – (П2.3) приняты следующие обозначения:

σ_φ – кольцевое напряжение;

p – гидростатическое давление;

R – радиус резервуара;

t – толщина стенки;

E – модуль упругости;

ρ – плотность хранимого продукта;

H – высота налива;

z – расстояние от днища до рассматриваемого уровня;

g – ускорение свободного падения;

w – радиальное перемещение стенки.

В осевом направлении стенка резервуара находится под действием собственного веса, веса кровли, навесного оборудования, снеговой нагрузки, т.е. преимущественно в сжатом состоянии, причём осевые-сжимающие напряжения от указанных нагрузок оказываются, как правило, в 50–100 раз меньше кольцевых-растягивающих. По этой причине при расчёте стенки на прочность осевыми напряжениями пренебрегают.

Растягивающие напряжения в осевом направлении возникают в резервуарах повышенного давления, если подъёмная сила от избыточного давления превышает суммарные вертикальные сжимающие нагрузки. В этом случае для исключения возможности отрыва окраек днища от основания применяется анкерное крепление резервуаров к основанию. Такая ситуация характерна для изотермических резервуаров – хранилищ сжиженных газов, где избыточное давление достигает 700 – 1000 мм вод. ст. и, как правило, нехарактерна для резервуаров – хранилищ нефтепродуктов, где величина избыточного давления составляет 200 – 250 мм вод. столба.

На большей части высоты резервуара, кроме нижней зоны, изгиб отсутствует, напряжения равномерно распределены по сечению стенки, одинаковы на внутренней и наружной стороне стенки.

В нижней части стенки возникает краевой эффект - изгиб в форме нескольких полуволн. Длина полуволны краевого эффекта определяется по формуле $L_{кр} = 0{,}78\sqrt{Rt} = 0{,}55\sqrt{Dt}$, R, D, t – радиус, диаметр и толщина 1-го пояса стенки резервуара. Для типовых резервуаров объёмом от 1000 м^3 до 10000 м^3 длина полуволны краевого эффекта составляет от 12 до 33 см. При изгибе нижней части стенки окрайки (краевые листы) днища также изгибаются. Деформация нижней части стенки и днища показана схематично на рис. П2.2.

Принципиальным условием распространения трещин является действие растягивающих напряжений, направленных перпендикулярно к направлению трещины. Так как кольцевые напряжения в стенке резервуара являются растягивающими и к тому же максимальными по величине, а осевые напряжения, как правило, сжимающими, то наиболее опасными дефектами сварных соединений стенки являются продольные дефекты вертикальных сварных соединений, а также поперечные дефекты горизонтальных сварных соединений, расположенные перпендикулярно к направлению действия кольцевых напряжений. Дефект (непровар, пора) вертикального сварного шва растягивается кольцевыми напряжениями и при наличии острых надрезов может превратиться в трещину. В действительности микронадрезы могут быть всегда. Протяжённый по горизонтали дефект горизонтального сварного шва в нормальном случае сжимается осевыми напряжениями, и поэтому принципиальные предпосылки для роста трещины в этом случае значительно меньше. Чрезвычайно опасны как продольные, так и поперечные трещины в нижнем уторном шве, находящемся в зоне изгиба стенки и подверженном действию растягивающих напряжений, вызванных изгибом.

П2.4. Устойчивость. Потеря устойчивости

Устойчивость – способность тонкостенной конструкции, в частности тонкостенной цилиндрической оболочки, сохранять устойчивую форму равновесия при действии сжимающих напряжений. Сжимающие напряжения в стенке резервуара возникают от действия веса крыши, веса снега, аварийного вакуума, ветра и др. При превышении сжимающими напряжениями критических значений может произойти скачкообразное изменение формы равновесия резервуара (потеря устойчивости), как правило, сопровождающееся хлопком. Потеря устойчивости цилиндрической оболочки - переход от симметричной (цилиндрической) формы к несимметричной форме равновесия, выражающийся в появлении на стенке резервуара, как правило, заметных глазом волнообразных выпучин и вмятин, распространяющихся как в окружном, так и в осевом направлении. Для типовых РВС число волн в окружном направлении составляет примерно от 12 до 40 в зависимости от диаметра, высоты и толщины стенки. Формы волнообразования цилиндрической оболочки при действии осевой сжимающей силы и внешнего давления (вакуума внутри РВС) схематично показаны на рис. П2.3.

При потере устойчивости от действия вакуума вдоль образующей оболочки образуется одна полуволна. Таким образом, в зону потери устойчивости вовлекается вся оболочка - как тонкие, так и более толстые пояса стенки резервуара. Для повышения устойчивости от действия вакуума применяется установка на стенке резервуара одного или нескольких колец жесткости. При подкреплении оболочки кольцевыми ребрами жесткости длина полуволны в осевом направлении сокращается: между каждой парой ребер жесткости образуется одна полуволна, оболочка как бы делится

кольцами на ряд коротких независимых оболочек (см. рис. П2.3). Критическое значение внешнего давления (вакуума) при этом значительно повышается (см. ПБ 03-605-03 [27]).

При действии осевой сжимающей силы устойчивость теряет наиболее тонкий (обычно верхний) пояс стенки резервуара. При этом в зоне потери устойчивости вдоль образующей оболочки образуется ряд волн, длина каждой из которых для типовых РВС составляет примерно от 0,5 м до 2,0 м. Более толстые пояса стенки резервуара могут в зависимости от параметров оболочки или сохранять устойчивую цилиндрическую форму, или частично вовлекаться в зону потери устойчивости. Подкрепление оболочки кольцевыми ребрами жесткости неэффективно для повышения устойчивости при действии осевой силы, так как длина волны в осевом направлении невелика.

Потеря устойчивости возможна только при действии сжимающих напряжений и невозможна при растяжении. Как правило, критические сжимающие напряжения потери устойчивости значительно (в 10 – 20 и более раз) меньше максимально допускаемых растягивающих напряжений, за которые обычно принимается 70 – 80% предела текучести материала. Условия для потери устойчивости могут возникнуть при опорожненном или почти опорожненном резервуаре, высоком снежном покрове на крыше резервуара и/или образовании вакуума, вызванного неисправностью предохранительных вакуумных клапанов и/или превышением скорости откачки продукта. После потери устойчивости, особенно с образованием пластических деформаций, возможность дальнейшей эксплуатации резервуара, необходимость ремонта, его вид и объем должны устанавливаться экспертной организацией.

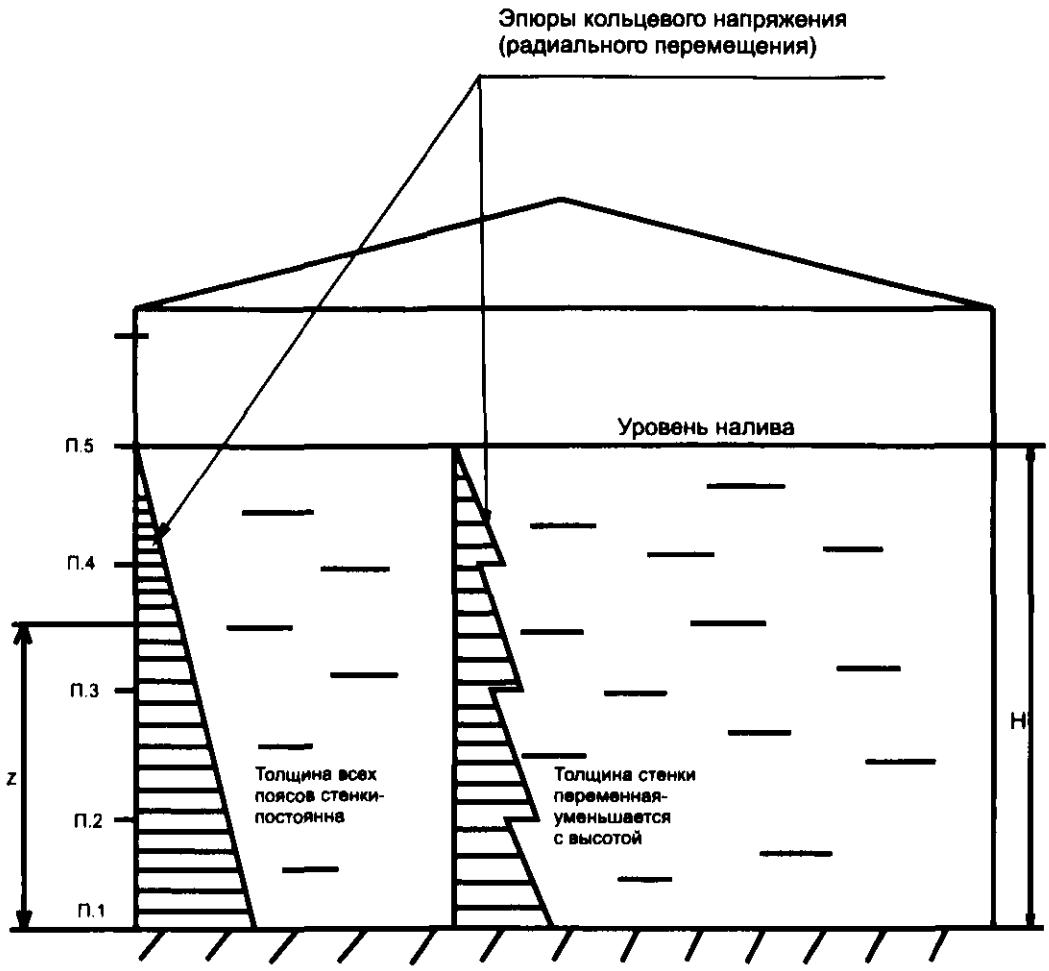


Рис. П2.1

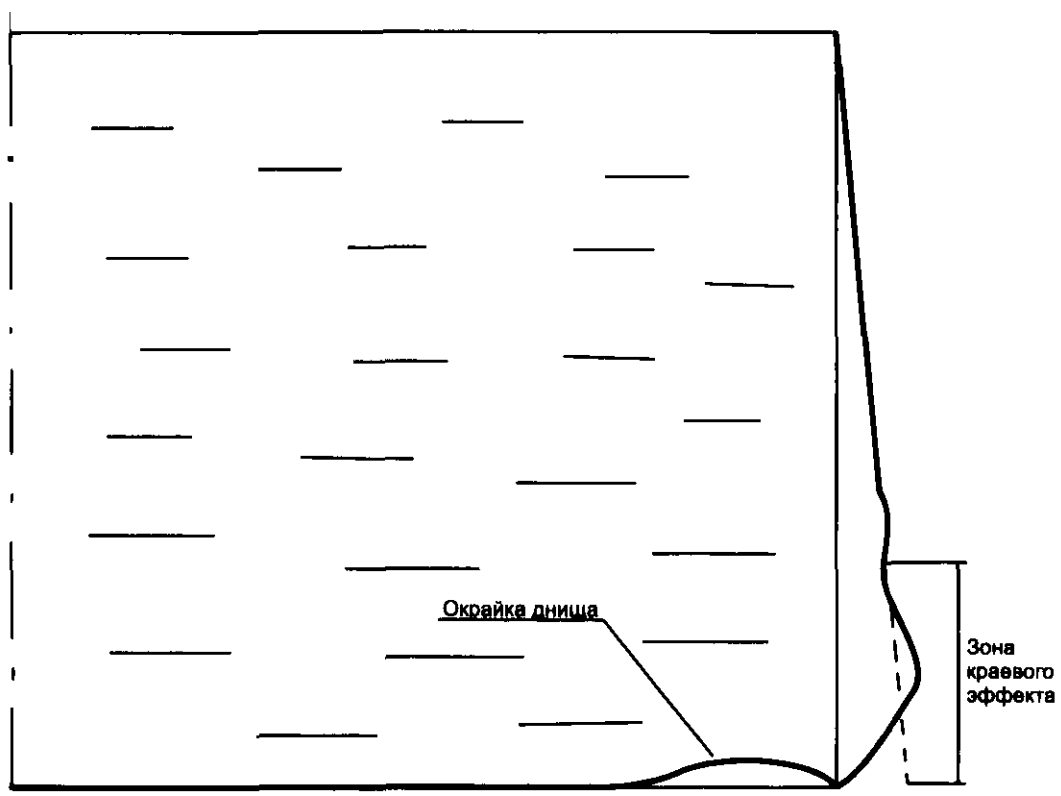


Рис. П2.2

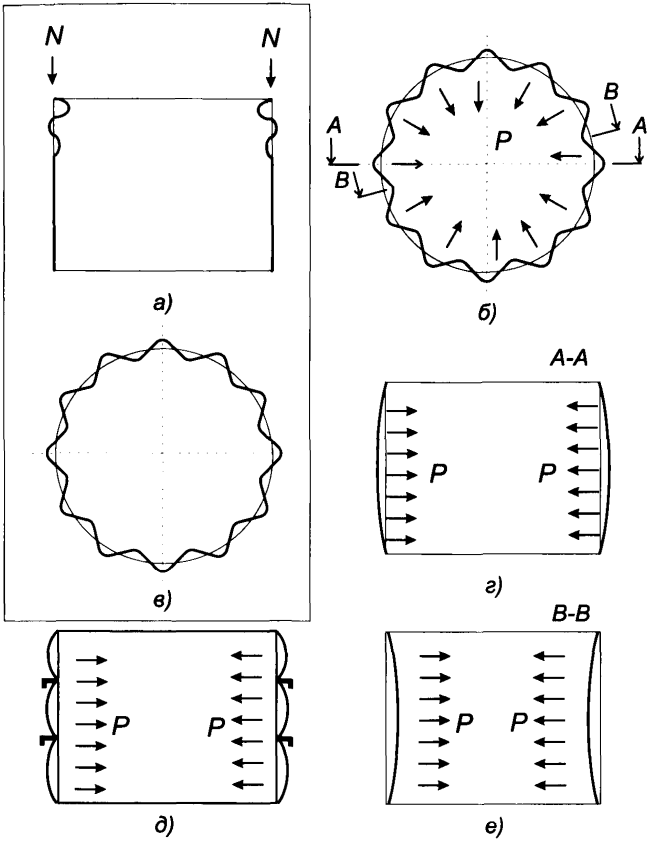


Рис. П2.3. Формы потери устойчивости цилиндрической оболочки:
а,в) - при осевом сжатии;
б, г, д, е) - при внешнем давлении (вакууме внутри);
г, е) - неподкрепленная оболочка;
д) - оболочка, подкрепленная кольцевыми ребрами жесткости.;

П2.5. Работа днища резервуара

При идеально ровном основании, центральная часть днища (т.е. большая часть днища, кроме окрайков) – практически не нагруженный элемент резервуара, напряжения на большей части днища приближаются к нулю и практически не зависят от высоты налива. В радиальном направлении днище деформируется незначительно. Окрайки днища резервуара несут вертикальные нагрузки от веса стенки, навесного оборудования, снегового покрова, теплоизоляции, и кроме того, изгибаются при совместной деформации со стенкой резервуара (рис. П2.2). Поэтому окрайки выполняются из более толстого металла, чем центральная часть днища.

В действительности за счет неровностей основания, просадок, выпучин и вмятин при нагружении резервуара гидростатической нагрузкой (наливе) происходит деформация днища в соответствии с формой основания, выпрямление хлопунов и возникновение в основном металле и сварных соединениях днища напряжений, вызванных изгибом. В отличие от стенки резервуара, где напряжения пропорциональны уровню налива, и, следовательно, могут строго контролироваться, напряжения в днище при деформации днища в соответствии с реальной формой основания – неподконтрольный фактор.

П2.6. Малоцикловая усталость

Малоцикловой усталостью называется явление интенсивного накопления повреждений, зарождения и быстрого развития трещин в местах возникновения пластических деформаций при циклически изменяющихся нагрузках. Это может происходить и при

отсутствии в материале начальных трещиноподобных дефектов. Разрушение любой конструкции при циклическом, особенно знакопеременном нагружении и пластических деформациях происходит в тысячи раз быстрее, чем при упругих деформациях (пример: для того, чтобы сломать стальной гвоздь достаточно не более 20 - 30 раз попеременно согнуть его в разные стороны). Пластические деформации в резервуаре могут возникнуть в нижней части стенки в месте крепления стенки к днищу (уторный узел), в местах концентрации напряжений, в местах несовершенства формы резервуара - выпучин и вмятин на стенке, угловатости на стыке листов в монтажных сварных соединениях, в местах деформации стенки в зоне врезки трубопроводов при значительной осадке основания и др. Ресурс резервуара, имеющего подобные дефекты, при работе в циклическом режиме налива - слива значительно снижен по сравнению с резервуаром без дефектов.

П2.7. Трещиностойкость

Трещиностойкость при циклическом нагружении – способность конструкций, имеющих трещиноподобные дефекты, противостоять циклически изменяющимся нагрузкам.

Приложение 3

Справочные данные

П3.1. Химический состав некоторых марок малоуглеродистых, низколегированных и нержавеющих сталей, применяемых для изготовления резервуаров и трубопроводов (по ГОСТ 380-94 [19], ГОСТ 5520-79*[21], ГОСТ 19281-89 [6]) приведён в таблице П3.1.

Таблица П3.1

Марка стали	Массовая доля элементов, %						
	Углерод	Кремний	Марганец	Хром	Никель	Медь	Другие элементы
ВСт3	0,14...0,22	0,12...0,30	0,40...0,65	≤ 0,30	≤ 0,30	≤ 0,30	S: ≤ 0,05 P: ≤ 0,04 As: ≤ 0,08
20К	0,16...0,24	0,15...0,30	0,35...0,65	-	-	-	S: ≤ 0,04 P: ≤ 0,04
09Г2	≤ 0,12	0,17...0,37	1,4...1,8	≤ 0,30	≤ 0,30	≤ 0,30	-
09Г2С	≤ 0,12	0,5...0,8	1,3...1.7	≤ 0,30	≤ 0,30	≤ 0,30	-
16ГС	0,12..0,18	0,4...0,7	0,9...1,2	≤ 0,30	≤ 0,30	≤ 0,30	-
17ГС	0,14..0,20	0,4...0,6	1,0...1,4	≤ 0,30	≤ 0,30	≤ 0,30	-
17Г1С	0,15..0,20	0,4...0,6	1,15...1,6	≤ 0,30	≤ 0,30	≤ 0,30	-
16Г2АФ	0,14..0,20	0,3...0,6	1,3...1,7	≤ 0,40	≤ 0,30	≤ 0,30	Ванадий: 0,8...0,14 Азот: 0,015...0,025
12Х18Н10Т	≤ 0,12	≤ 0,8	≤ 2,0	17...19	9...11	-	Титан

(В технической документации используется также обозначение сталей в терминах класса прочности по ГОСТ 27772-88 [15], например, С245, С345. Буква С в наименовании класса означает «сталь строительная», цифры обозначают предел текучести в МПа. В ГОСТ 27772-88 [15] дано также соответствие между классами и марками стали).

П3.2. В таблице П3.2 приведены механические характеристики стали (по СНиП II-23-81*[43], ГОСТ 27772-88 [15], ПНАЭ Г-7-002-86 [29]).

При прочностных расчётах следует использовать расчётные сопротивления стали. Расчётные сопротивления по СНиП II-23-81* [43] определяются по формулам

$R_y = \frac{R_{yn}}{\gamma_m}$, $R_u = \frac{R_{un}}{\gamma_m}$, где R_{yn}, R_{un} – предел текучести и предел прочности (временное сопротивление) материала, γ_m – коэффициент надёжности по материалу. Для приведённых в таблице П3.2 марок стали $\gamma_m = 1{,}025$.

Таблица П3.2

Марка стали	Толщина проката, мм	Предел текучести – R_y МПа (кгс/см²)	Предел прочности (временное сопротивление) – R_u МПа (кгс/см²)	Относительное сужение поперечного сечения образца при разрыве, Z% *)
20К	От 4 до 60	216 (2200)	402 (4100)	40
ВСт3кп2	От 2 до 20	235 (2400)	360 (3700)	
	Св. 20 до 40	225 (2300)	360 (3700)	
ВСт3пс6	От 2 до 20	245 (2500)	370 (3800)	
ВСт3сп5	От 4 до 10	245 (2500)	380 (3900)	50
	Св. 10 до 20	245 (2500)	370 (3800)	
	Св. 20 до 40	235 (2400)	370 (3800)	
16ГС	до 10 включ.	325 (3300)	450 (4600)	нет данных
	Св. 10 до 20	315 (3200)	450 (4600)	
	Св. 20 до 32	295 (3000)	430 (4400)	
09Г2, 09Г2С, 17ГС	От 2 до 10	345 (3500)	490 (5000)	45
	Св. 10 до 20	325 (3300)	470 (4800)	
	Св. 20 до 40	305 (3100)	460 (4700)	
17Г1С	От 2 до 10	355 (3600)	490 (5000)	нет данных
	Св. 10 до 20	345 (3500)	480 (4900)	

Таблица П3.2 (продолжение)

Марка стали	Толщина проката, мм	Предел текучести – R_y МПа (кгс/см^2)	Предел прочности (временное сопротивление) – R_a МПа (кгс/см^2)	Относительное сужение поперечного сечения образца при разрыве, Z% *)
14Г2АФ	От 4 до 50	390 (4000)	540 (5500)	
16Г2АФ	От 4 до 30	440 (4500)	590 (6000)	
12Х18Н10Т	До 40	196 (2000)	491 (5000)	40

*) ***Примечание:*** Относительное сужение поперечного сечения образца при разрыве взято из ПНАЭ Г-7-002-86 [29], используется при расчёте на малоцикловую усталость.

В зависимости от ударной вязкости при низких температурах строительные стали подразделяются на категории. Связь категории стали с минимально допускаемой зимней температурой эксплуатации дана в таблице П3.3.

Таблица П3.3

Категория стали	**11**	**12**	**13**	**14**	**15**
Зимняя температура, °С	-20	-40	-50	-60	-70

При указанной в таблице температуре значение ударной вязкости KCU – не менее 3 кгс*м/см^2.

Таблица П3.4. Характеристики твердости сталей

Марка стали	Допустимые пределы твердости основного металла НВ, кг/мм^2	Допустимая твердость металла шва и зоны термического влияния НВ, кг/мм^2
Ст2, Ст3, Ст 10, 15, 20, 15К, 16К	120 - 160	180
18К	120 - 160	190
20К, 22К	130 - 190	200
09Г2С, 16ГС	120 - 180	225
12Х18Н10Т	150 - 180	200

П3.3. В таблице П3.5 приведены допуски на толщину листового проката по ГОСТ 19903-74 [7] при ширине свыше 1000 до 1500 мм для нормальной точности прокатки.

Таблица П3.5

Толщина проката, мм	Предельные отклонения по толщине, мм
св. 2,50 до 3,00	± 0,21
св. 3,00 до 3,50	± 0,22
св. 3,50 до 3,90	± 0,24
св. 3,90 до 5,50	+0,30, -0,50
св. 5,50 до 7,50	+0,25, -0,60
св. 7,50 до 10,0	+0,30, -0,80
св. 10,0 до 12,0	+0,30, -0,80

П3.4. Относительное сужение поперечного сечения образца при статическом разрушении при растяжении - Ψ:

для стали ВСт3 $\Psi = 0.49$, $e_c = 0{,}336$;

для стали 20 $\Psi = 0.40$, $e_c = 0{,}255$;

для стали 09Г2С $\Psi = 0.42$, $e_c = 0{,}272$;

где $e_c = 0{,}5 \ln\left(\frac{1}{1-\psi}\right)$.

П3.5. Вязкость разрушения материалов

При оценке предельных значений длин дефектов сварных соединений допускается принимать приведённые ниже значения вязкости разрушения материалов K_{Ic}. Приведённые значения K_{Ic} взяты из литературных источников при температуре минус 70°С:

- для стали Ст3 $K_{Ic} = 25$ МПа*м $^{1/2}$
- для стали 09Г2С $K_{Ic} = 36$ МПа*м$^{1/2}$.

Связь между размерностями вязкости разрушения Ki в различных системах единиц:

$$1 \text{ МПа*м}^{1/2} = 100 \text{ кгс / см}^{3/2} = 3{,}16 \text{ кгс / мм}^{3/2}.$$

Таблица П3.4

Параметры типовых резервуаров для нефти и нефтепродуктов

Объём номин, м³	**№ проекта ЦНИИПСК**	**Диаметр стенки, мм**	**Высота стенки, мм**	**Колич. поясов**	**Снеговая нагрузка; ветровая нагрузка, кгс/м² *)**
					Для эксплуатации в районах
100	704-I-49	4730	5960	4	320; 85
200	704-I-50	6630	5960	4	320; 85
300	704-I-51	7580	7450	5	320; 85
400	704-I-52	8530	7450	5	320; 85
700	704-I-53	10430	8940	6	320; 85
1000	704-I-166.84	10430	11920	8	320; 85
2000	704-I-167.84	15180	11920	8	180; 85
2000	704-I-167.84	15180	11920	8	320; 48
3000	704-I-168.84	18980	11920	8	180; 48
3000	704-I-168.84	18980	11920	8	320; 48
5000	704-I-169.84	20920	14900	10	180; 48
5000	704-I-169.84	20920	14900	10	320; 48
10000	704-I-170.84	28500	17880	12	180; 48
10000	704-I-170.84	28500	17880	12	180; 85
10000	704-I-170.84	28500	17880	12	240; 48

Вес стенки, т	Вес крыши, т	Толщина стенки по поясам, мм	Толщина днища – центр (окрайки)	Толщина кровли	Материал стенки; днища; кровли **)
с зимней температурой до минус 40°С					
2,91	0,73	Все 4 мм	4 (4)	2,5	3; 3; 3
2,91	1,47	Все 4 мм	4 (4)	2,5	3; 3; 3
5,83	2,07	Все 4 мм	4 (4)	2,5	3; 3; 3
6,56	2,68	Все 4 мм	4 (4)	2,5	3; 3; 3
9,62	3,92	Все 4 мм	4 (4)	2,5	3; 3; 3
5,83	2,07	Все 4 мм	4 (4)	2,5	3; 3; 3
25,65	9,43	6; 6; 6; 6; 5; 5; 5; 5	4 (6)	2,5	3; 3; 3
25,65	9,43	6; 6; 6; 5; 5; 5; 5; 5	4 (6)	2,5	3; 3; 3
34,29	15,47	8; 7; 6; 6; 6; 5; 5; 5	4 (6)	2,5	3; 3; 3
37,21	15,47	8; 7; 6; 6; 6; 6; 6; 6	4 (6)	2,5	3; 3; 3
52,90	19,31	9; 7; 7; 7; 6; 6; 6; 6; 6	5 (7)	2,5	3; 3; 3
57,74	22,24	10; 8; 7; 7; 7; 7; 7; 7; 6; 6	5 (7)	2,5	3; 3; 3
113,69	35,00	12; 9; 9; 9; 9; 8; 8; 8; 8; 8	5 (9)	4	09 (1-4 п) 3; 3; 3
123,53	35,00	12; 10; 10; 10; 10; 10; 9; 9; 9; 8; 8; 8	5 (9)	4	09 (1-4 п) 3; 3; 3
116,97	35,00	12; 10; 9; 9; 9; 9; 9; 8; 8; 8; 8; 8	5 (9)	4	09 (1-4 п) 3; 3; 3

Таблица П3.4 (продолжение)

Объём номин, $м^3$	№ проекта ЦНИИПСК	Диаметр стенки, мм	Высота стенки, мм	Колич. поясов	Снеговая нагрузка; ветровая нагрузка, $кгс/м^2$ *)
10000	704-I-170.84	28500	17880	12	320; 48
20000	704-I-171.84	39900	17880	12	180; 48
20000	704-I-171.84	39900	17880	12	180; 85 (320; 48)
30000	704-I-172.84	45600	17880	12	180; 48
30000	704-I-172.84	45600	17880	12	180; 85
30000	704-I-172.84	45600	17880	12	320; 48

Примечание:

) Снеговые и ветровые нагрузки в столбце 6 указаны по СНиП 2.01.07-85[41] с учетом изменений от 01.07.2003 г.

**) Для обозначения марок стали использованы следующие сокращения: 09 – 09Г2С, 3 – ВСт3.

Вес стенки, т	Вес крыши, т	Толщина стенки по поясам, мм	Толщина днища – центр (окрайки)	Толщина кровли	Материал стенки; днища; кровли **)
121,35	35,38	12; 10; 10; 9; 8; 8; 8; 8; 8	5 (9)	4	09 (1-4 п) 3; 3; 3
203,53	72,51	16; 13; 12; 11; 11; 11; 11; 10; 10; 10; 9; 9	6 (9)	4	09 (1- 5 пояса), 3; 3; 3
218,82	72,51	16; 13; 13; 12; 12; 12; 12; 11; 11; 11; 10; 10	6 (9)	4	09 (1- 5 пояса), 3; 3; 3
265,04	103,39	17; 16; 14; 14; 12; 12; 12; 11; 11; 11; 11; 11	6 (12)	4	09 (1- 7 пояса), 3; 3; 3
285,96	103,39	17; 16; 16; 15; 14; 14; 12; 12; 12; 12; 12; 12	6 (Ст3) (12,0 09Г2С)	4	09 (1- 7 пояса), 3; 3; 3
284,25	108,63	17; 16; 14; 14; 14; 14; 13; 13; 12; 12; 12; 12	6 (Ст3) (12,0 09Г2С)	4	09 (1- 7 пояса), 3; 3; 3

Таблица П3.5

Параметры типовых резервуаров для нефти и нефтепродуктов в северном исполнении

Объем номин, м³	№ проекта ЦНИИПСК	Диаметр стенки, мм	Высота стенки, мм	Колич. поясов	Снеговая нагрузка; ветровая нагрузка, кгс/м²*)
					Для эксплуатации в районах
100	704-I-150C	4730	5960	4	320; 85
200	704-I-151C	6630	5960	4	320; 85
300	704-I-152C	7580	7450	5	320; 85
400	704-I-153C	8530	7450	5	320; 85
700	704-I-154C	10430	8940	6	320; 85
1000	704-I-155C	10430	11920	8	320; 85
2000	704-I-25	15180	11920	8	320; 60
2000	704-I-25	15180	11920	8	320; 85
3000	704-I-26	18980	11920	8	320; 38
3000	704-I-26	18980	11920	8	320; 85
5000	704-I-27	22790	11920	8	320; 60
5000	704-I-27	22790	11920	8	320; 85
5000	704-I-27	22790	11920	8	320; 150
10000	704-I-28	34200	11920	8	320; 60
10000	704-I-28	34200	11920	8	320; 85
10000	704-I-28	34200	11920	8	320; 150
20000	704-I-29	47400	11920	8	180; 60
20000	704-I-29	47400	11920	8	180; 150

Примечание:

) Снеговые и ветровые нагрузки в столбце 6 указаны по СНиП 2.01.07-85 [41]с учетом изменений от 01.07.2003 г.

**) Для обозначения марок стали использованы следующие сокращения: 09 – 09Г2С, 3 – ВСт3.

Вес стенки, т	Вес крыши, т	Толщина стенки по поясам, мм	Толщ. днища – центр (окрайки)	Толщина кровли	Материал стенки; днища; кровли **)
с зимней температурой до минус 65°С					
2,91	0,73	4; 4; 4; 4	4 (4)	3,0	09; 09; 3
2,91	1,64	4; 4; 4; 4	4 (4)	3,0	09; 09; 3
5,84	2,28	4; 4; 4; 4; 4	4 (4)	3,0	09; 09; 3
6,56	2,86	4; 4; 4; 4; 4	4 (4)	3,0	09; 09; 3
9,62	4,31	Все 4 мм	4 (4)	3,0	09; 09; 3
14,04	4,31	5; 5; 5; 4; 4; 4; 4; 4	4 (4)	3,0	09; 09; 3
24,48	8,72	6; 6; 5; 5; 5; 5; 5; 5	4 (6)	2,5	09; 09; 3
28,02	8,72	6; 6; 6; 6; 6; 6; 6; 6	4 (6)	2,5	09; 09; 3
29,88	12,87	6; 5; 5; 5; 5; 5; 5; 5	4 (6)	2,5	09; 09; 3
34,99	12,87	6; 6; 6; 6; 6; 6; 6; 6	4 (6)	2,5	09; 09; 3
48,90	22,40	7; 7; 7; 7; 7; 7; 7; 7	5 (7)	2,5	09; 09; 3
56,08	20,99	8; 8; 8; 8; 8; 8; 8; 8	5 (7)	2,5	09; 09; 3
60,35	22,24	9; 9; 9; 9; 9; 8; 8; 8	5 (7)	2,5	09; 09; 3
85,27	45,36	9; 8; 8; 8; 8; 8; 8; 8	5 (8)	3,0	09; 09; 3
94,47	45,36	9; 9; 9; 9; 9; 9; 9; 9	5 (8)	3,0	09; 09; 3
104,96	45,36	10; 10; 10; 10; 10; 10; 10; 10	5 (8)	3,0	09; 09; 3
154,88	101,97	13; 12; 10; 10; 10; 10; 10; 10	6 (9)	3,0	09; 09; 3
176,77	101,97	13; 12; 12; 12; 12; 12; 12; 12	6 (9)	3,0	09; 09; 3

Приложение 4

Обработка результатов геодезических измерений. Определение неоднородности осадки основания

П4.1. Осадка наружного контура днища резервуара (далее «осадка») в общем случае может быть представлена в виде суммы трех компонентов:

1) однородной осадки – смещения основания по вертикали вниз на постоянную величину;
2) наклона основания как жесткого целого;
3) неоднородной осадки – смещения точек наружного контура днища относительно наклонной плоскости основания.

П4.2. Величина однородной осадки может быть выявлена только при нивелировке с привязкой к постоянному реперу путем сравнения с результатами нивелировок, выполненных ранее. Для этого на резервуаре должны быть укреплены нивелировочные марки, в резервуарном парке должен иметься постоянный репер, и должны проводиться регулярные геодезические измерения.

П4.3. При отсутствии постоянного репера нивелировка выполняется в относительных отметках, при этом по результатам нивелировки может быть выявлен наклон основания как жесткого целого и неоднородная осадка.

П4.4. Наклон основания резервуара часто происходит под действием в течение длительного времени дополнительной весовой нагрузки – в сторону врезки основных трубопроводов подачи и отбора хранимого продукта, в сторону шахтной лестницы при размещении ее (как правило, в нарушение проекта) на общем фундаменте с резервуаром.

Наклон основания резервуара особенно часто проявляется на болотистых почвах, торфяниках или в других специфических условиях. Например, в условиях вечной мерзлоты наклон осно-

вания резервуара, выполненного без забивки свай, происходит, как правило, в сторону юга за счет отражения солнечного света от стенки резервуара и дополнительного прогрева почвы с южной стороны.

Однородная осадка и наклон основания как жесткого целого могут нарушить совместную работу резервуара с трубопроводами и вызвать дополнительные местные напряжения в стенке резервуара в местах врезки трубопроводов, но, как правило, не вызывают общую деформацию корпуса резервуара.

Наиболее опасна неоднородная осадка, вызывающая деформации корпуса и, соответственно, дополнительные напряжения в стенке.

Анализ формы осадки основания резервуара проводят с целью выявления величины неоднородной осадки и мест, где неоднородная осадка максимальна.

П4.5. Пространственная кривая, образуемая наружным контуром идеально плоского, наклонно расположенного днища – синусоида. Для идеально плоского наклонного днища высотные отметки в точках нивелировки определяются по формуле

$$h_{j\,теор} = -0{,}5A \cdot \left(\sin(\phi_j - \phi_0) + 1\right) \qquad (П4.1)$$

где $h_{j\,теор}$ – вертикальная отметка в j–ой точке нивелировки,

j =1, .., N, где N – общее количество равноотстоящих точек нивелировки,

A – максимальная разность высотных отметок диаметрально противоположных точек наклоненного плоского основания (может отличаться от максимальной разности фактических высотных отметок деформированного основания);

ϕ_j – угол в градусах между направлением радиуса из центра основания резервуара на j-ю точку нивелировки и направлением оси X в выбранной системе координат (рис. П4.1);

ϕ_0 – угол в градусах между направлением радиуса из центра основания резервуара на точку нивелировки, считающуюся первой, и направлением оси поворота основания (рис. П4.1).

Для равноотстоящих точек нивелировки угол φ_j можно представить в виде $\phi_j = \frac{360}{N}(j-1)$.

Угол φ_0 +90° задаёт направление наклона (крена) основания.

П4.6. При наклоне основания образующие стенки цилиндра также наклоняются. Из условия сохранения правильной цилиндрической формы, отклонение от вертикали стенки резервуара Δg_{ij} на уровне верха i-го пояса в j-ой точке нивелировки определяется по формуле

$$\Delta g_{ij} = H_i \frac{A}{D} \sin\left(\phi_j - \phi_0\right) \qquad \text{(П4.2)}$$

D – диаметр резервуара;

H_i – высота верха i-го пояса стенки резервуара.

Знаки отклонения стенки резервуара от вертикали: «плюс» – наружу резервуара, «минус» – внутрь резервуара.

За нулевую отметку принята наиболее высокая точка основания; относительные отметки берутся со знаком «минус».

П4.7. Неоднородная осадка – разность между фактической относительной отметкой в данной точке наружного контура днища и положением наклонной плоскости, наиболее близким к фактическому положению основания

$$h_{неодн} = h_{факт} - h_{теор} \qquad \text{(П4.3)}$$

П4.8. Параметры наклонной плоскости - A и φ_o, наиболее близкой к фактическому положению наружного контура днища, могут быть приближенно определены по следующему алгоритму:

1. Строится график отметок наружного контура днища (рис. П4.2): по оси X откладывается расстояние x по горизонтали

вдоль стенки резервуара (или угол $\varphi=180/\pi*x$, или номер точки нивелировки, или номер вертикального монтажного шва, но так, чтобы соблюдались угловые пропорции), по оси Y откладываются высотные отметки, полученные при нивелировке. Начало оси X удобно располагать так, чтобы оно соответствовало первой точке нивелировки.

2. В первом приближении амплитуда A полагается равной максимальной разности фактических отметок, полученных при нивелировке.
3. На графике проводится горизонтальная прямая линия $y = -0{,}5A$.
4. Определяется координата $X=j_0$ пересечения горизонтальной линии $y = -0{,}5A$ с фактической линией окрайки – это значение является в первом приближении параметром j_0, определяющим угол φ_0.
5. По формуле (1) в каждой точке нивелировки вычисляются теоретические отметки идеально плоского наклонного основания, и далее на том же графике строится синусоида (1).
6. Правильно подобранная синусоида должна максимально приближаться к фактической кривой. При правильном подборе j_0 алгебраическая сумма неоднородных осадок по всем точкам должна приближаться к нулю. Если это условие не выполняется, синусоиду смещают по горизонтали так, чтобы она на вид располагалась как можно ближе к фактическому положению наружного контура днища. Точка пересечения синусоиды с прямой $y = -0{,}5A$ даст новое значение j_0. Для лучшего совпадения можно также несколько изменить амплитуду поворота A. Далее переходят ко второму приближению с новыми значениями A и j_0 согласно пп. 3 - 6.

7. Обычно для приемлемой точности достаточно двух, максимум трех приближений.

П4.9. Более точно положение наклонной плоскости может быть определено методом наименьших квадратов с применением компьютера.

В этом случае параметры φ_0 и A находятся из решения системы двух уравнений

$$\sum_i \left[h_i - \frac{\sum_k h_k \left[\sin(\varphi_k - \varphi_0) + 1 \right]}{\sum_k \left[\sin(\varphi_k - \varphi_0) + 1 \right]^2} \sin[(\varphi_i - \varphi_0) + 1] \right] \cos(\varphi_i - \varphi_0) = 0, \quad \text{(П4.4)}$$

$$A = -2 \frac{\sum_i h_i \left[\sin(\varphi_k - \varphi_0) + 1 \right]}{\sum_i \left[\sin(\varphi_k - \varphi_0) + 1 \right]^2} \quad \text{(П4.5)}$$

(Суммирование производится по всем точкам нивелировки).

Уравнение (П4.4) может быть решено перебором значений угла φ_0 в интервале от 0 до 2π с шагом 0,1° – 0,2°. Таким путем подбирается значение φ_0, при котором уравнение (П4.4) удовлетворяется наиболее точно, затем при найденном значении φ_0 из уравнения (П4.5) вычисляется амплитуда A.

П4.10. Пример.

Резервуар РВС-2000, диаметр резервуара 10,43 м, высота 8,85 м. Нивелировка выполнялась в 11 равноотстоящих точках, расположенных по периметру через 3 м – в точках стыка с вертикальными сварными швами и посередине между ними. Относительные отметки, полученные при нивелировке, приведены в таблице П4.1.

Таблица П4.1

№ точки		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Отметка фактическая, мм		0	-12	-32	-71	-104	-115	-126	-108	-82	-54	-18
Отметка теоретическая, мм	Прибл. вычисления (П4.8)	0	-9	-35	-70	-103	-123	-124	-106	-74	-39	-11
$\Delta h = h_{факт} - h_{теор}$		0	-3	+3	-1	-1	+8	-2	-2	-8	**-15**	-7
Отметка теоретическая, мм	Метод наим. квадр. (П4.9)	0	-6	-31	-65	-100	-123	-127	-111	-81	-45	-15
$\Delta h = h_{факт} - h_{теор}$		0	-6	-1	-6	-4	+8	+1	+3	-1	**-9**	-3

Положение наружного контура днища приведено на рис. П4.2.

Так как максимальная разность отметок $h_{max} = h_7 = 126$ мм, принимаем в первом приближении $A = 0{,}5\, h_{max} = 63$ мм.

Прямая линия $Y = -63$ пересекается с фактической линией наружного контура в точке $j_o = 3{,}8$.

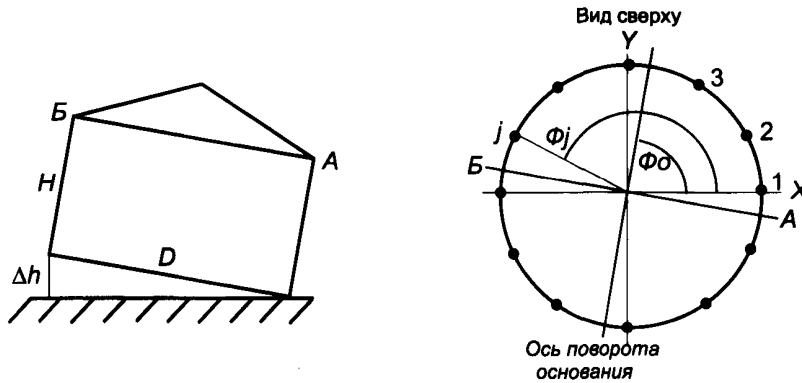


Рис. П4.1

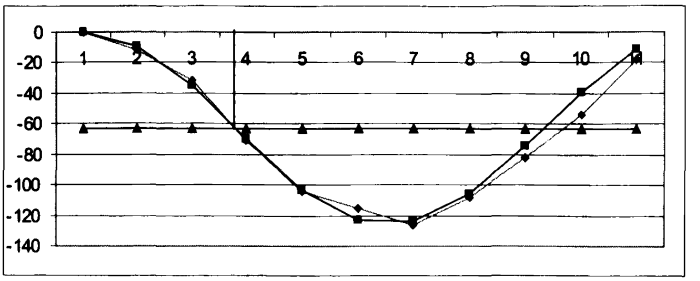


Рис. П4.2

Результаты расчёта по формуле (1) для A=63, j_1 = 3,8 приведены в табл. 4.1.

Из результатов расчёта следует, что при значительной максимальной разности отметок - 126 мм - неоднородность осадки $\Delta h = h_{факт} - h_{теор}$ не превышает 15 мм. Поэтому к оценке возможности дальнейшей работы резервуара без ремонта основания применяем критерии пп. 4.1.1.12, 4.1.1.13.

Дальнейший расчёт – уточнение j_1 и A – может только уменьшить величину неоднородной осадки. Поскольку неоднородная осадка в данном случае достаточна для применения критериев пп. 4.1.1.12, 4.1.1.13, уточнения ее не требуется, ограничиваемся первым приближением. Таким образом, точность, удовлетворительная для практической оценки неоднородности осадки, достигнута с первого приближения.

Точное вычисление параметров φ_1 и A методом наименьших квадратов по п. П4.9 для приведённого выше примера дает результат: φ_1 = 128°, A= 129 мм, максимальная неоднородная осадка – 9,4 мм. Результаты приведены в табл. П4.1.

Расчёт отклонений образующих стенки от вертикали по формуле (2) для такого наклона дает следующие результаты, приведённые в таблице П4.2.

Таблица П4.2

№ св. шва	1		2		3		4		5		6	
№ точки нивели-ровки j	1		3		5		7		9		11	
	Отклонения от вертикали											
№ пояса	факт	теор	факт	теор	факт	теор	факт	теор	факт	теор	факт	теор
1	0	-18	0	-10	+5	+10	0	+18	0	+5	0	-14
2	-8	-36	-12	-19	+17	+20	+16	+36	+20	+10	-18	-28
3	-35	-54	-22	-29	+15	+31	**+15**	+54	+25	+14	-35	-42
4	-65	-73	-38	-38	+22	+41	**+25**	**+72**	+30	+19	-65	-56
5	-85	-91	-48	-48	+33	+51	**+45**	**+90**	+45	+24	-85	-70
6	-98	-109	-55	-57	+42	+61	+75	108	+55	+29	-90	-84

Из таблицы видно, что наибольшие отклонения от естественного наклонного положения стенки правильного цилиндра – до 45 - 47 мм наблюдаются на уровне верха 4 - 5-го поясов вдоль сварного шва № 4.

Приложение 5

Статистическая обработка результатов измерения толщины элементов резервуара

П5.1. Методы статистической обработки результатов измерений следует применять для оценки степени коррозионного износа больших поверхностей оборудования, находящихся в одинаковых условиях эксплуатации и условиях коррозии (примеры: кровля или днище резервуара). Для участков поверхности, находящихся в существенно различающихся условиях, применение статистических методов некорректно, т.к. неравномерность коррозионного износа будет определяться, главным образом, различием этих условий (пример: различные по высоте участки стенки).

Это означает, что нельзя объединять в один массив данных для вычисления статистических параметров результаты измерения толщины в различных по назначению элементах резервуара или в частях резервуара, где заранее очевидна различная степень коррозионного износа. Рекомендуется проводить раздельную статистическую обработку следующих частей резервуара: низ первого пояса (на высоту 300 - 500 мм), остальная часть первого пояса, второй, третий и т.д. пояса стенки, кровля, центральная часть днища, окрайки днища, понтон или плавающая крыша.

Пример. *Толщина стенки, начиная с 3-го пояса и выше, измерялась вдоль шахтной лестницы в трех точках на каждом поясе. Проводить для каждого пояса статистическую обработку результатов толщинометрии – некорректно. Если условия корродирования указанных поясов стенки примерно одинаковы, можно объединить данные толщинометрии в один массив для статистической обработки.*

П5.2. Перед вычислением статистических параметров распределения глубины коррозионного повреждения h, которую будем далее определять как разность между начальным значением толщины и фактической толщиной $h = t_{ном} - t$, рекомендуется провести выравнивание статистического ряда замеренных значений толщины. Статистический ряд представляет собой таблицу, в которой для каждого значения измеренной величины указано число точек, в которых наблюдается эта величина. Для наглядности процесса выравнивания рекомендуется построить гистограмму распределения толщины (или глубины коррозии). Гистограмма представляет собой графическое представление статистического ряда: ряд прямоугольников, построенных на координатной сетке, по оси абсцисс которой откладывается толщина, по оси ординат – число точек, в которых данная толщина зарегистрирована. В большинстве случаев распределение случайной величины – глубины коррозии при большом количестве измерений должно представлять собой гладкую функцию. С целью сглаживания статистической функции распределения допускается изменение толщины листа в отдельных точках в сторону уменьшения на величину погрешности ультразвукового толщиномера, обычно равную 0,1 мм.

П5.3. Статистические параметры рассчитываются или для распределения толщины листа t, или для распределения глубины коррозионного разрушения $h = t_o - t$, где t_o - начальная толщина листа. Средняя глубина коррозионного разрушения определяется по формуле $\tilde{h} = t_0 - \tilde{t}$. Среднее квадратическое отклонение глубины коррозионного разрушения равно среднему квадратическому отклонению толщины листа от начального значения $\sigma_h = \sigma_t$.

П5.4. Для упрощения вычисления статистических параметров рекомендуется предварительно рассчитать частоту регистрации f_i толщины t_i – отношение n_i - количества точек, в которых зарегистрирована толщина t_i к общему количеству точек N, в которых производилось измерение толщины

$$f_i = n_i / N.$$

П5.5. Статистические параметры распределения случайной величины x: среднее значение $\tilde{x}$, дисперсия D, среднее квадратическое отклонение σ рассчитывают по следующим формулам

$$\tilde{x} = \sum_{i=1}^{m} f_i x_i = \frac{\sum_{i=1}^{m} n_i x_i}{N}; \qquad (П5.1)$$

$$D = \frac{N}{N-1}\left(\sum_{i=1}^{m} f_i x_i^2 - \tilde{x}^2\right) = \frac{N}{N-1}\left(\frac{\sum_{i=1}^{m} n_i x_i^2}{N} - \tilde{x}^2\right); \qquad (П5.2)$$

$$\sigma = \sqrt{D}. \qquad (П5.3)$$

Здесь N – общее количество измерений; n_i - количество точек, в которых $x=x_i$; m – количество различных замеренных значений случайной величины x $\sum_{I=1}^{m} n_i = N$ (под x понимается как толщина листа t, так и глубина коррозионного разрушения h).

Методики прочностных расчётов

П6.1. Расчёт стенки резервуара на прочность

П6.1.1. Поверочный расчёт на прочность для каждого пояса стенки резервуара производится по формуле

$$\sigma_2 \le \frac{\gamma_c}{\gamma_n} R_y \,, \qquad \text{(П6.1.1)}$$

Здесь σ_2 – кольцевое напряжение в нижней точке каждого пояса резервуара,

R_y –расчётное сопротивление материала стенки по пределу текучести;

γ_c - коэффициент условий работы: для режима хранения продукта $\gamma_c = 0{,}7$ для первого пояса и $\gamma_c = 0{,}8$ для остальных поясов; для режима гидроиспытаний $\gamma_c = 0{,}9$ для всех поясов;

γ_n - коэффициент надёжности по назначению, зависящий от класса опасности резервуара:

$\gamma_n = 1{,}1$ для резервуаров I-го класса;

$\gamma_n = 1{,}05$ для резервуаров II-го класса;

$\gamma_n = 1{,}0$ для резервуаров III-го класса.

Кольцевое напряжение в нижней точке каждого пояса вычисляется по формуле

$$\sigma_2 = \frac{\left(n_1 \rho g (H - z) + n_2 P_u\right) r}{t_{i\min}} \,, \qquad \text{(П6.1.2)}$$

n_1 - коэффициент перегрузки для жидкости, n_1=1,0;

n_2 - коэффициент перегрузки для газа, n_2=1,2;

ρ – максимальная плотность хранимого продукта по проекту или фактическая (или плотность воды для режима гидроиспытаний);

g – ускорение свободного падения ($\rho * g$ – удельный вес);

H – высота налива продукта;

z – расстояние от днища до нижней кромки пояса;

r – радиус срединной поверхности пояса стенки резервуара (поскольку толщина стенки резервуара пренебрежимо мала по сравнению с радиусом, для расчёта может браться наружный или внутренний радиус резервуара);

$P_и$ –избыточное давление газа в пространстве под кровлей резервуара по проекту (при отсутствии проектных данных берется $P_и = 0{,}02$ кгс/см^2);

$t_{i\,min}$ - минимальная толщина i-го пояса стенки.

Примечание. При указанных выше значениях коэффициента условий работы для большинства видов нефтепродуктов режим длительного хранения продукта оказывается более напряжённым, чем кратковременный режим гидроиспытаний, несмотря на больший удельный вес воды по сравнению с удельным весом продукта хранения.

П6.1.2. В качестве минимальной толщины стенки при расчете по формуле (П6.1.2) берется фактическая минимальная толщина (без учета минимальной толщины стенки в местах изолированных коррозионных язв или небольших по площади зон язвенного коррозионного поражения, удовлетворяющих условиям п. П6.1.3).

П6.1.3. Изолированные коррозионные язвы и локальные зоны язвенной коррозии могут не учитываться, т.е. исключаться из общей оценки прочности пояса стенки по п. П6.1.1 при соблюдении следующих условий:

1) если они находятся на удалении от днища резервуара, мест врезки люков, патрубков или зон деформаций стенки, вы-

пучин и вмятин, а также от ближайших локальных зон язвенной коррозии на расстоянии не менее $L = 1.1\sqrt{Dt_1}$, где t_1 – номинальная (начальная) толщина первого пояса стенки;

2) если они находятся вне вертикальных сварных швов и околошовной зоны, на расстоянии не ближе 50 мм от сварного шва;
3) размер каждой зоны язвенной коррозии в любом направлении не превышает $L_{0,5} = 0{,}55\sqrt{Dt_1}$;
4) суммарный размер язв в любом вертикальном сечении в пределах зоны язвенной коррозии не превышает четверти длины зоны коррозии $L_{язв\,max} \le 0{,}25L_{0,5}$;
5) остаточная толщина стенки под самой глубокой язвой составляет не менее 50% проектной толщины (если нет данных о проектной толщине, то не менее 50% толщины стенки, минимально необходимой для обеспечения прочности стенки резервуара, определяемой по формуле П6.1.3).

П6.1.4. Изолированными (или одиночными) считаются дефекты, расстояние между ближайшими кромками которых больше максимального размера меньшего дефекта. Если это расстояние меньше, то дефекты считаются взаимодействующими. В этом случае два дефекта (или несколько) могут рассматриваться как один, длина которого принимается равной расстоянию между наиболее удалёнными кромками этих дефектов, а глубина принимается равной наибольшей глубине дефектов.

П6.1.5. Параметры $L = 1.1\sqrt{Dt_1}$ и $L_{0.5} = 0.55\sqrt{Dt_1}$ (длина и полудлина зоны краевого эффекта) для некоторых типовых резервуаров с округлением указаны в таблице П6.1.

Таблица П6.1

№ п/п	Объем РВС, м^3	$L = 1{,}1\sqrt{Dt}$, мм	$L_{0.5} = 0{,}55\sqrt{Dt}$, мм	Предельно допускаемый суммарный размер язв по вертикали на любом участке длиной $L_{0,5}$, мм
1	1000	220	110	30
2	2000	300	150	40
3	5000	400	200	50
4	10000	600	300	75
5	20000	800	400	100

П6.1.6. ***Примечание.*** При соблюдении условий 4 и 5 п. П6.1.3 площадь язв в вертикальном сечении на участке длиной не более $L_{0.5} = 0.55\sqrt{Dt_1}$ составляет 8 - 10% от исходной площади вертикального сечения стенки на этом участке $S_{язв} = (0{,}08 \div 0{,}1)L_{0.5}t$. Таким образом, на участке стенки резервуара, имеющем размер не более полудлины краевого эффекта, в случаях, оговоренных выше, допускается местное ослабление сечения на 8 - 10% без нанесения реального ущерба прочности стенки резервуара.

П6.1.7. При несоблюдении любого из условий п. П6.1.3 локальная зона язвенной коррозии не исключается из общей оценки прочности, и если минимальная толщина стенки обнаружена в пределах этой зоны, то именно эта толщина и используется при расчёте действующего напряжения по формуле П6.1.2.

П6.1.8. Минимальная толщина стенки, необходимая для обеспечения прочности стенки при действии гидростатического давления, рассчитывается для каждого пояса по формуле

$$t_{расч\min i} = \frac{\left(\rho g(H - z_i) + n_2 P_и\right)r}{R_y \gamma_c} \qquad (П6.1.3)$$

П6.1.9. Если фактическая минимальная толщина стенки (с учетом поправок п. П6.1.3) оказывается меньше рассчитанной по формуле (П6.1.3) при проектной высоте налива, уровень налива должен быть понижен. При этом максимальная высота налива может быть определена по формуле

$$H_{\max} = \frac{\dfrac{R_y \gamma_c t_{i\min}}{r} - n_2 P_u}{\rho g} + z_i \quad (i - \text{номер пояса}) \quad (П6.1.4)$$

Производится расчёт для каждого пояса и выбирается минимальное значение высоты налива (z_i – расстояние от днища до низа i-го пояса стенки).

П6.2. Расчёт стенки резервуара на устойчивость

П6.2.1. Расчётным случаем при расчёте стенки резервуара на устойчивость является действие весовых нагрузок, вакуума, ветровой и снеговой нагрузок при опорожненном резервуаре (или заполненном до уровня не выше 0,5 м).

П6.2.2. Проверка устойчивости стенки производится по формуле

$$\mu = \frac{\sigma_1}{\sigma_{01}} + \frac{\sigma_2}{\sigma_{02}} \le 1, \qquad (П6.2.1)$$

где σ_1, σ_2 – расчётные напряжения в стенке резервуара в осевом и кольцевом направлениях при заданных нагрузках,

σ_{01}, σ_{02} - критические напряжения потери устойчивости.

П6.2.3. Критические напряжения потери устойчивости вычисляются по формулам

$$\sigma_{01} = C \cdot E \cdot \frac{t_{\min}}{r}; \qquad (П6.2.2)$$

$$\sigma_{02} = 0{,}55E\frac{r}{H_{ред}} \cdot \left(\frac{t_{\min}}{r}\right)^{3/2},$$

где E – модуль упругости стали $2{,}06*10^5$ МПа = $2{,}1*10^6$ кгс/см^2.

$H_{ред}$ – редуцированная высота стенки резервуара;

t_{min} – минимальная фактическая толщина самого тонкого пояса стенки резервуара (с поправками пункта П6.1.3);

r – радиус резервуара.

Редуцированная высота стенки резервуара вычисляется по формуле $H_{ред} = \sum_i h_i \left(\frac{t_{\min}}{t_i} \right)^{2,5}$,

где h_i – высота i-го пояса стенки (суммирование ведется по всем поясам);

t_i – минимальная фактическая толщина i-го пояса стенки (с поправками п. П6.1.3).

Коэффициент C вычисляется по формулам

$$C = 0{,}04 + \frac{40 t_{\min}}{r}, \qquad \text{при} \quad 400 \le \frac{r}{t_{\min}} \le 1220$$

$$C = 0{,}085 - 10^{-5} \cdot \frac{r}{t_{\min}}, \quad \text{при} \quad 1220 \le \frac{r}{t_{\min}} \le 2500$$

П6.2.4. ***Расчётные осевые напряжения*** вычисляются для нижней точки каждого пояса стенки резервуара по формуле

$$\sigma_1 = [1{,}05\,(Q_{ст} + k_{ст} * Q_n) + k_{ст} * (0{,}9 Q_{сн} + 0{,}95 Q_{вак})] / 2\pi * r * t_{min\,j}, \quad (П6.2.3)$$

$2\pi r$ – периметр резервуара,

Q_n – вес крыши резервуара с учетом оборудования на крыше,

$Q_{ст}$ – вес вышележащих поясов стенки,

$Q_{сн}$ – расчётное значение снеговой нагрузки на кровле,

$Q_{вак}$ – нагрузка на кровлю от вакуума внутри резервуара,

$t_{min\,j}$ – минимальная фактическая толщина j-го пояса стенки резервуара (с поправками п. П6.1.3),

k_{cm} – множитель, введенный для учета действия центральной стойки: для резервуаров с центральной стойкой, которая принимает на себя 1/3 нагрузок, приходящихся на кровлю, $k_{cm} = 2/3$; для резервуаров без центральной стойки $k_{cm} = 1$.

Весовая нагрузка

Весовая нагрузка берется из проекта (см. *Приложение 3*) или при отсутствии проектных данных рассчитывается, исходя из размеров резервуара, толщины стенки, толщины кровли, размеров подкрепляющих элементов кровли, веса навесного оборудования и т.д.

Снеговая нагрузка

Снеговую нагрузку на купольные крыши резервуаров конической и сферической формы допускается определять согласно «Рекомендациям ЦНИИСК им. Кучеренко по определению снеговой нагрузки для некоторых типов покрытий», 1983 г. [54].

Снеговая нагрузка на купольную крышу рассчитывается по формуле $Q_{сн} = \mu \cdot S_g$,

где S_g - расчётный вес снегового покрова на 1м² земли для данного климатического района согласно СНиП 2.01.07-85*[41];

- коэффициент, учитывающий снос части снега ветром.

Расчётные значения веса снегового покрова приведены в табл. П6.2.

Таблица П6.2

Снеговые районы России (по карте 1 приложения 5 к СНиП 2.01.07-85*)	**I**	**II**	**III**	**IV**	**V**	**VI**	**VII**	**VIII**
S_g, кПа	0,8	1,2	1,8	2,4	3,2	4,0	4,8	5,6
S_g, кгс/м²	80	120	180	240	320	400	480	560

Для пологих куполов при соблюдении условий α<7° или $f/D \le 0{,}05$ (рис. 6.1) $\mu = 1$.

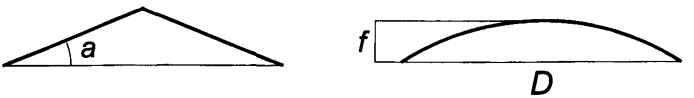


Рис. 6.1

Для менее пологих куполов, когда соблюдаются условия $7^o<\alpha\leq30^o$ или $0,05 < f/D \leq 0,25$, значение коэффициента μ зависит от снегового района.

Для 1-го и 2-го снеговых районов $\mu = 0,85$.

Для остальных районов значение коэффициента следует определять в зависимости от средней многолетней скорости ветра за зимний период (V м/сек) по формуле $\mu = 0,85 - 0,1 \cdot V$, но не менее 0,35. Среднюю скорость ветра следует определять по карте 2 приложения 5 к СНиП 2.01.07-85* [41]. Номер района на карте численно равен скорости ветра в м/сек.

Нагрузка от вакуума

Расчётный вакуум берется из проекта. При отсутствии проектных данных вакуум принимается равным 2,5 КПа = 25 мм вод. ст. = 0,0025 кгс/см^2 = 25 кгс/м^2. При расчёте осевых напряжений в стенке резервуара учитывается, что на стенку передаётся нагрузка от вакуума, действующая на всю крышу

$$Q_{вак} = q_{вак} S_{кровли}.$$

Расчётное кольцевое напряжение в стенке резервуара со стационарной крышей определяется по формуле

$$\sigma_2 = \frac{(0,95 \cdot 1,2 \cdot q_{вак} + 0,9 \cdot 0,5 \cdot P_{вет})r}{t_{\min}}, \qquad (П6.2.4)$$

где $P_{вет}$ – ветровое давление на уровне верха резервуара для заданного ветрового района по СНиП 2.01.07-85*[41],

$q_{вак}$ - расчётный вакуум.

Для резервуаров с плавающей крышей вместо $q_{вак}$ учитывается разрежение от ветра

$$\sigma_2 = \frac{(0{,}9 \cdot 1{,}4 \cdot P_{вет} + 0{,}9 \cdot 0{,}5 \cdot P_{вет})r}{t_{\min}} \qquad (П6.2.5)$$

Несмотря на то, что цилиндрическая оболочка теряет устойчивость как единое целое и потеря устойчивости характеризуется двумя критическими нагрузками - критической осевой силой и критическим внешним давлением - проверка выполнения критерия П6.2.1 производится для каждого пояса. Это вызвано тем, что в рамках данной расчётной схемы на каждый пояс стенки резервуара кроме постоянных для всей стенки нагрузок, передающихся на стенку от кровли (вес кровли, вес снега, вакуум на кровлю), действует нагрузка от веса вышерасположенных поясов стенки. Соответственно, величина этой нагрузки переменна по высоте стенки.

При проверке критерия П6.2.1 по поясам стенки отношение $\frac{\sigma_2}{\sigma_{02}} = \frac{q}{q_{кр}}$ сохраняется постоянным для всех поясов.

Здесь q – действующее внешнее давление, $q_{кр}$ – критическое внешнее давление потери устойчивости

$$q_{кр} = 0{,}55E\frac{r}{H_{ред}} \cdot \left(\frac{t_{\min}}{r}\right)^{5/2}$$

П6.2.5. Величина кольцевых напряжений в стенке резервуара существенно зависит от значения вакуума. Если в результате расчёта установлено, что устойчивость стенки не обеспечена при проектном вакууме, могут быть рекомендованы следующие меры: может быть произведён расчёт на вакуум, равный фактическому порогу срабатывания предохранительных клапанов, установленных на резервуаре (с коэффициентом запаса 1.2), или по согласованию с владельцем резервуара поставлено условие по установке новых клапанов с заданным порогом срабатывания.

П6.2.6. На величину осевых сжимающих напряжений (для большей части территории России) существенное влияние оказывает вес снегового покрова. Если в результате коррозии толщина стенок резервуара уменьшилась настолько, что при регламентируемой СНиП 2.01.07-85* [41] снеговой нагрузке устойчивость не обеспечена или обеспечена на пределе, в заключении по результатам диагностики можно потребовать на ограниченный срок – до ремонта резервуара - снижения снеговой нагрузки путем своевременной очистки снега с крыши. Вид будущего ремонта резервуара в этом случае должен определяться специализированной организацией. В этом случае (если при этом обеспечена прочность стенки резервуара) не рационально требовать снижения уровня налива, так как именно для опорожненного резервуара возникает проблема устойчивости; растягивающие напряжения от гидростатической нагрузки при наливе резервуара снижают критические нагрузки потери устойчивости.

П6.2.7. При действии внутреннего давления осевое критическое напряжение потери устойчивости повышается на величину $\Delta\sigma_{01}$:

$$\Delta\sigma_{01} = 0{,}19\frac{pR}{t}, \text{ при } \frac{p}{E}\left(\frac{R}{t}\right)^2 \prec 1{,}2; \qquad (П6.2.6)$$

$$\Delta\sigma_{01} = 0{,}229 \cdot E\frac{t}{R}, \text{ при } \frac{p}{E}\left(\frac{R}{t}\right)^2 \geq 1{,}2 \qquad (П6.2.7)$$

П6.2.8. Если расчёт показывает, что устойчивость стенки резервуара не обеспечена, т.е. для одного или нескольких поясов стенки $\mu = \frac{\sigma_1}{\sigma_{01}} + \frac{\sigma_2}{\sigma_{02}} \succ 1$ и при этом значение отношения $\frac{\sigma_1}{\sigma_{01}}$ сравнительно невелико (0,4 – 0,6), то для повышения устойчивости стенки резервуара может быть рекомендована установка дополнительных (одного – двух) колец жесткости на стенке в со-

ответствии с ПБ 03-605-03 [27]. При высоком значении $\frac{\sigma_1}{\sigma_{01}}$ (0,8 – 0,9) этот метод неэффективен, т.к. шаг между кольцами жесткости оказывается по расчёту слишком мал и потребуется большое количество колец.

П6.2.9. Если устойчивость стенки резервуара может быть обеспечена при значениях снеговой нагрузки или вакуума меньше регламентированных, состояние резервуара признается ограниченно работоспособным. В этом случае срок до проведения следующего обследования должен определяться на основании расчётной оценки остаточного ресурса по условию устойчивости стенки. В заключении по результатам обследования следует рекомендовать организационные мероприятия по обеспечению устойчивости, при соблюдении которых будет возможна дальнейшая безопасная эксплуатация резервуара на ограниченный срок, например:

1) не допускать образование внутри резервуара вакуума, превышающего расчётный (при котором обеспечивается устойчивость) - следить за исправным состоянием дыхательных клапанов;

2) не допускать превышение регламентированной скорости откачки продукта;

3) установить предохранительные клапаны с меньшим порогом срабатывания или произвести регулировку имеющихся клапанов на меньший порог срабатывания (если это возможно);

4) не допускать образование снежного покрова в зимнее время года большей высоты, чем та, при которой обеспечивается устойчивость, особенно при опорожненном резервуаре;

5) при необходимости опорожнения резервуара предварительно очищать крышу от снега.

(При пересчёте снеговой нагрузки в высоту снегового покрова допускается принимать удельный вес мокрого снега 0,5 т/м^3).

П6.3. Расчёт стенки резервуара на малоцикловую усталость

П6.3.1. Расчёт стенки резервуара на малоцикловую усталость производится в следующих случаях:

1) резервуар работает в интенсивном циклическом режиме с количеством полных циклов налива-слива не менее 200 в год;
2) резервуар работает в циклическом режиме с меньшей интенсивностью, но имеются следующие повреждения и отклонения от проекта:

а) произошло значительное утонение стенки в результате коррозионного износа;

б) на стенке резервуара имеются дефектные места, являющиеся местами концентрации напряжений: локальные вмятины или выпучины, угловатость вертикальных монтажных сварных стыков, смещение кромок (депланация), непровар в корне сварного шва, подрез сварного шва, задиры вне сварного соединения;

в) монтажный сварной шов выполнен внахлестку.

П6.3.2. Цель расчёта на малоцикловую усталость:

1) определение допускаемого числа циклов нагружения до зарождения усталостной трещины при заданной амплитуде напряжений (т.е. при заданном размахе уровней налива-слива резервуара);
2) определение допускаемой амплитуды напряжений при заданном числе циклов.

Примечание. Максимальная амплитуда напряжения прямо пропорциональна высоте налива, поэтому второй вид расчёта применяется, например, для ограничения высоты налива при заданном ресурсе в случае обнаружения указанных дефектов и невозможности работы резервуара при максимальной высоте налива.

Зарождение усталостной трещины наиболее вероятно в местах концентрации напряжений.

П6.3.3. Допускаемая амплитуда условных упругих напряжений с учетом их концентрации или допускаемое число циклов до зарождения усталостной трещины определяется по формулам [29]

$$[\sigma_a]=\frac{E\cdot e_c}{n_\sigma(4N)^m}+\frac{\sigma_{-1}}{n_\sigma\left(1+\frac{\sigma_{-1}}{\sigma_B}\frac{1+r}{1-r}\right)} \qquad (П6.3.1)$$

$$[\sigma_a]=\frac{E\cdot e_c}{(4n_N N)^m}+\frac{\sigma_{-1}}{\left(1+\frac{\sigma_{-1}}{\sigma_B}\frac{1+r}{1-r}\right)} \qquad (П6.3.2)$$

$$[N]=\frac{1}{4}\left[\frac{E\cdot e_c}{n_\sigma\sigma_a-\frac{\sigma_{-1}}{\left(1+\frac{\sigma_{-1}}{\sigma_B}\frac{1+r}{1-r}\right)}}\right]^{1/m} \qquad (П6.3.3)$$

$$[N]=\frac{1}{4n_N}\left[\frac{E\cdot e_c}{\sigma_a-\frac{\sigma_{-1}}{\left(1+\frac{\sigma_{-1}}{\sigma_B}\frac{1+r}{1-r}\right)}}\right]^{1/m} \qquad (П6.3.4)$$

Из двух значений $[\sigma_a]$ или $[N]$, определённых из уравнений (П6.3.1) - (П6.3.4), выбирается наименьшее.

Здесь [N] – предельное число циклов;

n_σ – коэффициент запаса по напряжениям, $n_\sigma = 2$;

n_N – коэффициент запаса по числу циклов, $n_N = 10$;

$m = 0{,}5$;

E – модуль упругости металла (для стали $E = 2{,}1 \times 10^5$ МПа);

$$e_c = 0{,}5 \ln\left(\frac{1}{1-\psi}\right); \qquad \text{(П6.3.5)}$$

Ψ - относительное сужение поперечного сечения образца металла при статическом разрушении при растяжении,

для стали ВСт3 $\Psi = 0.49$, $e_c = 0{,}336$;

для стали 20 $\Psi = 0.40$, $e_c = 0{,}255$;

для стали 09Г2С $\Psi = 0.42$, $e_c = 0{,}272$);

$[\sigma_a]$ - допускаемая амплитуда условных упругих напряжений в местах максимальной концентрации напряжений с учетом коэффициента концентрации K_σ:

$\sigma_a = 0.5\ K_\sigma\ (\sigma_{max} - \sigma_{min})$ (коэффициент концентрации напряжений берется по п. П6.4);

$\sigma_в$ – временное сопротивление (предел прочности) металла;

σ_{-1} – предел выносливости металла; при отсутствии данных для конструкционных сталей принимается

$$\sigma_{-1} = 0{,}4\ \sigma_в,$$

r – коэффициент асимметрии цикла $r = \sigma_{min} / \sigma_{max}$ (при полном цикле налива-слива $\sigma_{min} = 0$, $r = 0$);

σ_{max}, σ_{min} – условные упругие напряжения на расчётном уровне при максимальном и минимальном уровне налива.

Под расчётным уровнем понимается:

1) в бездефектной конструкции – уровень днища (напряжение рассчитывается для полной высоты налива);
2) в конструкции с дефектом – уровень низа расположения дефекта при максимальном уровне налива.

Уровень налива рассчитывается по формуле П6.1.4.

П.6.3.4. В общем случае при различных циклах нагружения – уровнях налива-слива, для любого пояса стенки резервуара условие циклической прочности проверяется по формуле

$$\sum_{i=1}^{k} \frac{N_i}{[N]_i} = a \le a_{пред} \ , \qquad (П6.3.6)$$

где N_i – число циклов *i*-го типа за время эксплуатации;

k – общее число типов циклов;

$[N]_i$ – допускаемое число циклов i-го типа;

a - накопленное усталостное повреждение, предельное значение которого $a_{пред} = 1{,}0$.

П6.4. Коэффициенты концентрации напряжений

П6.4.1. При вычислении максимальных напряжений в листовых элементах конструкции допускается использовать следующие приближенные значения коэффициентов концентрации напряжений:

1) стыковой V, X – образный шов, V-образный шов на подкладке: $K_\sigma = 1{,}7$ (концентрация напряжений от геометрической формы шва);
2) непровар в корне одностороннего шва: $K_\sigma = 2{,}5$;
3) стыковой шов с подрезом: $K_\sigma = 1{,}8 \div 2{,}2$ (от подреза);
4) стыковой шов, в случае пересечения его продольным швом: $K_\sigma = 2{,}4$;
5) сварной шов п.1 с подрезом: коэффициенты п.1 и п.3 перемножаются;
6) прикрепление планок, ребер и других вспомогательных элементов: $K_\sigma = 3$;
7) смещение кромок соседних листов в сварном соединении (депланация) $K_\sigma = 1 + 3\frac{d}{t}$, где t – толщина листов, d – величина смещения;

8) соединение внахлёстку с лобовыми швами: $K_\sigma = 3,5$;

9) соединение внахлёстку с фланговыми швами: $K_\sigma = 5$.

В вертикальном монтажном стыке кольцевые напряжения представляют собой сумму безмоментной составляющей, вычисляемой по формуле (П6.1.2) и изгибной составляющей. Изгибные кольцевые напряжения в вертикальном монтажном стыке находятся по формуле

$$\sigma_{2u} = \frac{6M}{t^2} \quad , \qquad \text{(П6.4.1)}$$

где M – изгибающий момент

$$M = \sigma_2 \cdot t \cdot v \quad , \qquad \text{(П6.4.2)}$$

Здесь σ_2 – безмоментное кольцевое напряжение,

v – стрелка прогиба в деформированном состоянии при заполненном резервуаре.

Значение v определяется безразмерным параметром нагружения

$$\beta = \frac{l}{t}\sqrt{\frac{12\sigma_2}{E}} \qquad \text{(П6.4.3)}$$

и вычисляется по формуле

$$v = f\left[\frac{2}{\beta^2}\left(1 - \frac{1}{ch\beta}\right) + \frac{l}{f\beta}\left(1 - \frac{2}{\beta} + \frac{2 - \beta \cdot e^{\beta}}{\beta \cdot ch\beta}\right) \times ctg\frac{\theta}{2}\right], \qquad \text{(П6.4.4)}$$

где f – стрелка прогиба в стыке пустого резервуара,

l – половина длины базы измерения угловатости, σ_2 - кольцевое напряжение, E – модуль упругости;

θ – угловатость в стыке.

Если имеется несколько участков, где возможно зарождение усталостных трещин, расчёт производится для каждого из них, затем выбирается меньшее значение остаточного ресурса.

П6.4.2. Степень опасности дефектов стенки резервуара зависит не только от величины дефектов, но и от высоты их расположения. Участки стенки с дефектами, расположенными на нижних поясах, находятся в наиболее напряженных условиях. Соответственно, в случае расположения дефектов на высших поясах стенки допустима большая величина дефектов или большая высота налива при заданном остаточном ресурсе (числе циклов), или больший ресурс по малоцикловой усталости при заданной высоте налива по сравнению со случаем расположения таких же дефектов на нижних поясах.

Пример. Резервуар РВС-5000, диаметр резервуара D = 22,8 м, материал – ВСт3 класса С245, предел прочности материала 3800 кгс/см^2, фактическая минимальная толщина 1-го пояса стенки – 6,3 мм, высота налива H = 10,5 м, плотность хранимого продукта 0,83 т/м^3, расчётное избыточное давление – 200 мм вод. ст., имеется отступление от проекта - вертикальный монтажный сварной шов выполнен внахлёстку.

1. По формуле (6.1.2) определяем напряжение в нижней части стенки σ_{max} = 1321 кгс/см^2,

2. По п. П6.4 определяем коэффициент концентрации напряжений: для соединения внахлёстку K_σ = 3,5.

3. Для стали ВСт3 e_c = 0,336.

По формуле (6.3.3) $$N_{max} = \left[\frac{2{,}1\cdot 10^6 \cdot 0{,}336}{2\cdot 3{,}5\cdot 1321 - 0.57\cdot 3800}\right]^2 = 9930 \text{ циклов.}$$

По формуле (6.3.4) $$N_{max} = \frac{1}{10}\left[\frac{2{,}1\cdot 10^6 \cdot 0{,}336}{3{,}5\cdot 1321 - 0.57\cdot 3800}\right]^2 = 8240 \text{ циклов.}$$

Выбираем меньшее значение: N_{max} = 8240 циклов.

Для определения остаточного ресурса из этой величины следует вычесть количество циклов за предыдущий срок эксплуатации.

Примечание. При выполнении вертикального монтажного сварного шва встык и без дефектов (максимальный коэффициент концентрации напряжений K_σ = 1,7) N_{max} = 92000 циклов. Пример, в частности, показывает, что выполнение вертикального сварного шва с отступлением от проекта – внахлёстку – значительно (в данном случае в 9 раз) снижает ресурс работы резервуара в циклическом режиме.

П6.5. Расчёт стенки резервуара на трещиностойкость

П6.5.1. Трещины всех видов и направлений в любых сварных швах резервуаров, а также дефекты сварного соединения стенки с днищем и вертикальных сварных соединений нижних поясов стенки, превышающие допуски п. 5.4, не допускаются; дефектные участки подлежат исправлению, и никакие расчёты для обоснования возможности работы резервуаров с трещинами или указанными дефектами не проводятся.

П6.5.2. При наличии на верхних поясах стенки резервуара дефектов сварных швов (подрезов, цепочек пор, непроваров и т.д.), превышающих допуски п. 5.4, оценку способности стенки резервуара сопротивляться хрупкому разрушению допускается производить методами механики разрушения. При этом в запас по трещиностойкости в качестве расчётной схемы принимается худший из возможных вариантов: дефект сварного соединения условно считается сквозной трещиной.

П6.5.3. Сопротивление конструкции хрупкому разрушению при наличии в сварном шве трещиноподобного дефекта, считается обеспеченным, если в рассматриваемом режиме эксплуатации выполняется условие [48, т. 3, стр. 433]

$$K_i \le K_{Ic} / n_k , \qquad (П6.5.1)$$

где K_i - коэффициент интенсивности напряжений в вершине трещины,

K_{Ic} - вязкость разрушения материала,

n_k - коэффициент запаса по трещиностойкости $n_k = 2$.

Значения вязкости разрушения некоторых марок стали приведены в *Приложении 3*.

П6.5.4. Коэффициент интенсивности напряжений в вершине сквозной трещины приближенно следует рассчитывать по формуле

$$K_i = \sigma_{\max}\sqrt{\pi l}\,, \qquad \text{(П6.5.2)}$$

где l – половина длины трещины (полудлина), в качестве которой принимается половина длины дефекта (подреза, внутреннего дефекта) или суммарная полудлина цепочки внутренних дефектов;

σ_{max} – максимальное кольцевое напряжение на уровне расположения дефекта сварного шва, вычисляемое по формуле (П6.1.2) при заданном уровне налива.

П6.5.5. Из формулы (П6.5.2) следует критерий для оценки допустимости дефектов сварных соединений:

Максимальная длина обнаруженных внутренних или наружных дефектов сварных соединений не должна превышать одной четверти критической длины сквозной трещины l_k, при которой может произойти хрупкое разрушение:

$$l_{деф} = \frac{1}{n_k^2} 2 \cdot l_{кр} = \frac{1}{2}\frac{1}{\pi}\left(\frac{K_{1c}}{\sigma_{max}}\right)^2, \qquad (6.5.3)$$

$l_{кр}$ – половина критической длины трещины.

Коэффициент запаса по критической длине трещины $n_l = n_k^2 = 4$.

Расчёт гамма-процентного ресурса при коррозионном повреждении

П7.1. Распределение глубины коррозионного разрушения листовых элементов конструкций с достаточной для практики точностью описывается законом Вейбулла [35]:

$$F(h)=1-\exp\left(-\left(\frac{h}{a}\right)^{b}\right); \qquad (П7.1)$$

$$f(h)=\frac{b}{a}\left(\frac{h}{a}\right)^{b-1}\exp\left(-\left(\frac{h}{a}\right)^{b}\right), \qquad (П7.2)$$

где $F(h)$ – функция распределения, $f(h)$ – плотность распределения, a - параметр масштаба и b - параметр формы. (Значение функция распределения глубины коррозионного разрушения при $h=h_o$ - есть вероятность того, что глубина коррозии не превышает h_o).

Параметры распределения Вейбулла a и b однозначно определяются по средней глубине коррозии и коэффициенту вариации глубины коррозионного разрушения ϑ и связаны с ним зависимостями:

$$\vartheta=\sqrt{\frac{\Gamma\left(\frac{b+2}{b}\right)}{K_b^2}-1}\,,\quad a=\frac{\tilde{h}}{K_b}\,,\ \text{где}\quad K_b=\Gamma\left(\frac{b+1}{b}\right) \qquad (П7.3)$$

$\Gamma(x)$ – Гамма-функция.

Значения параметров b, K_b распределения Вейбулла при различных значениях коэффициента вариации ϑ приведены в таблице П7.1.

П7.2. При однократном измерении в произвольно выбранной точке глубина коррозии с доверительной вероятностью γ не превысит значения $\delta_{max}=a\left[-\ln(1-\gamma)\right]^{\frac{1}{b}}$. Вероятность при однократ-

ном измерении обнаружить точку, для которой глубина коррозии превышает δ_{max}, равна 1-γ. Как следствие получаем вывод: при достаточно представительной серии из N измерений вероятность обнаружения при N+1 – ом измерении глубины коррозии больше той, что уже найдена, ничтожно мала.

П7.3. Вероятную глубину разрушения δ_β на доле поверхности β определяют по формуле

$$\delta_\beta = a\left(-\ln\beta\right)^{\frac{1}{b}} \qquad (П7.4)$$

Параметр β – предельно допускаемая доля общей площади, на которой допускается утонение элементов резервуара до предельной толщины (см. табл. 10.1 п. 10).

Таблица П7.1

Параметры распределения Вейбулла

ϑ	b	K_b	ϑ	b	K_b
0,05	25,2	0,979	**0,26**	4,35	0,911
0,055	22,8	0,977	**0,28**	4,0	0,906
0,06	20,7	0,974	**0,30**	3,707	0,903
0,065	19,0	0,972	**0,32**	3,46	0,899
0,07	17,7	0,972	**0,35**	3,13	0,895
0,075	16,5	0,968	**0,40**	2,695	0,889
0,08	15,3	0,966	**0,45**	2,365	0886
0,085	14,45	0,965	**0,50**	2,1	0,886
0,09	13,5	0,962	**0,55**	1,89	0,888
0,095	12,8	0,961	**0,60**	1,717	0,892
0,10	12,1	0,959	**0,65**	1,574	0,898
0,11	11,0	0,958	**0,70**	1,452	0,907
0,12	10,0	0,951	**0,75**	1,348	0,917
0,13	9,2	0,948	**0,80**	1,258	0,930
0,14	8,5	0,944	**0,85**	1,18	0,945
0,15	7,9	0,941	**0,90**	1,113	0,961
0,16	7,4	0,938	**0,95**	1,053	0,980
0,17	6,9	0,935	**1,00**	1,00	1,000
0,18	6,5	0,932	**1,10**	0,91	1,046
0,20	5,8	0,926	**1,20**	0,837	1,099
0,22	5,2	0,920	**1,30**	0,778	1,157
0,24	4,75	0,915	**1,40**	0,728	1,221
0,25	4,55	0,915	**1,50**	0,685	1,293

П7.4. Максимальная глубина коррозии, которая с доверительной вероятностью γ не может быть превышена на всей обследуемой площади, вычисляется по формуле

$$h_{\max} = a \cdot \left[-\ln\left(-\ln\gamma \frac{S_0}{S} \right) \right]^{\frac{1}{b}}, \qquad (П7.5)$$

где S – площадь всей обследуемой поверхности (например, площадь кровли резервуара), S_o - рабочая площадь датчика ультразвукового толщиномера. Параметры γ, S_o слабо влияют на результат, поэтому при практических расчётах можно принимать для резервуаров любого класса опасности и для любых типов ультразвуковых толщиномеров $\gamma = 0{,}995$, $S_o = 1$ см^2.

П7.5. Остаточный гамма-процентный ресурс $T_{\beta\text{-}ост}$ с момента проведения данного обследования до достижения предельного состояния - заданной предельно допустимой глубины коррозии $h_{пред}$ на доле β от общей площади - рассчитывают по формуле, полученной из зависимостей, приведённых в [35] при условии сохранения средней скорости коррозии:

$$T_\beta = T_0 \left[\frac{h_{пред} K_{bt}}{\tilde{h} \left(-\ln\beta\right)^{\frac{1}{b_t}}} \left(1 - 3\frac{\vartheta}{\sqrt{N}} \right) - 1 \right] \qquad (П7.6)$$

Здесь $\tilde{h}$ - средняя глубина коррозионного разрушения, T_o - срок от момента ввода в эксплуатацию до настоящего времени.

Параметры распределения Вейбулла b_t, K_{bt}, входящие в формулу (П7.6), рассчитываются в зависимости от ϑ_t – коэффициента вариации глубин разрушения, соответствующего моменту наступления предельного состояния:

$$\vartheta_t = \sqrt{\frac{h_\beta}{h_{пред}}} \cdot \vartheta, \qquad (П7.7)$$

где h_β рассчитывается по формуле (П7.4),

ϑ - коэффициент вариации глубины коррозии в настоящее время.

П7.6. Остаточный гамма-процентный ресурс $T_{H\text{-}ост}$ до образования сквозного повреждения хотя бы в одной точке обследуемой поверхности рассчитывают по формуле

$$T_{H-ост} = T_0 \left[\frac{HK_{bt}}{\tilde{h}\left(-\ln\frac{S_0}{S}\right)^{\frac{1}{b_t}}} \left(1 - 3\frac{\vartheta}{\sqrt{N}}\right) - 1 \right] \qquad \text{(П7.8)}$$

Параметры распределения Вейбулла b_t, K_{bt}, входящие в формулу (П7.8), рассчитываются в зависимости от ϑ_t – коэффициента вариации глубин разрушения, соответствующего моменту образования сквозного отверстия:

$$\vartheta_t = \sqrt{\frac{h_{\max}}{t_0}} \cdot \vartheta \ , \qquad \text{(П7.9)}$$

где h_{max} – максимальная вероятная глубина коррозионного разрушения в настоящее время, рассчитанная по формуле (П7.5); t_o – начальная толщина листа.

Приложение 8

Таблицы коэффициентов для расчёта остаточного ресурса по критерию коррозионного износа

Таблица П8.1. Поправочный коэффициент $k_{1\gamma}$ для расчёта остаточного ресурса стенки, кровли и днища резервуара по коррозионному износу до предельной глубины коррозии $h_{пред}$ на 0,1% площади поверхности.

Коэфф. вариации глубины коррозии θ	Относительная средняя							
	0,04	0,08	0,1	0,15	0,2	0,25	0,3	0,35
0,0	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
0,05	0,977	0,967	0,962	0,952	0,941	0,931	0,919	0,906
0,10	0,950	0,930	0,920	0,900	0,878	0,855	0,830	0,805
0,15	0,924	0,892	0,878	0,845	0,812	0,778	0,742	0,703
0,20	0.895	0,850	0,832	0,787	0,743	0,698	0,650	0,597
0,25	0,864	0,808	0,783	0,727	0,672	0,616	0,556	0,490
0,30	0,830	0,760	0,730	0,663	0,600	0,530	0,460	0,380
0,35	0,795	0,714	0,680	0,600	0,524	0,447	0,366	0,278
0,40	0,760	0,664	0,624	0,535	0,450	0,364	0,274	0,177
0,45	0,720	0,615	0,570	0,470	0,378	0,285	0,188	0,083
0,50	0,680	0,564	0,516	0,407	0,308	0,209	0,106	0
0,55	0,640	0,513	0,460	0,346	0,242	0,140	0,030	
0,60	0,460	0,463	0,408	0,290	0,180	0,075	-0,03	
0,65	0,558	0,414	0,357	0,235	0,126	0,018		
0,70	0,517	0,367	0,308	0,185	0,075	-0,03		
0,75	0,476	0,320	0,263	0,140	0,030			
0,80	0,436	0,280	0,220	0,100	-0,01			
0,85	0,397	0,240	0,183	0.063	-0,04			
0,90	0,360	0,205	0,150	0,033				
0,95	0,326	0,172	0,118	0,005				
1,00	0,292	0,143	0,090	-0,02				

глубина коррозии $\lambda = \widetilde{h} / h_{пред}$								
0,4	0,45	0,5	0,55	0,6	0,65	0,7	0,75	0,8
1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
0,892	0,875	0,856	0,832	0,803	0,767	0,718	0,650	0,550
0,776	0,742	0,702	0,654	0,595	0,520	0,421	0,283	0,077
0,658	0,607	0,547	0,476	0,387	0,275	0,127	-0,08	
0,538	0,470	0,390	0,296	0,180	0,030	-0,16		
0,417	0,334	0,236	0,120	-0,02	-0,21			
0,295	0,196	0,080	-0,06					
0,180	0,07	-0,06						
0,069	-0,05							
-0,03								

$k_{1\gamma} \leq 0$- ресурс исчерпан

Таблица П8.2. Поправочный коэффициент $k_{2\gamma}$ для расчёта остаточного ресурса по коррозионному износу до образования хотя бы одного сквозного коррозионного повреждения.

Коэфф. вариации глубины коррозии θ	Относительная средняя							
	0,02	0,04	0,06	0,08	0,1	0,15	0,2	0,25
0,0	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
0,05	0,960	0,950	0,943	0,936	0,930	0,915	0,900	0,885
0,10	0,915	0,896	0,880	0,867	0,854	0,822	0,792	0,759
0,15	0,871	0,842	0,820	0,798	0,780	0,733	0,686	0,639
0,20	0,824	0,785	0,753	0,725	0,699	0,630	0,577	0,514
0,25	0,775	0,725	0,685	0,650	0,618	0,540	0,468	0,390
0,30	0,723	0,662	0,614	0,570	0,533	0,443	0,343	0,250
0,35	0,670	0,600	0,543	0,495	0,451	0,350	0,255	0,157
0,40	0,620	0,536	0,470	0,418	0,369	0,260	0,158	0,054
0,45	0,564	0,472	0,403	0,344	0,292	0,177	0,070	-0,03
0,50	0,508	0,407	0,334	0,272	0,220	0,102	-0,05	
0,55	0,452	0,346	0,270	0,207	0,154	0,040	-0,07	
0,60	0,400	0,287	0,209	0,150	0,097	-0,01		
0,65	0,345	0,232	0,157	0,100	0,050	-0,06		
0,70	0,294	0,182	0,110	0,055	0,010			
0,75	0,246	0,138	0,070	0,020	-0,02			
0,80	0,200	0,100	0,040	-0,01				
0,85	0,163	0,070	0,013					

Обозначения в таблицах П8.1, П8.2:

$\tilde{h}$ – средняя глубина коррозии;

$h_{пред}$ – максимально допускаемая глубина коррозии ($h_{пред} = t_0 - t_{\min}$, где t_{min} – минимально допускаемая толщина листового элемента резервуара);

t_o – начальная толщина элемента резервуара.

глубина коррозии $\lambda = \tilde{h} / h_{пред}$								
0,3	0,35	0,4	0,45	0,5	0,55	0,6	0,65	0,7
1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
0,867	0,849	0,828	0,803	0,774	0,740	0,697	0,643	0,570
0,724	0,686	0,643	0,592	0,540	0,470	0,384	0,273	0,128
0,589	0,530	0,458	0,395	0,310	0,207	0,080	-0,08	
0,447	0,374	0,290	0,197	0,086	-0,05	-0,21		
0,310	0,220	0,122	0,070	-0,12				
0,150	0,043	0,070						
0,056	-0,06							
-0,05	$k_{2\gamma} \leq 0$- ресурс исчерпан							

Приложение 9

Акустико-эмиссионный контроль вертикальных цилиндрических стальных резервуаров для нефти и нефтепродуктов

П9.1. Вводная часть

П9.1.1. В данном разделе приведены рекомендации по порядку проведения акустико-эмиссионного (АЭ) контроля вертикальных стальных резервуаров (РВС) для нефти и нефтепродуктов независимо от ведомственной принадлежности, объёмом от 100 до 50000 м^3 включительно, следующих типов:

- со стационарной крышей;
- со стационарной крышей и понтоном;
- с плавающей крышей.

П9.1.2. АЭ-контролю подвергаются резервуары, изготовленные методом рулонирования и методом полистовой сборки, с избыточным внутренним давлением до 200 мм вод. ст. и вакуумом до 25 мм вод. ст. (далее «резервуары»).

П9.1.3. Действие данного раздела распространяется на резервуары, изготовленные из сталей следующих типов:

- ВСт3 ГОСТ 380-94 (углеродистая сталь обыкновенного качества) [19];
- 09Г2, 09Г2С ГОСТ 19281-89 (сталь повышенной прочности) [6];
- 16Г2АФ ГОСТ 19281-89 (сталь повышенной прочности) [6];
- их аналоги.

П9.1.4. АЭ-контроль стенки и днища резервуара проводится при частичном техническом обследовании резервуара без вывода его из эксплуатации.

П9.1.5. Принятые сокращения:

АЧХ - амплитудно-частотная характеристика;
АЭ - акустическая эмиссия, акустико-эмиссионный;
АЭК - акустико-эмиссионный контроль;
ВИК - визуальный и измерительный контроль;
НД - нормативно-техническая документация;
НК - неразрушающий контроль;
ПАЭ - преобразователь акустической эмиссии;
ПО - программное обеспечение;
ПРП - приемо-раздаточный патрубок;
ПУ - предварительный усилитель;
РВС - резервуар вертикальный стальной;
УЗ - ультразвуковой;
УЗК - ультразвуковой контроль.

П9.2. Общие положения акустико-эмиссионного контроля резервуаров

П9.2.1. Требования к АЭ системе

П9.2.1.1. Для проведения АЭ-контроля резервуаров должна использоваться многоканальная АЭ система, отвечающая требованиям, изложенным в ПБ 03-593-03 [26], РД 03-299-99 [65] и РД 03-300-99 [66].

П9.2.1.2. В соответствии с объёмом получаемой при АЭ-контроле информации, АЭ система должна соответствовать I-му классу в соответствии с РД 03-299-99 [65].

П9.2.1.3. В состав АЭ системы должны входить:

- электронная аппаратура для приёма, обработки и регистрации сигналов АЭ;
- комплект преобразователей акустической эмиссии (ПАЭ);
- предварительные усилители (ПУ);

- сигнальные кабельные линии;
- комплект крепежных приспособлений и контактная смазка для установки ПАЭ;
- программное обеспечение (ПО) для управления АЭ системой, сбора данных и их последующей обработки;
- имитатор АЭ сигналов.

П9.2.1.4. Рекомендуемые основные технические характеристики АЭ системы для проведения АЭ-контроля стенки и днища резервуара указаны в табл. П9.2.1

Таблица П9.2.1

Рекомендуемые технические характеристики АЭ системы для проведения АЭ-контроля резервуаров

Наименование параметра	Значение
Эффективное значение напряжения собственных шумов, приведённое к входу усилительного тракта.	не более 5 мкВ
Динамический диапазон измерения амплитуды сигнала АЭ.	не менее 60 дБ
Погрешность измерения амплитуды сигнала АЭ.	не более ± 1 дБ
Диапазон регулировки порога дискриминации	20 ÷ 80 дБ
Регистрация времени поступления сигнала АЭ и измерение длительности АЭ сигнала с разрешением.	1 мкс
Скорость обработки АЭ импульсов по одному каналу.	не менее 1000
Частотный диапазон.	не менее 20 ÷ 300 кГц
Неравномерность АЧХ в пределах рабочего частотного диапазона.	не более ±3дБ
Крутизна среза АЧХ фильтров.	не менее 24дБ/октаву

П9.2.1.5. Преобразователи акустической эмиссии, входящие в состав АЭ системы должны удовлетворять требованиям, изложенным в РД 03-300-99 [66].

П9.2.1.6. Рекомендуется использовать резонансные или полосовые ПАЭ 4-го класса по значению коэффициента преобразования (чувствительность более 200×10^6 В/м) в соответствии с требованием РД 03-300-99 [66]. Допускается применять ПАЭ с отдельным и со встроенным предварительным усилителем.

П9.2.1.7. Потребную длину сигнальных кабельных линий определяют с учетом габаритов РВС, схемы размещения ПАЭ и места установки АЭ системы. Кабельные линии могут иметь длину до 250 м.

П9.2.2. Требования к персоналу, проводящему АЭ-контроль резервуаров

П9.2.2.1. Проведение АЭ-контроля осуществляют операторы, имеющие квалификационный уровень I и II по АЭ методу контроля, соответствующее квалификационное удостоверение, удостоверение Ростехнадзора на право проведения работ и аттестованные в соответствии с требованием ПБ 03-440-02 [60]. Контроль должна проводить бригада, состоящая не менее, чем из 2-х специалистов, из них, по крайней мере, один должен иметь II-й уровень квалификации.

П9.2.2.2. Проводить обработку результатов и выдавать заключение по результатам АЭ-контроля могут специалисты, имеющие квалификацию по АЭ методу контроля не ниже II-го уровня.

П9.2.2.3. Персонал, проводящий АЭ-контроль резервуаров должен быть знаком с устройством и правилами эксплуатации резервуаров.

П9.2.3. Требования к подготовке резервуара перед проведением АЭ-контроля

П9.2.3.1. Перед проведением АЭ-контроля необходимо осмотреть резервуар и выявить все конструктивные элементы, установленные на корпусе резервуара (лестницы, трубы, дыхательные клапаны, противопожарная система и т.п.), которые могут создавать посторонние акустические шумы (стук, шум от трения, утечки через приёмо-раздаточные патрубки или другие технологические патрубки и т.п.), а также выполнить мероприятия с целью минимизации шума (надёжно закрепить, закрыть и т.п.).

П9.2.3.2. Владелец резервуара должен очистить основание резервуара от растительности на расстоянии не менее 0,5 м от стенки резервуара. В зимний период до начала проведения работ по АЭ-контролю произвести очистку внешней части окрайки днища и основания резервуара ото льда (на расстояние не менее 0,5 м) и снега (на расстояние не менее 1,5 м) от стенки резервуара. Очистить от снега и льда кровлю резервуара и поддерживать их в таком состоянии на протяжении всего периода проведения работ.

П9.2.3.3. Владелец резервуара должен предоставить специальное закрытое помещение (с температурой воздуха не менее +15 и не более +30 °С) на расстоянии не более 30 м от резервуара для установки АЭ системы (таким помещением может быть закрытый автомобиль или вагончик). В помещении должен быть обеспечен надёжный источник переменного напряжения 220 В мощностью не менее 1 кВт; должна быть обеспечена возможность защитного заземления аппаратуры.

П9.2.3.4. Владелец резервуара должен ежедневно осуществлять контроль загазованности рабочей зоны в каре резервуара в период проведения АЭ-контроля.

П9.2.3.5. Перед проведением АЭ-контроля днища провести дополнительные мероприятия согласно п.9.4.2 настоящего приложения.

П9.2.3.6. На время проведения АЭ-контроля необходимо прекратить все работы, которые могут создавать акустические шумы и электромагнитные помехи, на резервуаре и близкорасположенных объектах в радиусе 30 м.

П9.2.4. Калибровка и проверка работоспособности АЭ системы

П9.2.4.1. В соответствии с требованиями ПБ 03-593-03 [26] электронная аппаратура, предварительные усилители и ПАЭ, входящие в состав АЭ системы, должны подвергаться один раз в год калибровке и проверяться перед каждым проведением АЭ-контроля.

П9.2.4.2. При ежегодной калибровке проверяются и настраиваются электронные блоки АЭ системы, обеспечивающие регистрацию и измерение параметров АЭ сигналов.

П9.2.4.3. АЭ система проверяется в три этапа:

1-й – проверить работоспособность электронной аппаратуры, ПУ, ПАЭ и сигнальных кабельных линий перед выездом на АЭ-контроль;

2-й – проверить работоспособность каналов АЭ системы после подключения кабельных линий, ПУ и установки ПАЭ на стенку резервуара;

3-й – проверить работоспособность каналов АЭ системы после проведения АЭ-контроля, с целью определения изменения характеристик акустико-электронных трактов каналов АЭ системы за время проведения контроля.

П9.2.4.4. Перед выездом на проведение АЭ-контроля необходимо проверить исправность всех электронных блоков АЭ системы, ПУ, ПАЭ и кабельных линий.

П9.2.4.5. Проверку работоспособности каналов АЭ системы после подключения кабельных линий, ПУ и установки ПАЭ на стенку резервуара производят путем определения реакции ПАЭ на воздействие имитатора АЭ.

П9.2.4.6. В качестве имитатора АЭ может использоваться либо излом графитового стержня карандаша ∅0,3-0,5 твердостью 2Т (источник Су-Нильсена), либо излучающий пьезоэлектрический датчик, возбуждаемый от генератора короткими электрическими импульсами.

П9.2.4.7. Проверку выполняют путем имитации АЭ сигналов на одинаковом расстоянии от центра каждого ПАЭ (5÷20 см) и регистрируют значения амплитуды АЭ сигналов. Необходимо следить за тем, чтобы не было превышения максимального измеряемого значения амплитуды при данных установках параметров АЭ системы.

П9.2.4.8. Среднее значение амплитуды АЭ сигналов может меняться в зависимости от состояния поверхности стенки резервуара, от величины уровня нефти в резервуаре, от толщины листа стенки контролируемого резервуара, от типа используемых ПАЭ.

П9.2.4.9. Среднее значение амплитуды АЭ сигналов и по каждому каналу не должно отличаться более, чем на ±3 дБ от среднего значения по всем каналам с одинаковым типом используемых ПАЭ.

П9.2.4.10. Результаты проверок документируют и сохраняют на энергонезависимом накопителе данных: CD, USB-накопителе и т.п.

П9.3. Акустико-эмиссионный контроль стенки резервуара

П9.3.1. Общие положения

П9.3.1.1. АЭ-контроль стенки резервуара в эксплуатации проводят с целью выявления, определения координат, оценки степени опасности и слежения за развитием дефектов сварных соединений и основного металла.

П9.3.1.2. АЭ-контроль стенки резервуара проводят, в том числе, без вывода резервуара из эксплуатации или существенного изменения режима его работы, при испытаниях на прочность наливом хранимого продукта. Рекомендуется сопровождать АЭ-контролем гидроиспытания перед вводом резервуара в эксплуатацию после монтажа или ремонта.

П9.3.1.3. Объем АЭ-контроля стенки резервуара определяет экспертная организация. В случае положительных результатов анализа эксплуатационной документации, предыдущих обследований, а также визуального осмотра, по согласованию с владельцем резервуара допускается проводить АЭ-контроль только отдельных участков обечайки резервуара (монтажных сварных и уторного швов, нижних поясов стенки, швов приварки приёмо-раздаточных патрубков и т.п.). При проведении АЭ-контроля стенки по всему периметру допускается контролировать нижние $3 \div 4$ пояса, как наиболее нагруженные и склонные к образованию дефектов элементы конструкции резервуара. Ответственность за полноту результатов АЭ-контроля ложится на экспертную организацию.

П9.3.1.4. Источниками АЭ могут быть:

- <u>в основном металле листов:</u>
  - трещины;
  - расслоения;

- сквозные повреждения;
- закаты;
- зоны пластической деформации;

- в сварных соединениях:
  - трещины;
  - непровары;
  - свищи;
  - прожоги;
  - кратеры;
  - газовые поры;
  - шлаковые включения.

П9.3.1.5. Проведение АЭ-контроля стенки резервуара позволяет обнаружить только развивающиеся под действием приложенной нагрузки дефекты, но не дает информации о форме и размере дефектов, а также об остаточной толщине листов стенки.

П9.3.1.6. Для идентификации и определения размеров обнаруженных дефектов применяют дополнительное обследование с использованием других методов НК (ВИК, УЗК и др.)

П9.3.2. Подготовка резервуара к проведению АЭ-контроля стенки

П9.3.2.1. Перед проведением АЭ-контроля стенки необходимо собрать следующую информацию о резервуаре:

- дата монтажа и ввода в эксплуатацию;
- сведения о проведённых ранее обследованиях и ремонтах стенки;
- хранимый продукт;
- температура продукта;
- максимальная высота уровня налива продукта за последние 12 месяцев эксплуатации;

- наличие плавающей крыши или понтона;
- основные размеры резервуара (высота, диаметр);
- толщина листов стенки резервуара;
- марка стали стенки.

П9.3.2.2. Специалистам, проводящим АЭ-контроль стенки, необходимо выполнить эскиз резервуара с указанием расположения на корпусе резервуара следующих элементов:

- приёмо-раздаточных патрубков и сливных кранов;
- креплений шахтной или спиральной лестницы;
- пожарных пеногенераторов и лестниц к ним;
- люков и лазов;
- мест приварки заземления;
- заводских и монтажных сварных соединений стенки;
- выхода трубы газораспределительной системы;
- другие особенности.

На эскизе необходимо указать места установки ПАЭ на стенке и направление ветра.

П9.3.2.3. Перед проведением АЭ-контроля стенки владелец резервуара должен обеспечить выполнение следующих условий:

- начальный уровень налива резервуара $H_{нач}$ должен быть не более 60% от максимального рабочего уровня, при наливе продуктом хранения, и не более 50% проектного уровня при контроле во время гидроиспытания;
- выявить и закрепить все незакреплённые предметы на стенке и кровле резервуара;
- при наличии теплоизоляции удалить ее в местах установки ПАЭ;
- прекратить все работы на резервуаре и в непосредственной близости от него.

П9.3.3. Требования к АЭ системе при проведении АЭ-контроля стенки резервуара

П9.3.3.1. Для проведения АЭ-контроля стенок резервуаров рекомендуется использовать многоканальную АЭ систему с резонансными или полосовыми ПАЭ и ПУ. Рекомендуется использовать ПАЭ, ПУ и электронные каналы АЭ системы одновременно в двух рабочих частотных диапазонах:

- высокочастотный в полосе 100÷300 кГц для контроля отдельных участков стенки;
- низкочастотный в полосе 30÷100 кГц для контроля стенки по всему периметру резервуара.

П9.3.3.2. Минимальное необходимое количество каналов АЭ системы зависит от величины периметра стенки контролируемого резервуара или размера контролируемого участка стенки, типа используемых ПАЭ, способа расстановки ПАЭ и от степени затухания упругих волн в материале стенки.

П9.3.3.3. При проведении АЭ-контроля по всему периметру стенки контролируемого резервуара и при использовании «зонной» локации (без определения координат источников АЭ), с учетом опытных данных по затуханию упругих волн в материале стенки, необходимое минимальное количество АЭ каналов рекомендуется определять согласно таблице П9.3.1.

Таблица П9.3.1

Рекомендуемое необходимое минимальное количество каналов АЭ системы для проведения АЭ-контроля стенки резервуара по всему периметру с использованием «зонной» локации

Объем резервуара, м^3	Периметр резервуара, м	Минимальное необходимое количество АЭ каналов
100	14,86	4
200	20,83	6
300	23,81	6
400	26,80	8
700	32,76	8
1000	38,74	10
2000	47,70	12
3000	59,63	14
5000	65,72	16
5000	71,63	16
10 000	89,53	20
10 000	107,44	24
15 000	125,35	28
20 000	125,35	28
20 000	143,26	32
20 000	148,91	34
30 000	143,26	32
50 000	190,69	44

П9.3.4. Определение акустических свойств материала стенки резервуара

П9.3.4.1. Перед проведением АЭ-контроля стенки необходимо провести измерение скорости распространения и коэффициента затухания упругих волн в металле стенки резервуара. Измерения проводятся на резервуаре, заполненном продуктом до уровня выше расположения верхних ПАЭ.

П9.3.4.2. Измерения скорости распространения и среднего значения коэффициента затухания упругих волн производят с помощью двух ПАЭ, установленных на стенку резервуара на участке, свободном от патрубков и люков на высоте 160÷170 см от уторного сварного шва, как показано на рис. П9.3.1. Имитатор АЭ сигналов устанавливают на одной линии с ПАЭ № 1 и ПАЭ № 2 на расстоянии 10÷20 см от ПАЭ № 1. В качестве имитатора АЭ может использоваться пьезоэлектрический преобразователь, возбуждаемый короткими электрическими импульсами от генератора или имитатор Су-Нильсена.

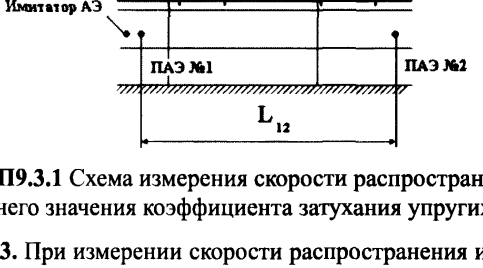


Рис. П9.3.1 Схема измерения скорости распространения и среднего значения коэффициента затухания упругих волн

П9.3.4.3. При измерении скорости распространения и коэффициента затухания упругих волн рекомендуется устанавливать параметры настройки АЭ каналов такие же, как и при проведении контроля. Расстояние L12 между ПАЭ №1 и ПАЭ № 2 рекомендуется устанавливать равным расстоянию между ПАЭ при проведении контроля. Необходимо следить за тем, чтобы не было превышения максимального измеряемого значения амплитуды при данных установках параметров АЭ системы.

П9.3.4.4. Ориентировочное значение скорости распространения упругих волн по стенке резервуара составляет 5000÷5500 или 3000÷3300 м/с, что соответствует значению групповой скорости нулевой симметричной (S0) или асимметричной (A0) моды вол-

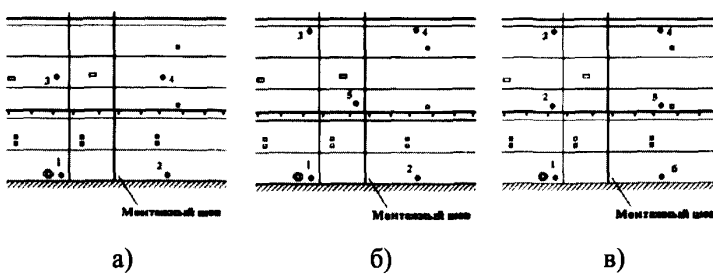
ны Лэмба для данной толщины листов стенки и рабочей полосы частот АЭ каналов. Волны Лэмба обладают свойством дисперсии и значение скорости распространения упругой волны зависит от рабочей частоты ПАЭ и от толщины листов стенки. По этой причине значение скорости может различаться для различных типов используемых ПАЭ и для поясов стенки резервуара с различной толщиной листов.

П9.3.4.5. Ориентировочная величина среднего значения коэффициента затухания упругой волны в материале стенки резервуара, наполненного жидкостью, составляет 8÷12 дБ/м. Необходимо учесть, что коэффициент затухания упругих волн меняет свою величину от 20 до 1 дБ/м с удалением от источника АЭ.

П9.3.5. Установка преобразователей АЭ на стенке резервуара

П9.3.5.1. В зависимости от того, будет ли контролироваться стенка резервуара по всему периметру или на отдельных участках, ПАЭ могут устанавливаться различными способами.

П9.3.5.2. При проведении АЭ-контроля монтажных сварных швов стенки резервуара ПАЭ могут устанавливаться в количестве 4÷6 штук, как изображено на рисунке П9.3.2. Для контроля области монтажных швов рекомендуется использовать ПАЭ с рабочей частотой в полосе 100÷300 кГц.



а) б) в)

Рис. П9.3.2 Пример установки ПАЭ для проведения АЭ-контроля монтажного сварного шва стенки резервуара:
а) вариант установки 4-х ПАЭ; б) вариант установки 5-ти ПАЭ;
в) вариант установки 6-ти ПАЭ

П9.3.5.3. При проведении АЭ-контроля сварных швов приварки приёмо-раздаточных патрубков (ПРП) рекомендуется устанавливать ПАЭ как изображено на рисунке П9.3.3. Для контроля области ПРП рекомендуется использовать ПАЭ с рабочей частотой в полосе 100÷300 кГц.

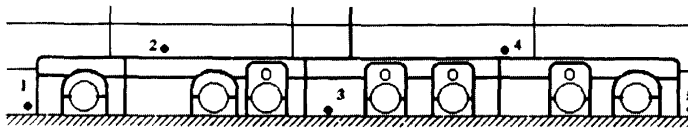


Рис. П9.3.3 Пример установки ПАЭ для проведения АЭ-контроля области приварки ПРП на стенке резервуара типа РВСПК-50000

П9.3.5.4. При проведении АЭ-контроля стенки по всему периметру рекомендуется устанавливать ПАЭ в 2 ряда для контроля 3÷4-х нижних поясов, как изображено на рисунке П9.3.4. Для контроля стенки по всему периметру рекомендуется использовать ПАЭ с рабочей частотой в полосе 30÷100 кГц.

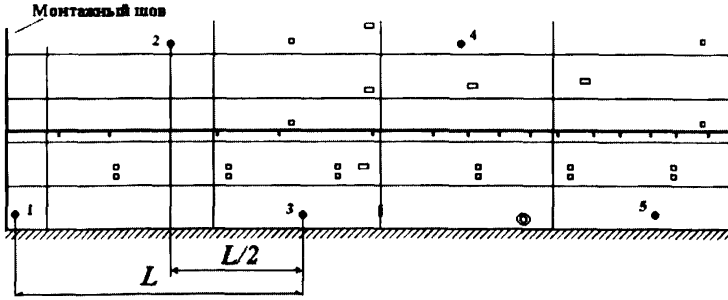


Рис. П9.3.4 Пример установки ПАЭ для проведения АЭ-контроля стенки по всему периметру резервуара

П9.3.5.5. Расстояние межу ПАЭ по периметру стенки в нижнем ряду рассчитывается по формуле

$L = P / N$,

где P – периметр стенки резервуара;

N – количество устанавливаемых ПАЭ в нижнем ряду.

П9.3.5.6. Величина L должна быть не более $1,5 \cdot L_{зон}$ (где $L_{зон}$ – радиус зоны уверенного приема для используемых ПАЭ). Радиус зоны уверенного приема ($L_{зон}$) определяют для каждого типа используемых ПАЭ. Радиус зоны уверенного приема соответствует максимальному расстоянию от имитатора АЭ до ПАЭ, при котором АЭ сигнал, приходящий от имитатора АЭ может быть зарегистрирован на ПАЭ со значением амплитуды, превышающем задаваемый порог дискриминации.

П9.3.5.7. Нижний ряд ПАЭ устанавливают на высоту 150÷250 мм от уторного сварного шва. Преобразователи АЭ верхнего ряда устанавливают точно посередине между парами ПАЭ нижнего ряда в районе 4÷5 поясов на высоте 4650÷6250 мм от уторного сварного шва. Ошибка в установке ПАЭ от номинального положения не должна превышать ±20 мм.

П9.3.5.8. Дополнительные ПАЭ рекомендуется устанавливать:

- в районе люков и ПРП для исключения искажения путей распространения упругих волн и возникновения зон с отсутствием приёма АЭ сигналов;
- для контроля участков с ремонтом сварных соединений и основного металла листов стенки;
- для контроля недопустимых дефектов сварных швов и основного металла стенки, обнаруженных по результатам визуального и измерительного (ВИ) контроля.

П9.3.5.9. Места установки ПАЭ размечают с помощью металлической рулетки длиной 10 м. Разметку мест для установки и нумерацию ПАЭ рекомендуется начинать от монтажного сварного шва против часовой стрелки. При выборе мест для установки ПАЭ необходимо следить за тем, чтобы они не совпадали с расположением люков, патрубков и других элементов на стенке резервуара.

П9.3.5.10. Места установки ПАЭ должны быть зачищены от лакокрасочного покрытия и отслаивающейся окалины до чистого металла. При необходимости в местах установки ПАЭ удаляют теплоизоляционное покрытие. Крепление ПАЭ к стенке должно обеспечивать надёжный акустический контакт. В качестве контактной смазки могут быть использованы: литол, солидол, глицерин, машинное масло и т.п. Допускается монтаж ПАЭ на клеевом соединении. При необходимости должна быть обеспечена электрическая изоляция между корпусом ПАЭ и металлом стенки резервуара с помощью тонких диэлектрических плёнок.

П9.3.5.11. Для установки верхних ПАЭ необходимо использовать лестницу-стремянку или механическое подъёмное устройство, соблюдая правила безопасности при работе на высоте.

П9.3.6. Требования к акустическим шумам

П9.3.6.1. Перед проведением АЭ-контроля стенки резервуара необходимо оценить уровень акустических шумов и электромагнитных помех, установить их источник и по возможности устранить.

П9.3.6.2. Во время проведения АЭ-контроля не должно быть дождя, грозы, града или снега. Скорость ветра при проведении контроля должна быть не более 12 м/с. Порывы ветра не должны быть чаще, чем 1 раз в минуту.

П9.3.6.3. Уровень акустических шумов оценивают при выдержке постоянного начального уровня налива. Уровень акустических шумов должен быть таким, чтобы за первые 10 минут измерений по всем АЭ каналам было не более:

- 5-ти АЭ импульсов с амплитудой выше порога на 10 дБ;
- 1-го АЭ импульса с амплитудой выше порога на 15 дБ;
- 1-го АЭ импульса с длительностью более 10 000 мкс;
- 10-ти АЭ импульсов в секунду по каналу с амплитудой выше установленного порога дискриминации.

Если эти условия не выполняются, то необходимо повысить пороги дискриминации на соответствующих каналах АЭ системы, или перенести проведение АЭ-контроля стенки на другое время.

П9.3.6.4. Дополнительно рекомендуется оценить уровень акустических шумов при наполнении резервуара от начального уровня налива до максимального рабочего уровня.

П9.3.7. Установка параметров каналов АЭ системы

П9.3.7.1. Перед проведением АЭ-контроля стенки необходимо установить параметры настройки каналов АЭ системы. Перечень параметров и их конкретные значения зависят от типа используемой АЭ системы.

П9.3.7.2. Значения порогов дискриминации по АЭ каналам рекомендуется устанавливать на 6 дБ выше уровня акустических шумов. Уровень акустических шумов определяется после установки ПАЭ на стенку резервуара за первые 10 минут измерений при выдержке постоянного начального уровня налива и при пробном наливе на 5% от начального уровня.

П9.3.7.3. Рекомендуется устанавливать равные значения порога дискриминации для всех каналов с одинаковыми типами ПАЭ. Значение порога по всем каналам АЭ системы должно быть фиксированным, не допускается использовать «плавающий» порог.

П9.3.7.4. Значение основного коэффициента усиления для АЭ каналов должно устанавливаться таким, чтобы обеспечить наибольшее значение динамического диапазона при измерении амплитуды АЭ сигнала. Конкретное значение коэффициента усиления зависит от типа используемой АЭ системы.

П9.3.7.5. Значения временных параметров настройки АЭ-каналов зависит от конкретной АЭ системы, от рабочей полосы частот, от типа используемых ПАЭ, от расстояния между ПАЭ, от степени затухания упругой волны. Ориентировочные значения временных параметров указаны в таблице П9.3.2.

Таблица П9.3.2

Ориентировочные значения временных параметров настройки каналов АЭ системы

Временной параметр	Значение параметра, мкс	
	Рабочая полоса частот, кГц	
	100÷300	30÷100
Интервал определения длительности АЭ сигнала	600	1000
Интервал блокировки АЭ-канала	300	500

П9.3.8. Проверка работоспособности АЭ системы

П9.3.8.1. Перед проведением АЭ-контроля стенки необходимо провести проверку работоспособности каналов АЭ системы после установки на стенку ПАЭ, подключения кабельных линий связи и ПУ. Уровень заполнения резервуара при проведении проверки АЭ каналов должен быть выше верхних установленных ПАЭ не менее, чем на 2 метра.

П9.3.8.2. Проверку выполняют путем возбуждения АЭ сигналов на одинаковом расстоянии от центра каждого ПАЭ (5÷20 см) и регистрируют значения амплитуды АЭ сигналов. Возбуждают не менее 5-ти АЭ сигналов для каждого ПАЭ.

П9.3.8.3. Средние значения по всем АЭ каналам с одинаковыми типами используемых ПАЭ не должны различаться более, чем на ±3 дБ. Если это условие не выполняется, то необходимо выяснить причину (плохая подготовка поверхности для установки ПАЭ, неудовлетворительная контактная смазка, недостаточное усилие прижима магнитного держателя, неисправный ПАЭ, неисправный ПУ или неисправный электронный тракт АЭ канала) и устранить ее.

П9.3.8.4. Перед проведением АЭ-контроля стенки необходимо проверить точность локации источников АЭ в каждой локационной группе установленных ПАЭ. Для этого необходимо имитатором АЭ в местах пересечения вертикальных и горизонтальных сварных швов (перекрестий) 1, 2 и 3-го поясов стенки резервуара и в местах расположения недопустимых дефектов, обнаруженных при ВИ-контроле, возбудить АЭ сигналы.

П9.3.8.5. Координаты источников АЭ, вычисленные АЭ системой, следует сравнить с истинными координатами горизонтальных и вертикальных сварных швов стенки, измеренными с помощью

рулетки. Ошибка в вычислении координат должна составлять не более ±10 см вдоль периметра резервуара, и не более ±5 см по высоте резервуара. АЭ данные с результатами проверки точности локации должны быть сохранены в отдельный файл на жесткий диск компьютера с комментарием.

П9.3.8.6. После проведения АЭ-контроля стенки резервуара следует произвести контрольную проверку работоспособности каналов АЭ системы. Для этого необходимо для каждой локационной группы установленных ПАЭ с использованием имитатора АЭ проверить показания локации источников АЭ.

П9.3.8.7. Результаты проверок документируют и сохраняют на энергонезависимом накопителе данных: CD, USB-накопителе и т.п.

П9.3.9. Требования к нагружению резервуара

П9.3.9.1. АЭ-контроль стенки резервуара выполняют в процессе наполнения резервуара продуктом (во время эксплуатации) или водой (во время гидроиспытаний), по согласованному с владельцем резервуара графику.

П9.3.9.2. Во время проведения АЭ-контроля стенки резервуар, находящийся в эксплуатации, наполняется продуктом до $H_{исп}$=105% от $H_{макс}$, где $H_{макс}$ - максимальный уровень наполнения за последние 12 месяцев эксплуатации резервуара.

П9.3.9.3. Перед началом заполнения резервуара проводится оценка уровня акустических шумов при постоянном уровне заполнения.

П9.3.9.4. При высоких скоростях наполнения резервуара (более 1 м/с) или при высоком уровне акустических шумов в про-

цессе наполнения рекомендуется налив осуществлять ступенчато, с выдержкой в течение 15 минут на каждой ступени налива. При достижении уровня продукта $H_{исп}$, равного 105% значения $H_{макс}$, выдержка должна составлять не менее 60 минут.

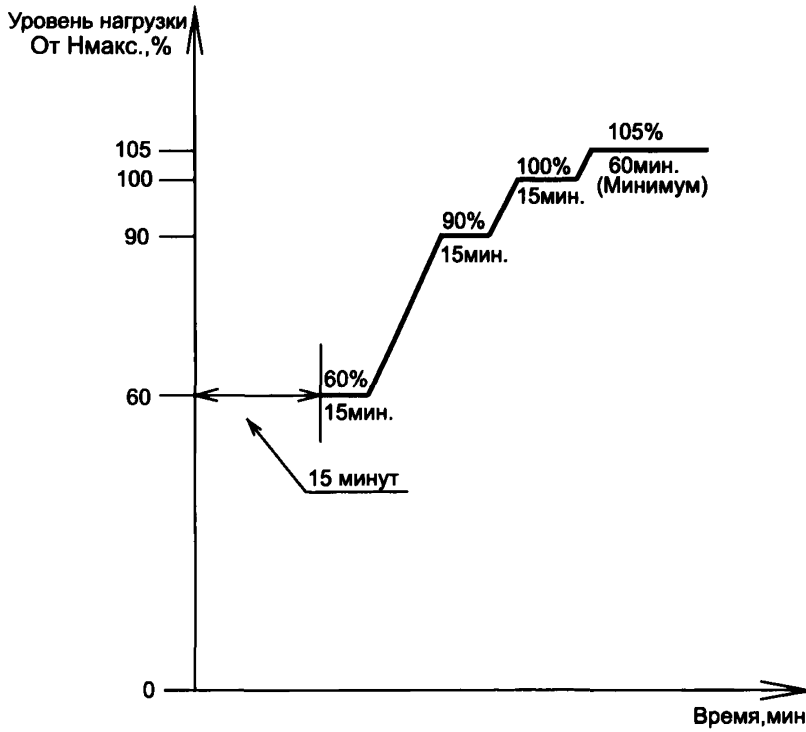


Рис. П9.3.5. Пример графика нагружения резервуара, находящегося в эксплуатации, при проведении АЭ-контроля стенки

П9.3.9.5. В случае если по техническим причинам владелец резервуара не может обеспечить наполнение резервуара до уровня $H_{исп}$=105 % $H_{макс}$, допускается производить испытания при максимально возможном уровне заполнения хранимым продуктом с циклическим изменением уровня (2÷4 цикла).

П9.3.9.6. Скорость налива продукта во время наполнения резервуара определяется техническими возможностями владельца резервуара и уровнем акустических шумов, возникающих в процессе наполнения резервуара. Рекомендуемые значения скорости наполнения, в зависимости от объёма контролируемого резервуара, указаны в таблице П9.3.3. Максимальное значение скорости наполнения резервуара во время проведения АЭ-контроля стенки не должно превышать двукратного значения рекомендуемой скорости, указанной в таблице.

Таблица П9.3.3

Рекомендуемые значения скорости наполнения резервуара во время проведения АЭ-контроля стенки

Объем резервуара, м^3	Примерная скорость наполнения резервуара, м/час
100	6
200	5
300	4,5
400	4
700	3,5
1000	3
2000	2
3000	1,5
5000	1,2
10 000	1
15 000	0,8
20 000	0,7
30 000	0,6
50 000	0,5

П9.3.9.7. Скорость наполнения резервуара должна быть постоянной в течение всего времени проведения АЭ-контроля стенки резервуара.

П9.3.9.8. Гидравлическое испытание резервуара водой рекомендуется проводить при температуре окружающего воздуха не ниже +5°С.

П9.3.10. Сбор АЭ данных

П9.3.10.1. Сбор данных АЭ-контроля стенки проводят после того, как будут установлены соответствующим образом параметры каналов АЭ системы, будет выполнена проверка работоспособности АЭ системы и все необходимые мероприятия по подготовке резервуара.

П9.3.10.2. Сбор АЭ данных при проведении АЭ-контроля стенки резервуара производят с записью данных в файлы на жесткий диск компьютера АЭ системы. Все файлы данных должны быть снабжены подробным описанием и комментариями.

П9.3.10.3. Во время проведения АЭ-контроля стенки должна быть установлена постоянная радио или телефонная связь с персоналом, осуществляющим наполнение резервуара. Специалисты, проводящие АЭ-контроль, должны регистрировать в рабочем журнале изменение уровня наполнения резервуара, все операции по закрытию/открытию задвижек на ПРП и другие операции с резервуаром. Персонал, осуществляющий наполнение резервуара должен выполнять указания специалистов АЭ-контроля по изменению уровня налива резервуара.

П9.3.10.4. Во время проведения АЭ-контроля стенки необходимо отмечать и регистрировать любые изменения: в шумовой обстановке, в активности АЭ каналов, погодных условиях и т.п. Во время проведения АЭ-контроля необходимо наблюдать за графиками изменения параметров АЭ сигналов и отмечать любую информацию, способную помочь при обработке и оценке собранных АЭ данных.

П9.3.10.5. Если во время проведения АЭ-контроля появляются источники акустических шумов, не выявленные ранее, то должны быть приняты меры по их устранению. В это время сбор данных АЭ системой временно приостанавливают.

П9.3.10.6. В процессе проведения АЭ-контроля стенки резервуара контролируют общую активность АЭ по всем каналам, активность АЭ по каждому каналу, активность АЭ в отдельных зонах. В процессе сбора АЭ данных анализируют в реальном времени графики зависимости накопления АЭ сигналов от нагрузки (или времени). Если происходит отклонение графика накопления АЭ сигналов от линейного характера (экспоненциальный рост) для какого-либо АЭ канала, то рекомендуется налив резервуара остановить, по необходимости дать команду обслуживающему персоналу на уменьшение уровня продукта, и провести визуальный осмотр стенки в области активного ПАЭ или предполагаемого источника АЭ. Если при визуальном осмотре недопустимых дефектов не обнаружено, то после оценки ситуации принимается решение о возможности дальнейшего нагружения резервуара и продолжения АЭ-контроля.

П9.3.11. Обработка и оценка собранных АЭ данных

П9.3.11.1. Собранные данные АЭ-контроля стенки резервуара после предварительной фильтрации подвергают обработке и оценке. Обработка данных АЭ-контроля стенки резервуара заключается в выделении источников АЭ (акустически активных зон), соответствующих развивающимся дефектам в сварных соединениях и основном металле стенки резервуара.

П9.3.11.2. По результатам планарной локации АЭ событий на стенке резервуара выделяют кластеры (группы лоцированных АЭ событий). Размер кластера рекомендуется выбирать равным 100 мм по вертикальной и горизонтальной осям. Минимальное количество лоцированных АЭ событий для формирования кластера рекомендуется выбирать равным 3.

П9.3.11.3. Регистрируют количество лоцированных АЭ событий в каждом кластере и координаты центра кластера. Выделяют для первоочередного анализа кластеры, совпадающие с вертикальными и горизонтальными сварными швами.

П9.3.11.4. По результатам зонной локации АЭ событий на стенке резервуара выделяют акустически активные АЭ каналы и зону вокруг соответствующего ПАЭ, равную $1,5 \cdot L_{зон}$ (где $L_{зон}$ – радиус зоны уверенного приёма для соответствующего ПАЭ) без точного значения координат.

П9.3.11.5. Обнаруженные акустически активные зоны на стенке резервуара рекомендуется оценивать по следующим трем показателям и критериям:

- K1: – регистрация АЭ в течение выдержки постоянной нагрузки указывает на пластическую деформацию металла или на подрастающий дефект. Должно быть не более 3-х АЭ сигналов с амплитудой выше порога на 12 дБ по АЭ каналу после первых 2-х минут по достижении уровней налива 90, 100 и 105% от максимального рабочего уровня, либо от начала выдержки на постоянном уровне налива при ступенчатом наливе;
- K2: – значение числа АЭ сигналов за определённый промежуток времени указывает на скорость развития и опасность дефектной области. Должно быть не более 10-ти АЭ сигналов с амплитудой выше порога на 12 дБ по АЭ каналу по достижении уровней налива 90, 100 и 105% от максимального рабочего уровня, либо на постоянном уровне налива при ступенчатом наливе;

- К3: – регистрация АЭ сигналов с большими амплитудами указывает на присутствие развивающейся трещины. Не должно быть АЭ сигналов с локационной амплитудой (с учетом коэффициента затухания и расстояния до источника АЭ) более 95 дБ по АЭ каналу.

П9.3.11.6. Зарегистрированные источники АЭ в акустически активных зонах на стенке резервуара относят к 4-м классам в соответствии с ПБ 03-593-03 [26] согласно таблице П9.3.4.

Таблица П9.3.4

Отношение к классам источников АЭ в акустически активных зонах на стенке резервуара

Класс источника АЭ	Отношение к классу
I (пассивный)	АЭ сигналы удовлетворяют всем трем критериям (К1, К2 и К3).
II (активный)	АЭ сигналы не удовлетворяют одному из критериев (К1, К2 или К3).
II (критически активный)	АЭ сигналы не удовлетворяют двум из критериев (К1, К2 или К3).
IV (катастрофически активный)	АЭ сигналы не удовлетворяют всем трем критериям (К1, К2 и К3).

П9.3.11.7. При оценке данных АЭ-контроля стенки резервуара рекомендуется использовать следующие дополнительные показатели наличия дефекта:

- увеличение амплитуды АЭ сигналов с ростом нагрузки является указанием на присутствие значимого структурного дефекта и часто связано с ростом трещины усталостного характера;
- энергия АЭ сигналов не должна увеличиваться с ростом нагрузки; увеличение энергии АЭ сигналов с ростом нагрузки является указанием на присутствие значимого структурного дефекта;

- активность АЭ не должна увеличиваться с ростом нагрузки; нарушение этого критерия свидетельствует о росте дефектной области;
- рост скорости счета АЭ с увеличением нагрузки указывает на общую коррозию или коррозионное растрескивание под напряжением;
- значение числа лоцированных АЭ событий от одного источника АЭ указывает на размер и опасность дефектной области.

П9.3.11.8. Обнаруженные источники АЭ на стенке резервуара рекомендуется дополнительно оценивать по локально-динамическому и амплитудному критериям согласно ПБ 03-593-03 [26].

П9.3.11.9. Для акустически активных зон с источниками акустической эмиссии II, III и IV-го классов необходимо провести дополнительный неразрушающий контроль (НК) без вывода резервуара из эксплуатации с применением визуально-измерительного (ВИ) и ультразвукового (УЗ) методов контроля. Границы контролируемого участка определяют от центра зоны с источником АЭ окружностью с радиусом, равным 50 см.

П9.3.12. Оформление результатов АЭ-контроля стенки

П9.3.12.1. Результаты АЭ-контроля стенки резервуара могут быть представлены или отдельным заключением, или входить в отчет по диагностике резервуара как составная часть.

П9.3.12.2. Результаты АЭ-контроля стенки должны быть оформлены в соответствии с требованиями РД 08-95-95 [38] и ПБ 03-593-03 [26].

П9.3.12.3. Протокол АЭ-контроля стенки резервуара должен содержать:

- сведения о контролируемом резервуаре;

- эскиз стенки резервуара с изображением люков, патрубков, монтажных швов и другого оборудования на стенке резервуара и мест установки ПАЭ;
- информацию об организации, проводящей АЭ-контроль;
- тип используемой АЭ системы и ПАЭ;
- параметры настройки каналов АЭ системы;
- условия проведения АЭ-контроля;
- график наполнения резервуара продуктом (водой) во время проведения АЭ-контроля;
- список зарегистрированных источников АЭ на стенке по результатам АЭ-контроля с указанием класса и координат источников;
- локационные графики при использовании многоканальных локационных режимов;
- графики параметров АЭ (зависимость амплитуды от времени, активность АЭ, сумма импульсов АЭ и т.п.), если это необходимо для интерпретации полученных данных АЭ-контроля.

П9.3.12.4. Заключение по результатам АЭ-контроля стенки резервуара должно содержать выводы о техническом состоянии резервуара и допустимом уровне заполнения, а также результаты дополнительного НК (при проведении) в зонах с источниками АЭ на стенке резервуара.

П9.3.12.5. Данные, полученные в ходе проведения АЭ-контроля, документируют и сохраняют на энергонезависимом накопителе данных: CD, USB-накопителе и т.п.

П9.4. Акустико-эмиссионный контроль днища резервуара

П9.4.1 Общие положения

П9.4.1.1. АЭ-контроль днища резервуара в режиме эксплуатации проводят в процессе налива резервуара в целях выявления и определения местоположения хлопунов и развивающихся дефектов металла днища, а при постоянном максимальном уровне налива - для оценки общего коррозионного состояния днища резервуара и определения наличия и местоположения зон утечек продукта. АЭ-контроль не дает информации об остаточной толщине листов днища.

П9.4.1.2. АЭ-контроль днища резервуара проводят без вывода резервуара из эксплуатации в обычном технологическом процессе, или во время гидроиспытания перед вводом резервуара в эксплуатацию после монтажа или ремонта.

П9.4.1.3. Активность коррозионного процесса на поверхности металла днища резервуара определяется корректно, если в течение последних 6-ти месяцев эксплуатации резервуара не было смены хранимого продукта.

П9.4.1.4. Проведение АЭ-контроля днищ резервуаров позволяет определить очередность вывода резервуаров из эксплуатации для зачистки и проведения внутреннего обследования и ремонта.

П9.4.2. Подготовка резервуара к проведению АЭ-контроля днища

П9.4.2.1. Перед проведением АЭ-контроля днища необходимо собрать следующую информацию о резервуаре:

- дата монтажа и ввода в эксплуатацию;
- сведения о проведённых ранее обследованиях и ремонтах днища;

- дата проведения последней очистки резервуара от продукта;
- хранимый продукт;
- температура продукта;
- высота уровня налива продукта;
- наличие плавающей крыши или понтона;
- информация о внутренних конструкциях на днище (подогреватель, мешалка, система размыва, опоры понтона, анодные протекторы и т.п.);
- материал фундамента (бетон, гравий, песок и т.п.);
- проводились ли какие-либо работы с резервуаром за последние сутки;
- наличие и тип защитного покрытия на днище резервуара;
- толщина листов окрайки и центра днища, и первого пояса стенки резервуара;
- уровень твёрдых и мягких отложений на днище.

П9.4.2.2. Специалистам, проводящим АЭ-контроль днища, необходимо выполнить эскиз резервуара с указанием расположения на корпусе резервуара следующих элементов:

- приёмо-раздаточных патрубков и сливных кранов;
- шахтной или спиральной лестницы;
- пожарных пеногенераторов и лестниц к ним;
- люков и лазов;
- мест приварки заземления;
- монтажных швов полотнищ стенки;
- мест установки дыхательных клапанов на кровле;
- выхода трубы газораспределительной системы;
- другие особенности.

На эскизе необходимо указать места установки ПАЭ и направление ветра.

П9.4.2.3. Перед проведением АЭ-контроля днища владелец резервуара должен обеспечить выполнение следующих условий:

- плотно закрыть все задвижки и краны на патрубках резервуара;
- прекратить все операции по заполнению или опорожнению резервуара продуктом;
- выключить электрохимическую (катодную) защиту, подогреватели, мешалки, систему размыва отложений и т.п.;
- выявить и закрепить все дребезжащие предметы на стенке и кровле резервуара;
- прекратить все работы на резервуаре и в непосредственной близости от него;
- рекомендуется до начала контроля произвести размыв парафинистых отложений с целью повышения полноты и достоверности результатов АЭ-контроля.
- при наличии теплоизоляции удалить ее в местах установки ПАЭ.

П9.4.2.4. При АЭ-контроле коррозионного состояния днища резервуара и контроле утечек, уровень налива резервуара должен быть не менее 80% от максимального рабочего уровня при наливе продуктом хранения и не менее 50% проектного уровня при контроле во время гидроиспытания.

Для уменьшения уровня акустических шумов перед проведением АЭ-контроля днища на утечки и коррозию необходимо выдержать постоянный уровень продукта в резервуаре и прекратить все действия с резервуаром в течение времени, определяемого согласно таблице П9.4.1.

Таблица П9.4.1

Время выдержки постоянного уровня продукта в резервуаре перед проведением АЭ-контроля днища на утечки и коррозию

Содержимое резервуара	Диаметр резервуара, м	Необходимое количество часов выдержки
нефть	менее 20	12
нефть	более 20	24
светлые нефтепродукты	менее 20	6
светлые нефтепродукты	более 20	12

П9.4.2.5. Перед проведением АЭ-контроля днища резервуара должны быть выключены системы подогрева и катодной (электрохимической) защиты, и это состояние должно поддерживаться на протяжении всего периода проведения АЭ-контроля днища.

П9.4.3. Подготовка АЭ системы к проведению контроля днища

П9.4.3.1. Для проведения АЭ-контроля днищ резервуаров используется многоканальная АЭ система с резонансными низкочастотными или полосовыми ПАЭ 4-го класса чувствительности по РД 03-300-99 [66] и предварительными усилителями ПУ. Рабочий частотный диапазон используемых ПАЭ, ПУ и электронных каналов АЭ системы должен быть в полосе 20÷40 кГц.

П9.4.3.2. Минимально необходимое количество каналов АЭ системы зависит от диаметра контролируемого резервуара и определяется согласно таблице П9.4.2. Используемые ПАЭ для АЭ-контроля днища должны быть одного типа.

П9.4.3.3. С целью распознавания и устранения акустического шума, идущего от верхних частей резервуара (кровли, плавающей крыши, понтона и т.п.) при проведении АЭ-контроля днища, могут

устанавливаться дополнительные («сторожевые») преобразователи АЭ в верхнем ряду, в количестве равном 1/2 от числа основных ПАЭ или более. По возможности следует использовать «сторожевые» ПАЭ одного типа с основными ПАЭ.

Таблица П9.4.2

Рекомендуемое количество каналов АЭ системы, необходимое для АЭ-контроля днищ резервуаров

Объем резервуара, м^3	Диаметр резервуара, м	Минимальное количество АЭ каналов
100	4,73	3
200	6,63	4
300	7,58	4
400	8,53	4
700	10,43	6
1000	12,33	6
2000	15,18	8
3000	18,98	8
5000	20,92	9
5000	22,8	9
10 000	28,5	10
10 000	34,2	12
15 000	39,9	14
20 000	39,9	14
20 000	45,6	16
20 000	47,4	16
30 000	45,6	16
50 000	60,7	18

П9.4.3.4. Для повышения точности локации источников АЭ на днище резервуара рекомендуется использовать, помимо ПАЭ, устанавливаемых на внешнюю сторону стенки резервуара, один или несколько герметичных ПАЭ, погружаемых внутрь резервуара. Особенно актуально использование погружных ПАЭ при

больших диаметрах РВС или в случае сильного затухания упругой волны в жидкости внутри резервуара.

Рекомендуется применять герметичные низкочастотные ПАЭ со встроенным ПУ. Погружаемый ПАЭ может крепиться непосредственно на днище резервуара с помощью магнитного прижима, либо находиться на расстоянии от днища выше донного осадка, на уровне наружных ПАЭ, установленных на нижнем поясе резервуара. В случае нагружения резервуара горючим продуктом, допускается использование погружных ПАЭ только в искро-, взрывобезопасном исполнении.

П9.4.4. Установка преобразователей АЭ

П9.4.4.1. Преобразователи АЭ устанавливают на стенку резервуара по периметру через равные расстояния. Нумерация устанавливаемых ПАЭ производится против часовой стрелки.

П9.4.4.2. Места установки ПАЭ размечаются с помощью металлической рулетки длиной 10 м. Разметку мест для установки ПАЭ целесообразно начинать от приёмо-раздаточных патрубков. При определении мест для установки ПАЭ необходимо следить за тем, чтобы они не совпадали с расположением люков, патрубков и других элементов на стенке резервуара.

П9.4.4.3. Расстояние между ПАЭ по периметру в нижнем основном ряду рассчитывается по формуле

$$L=\pi \cdot D/N,$$

где D – диаметр резервуара,

N – количество устанавливаемых ПАЭ в нижнем основном ряду.

Отклонение положения ПАЭ от номинального не должно превышать ±5% от расстояния между смежными ПАЭ.

П9.4.4.4. ПАЭ должны устанавливаться от уторного шва на высоту:

- 50 см для резервуаров диаметром не более 25 м,
- 100 см - для всех остальных резервуаров,

но на 50 см выше уровня осадка на днище, как показано на рис. П9.4.1. Точность установки ПАЭ по высоте должна быть в пределах ±5 см.

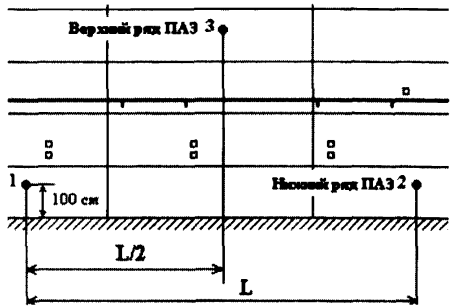


Рис. П9.4.1 Установка нижнего и верхнего рядов ПАЭ для проведения АЭ-контроля днища резервуара

П9.4.4.5. Кроме нижнего основного ряда ПАЭ для контроля днища может быть установлен верхний дополнительный ряд, так называемых «сторожевых» ПАЭ. Использование «сторожевых» ПАЭ служит для устранения акустических шумов, идущих от верхних частей резервуара. «Сторожевые» ПАЭ устанавливают ровно посередине между парами основных ПАЭ нижнего ряда на высоте 300÷600 мм (± 10 см) от уторного сварного шва, как показано на рис. П9.4.1. Расстояние по периметру резервуара между ПАЭ в верхнем дополнительном ряду равно $2 \cdot L$ (где L – расстояние между ПАЭ в нижнем основном ряду).

П9.4.4.6. Места установки ПАЭ должны быть зачищены от лакокрасочного покрытия и отслаивающейся окалины до чистого металла. При необходимости в местах установки ПАЭ удаляют теплоизоляционное покрытие. Крепление ПАЭ к стенке должно

обеспечивать надёжный акустический контакт. В качестве контактной смазки могут быть использованы: литол, солидол, глицерин, машинное масло и т.п. Допускается монтаж ПАЭ на клеевом соединении. При необходимости должна быть обеспечена электрическая изоляция между корпусом ПАЭ и металлом стенки резервуара с помощью тонких диэлектрических плёнок.

П9.4.5. Требования к акустическим шумам

П9.4.5.1. Перед проведением АЭ-контроля днища резервуара необходимо оценить уровень акустических шумов, установить их источник и по возможности устранить.

П9.4.5.2. Во время проведения АЭ-контроля не должно быть дождя, града или снега. Скорость ветра при проведении контроля должна быть не более 10 м/с. Сильные порывы ветра должны быть не чаще, чем 1 раз за 5 минут.

П9.4.5.3. Не должно быть акустических шумов, поступающих на диагностируемый резервуар по приёмо-раздаточным патрубкам (ПРП) от работающих насосов и другого оборудования. При необходимости может потребоваться остановка работающего оборудования на время проведения АЭ-контроля днища. Оценить уровень акустических шумов, поступающих на резервуар по ПРП, можно с помощью 2-х ПАЭ, установленных на ПРП до и после задвижки. Необходимо сравнить амплитуду АЭ сигналов на обоих ПАЭ, если средняя амплитуда на дальнем от резервуара ПАЭ выше, чем на ближнем ПАЭ более, чем на 6 дБ, то это свидетельствует о наличии внешнего источника акустических шумов, приходящих через ПРП.

П9.4.5.4. Рекомендуется проводить АЭ-контроль при уровне акустических шумов, не превышающем следующих значений: общее количество АЭ сигналов по всем АЭ каналам за первые 5

минут измерений не более N · 1000 (где N – количество всех установленных ПАЭ). Если это условие не выполняется, то необходимо повысить уровни дискриминации на соответствующих каналах АЭ системы, или перенести проведение АЭ-контроля днища на другое время.

П9.4.6. Установка параметров каналов АЭ системы

П9.4.6.1. Перед проведением АЭ-контроля днища необходимо установить параметры настройки каналов АЭ системы. Параметры и их конкретные значения зависят от типа используемой АЭ системы.

П9.4.6.2. Значения порогов дискриминации по АЭ каналам устанавливают в зависимости от уровня акустических шумов. Рекомендуется устанавливать одинаковое значение уровня дискриминации по всем АЭ каналам.

П9.4.6.3. Значение основного коэффициента усиления для АЭ каналов должно устанавливаться таким, чтобы обеспечить наибольшее значение динамического диапазона при измерении амплитуды АЭ сигнала. Конкретное значение коэффициента усиления зависит от типа используемой АЭ системы.

П9.4.6.4. Значения временных параметров настройки каналов АЭ зависит от конкретной АЭ системы. Рекомендуемые значения указаны в таблице П9.4.3.

Таблица П9.4.3

Рекомендуемые значения временных параметров настройки каналов АЭ системы

Временной параметр	Значение параметра, мкс
Интервал определения длительности АЭ сигнала	6 000
Интервал блокировки АЭ канала	2 000

П9.4.7. Определение скорости распространения и коэффициента затухания упругих волн

П9.4.7.1. Перед проведением АЭ-контроля днища необходимо провести измерение скорости распространения и коэффициента затухания упругих волн в хранимом продукте (воде). Измерения проводятся на резервуаре при заполнении продуктом более 50% от максимального уровня.

П9.4.7.2. Измерения производятся с помощью 2-х ПАЭ, установленных на диаметрально противоположных точках резервуара, как показано на рис. П9.4.2. Имитатор АЭ сигналов устанавливается строго над ПАЭ № 1 на расстоянии 20±10 см. В качестве имитатора АЭ может использоваться пьезоэлектрический преобразователь, возбуждаемый короткими электрическими импульсами от генератора.

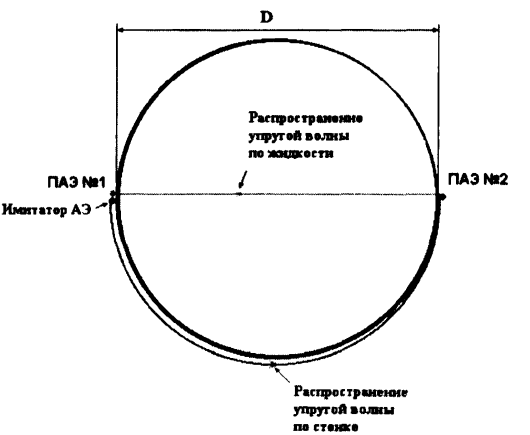


Рис. П9.4.2 Схема измерения скорости распространения и коэффициента затухания упругих волн

П9.4.7.3. Имитатор АЭ возбуждает упругие волны в материале стенки резервуара, которые распространяются различными путями:

- по стенке резервуара (по периметру резервуара);
- по продукту или воде (по диаметру резервуара).

Упругие волны, распространяющиеся по стенке и по продукту (воде), имеют разные скорости и коэффициенты затухания. На ПАЭ №2, установленный на противоположной от имитатора АЭ стороне резервуара, вначале придёт упругая волна по стенке резервуара, а затем упругая волна по продукту (воде).

П9.4.7.4. Значение скорости распространения упругой волны для одинакового типа хранимого продукта для разных резервуаров может различаться в зависимости от уровня подтоварной воды и от плотности и высоты донных отложений в резервуаре.

П9.4.7.5. Допускается использовать ориентировочные значения скорости распространения продольных волн для разных типов хранимого продукта, приведённые в таблице П9.4.4.

Таблица П9.4.3

Ориентировочные значения скорости распространения продольных волн в различных типах хранимого продукта

Тип хранимого продукта	Значение скорости, м/с
Нефть сырая	1100
Дизельное топливо	1380
Бензин	1160
Керосин	1320
Мазут	1390
Спирт этиловый	1180
Вода	1450

П9.4.7.6. Ориентировочное значение коэффициента затухания упругой волны в продукте (воде) составляет 0,6÷0,8 дБ/м. Необходимо учесть, что коэффициент затухания упругих волн зависит от вязкости и температуры хранимого продукта.

П9.4.8. Организация ПАЭ в локационные группы

П9.4.8.1. При проведении АЭ-контроля днища установленные на стенку резервуара ПАЭ могут быть организованы в следующие локационные группы:

- планарная локация из ПАЭ нижнего основного ряда;
- планарная локация из «сторожевых» ПАЭ верхнего дополнительного ряда;
- линейная локация из ПАЭ нижнего основного ряда;
- объёмная локация из ПАЭ нижнего и верхнего рядов.

П9.4.8.2. Источники АЭ на планарной локации из ПАЭ нижнего основного ряда имеют координаты X и Y. Ось X проходит через какой-либо отличительный элемент на стенке резервуара (монтажный шов, ПАЭ № 1 и т.п.) и через центр днища. Ось Y проходит перпендикулярно оси X и через центр днища. Начало координат обеих осей находится в центре днища.

П9.4.8.3. Планарная локация из «сторожевых» ПАЭ верхнего дополнительного ряда является вспомогательной и служит для проверки правильности определения координат в локации из ПАЭ нижнего основного ряда.

П9.4.8.4. Линейная локация из ПАЭ нижнего основного ряда отображает источники АЭ на уторном сварном шве и первом поясе стенки резервуара. Для определения координаты источников АЭ в этой группе локации используется скорость распространения упругих волн по металлу стенки резервуара.

П9.4.8.5. Объёмная локация из ПАЭ нижнего и верхнего рядов отображает источники АЭ внутри объёма резервуара. Источники АЭ на этом локационном графике имеют координаты X, Y и Z.

Ось X и Y лежат в плоскости днища, а ось Z проходит перпендикулярно плоскости днища. Начало координат всех осей находится в одной точке. Объёмная локация является вспомогательной и служит для выделения сигналов от источников акустических шумов, исходящих из верхней части резервуара (понтон, кровля, плавающая крыша и т.д.).

П9.4.9. Проверка каналов АЭ системы

П9.4.9.1. Перед проведением АЭ-контроля днища необходимо провести проверку работоспособности каналов АЭ системы после установки на стенку ПАЭ, подключения кабельных линий связи и ПУ.

П9.4.9.2. Проверку производят с помощью источника АЭ типа Су-Нильсена (излом грифеля цангового карандаша ∅ 0,3÷0,5 мм длиной 2,5÷3 мм, твердостью 2Н (2Т)).

П9.4.9.3. Средние значения по всем АЭ каналам в одном ряду ПАЭ не должны различаться более, чем на ±3 дБ.

П9.4.9.4. Если это условие не выполняется, то необходимо выяснить причину (плохая подготовка поверхности для установки ПАЭ, неисправный ПАЭ, неисправный ПУ или неисправный электронный тракт АЭ канала) и устранить ее.

П9.4.9.5. После проведения АЭ-контроля необходимо провести контрольную проверку работоспособности каналов АЭ системы. Для этого необходимо имитатором АЭ (пружинный ударник) в любом месте стенки резервуара возбудить АЭ сигналы и проверить, что они приняты всеми установленными ПАЭ.

П9.4.10. Сбор АЭ данных

П9.4.10.1. Сбор данных АЭ-контроля днища проводят только после того, как будут установлены соответствующим образом параметры каналов АЭ системы (главным образом, уровень дискри-

минации), будет выполнена проверка работоспособности АЭ системы и все необходимые мероприятия по подготовке резервуара.

П9.4.10.2. Сбор АЭ данных при проведении АЭ-контроля днища резервуара производят с записью данных в файл на жесткий диск компьютера АЭ системы. Все файлы данных должны быть снабжены подробным описанием и комментариями.

П9.4.10.3. Время сбора данных при проведении АЭ-контроля днища на предмет контроля его коррозионного состояния должно быть не менее 1 часа.

П9.4.10.4. Во время проведения АЭ-контроля необходимо отмечать и регистрировать любые изменения: в шумовой обстановке, в активности АЭ каналов, погодных условиях и т.п. Во время проведения АЭ-контроля необходимо наблюдать за графиками изменения параметров и отмечать любую информацию, способную помочь при обработке и оценке собранных АЭ данных.

П9.4.10.5. Если во время проведения АЭ-контроля появляются источники акустических шумов, не выявленные ранее, то должны быть приняты меры по их устранению. На это время сбор АЭ данных приостанавливают.

П9.4.10.6. Если позволяют шумовые условия, рекомендуется повторить АЭ-контроль днища с более низким значением уровня порога по каналам.

П9.4.11. Предварительная оценка собранных АЭ данных

П9.4.11.1. После окончания АЭ-контроля днища необходимо провести предварительную оценку собранных данных.

П9.4.11.2. Необходимо определить величину C_{60} - общее количество АЭ сигналов, зарегистрированных по всем каналам АЭ системы в течение 60 минут измерений.

П9.4.11.3. Если значение C_{60} превышает значение $N_{ПАЭ}$ 25000 (где $N_{ПАЭ}$ – количество установленных ПАЭ), то это свидетельствует о наличии в данных большого количества сигналов от внешних акустических шумов. В этом случае необходимо провести повторный АЭ-контроль днища с более высоким порогом дискриминации по каналам АЭ системы или перенести АЭ-контроль на другое время.

П9.4.11.4. Если значение C_{60} составляет менее 5000, то необходимо провести повторный АЭ-контроль днища с более низким порогом дискриминации по каналам АЭ системы.

П9.4.11.5. На локационном графике планарной локации на днище резервуара не должно быть правильных геометрических фигур (кольца, дуги, прямые линии и т.п.). Наличие таких фигур свидетельствует об ошибочной локации сигналов от внешних источников акустических шумов.

П9.4.11.6. Если при проведении АЭ-контроля днища использовался дополнительный верхний ряд «сторожевых» ПАЭ, то необходимо по графику объёмной локации определить распределение лоцированных АЭ событий по высоте резервуара (координаты по оси Z). Наличие координаты более 200 см по высоте резервуара свидетельствует о приходе сигналов от верхних частей резервуара.

П9.4.12. Обработка и оценка собранных АЭ данных

П9.4.12.1. Собранные данные АЭ-контроля днища резервуара после предварительной фильтрации подвергаются обработке и оценке.

П9.4.12.2. Необходимо из всех АЭ данных после предварительной фильтрации выбрать временные интервалы с наиболее

спокойными шумовыми условиями и сохранить их в отдельный файл данных с суммарным временем равным 60±1мин, учитывая интервалы времени, удалённые во время предварительной фильтрации. В дальнейшей обработке и оценке будет использоваться этот файл данных.

П9.4.12.3. Для оценки днища на коррозионную активность используют файл данных, содержащий данные только от ПАЭ нижнего ряда и приведённый к 60 минутам. Степень коррозионной активности металла на поверхности листов днища резервуара оценивают по графику кумулятивного амплитудного распределения АЭ сигналов («Количество событий/Амплитуда, дБ» в логарифмическом масштабе) суммарно по всем каналам нижнего ряда, как показано на рисунке П9.4.3.

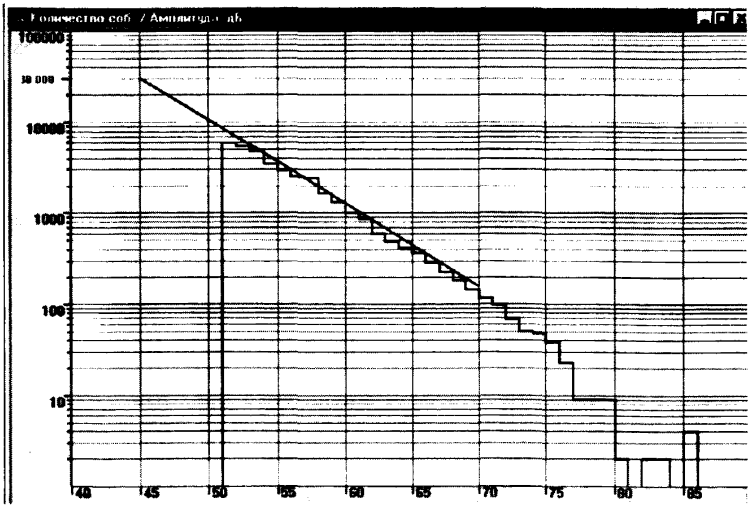


Рис. П9.4.3 Гистограмма кумулятивного распределения «Количество событий / Амплитуда, дБ»

П9.4.12.4. По графику «Количество событий / Амплитуда, дБ» определяют количество АЭ сигналов путем аппроксимации при оценочном пороге. Значение оценочного порога зависит от типа используемых ПАЭ и АЭ системы, и определяется диаметром резервуара. Ориентировочные значения оценочных порогов для резервуаров различного типа указаны в таблице П9.4.5.

Таблица П9.4.5

Ориентировочные значения уровня дискриминации для каналов АЭ системы

Объем резервуара, м^3	Диаметр резервуара, м	Уровень дискриминации, дБ
100	4,73	50
200	6,63	50
300	7,58	50
400	8,53	50
700	10,43	50
1000	12,33	45
2000	15,18	45
3000	18,98	45
5000	20,92 и 22,8	45
10000	28,5 и 34,2	40
15000	39,9	40
20000	39,9; 45,6 и 47,4	40
30000	45,6	35
50000	60,7	35

П9.4.12.5. Полученное значение АЭ сигналов с некоторой вероятностью определяет категорию оценки коррозионной активности днища (I, II, III, IV и V) согласно таблице П9.4.6, где N – количество ПАЭ в нижнем ряду.

П9.4.12.6. Если уровень твёрдых отложений на днище резервуара составляет более 50 см, то категорию оценки необходимо увеличить на 1.

Таблица П9.4.6

Категории оценки коррозионной активности днища по кумулятивному амплитудному распределению АЭ сигналов

Количество АЭ сигналов по кумулятивному амплитудному распределению	Категория оценки коррозионной активности	Характеристика категории оценки	Рекомендуемые последующие действия
менее 500·N	Нет	Не оценивается	Нет
(от 500 до 2000)·N	I	Очень слабая коррозионная активность	Принять к сведению
(от 2000 до 5000)·N	II	Слабая коррозионная активность	Провести повторный АЭ контроль днища в течение года
(от 5000 до 8000)·N	III	Средняя коррозионная активность	Провести повторный АЭ контроль днища в ближайшее время
(от 8000 до 10 000)·N	IV	Высокая коррозионная активность	Провести внутренне обследование днища в течение года
более 10 000·N	V	Очень высокая коррозионная активность	Провести внутренне обследование днища в ближайшее время

П9.4.12.7. Полученный после предварительной фильтрации и приведения к 60 минутам файл АЭ данных подвергают дальнейшей фильтрации с целью выделения АЭ сигналов со значением выбросов более 50. Файл данных с выбросами более 50 используют для локации мест с повышенной коррозионной активностью металла листов днища и мест возможной утечки продукта (воды).

П9.4.12.8. На графике планарной локации из ПАЭ нижнего основного ряда определяют группы лоцированных АЭ событий (кластеры). Размер кластера по осям X и Y устанавливают равным 1% от диаметра днища резервуара.

П9.4.12.9. Определяют количество лоцированных АЭ событий в каждом кластере и координаты центра кластера. Источники АЭ,

соответствующие обнаруженным кластерам, оценивают по количеству лоцированных АЭ событий в кластере на наличие утечки с некоторой вероятностью по категориям (I, II, III, IV и V) согласно таблице П9.4.7.

Таблица П9.4.7

Категории оценки источников АЭ по количеству лоцированных АЭ событий в кластере на наличие утечки

Количество лоцированных АЭ событий в кластере	Категория оценки источника АЭ	Характеристика категории оценки	Рекомендуемые последующие действия
менее 3	Нет	Не оценивается.	Нет
от 3 до 9	I	Признаков утечки нет.	Принять к сведению.
от 10 до 29	II	Малая вероятность возможной утечки.	Провести повторный АЭ-контроль днища в течение года.
от 30 до 59	III	Есть вероятность возможной утечки.	Провести повторный АЭ-контроль днища в ближайшее время.
от 60 до 89	IV	Большая вероятность возможной утечки.	Провести внутренне обследование днища в течение года.
90 и более	V	Наличие возможной утечки.	Провести внутренне обследование днища в ближайшее время.

П9.4.12.10. По результатам АЭ-контроля днища для резервуаров, находящихся в эксплуатации, с учетом категорий оценок коррозионной активности и наличия течи, рекомендуются сроки проведения внутреннего обследования днища согласно таблице П9.4.8.

Таблица П9.4.8

Рекомендуемые сроки проведения внутреннего обследования днища резервуара по результатам АЭ-контроля днища

Категория оценки источника АЭ	**I**	**II**	**III**	**IV**	**V**
Категория оценки коррозионной активности	**Срок проведения внутреннего обследования, лет**				
I	6	6*	4*	2*	1*
II	6*	4	4*	2*	1*
III	4*	4*	2	2*	1*
IV	2*	2*	2*	1	0
V	1*	1*	1*	0	0

*** - при условии проведении повторного АЭ-контроля днища в этот период.**

П9.4.12.11. На основе данных таблицы П9.4.8 можно продлить срок эксплуатации резервуаров без очистки и внутреннего обследования.

П9.4.12.12. Используя график линейной локации из ПАЭ нижнего основного ряда по файлу АЭ данных после предварительной фильтрации, следует выделить источники АЭ в районе уторного сварного шва. Координаты источников АЭ с наибольшим количеством лоцированных АЭ событий необходимо отметить для проведения дополнительного неразрушающего контроля (визуально-измерительного или ультразвукового) без вывода резервуара из эксплуатации.

П9.4.13. Оформление результатов АЭ-контроля днища

П9.4.13.1. Результаты АЭ-контроля днища резервуара могут быть представлены или отдельным заключением, или входить в отчет по диагностике резервуара как составная часть.

П9.4.13.2. Результаты АЭ-контроля днища должны быть оформлены в соответствии с требованиями ПБ 03-593-03 [26].

П9.4.13.3. Протокол АЭ-контроля днища резервуара должен содержать:

- сведения о контролируемом резервуаре;
- эскиз днища резервуара с изображением люков, патрубков, монтажных швов и другого оборудования на стенке резервуара и мест установки ПАЭ;
- информацию об организации, проводящей АЭ-контроль;
- тип используемой АЭ системы и ПАЭ;
- параметры настройки каналов АЭ системы;
- условия проведения АЭ-контроля;
- категорию оценки коррозионной активности днища по результатам АЭ-контроля;
- категорию оценки источников АЭ на наличие утечки по результатам АЭ-контроля днища;
- координаты источников АЭ с возможной утечкой и активной коррозией на днище.

П9.4.13.4. Заключение по результатам АЭ-контроля днища резервуара должно содержать выводы о годности резервуара к дальнейшей эксплуатации; а также рекомендации о сроках последующего внутреннего обследования днища.

П9.5. Требования безопасности

П9.5.1. При работе с АЭ аппаратурой необходимо соблюдать правила безопасности, изложенные в «Правилах технической эксплуатации электроустановок потребителей», «Правилах техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей», «Правилах устройства электроустановок» и в паспорте на используемую аппаратуру.

П9.5.2. Заземление АЭ аппаратуры должно осуществляться специальной жилой (третьей) с отличительным признаком, расположенной в одной оболочке с фазными жилами переносного провода, которые подсоединяются к корпусу прибора и к специальному контакту вилки штепсельного разъёма. Сечение этой жилы должно быть равным сечению фазных проводов. Жилы проводов должны быть медными, гибкими, диаметром не менее 2,5 мм.

П9.5.3. Все внешние элементы блоков и источников электропитания, находящиеся под напряжением, превышающем 42 В по отношению к корпусу, должны иметь защиту от случайных прикосновений во время работы прибора, а узлы с напряжением свыше 500 В должны иметь предупредительное обозначение.

П9.5.4. Для проведения диагностических работ во взрывоопасных зонах допускается применение оборудования во взрывозащищенном исполнении, которое по уровню взрывозащиты, степени защиты оболочки и способу монтажа соответствует классу взрывоопасной зоны, категории и группе взрывоопасной смеси.

П9.5.5. Во взрывоопасных зонах запрещается:

- включать в работу электроустановки при неисправном защитном заземлении (зануления), неисправных

блокирующих устройствах, нарушении взрывозащитных свойств оболочки;

- вскрывать оболочки взрывозащищенного оборудования при нахождении токоведущих частей под напряжением;
- включать электрооборудование без защиты от токов короткого замыкания и перегрузки;
- применять некалиброванные плавкие вставки предохранителей;
- применять переносные светильники, не отвечающие требованиям взрывобезопасности.

П9.5.6. Во взрывоопасных зонах запрещается производить все работы, связанные с переключением находящихся под напряжением кабельных линий связи, перестановкой преобразователей АЭ, регулировкой и ремонтом диагностической аппаратуры.

П9.5.7. При работе с АЭ аппаратурой в ночное время допускается присутствие специалистов только в месте расположения передвижной лаборатории или зоны, огороженной для размещения АЭ аппаратуры.

П9.5.8. Требования по охране природы при проведении АЭ контроля резервуаров не предъявляются, т.к. при эксплуатации, транспортировании, хранении АЭ аппаратуры вредные воздействия на окружающую среду - воздух, воду, почву, растительный и животный мир - отсутствуют.

Приложение 10

Дефектоскопия резервуаров электромагнитными методами НК

П10.1. Оборудование для неразрушающего контроля стальных резервуаров состоит из измерительного модуля (сканера), одометра и устройства регистрации информации.

- Сканер, основанный на регистрации магнитных полей рассеивания и работающий в приложенном поле, имеет в своем составе магнитную систему (на постоянных магнитах или электромагнитах) и датчики Холла. Ширина сканирования (габариты системы) варьируется в зависимости от поставленной задачи и обычно находится в диапазоне от 100 до 450 мм.
- Электромагнитный сканер имеет в своем составе вихретоковые преобразователи. Ширина сканирования аналогична приборам для регистрации полей рассеяния.

П10.2. Проведение неразрушающего контроля основного металла и сварных соединений

П10.2.1. Перед началом проведения неразрушающего контроля осуществляется настройка прибора:

- устанавливается начальная координата сканирования;
- выбирается порог срабатывания индикации дефектов;
- вводятся служебные данные, необходимые для отчета;
- проводится калибровка прибора по образцам.

П10.2.2. Сканер устанавливается на объект контроля (стенка, днище, крыша). Место установки привязывается к ориентирам резервуара для последующего предоставления отчёта.

П10.2.3. Оператор проводит сканирование участка резервуара (стенки, днища, сварного соединения). Длительность и направление сканирования определяются исходя из удобства работы на резервуаре (на вертикальных стенках предпочтительно проводить горизонтальное сканирование).

П10.2.4. В режиме работы On-line, оператор, ориентируясь на показания прибора (В-скан, индикация пороговых значений сигналов от дефектов), отмечает дефектные участки. Для уточнения размеров дефектов и остаточной толщины листа в этих местах используется УЗ толщиномер.

П10.2.5. После проведения первого проезда, сканер смещается по направлению, перпендикулярному движению, с 20-процентным перекрытием полосы предыдущего сканирования. Последующие проезды производятся до завершения обследования всей зоны НК.

П10.3. Обработка результатов неразрушающего контроля

П10.3.1. Дефектоскопия может проводиться в режиме записи в память прибора с последующей обработкой и расшифровкой дефектограмм.

П10.3.2. Результаты контроля предоставляются в виде карты дефектов (С-скан с привязкой к размерам контролируемого участка резервуара). Дефекты классифицируются по размерам и видам (точечный, трещина, сплошная коррозия).

П10.3.3. В зонах, в которых обнаруженные дефекты близки к предельно допустимым, значения размеров дефектов и/или остаточной толщины металла уточняются ультразвуковым методом.

П10.3.4. По результатам контроля оформляется отчет с указанием мест необходимого ремонта.

Контроль резервуаров методом магнитной памяти металла

П11.1. Цель обследования с применением метода магнитной памяти металла (метода МПМ) - определить наиболее напряжённые и предрасположенные к повреждениям участки основного металла и сварных швов, в которых микро- и макродефекты уже существуют или находятся в стадии зарождения. Кроме этого, обследование методом МПМ позволяет:

- проводить инструментальный контроль максимального объёма конструкций резервуара с минимальными затратами на подготовительные работы, вплоть до 100%-го обследования сварных соединений и стенок резервуаров, при условии свободного доступа к ним снаружи или изнутри;
- выявлять зоны концентрации напряжений (ЗКН) – потенциальные источники развития повреждений в сварных соединениях (в том числе в уторных и угловых швах) и основном металле резервуаров, где коррозионные и усталостные процессы протекают наиболее интенсивно;
- определять участки стенок резервуаров, имеющих язвины и другие виды коррозии на наружной и внутренней поверхностях;
- оценить напряженно-деформированное состояния резервуара с локализацией наиболее нагруженных участков сварных швов и стенок резервуаров.

Учитывая высокую производительность метода МПМ и его нетребовательность к качеству подготовки поверхности контролируемой конструкции, наиболее предпочтительно применение метода МПМ для локализации и уточнения зон проведения комплекса традиционных методов неразрушающего контроля, ВИК, ультразвуковых методов и т.д.

П11.2. Требования к аппаратуре и оборудованию для обследования с применением метода магнитной памяти металла (метода МПМ):

- для проведения обследования методом МПМ допускаются специализированные магнитометрические приборы и сканирующие устройства, соответствующие требованиям ГОСТ Р 52005-2003 [61].

П11.3. Контроль резервуаров можно выполнять как во время эксплуатации (под нагрузкой или при гидравлических испытаниях) без удаления рабочей среды при условии соблюдения правил техники безопасности, так и во время ремонта (останова).

П11.4. При проведении контроля методом МПМ не требуется зачистка металла (допускается присутствие лакокрасочного покрытия или немагнитной изоляции толщиной до 5 мм) и не требуется предварительное намагничивание, так как при контроле используется естественная намагниченность и измеряется собственное магнитное поле рассеяния (СМПР) объекта контроля.

П11.5. Рекомендуется применять метод МПМ сразу после проведения визуального осмотра и в качестве экспресс-метода по отношению к традиционным методам контроля (ультразвуковой, вихретоковый, рентгенографический и т.д.).

П11.6. Контроль методом МПМ проводится в соответствии с «Методикой экспресс-диагностики сосудов и аппаратов с использованием магнитной памяти металла» [59]. Объем контроля определяется экспертной организацией, проводящей контроль.

П11.7. Контролю методом МПМ подвергаются сварные соединения и обечайка резервуара.

П11.8. В случае проведения 100% контроля во время предыдущего обследования резервуара, при неизменности конструкции резервуара и условий эксплуатации, допускается проводить повторное обследование только в ранее выявленных зонах концентрации напряжений.

П11.9. Предварительная подготовка

П11.9.1. Перед началом обследования резервуара должны быть соблюдены соответствующие правила техники безопасности.

П11.9.2. Оператор должен точно знать расположение узлов резервуара в соответствии с формуляром (чертежом, схемой развертки и т.п.) для фиксирования выявленных ЗКН на формуляре и для составления отчёта.

П11.9.3. Непосредственно на резервуаре и в формуляре отмечается зона контроля, проводится обозначение участков контроля (нумерация) сварных соединений и стенок.

П11.9.4. Проводится установка феррозондовых преобразователей многоканальных сканирующих устройств напротив контролируемых зон сварных соединений или основного металла конструкций резервуара.

П11.9.5. Оператор проводит настройки прибора контроля и устанавливает соответствующие режимы проведения контроля.

П11.10. Проведение контроля

П11.10.1. Контроль проводят один или два оператора.

П11.10.2. Сканирующее устройство (СУ) перемещается вдоль участка контроля сварного соединения или стенки.

П11.10.3. Магнитограмма результатов контроля записывается в энергонезависимую память прибора.

П11.10.4. Записанная информация вызывается из памяти прибора и на экране проводится просмотр магнитограммы с графиками распределения поля H_p и графиками распределения градиентов поля *dH/dx* и *dH/dz*.

П11.10.5. Для количественной оценки уровня концентрации напряжений используются градиенты нормальной *dH/dx* и/или тангенциальной *dH/dz* составляющих поля H_p.

П11.10.6. Общим признаком ЗКН и развитых дефектов является локальное изменение поля H_p и его градиентов *dH/dx* и *dH/dz*. Зоны максимальной КН соответствуют зонам с максимальными величинами градиентов *dH/dx* и *dH/dz*.

П11.10.7. Анализ результатов контроля проводится раздельно для основного металла стенок и сварных соединений.

П11.10.8. Наиболее предрасположенными к развитию повреждений являются участки сварного шва или основной металл, на которых зафиксированы максимальные (предельные) значения градиента поля *dH/dz* и/или *dH/dx*.

П11.10.9. Выявленная ЗКН отмечается мелом или краской (маркером) непосредственно на сварном соединении. В журнале регистрации отмечается максимальное значение градиентов поля *dH/dx* и/или *dH/dz* для данного участка контроля.

П11.10.10. Расположение всех максимальных ЗКН, выявленных при анализе результатов контроля, должно быть отмечено на формуляре (чертеже, схеме развертки и т.д.) резервуара.

П11.10.11. Дополнительно в этих ЗКН назначается обследование другими методами неразрушающего контроля (визуально-измерительным, вихретоковым, ультразвуковым и т.д.).

П11.10.12. Документальное оформление результатов проводится в соответствии с «Методикой экспресс-диагностики сосудов и аппаратов с использованием магнитной памяти металла» [59].

Приложение 12

Оформление заключения экспертизы промышленной безопасности резервуара

П12.1. Порядок оформления заключения экспертизы промышленной безопасности резервуара должен соответствовать требованиям «Правил проведения экспертизы промышленной безопасности опасных производственных объектов» ПБ 03-246-98 [25].

П12.2. Заключение экспертизы промышленной безопасности должно содержать:

- вводную часть;
- перечень объектов экспертизы, на которые распространяется действие заключения экспертизы;
- данные о заказчике;
- цель экспертизы;
- сведения о рассмотренных в процессе экспертизы технических документах (проектных, конструкторских, эксплуатационных, ремонтных, декларации промышленной безопасности и др.);
- краткую характеристику и назначение объекта экспертизы;
- результаты экспертизы;
- заключительную часть с выводами, заключением и при необходимости рекомендациями по техническим решениям и проведению компенсирующих мероприятий;
- приложения (протоколы и акты неразрушающего контроля, копия лицензии экспертной организации).

П12.3. Вводная часть должна содержать:

- основание для проведения экспертизы;
- даты начала и окончания проведения натурного обследования;

- сведения об экспертной организации;
- сведения об экспертах и специалистах по неразрушающему контролю с перечислением фамилий, И.О., должности, уровня квалификации и указанием номеров удостоверений, наименования выдавшего их органа по аттестации и даты их выдачи или срока действия;
- перечень работ, проведённых при экспертизе промышленной безопасности;
- сведения об использованных приборах и оборудовании, с указанием наименования прибора, заводского номера и даты последней поверки прибора.

П12.4. В разделе «Основание для проведения экспертизы» вводной части заключения должны быть указаны основания для проведения экспертизы:

- истечение нормативного срока со времени проведения предыдущего обследования;
- необходимость вывода резервуара из эксплуатации в ремонт или реконструкцию;
- обнаружение недопустимых повреждений службой эксплуатации резервуара;
- ввод в эксплуатацию резервуара, долгое время не находившегося в эксплуатации и др.

Кроме того, в данном разделе могут быть указаны наименование и номер договора между владельцем резервуара и экспертной организацией на проведение экспертизы.

П12.5. Раздел «Результаты экспертизы» должен содержать краткий аннотационный отчет (2–3 стр.) о результатах экспертизы. Ре-

комендуется излагать результаты диагностики по видам контроля. По каждому из видов контроля должны быть указаны:

1) нормативный документ, в соответствии с которым проводится данный вид контроля;
2) обнаружены (или не обнаружены) недопустимые дефекты;
3) перечень дефектов, обнаруженных при диагностике;
4) выводы по данному виду контроля.

В разделе «Результаты экспертизы» допускается указывать только недопустимые, а также допустимые, но наиболее существенные дефекты (например, для слежения за состоянием конструкции при последующих обследованиях). Полный список обнаруженных данным видом контроля дефектов допускается приводить только в акте по данному виду контроля. Все акты и протоколы по видам контроля приводятся в приложениях к заключению экспертизы промышленной безопасности (рекомендуемые образцы см. в Приложениях А – Ц).

В разделе, касающемся результатов ультразвуковой толщинометрии, коррозионный износ днища и кровли рекомендуется указывать как в мм, так и в процентах от номинальной толщины (поскольку предельный коррозионный износ листов днища и кровли указывается в процентах). Коррозионный износ стенки резервуара следует указывать в мм, рекомендуется также указывать отбраковочную толщину или минимальный фактический запас по толщине до достижения отбраковочной толщины стенки, которая определяется расчётным путем.

Примечание. Указывать коррозионный износ стенки в процентах от номинальной толщины лишено смысла. В качестве примера рассмотрим два резервуара: пусть начальная толщина первого пояса у первого резер-

вуара - 10 мм, у второго – 7 мм и пусть минимально необходимая толщина стенки - 6,5 мм. Тогда износ первого резервуара на 30% (износ 3 мм, остаточная толщина 7 мм) менее опасен, чем износ второго резервуара на 10% (износ 0,7 мм, остаточная толщина 6,3 мм).

П12.6. Раздел «Выводы» должен содержать следующие выводы:

- соответствие (или несоответствие) технического состояния резервуара требованиям безопасности, предъявляемым нормативными документами по промышленной безопасности, а также техническим требованиям настоящего РД;
- вывод о категории технического состояния резервуара (исправное, работоспособное, ограниченно работоспособное, аварийное).

П12.7. Раздел «Заключение» должен содержать резюмирующий текст, например: «Резервуар (наименование, тех. позиция, регистрационный номер) объёмом 5000 м^3, установленный в цехе № 5 ЗАО «Трест 1» (или принадлежащий ЗАО «Трест 1»), может быть допущен к дальнейшей безопасной эксплуатации в проектном режиме (или «для хранения мазута при уровне налива не более 8 м») на срок 5 лет - до …(число, месяц, год) (или «при условии выполнения рекомендаций»).

П12.8. Рекомендации должны содержать перечень условий или компенсирующих мероприятий, при которых возможна дальнейшая эксплуатация резервуара. К ним могут относиться, например:

- периодическое проведение геодезических измерений и слежение за дальнейшей осадкой резервуара (в данном случае следует указать мероприятия, которые необходимо провести при превышении допускаемой величины осадки, например, обратиться в специализированную организацию или принять какие-либо другие меры);

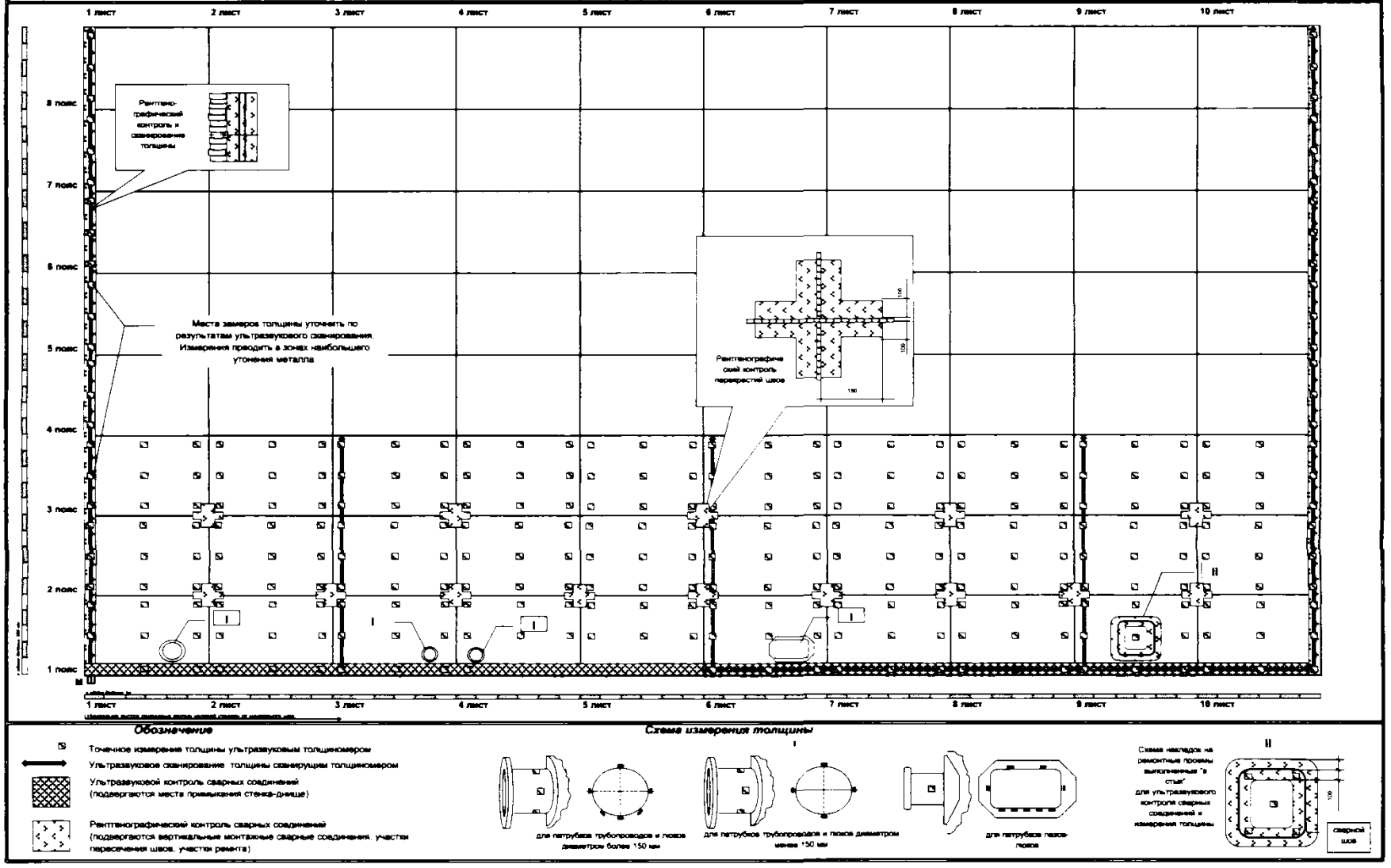
- ремонт вспомогательных элементов резервуара, выполнимый при работающем резервуаре с указанием срока выполнения ремонта (например, ремонт обвалования, ремонт отмостки, удаление растительности по периметру отмостки, ремонт мелких сквозных повреждений кровли без применения сварки с помощью эпоксидных составов и т.п.); срок выполнения такого ремонта должен быть оговорен в заключении и не должен превышать 0,5 года.

Не допускается в числе рекомендаций указывать ремонт основных элементов резервуара. Например, не допускается заключение «Резервуар может быть допущен к дальнейшей эксплуатации при условии замены первого пояса стенки». В рассмотренном случае в заключении должно быть указано, что «...резервуар не может быть допущен к дальнейшей эксплуатации и ... требует замены первого пояса стенки». В этом случае резервуар должен быть выведен из эксплуатации, произведён его ремонт, выполнен контроль качества ремонта и проведена повторная экспертиза промышленной безопасности на основе отдельной договоренности между владельцем резервуара и этой же или другой экспертной организацией. В заключении повторной экспертизы могут быть использованы ссылки на результаты данной экспертизы, а также приведены акты контроля качества ремонта и выводы по ним.

Приложение А
(рекомендуемое)

КАРТА КОНТРОЛЯ

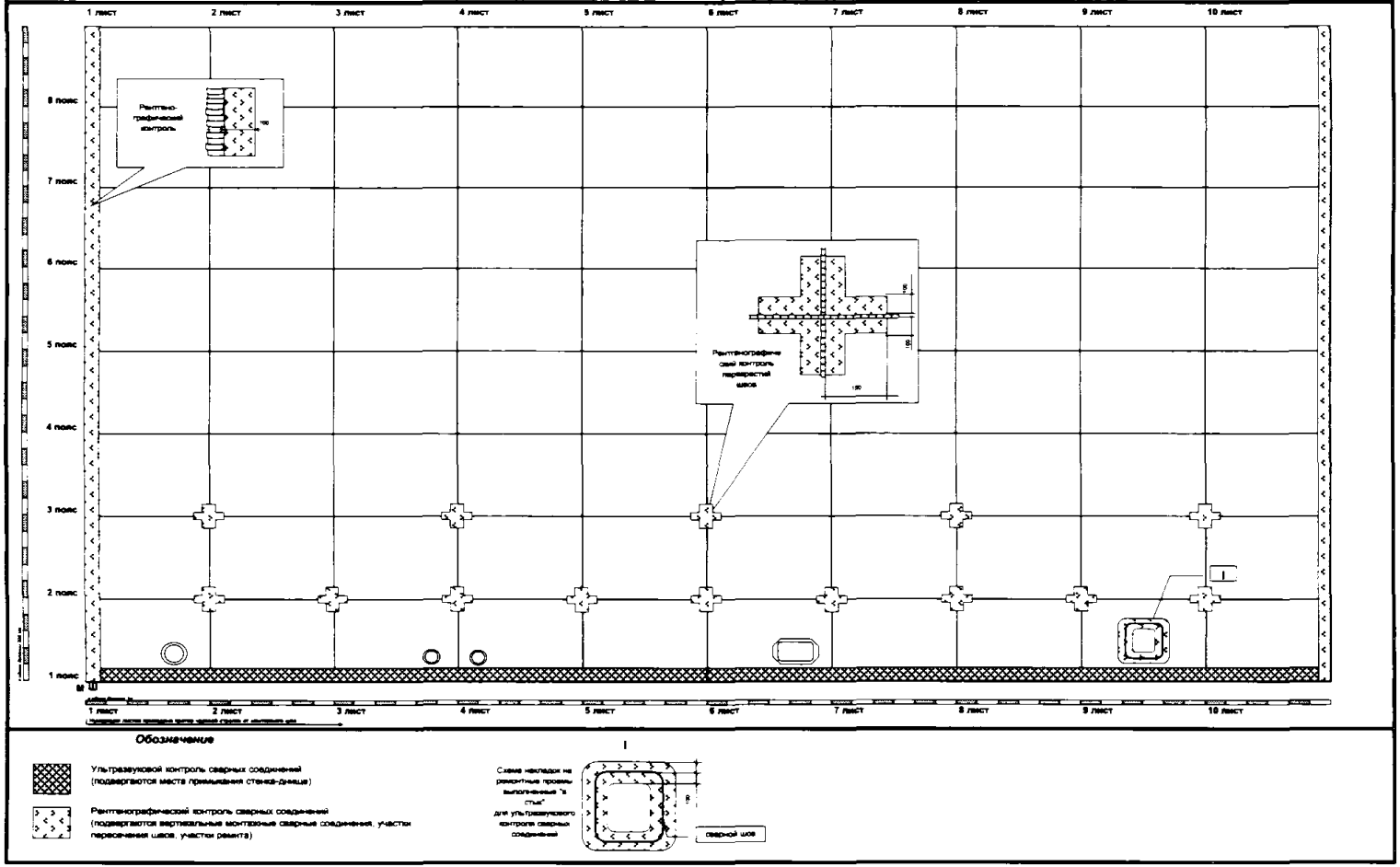
вертикальной стенки резервуара для полного технического диагностирования



Приложение Б
(рекомендуемое)

КАРТА КОНТРОЛЯ

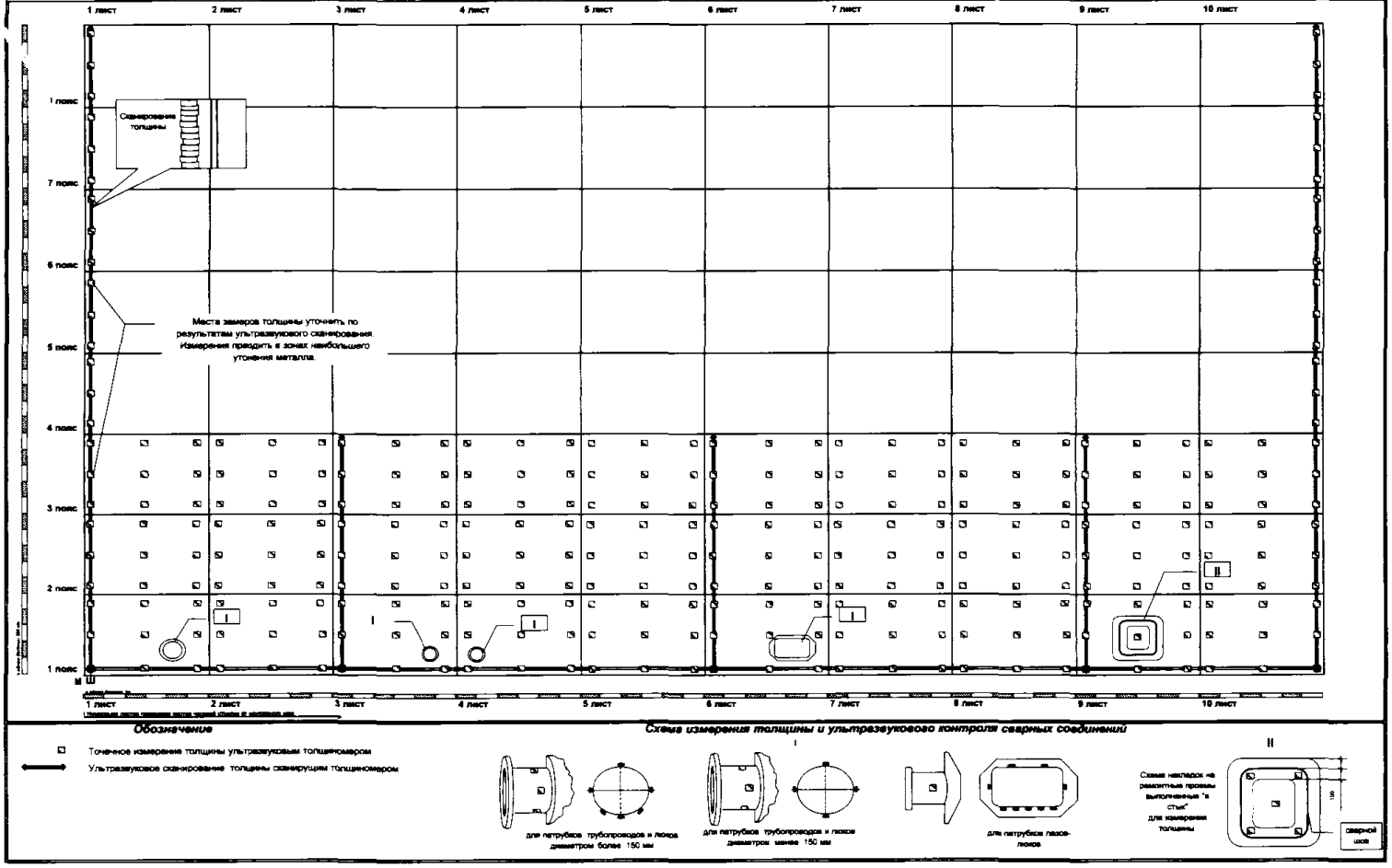
сварных соединений вертикальной стенки резервуара (УЗД и рентгенография)



Приложение В
(рекомендуемое)

КАРТА КОНТРОЛЯ

вертикальной стенки резервуара (УЗТ)



Приложение Г
(рекомендуемое)

КАРТА КОНТРОЛЯ

кровли резервуара (УЗТ)

Условное обозначение

5 Точечное измерение толщины ультразвуковым толщиномером. Каждый лист полотна кровли, окрайка - не менее 3 точек.

Ультразвуковое сканирование толщины сканирующим толщиномером

3 номер листа вертикальной стенки

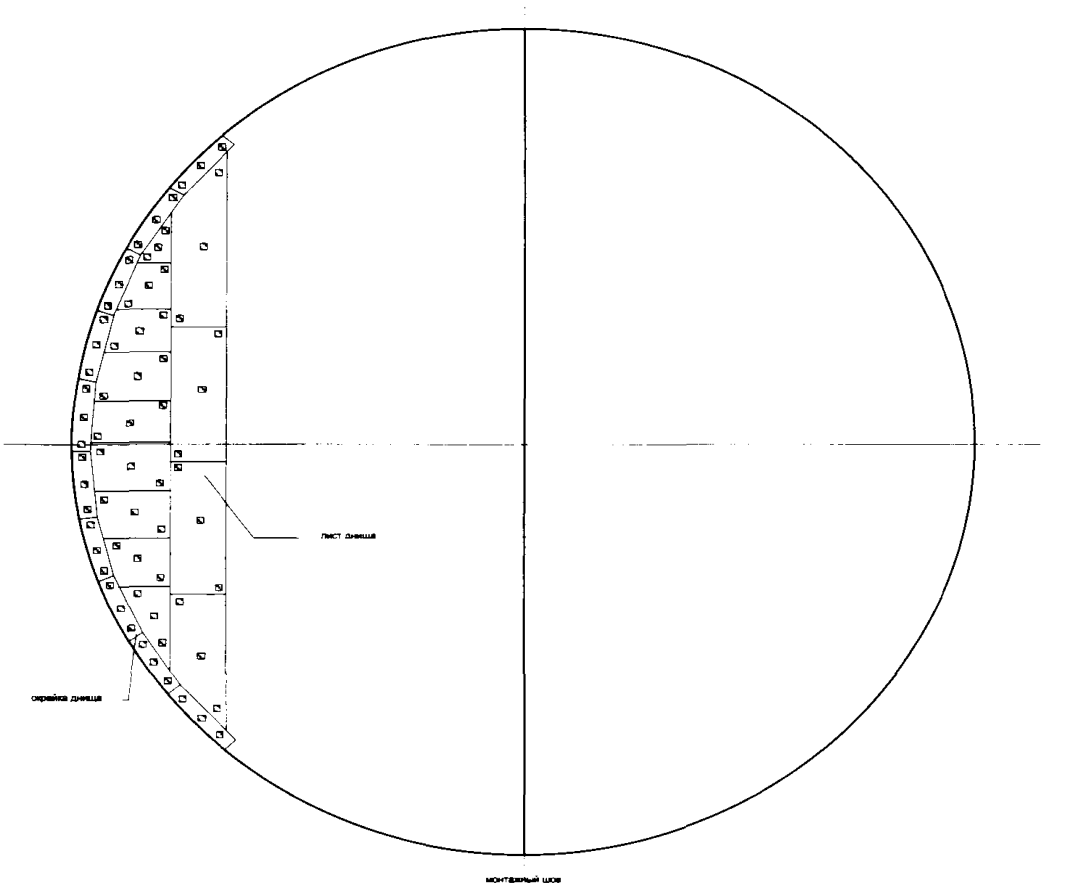
МШ монтажный шов

Схема замеров толщины патрубков технологического оборудования, люков.

Приложение Д
(рекомендуемое)

КАРТА КОНТРОЛЯ

днища резервуара (УЗТ)



Условное обозначение

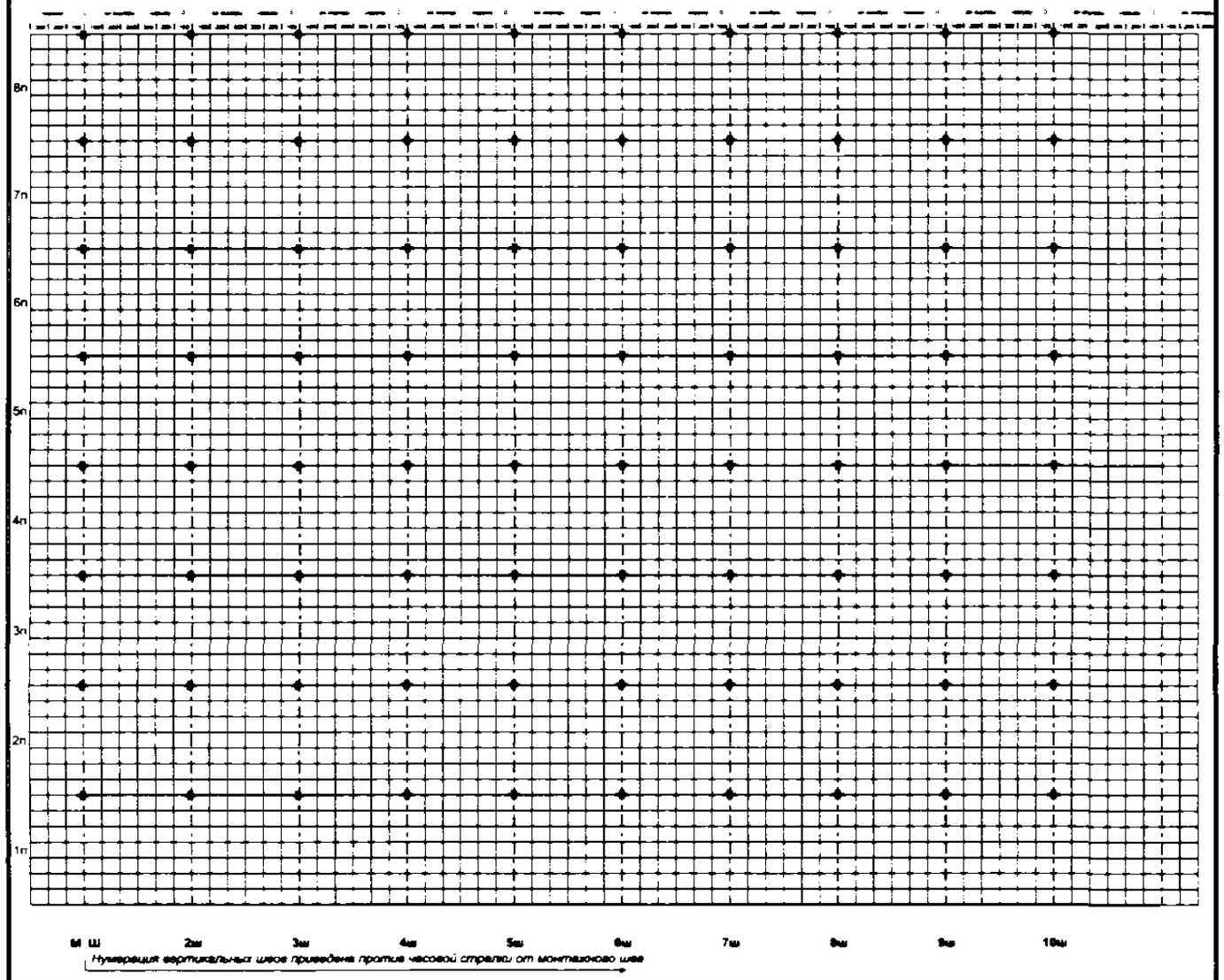
5 Точечное измерение толщины ультразвуковым толщиномером. Каждый лист полотна и окрайки днища не менее 3 точек.

Приложение Е
(рекомендуемое)

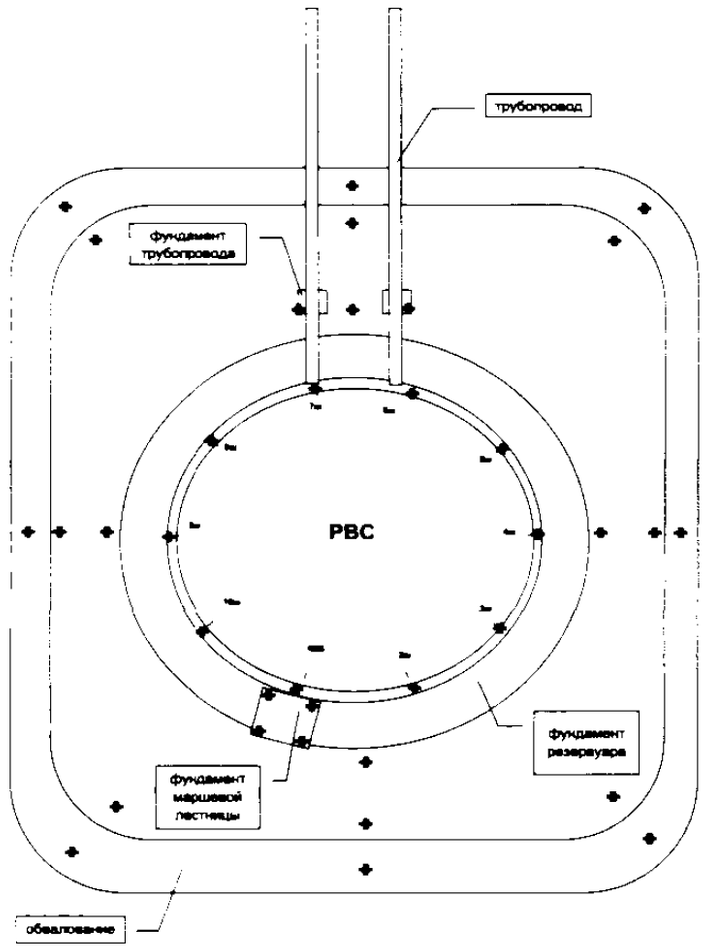
КАРТА КОНТРОЛЯ

отклонения стенки резервуара от вертикали, нивелирования окрайки днища, фундаментов трубопроводов, фундамента маршевой лестницы, обвалования

Отклонение стенки резервуара от вертикали



Нивелирование окрайки днища, фундаментов трубопроводов, фундамента маршевой лестницы, обвалования



Обозначение

◆ Нивелирование

Подвергается каждый пояс резервуара. Проводится по вертикальным сварным швам, расстояние между замерами не меньше 6 м

подвергаются
- окрайка днища, напротив вертикальных швов стенки, расстояние между замерами не менее 6 м,
- фундамент трубопроводов,
  фундамент маршевой лестницы,
- обвалование.

За "0" принято высотное положение окрайки днища у монтажного шва вертикальной стенки резервуара.

Приложение Ж
(рекомендуемое)

КАРТА КОНТРОЛЯ

вертикальной стенки резервуара (АЭ)

Обозначение

- Место для установки датчика
- *L* Рассояние м/у датчиками нижних поясов
- *K* Расстояние м/у датчиками верхнего пояса

Описание

1. *Датчики устанавливают приблизительно на одинаковых расстояниях по всему периметру вертикальной стенки резервуара*
2. *На первом поясе устанавливают базовые 6 датчиков на высоте 0,5м выше максимального уровня донных отложений или, на высоте 1м*
3. *Сторожевые датчики устанавливают на расстоянии 4-5м от базовых, методом треугольника.*
4. *На верхнем поясе устанавливают дополнительно 3 сторожевых датчика также на равных расстояниях по всему периметру стенки*
5. *Размеры зачистки 50х50 мм до Rz 40.*

Приложение И
(рекомендуемое)

Протокол № ВО - 1/01

от

О проведении визуально-измерительного контроля металлоконструкций резервуара

Владелец	
Место установки	
РВС №	*1*
Объем м^3	*3000*

Контроль	Метод контроля	*визуально - измерительный*			
	Приборы,оборудование:	Комплект ВИК "ЛУЧ-1"	зав № 146/13	свид-во гос.поверки	№2 от
	НТД на контроль	Инструкция по визуальному и измерительному контролю РД 34-10-130-96			
	НТД на оценку кач-ва	Правила технической эксплуатации резервуаров и инструкции по их ремонту; РД 08-95-95; РД 153-112-017-97; СНиП 3.03.01-87;			
	Контроль провел	дефектоскопист (должность)	Иванов И.И. (Ф И О)	3227-2000-01 (№ удостоверения)	(дата выдачи)

Проведен визуальный осмотр, измерение дефектов, металлоконструкций резервуара с внешней стороны.

Результат контроля

элемент	описание обнаруженного дефекта	№ позиции на схеме	длина мм	ширина мм	диаметр мм	глубина (высота) мм
Вертикальная стенка	Осповидная неравномерная коррозия нижней части первого пояса и выступающей окрайки	прилож.1	по всему периметру	200	до 10	0,5
Вертикальная стенка	Поры выходящие на поверхность сварных швов	прилож.1 фото 2,11			до 2,0	до 4,0
Вертикальная стенка	Подрезы основного металла в сварных швах-вертикальных, горизонтальных, усилительнх накладок, монтажного шва, уторного узла.	прилож 1 фото 7,14	до 350			от 1,0 до 2,0
Вертикальная стенка	Свищи по сварным швам	Прил.1, фото 7				
Вертикальная стенка	Плены металла	Прил.1, фото 4	200	200		до 2,8
Вертикальная стенка	Трещина в сварном шве накладки	Прил.1 фото 5,6	20			
Вертикальная стенка	Тещины по сварным швам элемента устроенного для выправления вмятины	Прил.1 фото 5,6				
Вертикальная стенка	Трещины по сварному шву крепления трубопровода пожаротушения	Прил.1	40			
Вертикальная стенка	Вмятины в уторном узле	Прил.1 ф. 3,10,22	30000	400		90,0
Вертикальная стенка	Вмятина в районе монтажного шва с 8 по 4 пояс	Прил.1	6500	1400		40,0
Вертикальная стенка	Вмятины в районе подводящего трубопровода	Прил.1 пояс1, п.6	1500	1000		20,0
Вертикальная стенка	Вмятины в районе ремонтного проема	Прил.1 п.1,2, л.9	2000	1000		10,0
Вертикальная стенка	Вмятина с 8 по 5 пояс	Прил.1 лист 6,7	5500	2500		30,0
Вертикальная стенка	Выпучины в районе перекрестий сварных швов	Прил.1	150	150		до 5
Вертикальная стенка	Оплавления, вырывы основного металла в районе монтажных прихваток	Прил.1	до 50			3,0
Вертикальная стенка	Превышение высоты усиления сварного шва, 8,9 листы с 7 по 1 пояс	Прил.1	до 100			до 10
Вертикальная стенка	неполностью заполненены сварные швы	Прил.1	до 50			до -2
Вертикальная стенка	Геометрия монтажного шва не соответствует ТУ, по ширине, высоте, чешуйчатости.	Прил.1				
Пенокамера	Сквозная коррозия верхней части корпуса.	Прил.1 п.8, п.8	вся площадь			
Выступающая окрайка днища	Деформация окрайки днища вследствии осадки основания	Прил.1 фото 3				
Выступающая окрайка днища	участки с отсутствием выступающей части	Прил.1 фото 8.	до 3 м	от 0 до 10		
Отмостка	частично разрушена, растительность, скопление грунта.	Прил.1, ф. 3,8,9,13.				
Основание	Отсутствие грунта под днищем, грунт без гидрофобной пропитки	Прил.1, ф. 13,17	1500	1000		200,0

Результат контроля

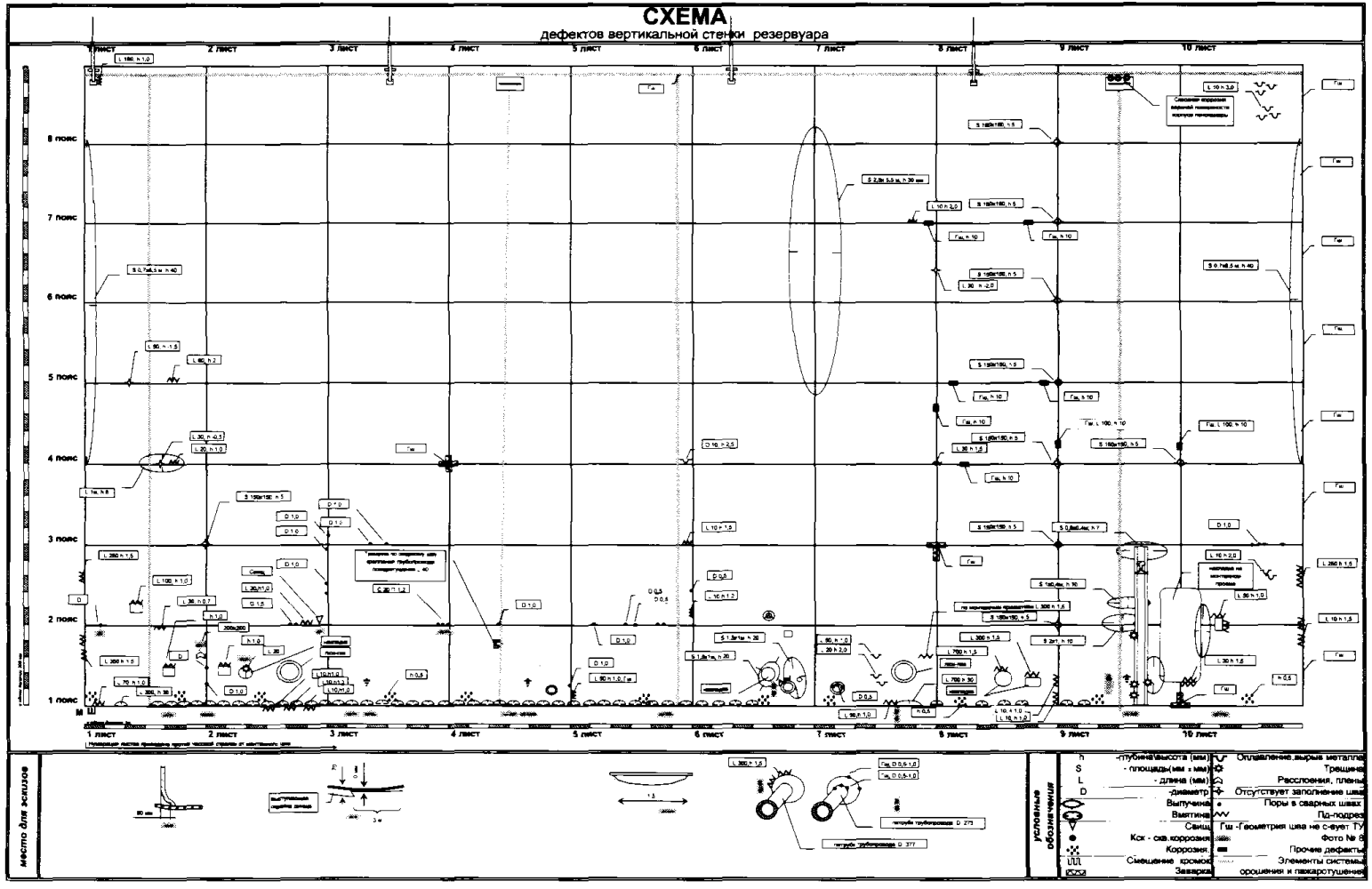
элемент	описание обнаруженного дефекта	№ позиции на схеме	длина мм	ширина мм	диаметр мм	глубина (высота) мм
Заземление	Часть элементов заземления не имеет контакта с корпусом резервуара и с контуром	Прил.1, ф. 9,10,21				
Кровля	Коррозия металла полотна в местах скопления атмосферных осадков	Прил.2, ф. 23,24,26	1500	1000		0,5
Кровля	Свищи в сварных швах основного полотна	Прил.2, фото. 27			0,3	
Кровля	*Вмятины, выпучины по периметру кровли*	Прил.2, ф. 23,24,26	*1000*	*1000*		*15,0*
Кровля	участки вертикальной стенки выступающие над кровлей, препятствуя нормальному отводу атмосферных осадков	Прил.2, фото. 26	1500			20,0
Кровля	Геометрия шва в уторном узле не соответствует ТУ.	Прил.2, фото. 25				
Кровля	Под новым полотном участки неудаленной старой кровли					

Заключение

Резервуар не годен к дальнейшей эксплуатации

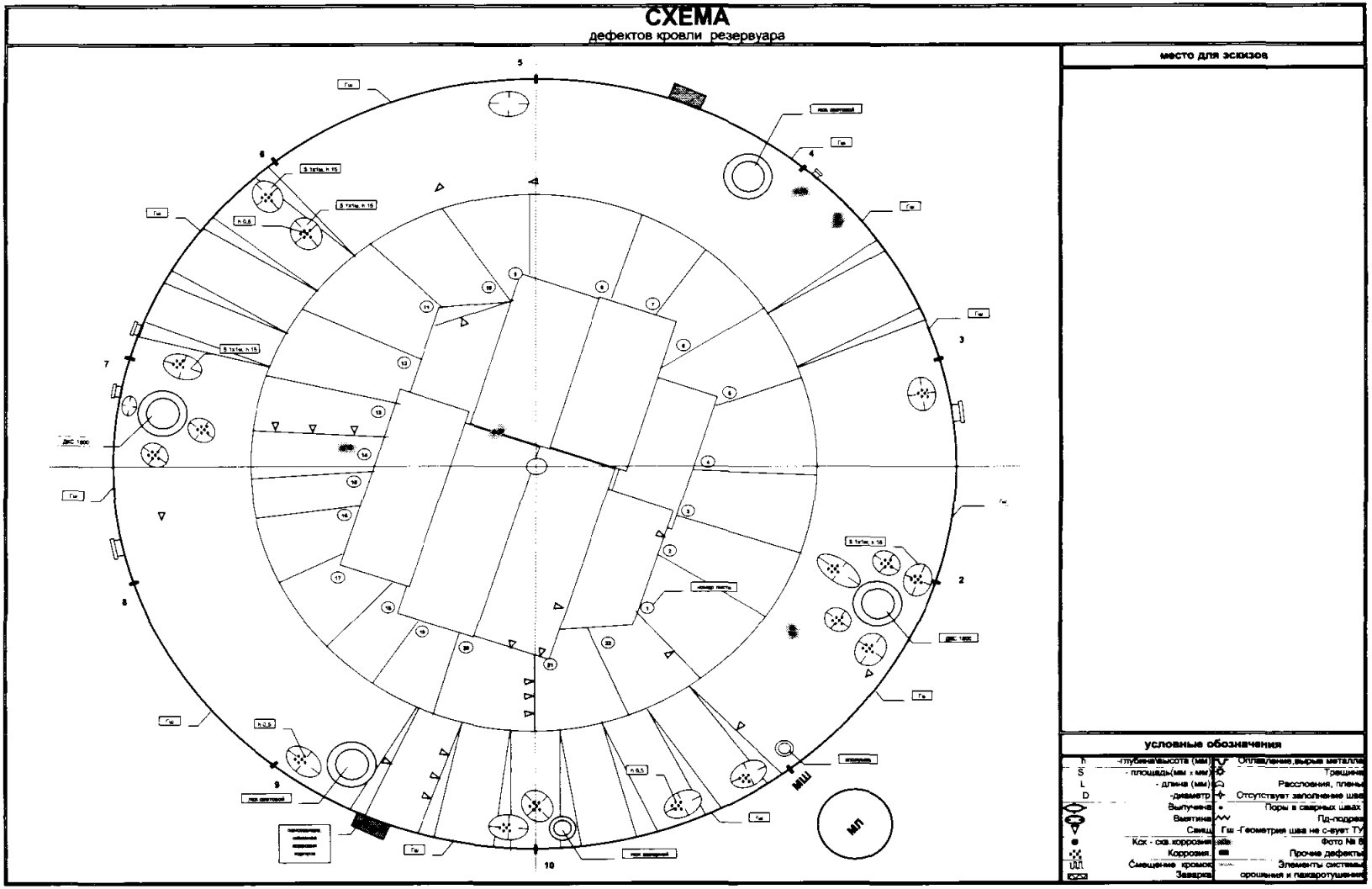
Контроль произвел	дефектоскопист	Иванов И.И.		
Заключение дал	дефектоскопист	Иванов И.И.		
	должность	Ф.И.О	подпись	дата

Приложение К
(рекомендуемое)



Приложение Л
(рекомендуемое)

СХЕМА
дефектов кровли резервуара



Приложение М
(рекомендуемое)

Протокол № УЗТ - 1/01

от

О проведении толщинометрии металлоконструкций резервуара

Владелец	
Место установки	
РВС №	*1*
Объем м^3	*3000*

Контроль						
Метод контроля	*акустический: эхо-импульсный, код-427612 по ГОСТ 18353-79*					
Прибор	*Булат-1М*	Свид.гос.повер.	*от 27.11.00*	ПЭП	*П112 -5-10х2*	
Зав. №	*645*			Зав. №		
Прибор		Свид.гос.повер.		ПЭП		
Зав. №				Зав. №		
НТД на контроль	ГОСТ 14782-86; РД 153-112-017-97					
НТД на оценку кач-ва	Правила технической эксплуатации резервуаров и инструкции по их ремонту.					
Контроль провел	дефектоскопист (должность)	Иванов И.И. (Ф.И.О)	3227-2000-01 (№ удостоверения)	(дата выдачи)		

Проведены измерения толщины вертикальной стенки, кровли, подводящих трубопроводов до задвижек, патрубков люков, в условиях эксплуатации.

Элемент	Марка материала по паспорту	Толщина мм					% Износа	Примечание
		Паспортная	Исполнительная	Среднее значение	Мин.выявленная	Мин.допустимая*		
Кровля	Вст3пс	2,5	3,0	2,8	2,1	1,3	30,0	
8 пояс	Вст3пс	6,0	6,0	5,4	4,8	2,0	20,0	
7 пояс	Вст3пс	6,0	6,0	4,7	4,1	2,0	31,7	
6 пояс	Вст3пс	6,0	6,0	5,0	4,3	2,5	28,3	
5 пояс	Вст3пс	6,0	6,0	5,1	4,8	3,5	20,0	
4 пояс	Вст3пс	6,0	6,0	5,2	4,8	4,0	20,0	
3 пояс	Вст3пс	6,0	6,0	5,1	4,8	5,0	20,0	
2 пояс	Вст3пс	6,0	6,0	5,5	4,7	6,0	21,7	
1 пояс	Вст3пс	6,0	6,0	5,5	2,8	7,5	53,3	

Минимальное значение толщин 1 и 2 пояса менее предельно допустимых значений.

Заключение

Резервуар не годен к дальнейшей эксплуатации

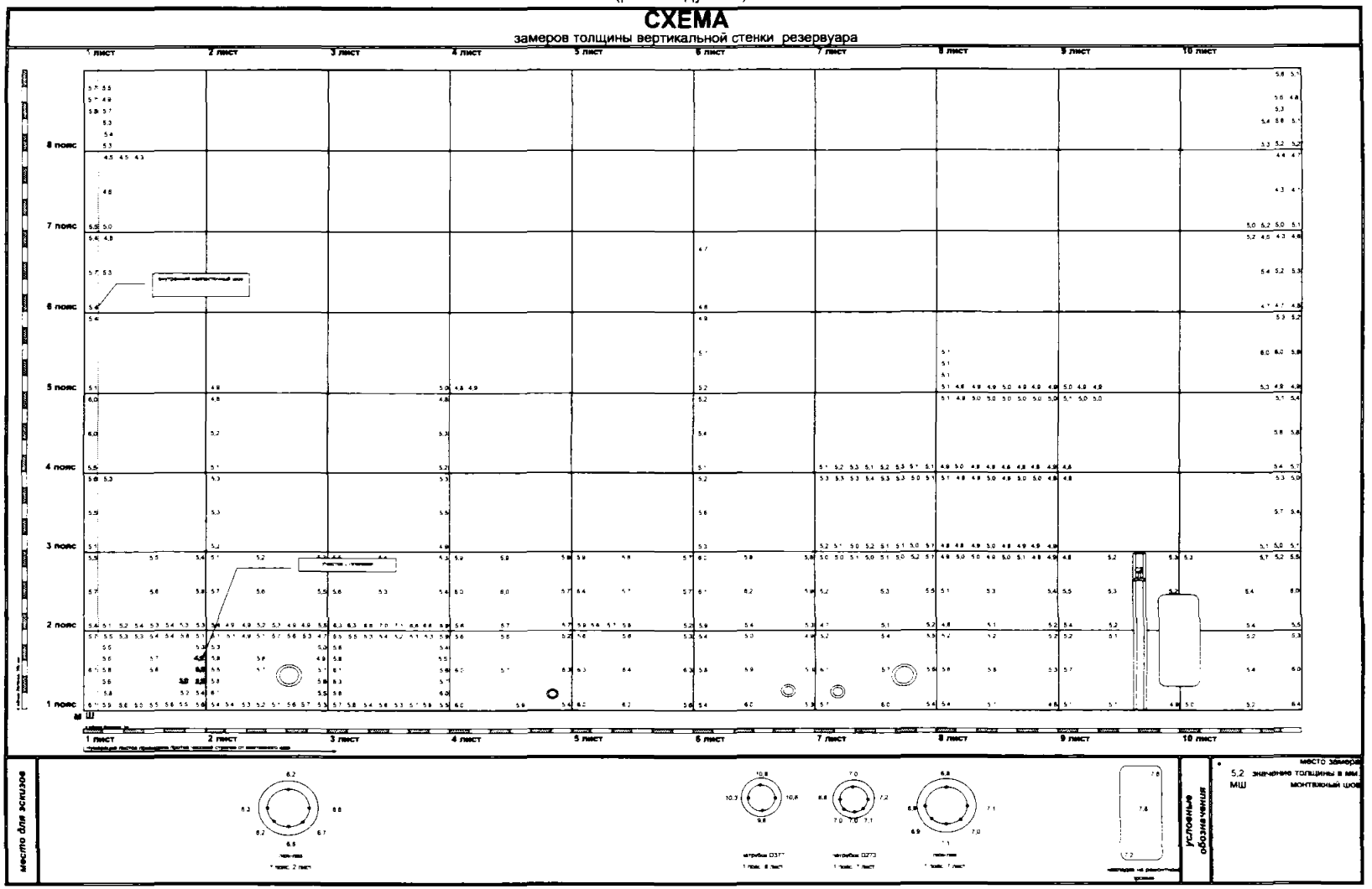
** в соответствии с "Правилами технической эксплуатации резервуаров и инструкции по их ремонту", п.2.1.4*

Заключение дал	Иванов И.И. (Ф.И.О)	(подпись)	(дата)

Приложение Н
(рекомендуемое)

СХЕМА

замеров толщины вертикальной стенки резервуара



Приложение П
(рекомендуемое)

СХЕМА

замеров толщины кровли резервуара

Приложение Р
(рекомендуемое)

Владелец		Прибор	УД 2-12 №762
		Свидетельство о гос.поверке	
Место установки		НТД на контроль	ГОСТ 14782-86; РД 153-112-017-97.
РВС №	1		
Объем, м3	3000	НТД на оценку	РД 153-112-017-97

ЗАКЛЮЧЕНИЕ № УЗД - 1/01

от

по ультразвуковому контролю качества сварных соединений

1. Контроль стыковых сварных швов проводился с двух сторон прямым и однократно отраженным лучами.(рис.1)

2. Контроль уторного сварного шва проводился со стороны вертикальной стенки , прямым и однократно отраженным лучами.(рис.2)

3. Контроль нахлесточных швов со стороны вертикальной стенки, однократно отраженным лучом.(рис.3)

4. Контроль сварных швов сопряжение усилительная накладка-патрубок со стороны патрубка, прямым и однократно отраженным лучами.(рис.4)

№ п\п	Стык по схеме контроля	диаметр, толщина стенки трубы (обечайки), (мм)	Угол ввода луча	Марка ПЭП	№ СОП	Предельная чувствительность ($мм^3$)	Описание обнаруженных дефектов	Заключение: годен, исправить, вырезать	Координаты дефекта (мм, от начала сканирования)
1	Г7-1	6	70	П121-5-70	Р-6-1	7,0	дефектов не обнаружено	годен	
2	Г7-2	6	70	П121-5-70	Р-6-1	7,0	дефектов не обнаружено	годен	
3	Г7-3	6	70	П121-5-70	Р-6-1	7,0	дефектов не обнаружено	годен	
4	Г7-4	6	70	П121-5-70	Р-6-1	7,0	дефектов не обнаружено	годен	
5	Г7-5	6	70	П121-5-70	Р-6-1	7,0	дефектов не обнаружено	годен	
6	Г7-6	6	70	П121-5-70	Р-6-1	7,0	дефектов не обнаружено	годен	
7	Г7-7	6	70	П121-5-70	Р-6-1	7,0	дефектов не обнаружено	годен	
8	Г7-8	6	70	П121-5-70	Р-6-1	7,0	дефектов не обнаружено	годен	
9	Г7-9	6	70	П121-5-70	Р-6-1	7,0	дефектов не обнаружено	годен	
10	Г7-10	6	70	П121-5-70	Р-6-1	7,0	дефектов не обнаружено	годен	
11	В6-2	6	70	П121-5-70	Р-6-1	7,0	дефектов не обнаружено	годен	
12	В6-3	6	70	П121-5-70	Р-6-1	7,0	дефектов не обнаружено	годен	
13	В6-4	6	70	П121-5-70	Р-6-1	7,0	дефектов не обнаружено	годен	
14	В6-5	6	70	П121-5-70	Р-6-1	7,0	дефектов не обнаружено	годен	
15	В6-6	6	70	П121-5-70	Р-6-1	7,0	дефектов не обнаружено	годен	
16	В6-7	6	70	П121-5-70	Р-6-1	7,0	дефектов не обнаружено	годен	
17	В6-8	6	70	П121-5-70	Р-6-1	7,0	дефектов не обнаружено	годен	
18	В6-9	6	70	П121-5-70	Р-6-1	7,0	дефектов не обнаружено	годен	
19	В6-10	6	70	П121-5-70	Р-6-1	7,0	дефектов не обнаружено	годен	
20	Г6-1	6	70	П121-5-70	Р-6-1	7,0	дефектов не обнаружено	годен	
21	Г6-2	6	70	П121-5-70	Р-6-1	7,0	дефектов не обнаружено	годен	
22	Г6-3	6	70	П121-5-70	Р-6-1	7,0	дефектов не обнаружено	годен	
23	Г6-4	6	70	П121-5-70	Р-6-1	7,0	дефектов не обнаружено	годен	
24	Г6-5	6	70	П121-5-70	Р-6-1	7,0	А-3-5	годен	2270-2275 2530-2580 3000-3010
25	Г6-6	6	70	П121-5-70	Р-6-1	7,0	дефектов не обнаружено	годен	
26	Г6-7	6	70	П121-5-70	Р-6-1	7,0	дефектов не обнаружено	годен	
27	Г6-8	6	70	П121-5-70	Р-6-1	7,0	дефектов не обнаружено	годен	
28	Г6-9	6	70	П121-5-70	Р-6-1	7,0	А-1-5	годен	2965-2975
29	Г6-10	6	70	П121-5-70	Р-6-1	7,0	дефектов не обнаружено	годен	
30	В5-2	6	70	П121-5-70	Р-6-1	7,0	дефектов не обнаружено	годен	
31	В5-3	6	70	П121-5-70	Р-6-1	7,0	дефектов не обнаружено	годен	
32	В5-4	6	70	П121-5-70	Р-6-1	7,0	дефектов не обнаружено	годен	
33	В5-5	6	70	П121-5-70	Р-6-1	7,0	дефектов не обнаружено	годен	
34	В5-6	6	70	П121-5-70	Р-6-1	7,0	дефектов не обнаружено	годен	
35	В5-7	6	70	П121-5-70	Р-6-1	7,0	дефектов не обнаружено	годен	
36	В5-8	6	70	П121-5-70	Р-6-1	7,0	дефектов не обнаружено	годен	
37	В5-9	6	70	П121-5-70	Р-6-1	7,0	дефектов не обнаружено	годен	
38	В5-10	6	70	П121-5-70	Р-6-1	7,0	дефектов не обнаружено	годен	
39	Г5-1	6	70	П121-5-70	Р-6-1	7,0	дефектов не обнаружено	годен	

№ п\п	Стык по схеме контроля	диаметр, толщина стенки трубы (обечайки), (мм)	Угол ввода луча	Марка ПЭП	№ СОП	Предельная чувствительность ($мм^3$)	Описание обнаруженных дефектов	Заключение: годен, исправить, вырезать	Координаты дефекта (мм, от начала сканирования)
40	Г5-2	6	70	П121-5-70	Р-6-1	7,0	А-1-7	годен	5010-5015
41	Г5-3	6	70	П121-5-70	Р-6-1	7,0	дефектов не обнаружено	годен	
42	Г5-4	6	70	П121-5-70	Р-6-1	7,0	дефектов не обнаружено	годен	
43	Г5-5	6	70	П121-5-70	Р-6-1	7,0	дефектов не обнаружено	годен	
44	Г5-6	6	70	П121-5-70	Р-6-1	7,0	дефектов не обнаружено	годен	
45	Г5-7	6	70	П121-5-70	Р-6-1	7,0	дефектов не обнаружено	годен	
46	Г5-8	6	70	П121-5-70	Р-6-1	7,0	дефектов не обнаружено	годен	
47	Г5-9	6	70	П121-5-70	Р-6-1	7,0	А-1-5	годен	1450-1460
48	Г5-10	6	70	П121-5-70	Р-6-1	7,0	дефектов не обнаружено	годен	
49	В4-2	6	70	П121-5-70	Р-6-1	7,0	дефектов не обнаружено	годен	
50	В4-3	6	70	П121-5-70	Р-6-1	7,0	дефектов не обнаружено	годен	
51	В4-4	6	70	П121-5-70	Р-6-1	7,0	дефектов не обнаружено	годен	
52	В4-5	6	70	П121-5-70	Р-6-1	7,0	дефектов не обнаружено	годен	
53	В4-6	6	70	П121-5-70	Р-6-1	7,0	дефектов не обнаружено	годен	
54	В4-7	6	70	П121-5-70	Р-6-1	7,0	дефектов не обнаружено	годен	
55	В4-8	6	70	П121-5-70	Р-6-1	7,0	дефектов не обнаружено	годен	
56	В4-9	6	70	П121-5-70	Р-6-1	7,0	дефектов не обнаружено	годен	
57	В4-10	6	70	П121-5-70	Р-6-1	7,0	дефектов не обнаружено	годен	
58	Г4-2	6	70	П121-5-70	Р-6-1	7,0	дефектов не обнаружено	годен	
59	Г4-3	6	70	П121-5-70	Р-6-1	7,0	дефектов не обнаружено	годен	
60	Г4-4	6	70	П121-5-70	Р-6-1	7,0	дефектов не обнаружено	годен	
61	Г4-5	6	70	П121-5-70	Р-6-1	7,0	дефектов не обнаружено	годен	
62	Г4-6	6	70	П121-5-70	Р-6-1	7,0	дефектов не обнаружено	годен	
63	Г4-7	6	70	П121-5-70	Р-6-1	7,0	А-1-5	годен	1620-1630
64	Г4-8	6	70	П121-5-70	Р-6-1	7,0	дефектов не обнаружено	годен	
65	Г4-9	6	70	П121-5-70	Р-6-1	7,0	А-1-5	годен	4610-4620
66	Г4-10	6	70	П121-5-70	Р-6-1	7,0	дефектов не обнаружено	годен	
67	В3-2	6	70	П121-5-70	Р-6-1	7,0	дефектов не обнаружено	годен	
68	В3-3	6	70	П121-5-70	Р-6-1	7,0	дефектов не обнаружено	годен	
69	В3-4	6	70	П121-5-70	Р-6-1	7,0	дефектов не обнаружено	годен	
70	В3-5	6	70	П121-5-70	Р-6-1	7,0	дефектов не обнаружено	годен	
71	В3-6	6	70	П121-5-70	Р-6-1	7,0	дефектов не обнаружено	годен	
72	В3-7	6	70	П121-5-70	Р-6-1	7,0	дефектов не обнаружено	годен	
73	В3-8	6	70	П121-5-70	Р-6-1	7,0	дефектов не обнаружено	годен	
74	В3-9	6	70	П121-5-70	Р-6-1	7,0	дефектов не обнаружено	годен	
75	В3-10	6	70	П121-5-70	Р-6-1	7,0	дефектов не обнаружено	годен	
76	Г3-1	6	70	П121-5-70	Р-6-1	7,0	дефектов не обнаружено	годен	
77	Г3-2	6	70	П121-5-70	Р-6-1	7,0	А-1-5	годен	2780-2790
78	Г3-3	6	70	П121-5-70	Р-6-1	7,0	дефектов не обнаружено	годен	
79	Г3-4	6	70	П121-5-70	Р-6-1	7,0	дефектов не обнаружено	годен	
80	Г3-5	6	70	П121-5-70	Р-6-1	7,0	дефектов не обнаружено	годен	
81	Г3-6	6	70	П121-5-70	Р-6-1	7,0	дефектов не обнаружено	годен	
82	Г3-7	6	70	П121-5-70	Р-6-1	7,0	дефектов не обнаружено	годен	
83	Г3-8	6	70	П121-5-70	Р-6-1	7,0	А-2-5	годен	950-960 1455-1460
84	Г3-9	6	70	П121-5-70	Р-6-1	7,0	дефектов не обнаружено	годен	
85	Г3-10	6	70	П121-5-70	Р-6-1	7,0	дефектов не обнаружено	годен	
86	В2-2	6	70	П121-5-70	Р-6-1	7,0	дефектов не обнаружено	годен	
87	В2-3	6	70	П121-5-70	Р-6-1	7,0	дефектов не обнаружено	годен	
88	В2-4	6	70	П121-5-70	Р-6-1	7,0	дефектов не обнаружено	годен	
89	В2-5	6	70	П121-5-70	Р-6-1	7,0	дефектов не обнаружено	годен	
90	В2-6	6	70	П121-5-70	Р-6-1	7,0	дефектов не обнаружено	годен	
91	В2-7	6	70	П121-5-70	Р-6-1	7,0	дефектов не обнаружено	годен	
92	В2-8	6	70	П121-5-70	Р-6-1	7,0	дефектов не обнаружено	годен	
93	В2-9	6	70	П121-5-70	Р-6-1	7,0	дефектов не обнаружено	годен	
94	В2-10	6	70	П121-5-70	Р-6-1	7,0	дефектов не обнаружено	годен	
95	Г2-1	6	70	П121-5-70	Р-6-1	7,0	А-3-5	годен	
96	Г2-2	6	70	П121-5-70	Р-6-1	7,0	А-1-5	годен	
97	Г2-3	6	70	П121-5-70	Р-6-1	7,0	А-6-5	годен	790-795 925-930 2950-2960 3010-3015 3520-3530 4010-4015
							Б-2-30-5	вырезать	710-730 3110-3140
98	Г2-4	6	70	П121-5-70	Р-6-1	7,0	дефектов не обнаружено	годен	
99	Г2-5	6	70	П121-5-70	Р-6-1	7,0	А-1-5	годен	4950-4955

№ п\п	Стык по схеме контроля	диаметр, толщина стенки трубы (обечайки), (мм)	Угол ввода луча	Марка ПЭП	№ СОП	Предельная чувствительность ($мм^3$)	Описание обнаруженных дефектов	Заключение: годен, исправить, вырезать	Координаты дефекта (мм, от начала сканирования)
100	Г2-6	6	70	П121-5-70	Р-6-1	7,0	А-3-5	годен	4135-4140 4750-4755 5450-5460
101	Г2-7	6	70	П121-5-70	Р-6-1	7,0	Б-2-20-6	вырезать	750-770 940-955
102	Г2-8	6	70	П121-5-70	Р-6-1	7,0	А-1-5	годен	3720-3725
103	Г2-9	6	70	П121-5-70	Р-6-1	7,0	А-1-5	годен	3255-3265
104	Г2-10	6	70	П121-5-70	Р-6-1	7,0	дефектов не обнаружено	годен	
105	Г2-11	6	70	П121-5-70	Р-6-1	7,0	А-2-5	годен	710-715 1515-1525
							Б-1-85-6	вырезать	1580-1665
106	В 1-2	6	70	П121-5-70	Р-6-1	7,0	дефектов не обнаружено	годен	
107	В 1-3	6	70	П121-5-70	Р-6-1	7,0	дефектов не обнаружено	годен	
108	В 1-4	6	70	П121-5-70	Р-6-1	7,0	дефектов не обнаружено	годен	
109	В 1-5	6	70	П121-5-70	Р-6-1	7,0	дефектов не обнаружено	годен	
110	В 1-6	6	70	П121-5-70	Р-6-1	7,0	дефектов не обнаружено	годен	
111	В 1-7	6	70	П121-5-70	Р-6-1	7,0	дефектов не обнаружено	годен	
112	В 1-8	6	70	П121-5-70	Р-6-1	7,0	дефектов не обнаружено	годен	
113	В 1-9	6	70	П121-5-70	Р-6-1	7,0	дефектов не обнаружено	годен	
114	В 1-10	6	70	П121-5-70	Р-6-1	7,0	А-1-5	годен	735-745
115	В 1-11	6	70	П121-5-70	Р-6-1	7,0	дефектов не обнаружено	годен	
116	Г1-1	6	70	П121-5-70	Р-6-1	7,0	А-1-5	годен	505-515
117	У1-2	6	70	П121-5-70	Ру-8-2	7,0	дефектов не обнаружено	годен	
118	У1-8	6	70	П121-5-70	Ру-8-2	7,0	БД-1-30-3	вырезать	3420-3450
119	У1-9	6	70	П121-5-70	Ру-8-2	7,0	дефектов не обнаружено	годен	
120	К1	6		П121-5-50	Р-6-1	7,0	дефектов не обнаружено	годен	
121	К2	7		П121-5-70	Р-8-3	7,0	дефектов не обнаружено	годен	
122	К3	6		П121-5-50	Р-6-1	7,0	дефектов не обнаружено	годен	
123	К4	10		П121-5-70	Р-8-3	7,0	дефектов не обнаружено	годен	
124	К5	6		П121-5-50	Р-6-1	7,0	дефектов не обнаружено	годен	
125	К6	7		П121-5-70	Р-8-3	7,0	дефектов не обнаружено	годен	
126	К7	6		П121-5-50	Р-6-1	7,0	дефектов не обнаружено	годен	
127	К8	7		П121-5-70	Р-8-3	7,0	дефектов не обнаружено	годен	

Примечание На участках с обнаруженными внешними дефектами контроль не проводился

К ЗАКЛЮЧЕНИЮ прилагается схема контроля на 1 листе

	должность	№ удостоверения	подпись	Фамилия , инициалы	дата
Контроль произвел	дефектоскопист	3227-2000-01		Иванов И.И.	
Заключение дал	дефектоскопист	3227-2000-01		Иванов И.И.	

Приложение С
(рекомендуемое)

СХЕМА

ультразвукового контроля сварных соединений

Схемы прозвучивания

место для эскизов

условные обозначения

Г2-10 № сварного соединения
Направление сканирования
МШ Монтажный шов
Обозначение дефекта
2550 Расстояние до дефекта (мм)
А-1-7 Сокращенная запись дефекта

Приложение Т
(рекомендуемое)

Протокол № ГФ - 1/01

от _____

О проведении измерений отклонения стенки резервуара от вертикали

Владелец	
Место установки	
РВС №	*1*
Объем м^3	*3000*

Контроль			
	Метод контроля	*Измерительный*	
	Приборы:	Теодолит, 2Т30П, зав №22075	
	Оборудование:	Отвес, линейка	
	НТД на контроль	ГОСТ 26433.2-94, РД 153-112-017-97	
	НТД на оценку кач-ва	СНиП 3.03.01-87;	
	Измерения провел	инженер - геодезист (должность)	Иванов И.И. (Ф.И.О)

Проведены измерения отклонения стенки резервуара от вертикали на заполненном резервуаре.

Результат контроля

номер пояса	предельно допустимые отклонение от вертикали образующих стенки согласно СНиП 3.03.01.87 (мм)			факт. отклонение от вертикали образующих стенки (максимальные значения) (мм)	Примечание
		< 20 лет	>20 лет		
8 пояс		70	140	180	
7 пояс		65	130	170	
6 пояс		60	120	145	
5 пояс		55	110	130	
4 пояс		45	90	125	
3 пояс		35	70	110	
2 пояс		25	50	95	
1 пояс		15	30	85	

РВС эксплуатируется с 1980 года, за период эксплуатации отклонение образующих стенки от вертикали вышло за предельно допустимые нормы, установленные для резервуаров эксплуатируемых более 20 лет.
Изменена геометрическая форма уторного узла на 2/3 периметра резервуара.
Угловатость сварного монтажного шва не превышает предельно допустимые нормы.

Заключение

Резервуар не годен к дальнейшей эксплуатации

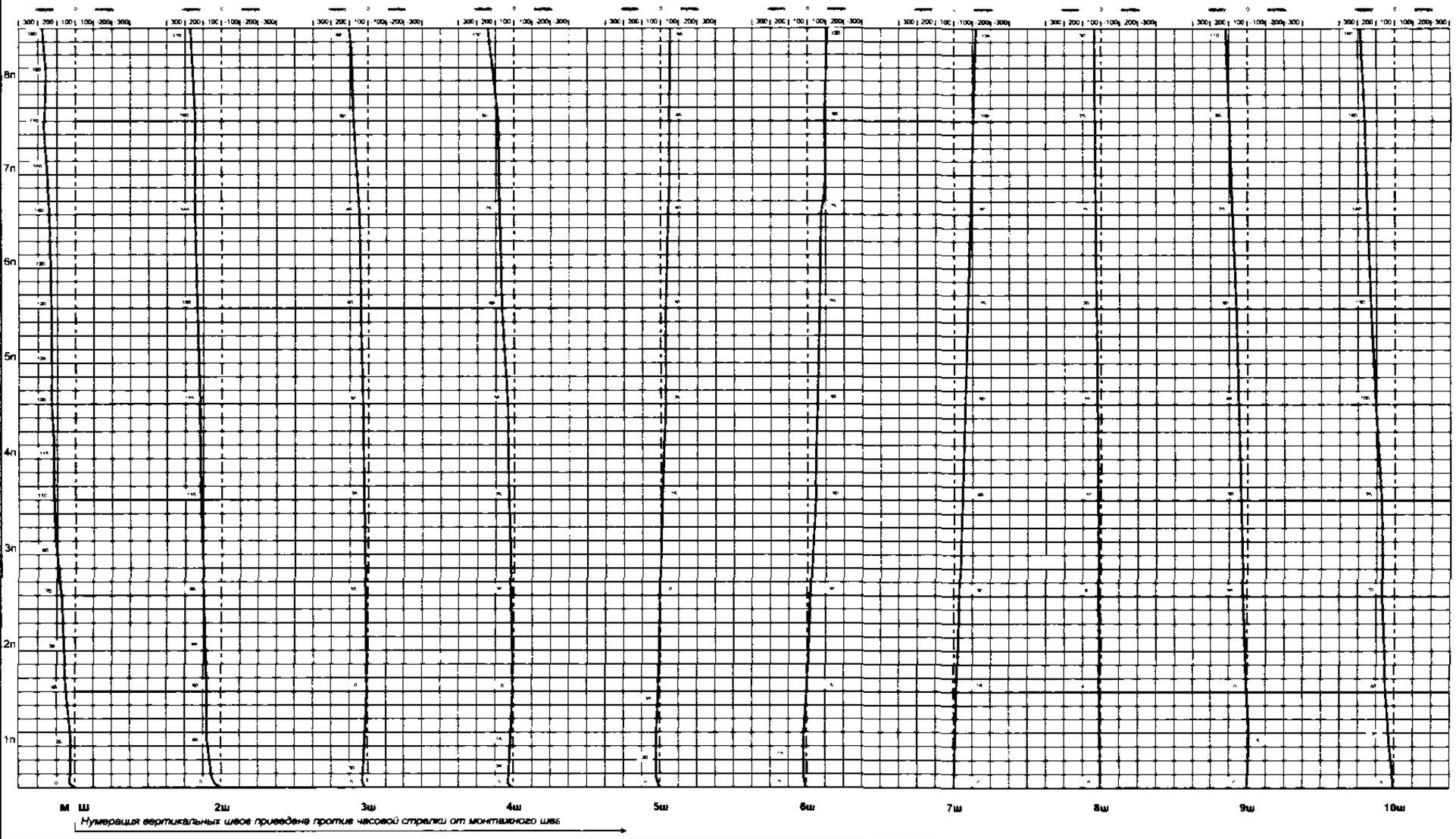
К АКТу прилагается схема измерений на 1 листе

Заключение дал	инженер - геодезист (должность)	Иванов И.И. (Ф.И.О)	(подпись)	(дата)

Приложение У
(рекомендуемое)

СХЕМА

отклонения стенки резервуара от вертикали



Примечание:
1. Отклонения от вертикали стенки резервуара проводились по периметру через 6 м по вертикальным сварным швам
2. Шкала отклонений от вертикали приведена в мм.
3. Погрешность измерений ± 5 мм

условные обозначения

5ш	№ сварного соединения
20	Отклонение от вртикали
МШ	Монтажный шов

Приложение Ф
(рекомендуемое)

ПРОТОКОЛ № Н - 1/01

от _____

О проведении нивелирования окраек днища, фундаментов трубопроводов, фундамента маршевой лестницы резервуара

Владелец	
Место установки	
РВС №	*1*
Объем м^3	***3000***

Контроль			
	Метод контроля	*Измерительный*	
	Приборы:	Нивелир марка С330, зав.№ 316416	
	Оборудование:	Рейка телескопическая	
	НТД на контроль	ГОСТ 26433.2-94, РД 153-112-017-97	
	НТД на оценку кач-ва	СНиП 3.03.01-87; РД 153-112-017-97	
	Измерения провел	инженер - геодезист (должность)	Иванов И.И. (Ф.И.О)

Проведено нивелирование окраек днища, фундаментов под трубопроводы, фундамента шахтной лестницы. Работы проведены во время эксплуатации, на заполненном РВС.

Результат контроля

Объем резервуара (м^3)	Разность отметок наружного контура днища (мм)								Примечание
	при незаполненном резервуаре				при полном резервуаре				
	допустимая в соответствии с п.2.7 РД 153-112-017-97		фактическая измеренная		допустимая в соответствии с п.2.7 РД 153-112-017-97		фактическая измеренная		
	для смежных точек на расстоянии 6 м.	для любых других точек	max. для смежных точек на расстоянии 6 м.	max. для любых других точек	для смежных точек на расстоянии 6 м.	для любых других точек	max. для смежных точек на расстоянии 6 м.	max. для любых других точек	
3000	**40**	**100**			**80**	**150**	**80**	**91**	

Значения высотных отметок выступающей окрайки днища на смежных точках равно предельно допустимым значениям.
Отклонение плоскости фундамента маршевой лестницы в сторону резервуара 10 мм.

Примечание

За "0" принята высотная отметка выступающей окрайки днища у монтажного шва РВС № 2.
Погрешность измерения +/- 5 мм.

Заключение

Резервуар не годен к дальнейшей эксплуатации

К АКТу прилагается схема измерений на 1 листе

Заключение дал	инженер-геодезист (должность)	Иванов И.И. (Ф.И.О)	(подпись)	(дата)

Приложение Х
(рекомендуемое)

Протокол № НО - 1/01

от

О проведении измерения геометрических размеров, высотной съемки и расчета минимально допустимой высоты обвалования резервуара

Владелец	
Место установки	
РВС №	*1*
Объем м^3	***3000***

Контроль			
	Метод контроля	*Измерительный*	
	Приборы:	Нивелир марка С330, зав.№ 316416	
	Оборудование:	Рейка телескопическая, рулетка	
	НТД на контроль	ГОСТ 26433.2-94	
	НТД на оценку кач-ва	Правила технической эксплуатации нефтебаз. 1997 г.	
	Измерения провел	инженер - геодезист (должность)	Иванов И.И. (Ф.И.О)

Проведены измерения геометрической формы и нивелирование обвалования РВС № 1,2.

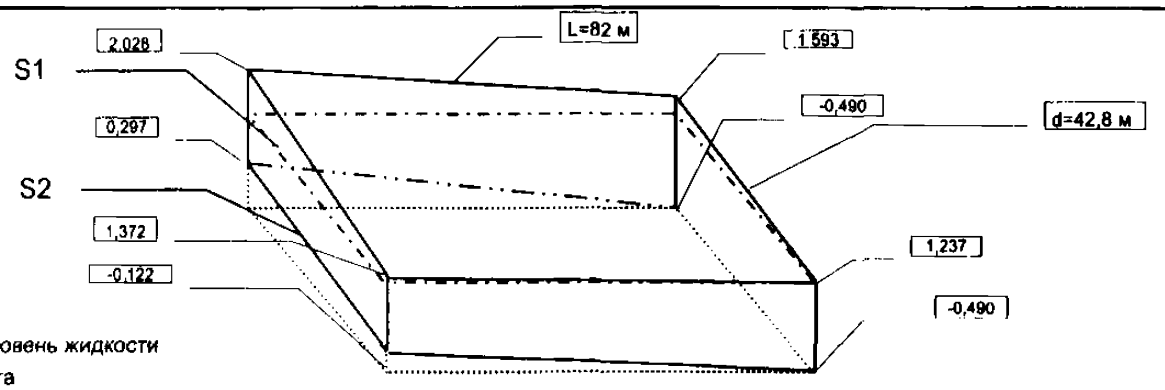
Результат измерения

Расстояние между центральными осями гребней обвалования:

ширина (d)	42,8	м
длина (L)	82,0	м
Максимальная высота обвалования (h_{max})	2,083	м
Минимальная высота обвалования (h_{min})	1,494	м
Минимальная высотная отметка обвалования (H_{min})	1,237	м
Ширина обвалования по верху	1,0	м
Общий объем резервуаров ($V_{РВС}$)	6000	м. куб.

Смотри Приложение № 1 к АКТу НО - 1.01

Расчет объема обвалования



S1 - расчетный уровень жидкости
S2 - уровень грунта
сплошная линия - контур обвалования по высотным отметкам

Расчетный объем жидкости равен объему фигуры, ограниченной плоскостями S1, S2

$V_{S1,S2}$ = 5050 м^3

Допустимая высотная отметка обвалования $H_{доп}$

$H_{доп}=H_{min} + (V_{РВС} - V_{S1,S2})/(d*L) + 0,2$ м

согласно п. 6.2.4 "Правил технической эксплуатации нефтебаз"

$H_{доп}$= 1,71 м

Условия эксплуатации

Высота обвалования каждой группы резервуаров должна быть на 0,2 м выше уровня расчетного объма разлившейся жидкости, ширина замкнутого земляного обвалования по верху не менее 0,5 м (п. 6.2.4. Правила технической эксплуатации нефтебаз. 1997 г.)

Заключение

Обвалование резервуаров №1, 2 не удовлетворяет условиям эксплуатации.

Предложение

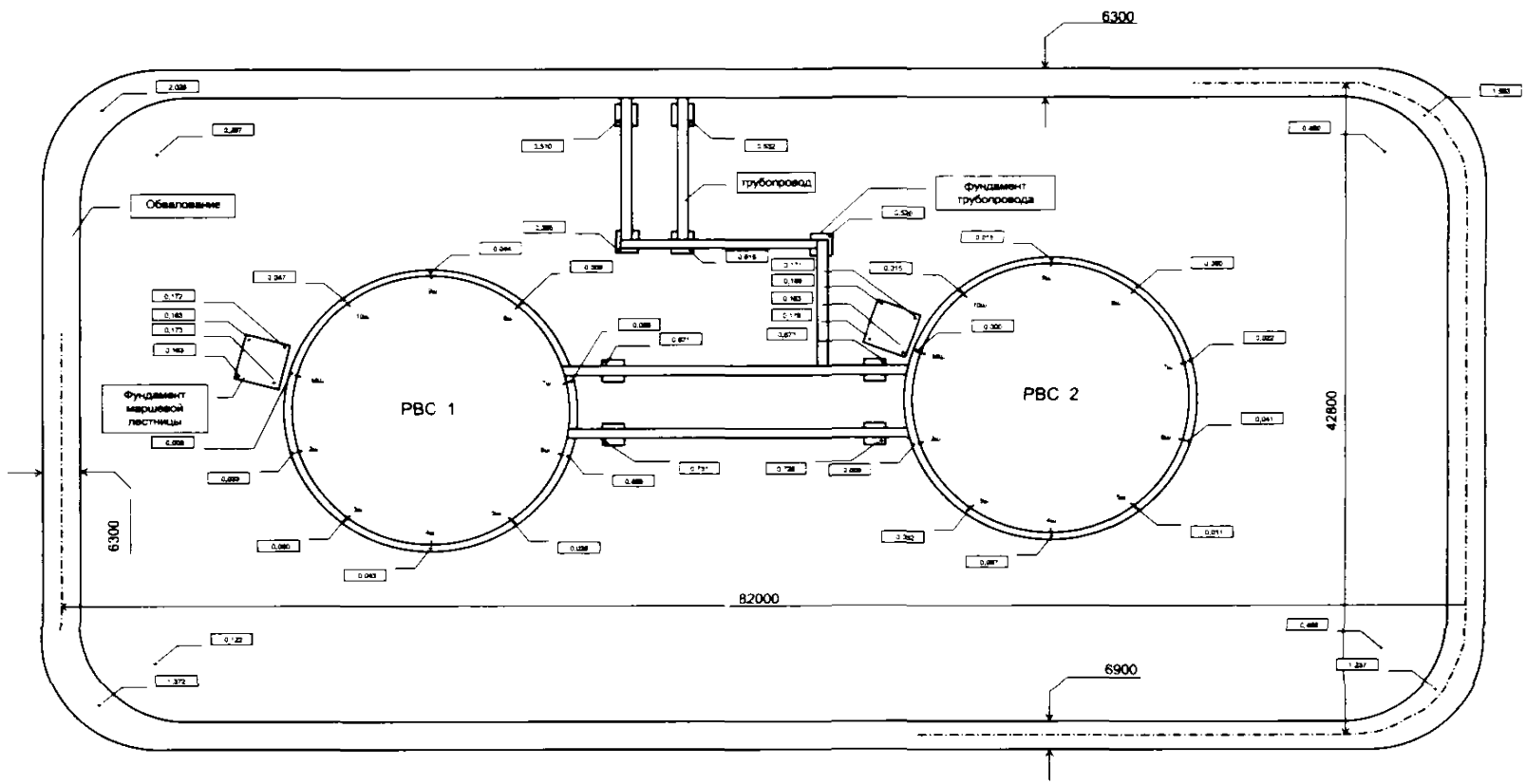
Увеличить высоту обвалования до минимальной высоты 1,71 м

Заключение дал	Инженер-геодезист (должность)	Иванов И.И. (Ф.И.О)	(подпись)	(дата)

Приложение Ц
(рекомендуемое)

СХЕМА

нивелирования окрайки днища, фундаментов трубопроводов, шахтной лестницы и обвалования



Примечание: 1. Погрешность измерений ±5 мм

2. Измерения окрайки днища проводились через 6 м, (у каждого вертикального шва вертикальной стенки) против часовой стрелки от монтажного шва.

3. За "0" принято высотное положение окрайки днища у монтажного шва вертикальной стенки РВС № 2

Условные обозначения

Бш	№ сварного соединения
Мш	Монтажный шов
0,480 /	Высотное положение относительно "0" (мм)
+	Место измерения высотного положения

Список использованной литературы

1. ГОСТ 21105-87*. Контроль неразрушающий. Магнитопорошковый метод.
2. ГОСТ 14782-86. Контроль неразрушающий. Соединения сварные. Методы ультразвуковые.
3. ГОСТ 15140-78. Материалы лакокрасочные. Методы определения адгезии.
4. ГОСТ 18353-79. Контроль неразрушающий. Классификация видов и методов.
5. ГОСТ 18442-80. Контроль неразрушающий. Капиллярные методы. Общие требования.
6. ГОСТ 19281-89. Прокат из стали повышенной прочности. Общие технические условия.
7. ГОСТ 19903-74. Прокат листовой горячекатаный. Сортамент.
8. ГОСТ 19904-90. Прокат листовой холоднокатаный. Сортамент.
9. ГОСТ 20426-82*. Контроль неразрушающий. Методы дефектоскопии радиационные. Область применения.
10. ГОСТ 22727-88. Прокат листовой. Методы ультразвукового контроля.
11. ГОСТ 22762-77. Металлы и сплавы. Метод измерения твердости на пределе текучести вдавливанием шара.
12. ГОСТ 23055-78*. Контроль неразрушающий. Сварка металлов плавлением. Классификация сварных соединений по результатам радиографического контроля.
13. ГОСТ 25506-85. Методы механических испытаний металлов. Определение характеристик трещиностойкости (вязкости разрушения) при статическом нагружении.
14. ГОСТ 2601-84. Сварка металлов. Термины и определения основных понятий.
15. ГОСТ 27772-88. Прокат для строительных стальных конструкций. Общие технические условия.
16. ГОСТ 2789-73. Шероховатость поверхности. Параметры и характеристики.
17. ГОСТ 28702-90. Контроль неразрушающий. Толщиномеры ультразвуковые. Общие технические требования.

18. ГОСТ 3242-79. Соединения сварные. Методы контроля качества.
19. ГОСТ 380-94. Сталь углеродистая обыкновенного качества. Марки и общие технические требования.
20. ГОСТ 5264-80. Ручная дуговая сварка. Соединения сварные. Основные типы, конструктивные элементы и размеры.
21. ГОСТ 5520-79*. Прокат листовой из углеродистой, низколегированной и легированной стали для котлов и сосудов, работающих под давлением. Технические условия.
22. ГОСТ 7512-82. Контроль неразрушающий. Соединения сварные. Радиографический метод.
23. ГОСТ 8713-79. Сварка под флюсом. Соединения сварные. Основные типы.
24. СТО 00220256-005-2005. Швы стыковых, угловых и тавровых сварных соединений сосудов и аппаратов, работающих под давлением. Методика ультразвукового контроля.
25. ПБ 03-246-98. Правила проведения экспертизы промышленной безопасности.
26. ПБ 03-593-03. Правила организации и проведения акустико-эмиссионного контроля сосудов, аппаратов, котлов и технологических трубопроводов.
27. ПБ 03-605-03. Правила устройства вертикальных цилиндрических стальных резервуаров для нефти и нефтепродуктов.
28. ПБ 08-624-03. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности.
29. ПНАЭ Г-7-002-86. Нормы расчёта на прочность оборудования и трубопроводов атомных энергетических установок, Госатомэнергонадзор СССР, М., Энергоатомиздат, 1989.
30. ИТН-93. Инструкция по техническому надзору, методам ревизии и отбраковке трубчатых печей, резервуаров, сосудов и аппаратов нефтеперерабатывающих и нефтехимических производств, ВНИКТИнефтехимоборудование, Волгоград, 1995.
31. РД 03-606-03. Инструкция по визуальному и измерительному контролю.
32. РД 09-102-95. Методические указания по определению ресурса потенциально опасных объектов, подведомственных Госгортехнадзору России.

33. РД 09-539-03. Положение о порядке проведения экспертизы промышленной безопасности в химической, нефтехимической и нефтеперерабатывающей промышленности.
34. РД 153-112-017-97. Инструкция по диагностике и оценке остаточного ресурса вертикальных стальных резервуаров, М., ОАО «Транснефтепродукт», 1997.
35. РД 26-10-87. Оценка надёжности химического и нефтяного оборудования при поверхностном разрушении. Методические указания, НИИХиммаш, М., 1987.
36. РД 34.10.133-97. Инструкция по настройке чувствительности ультразвукового дефектоскопа, М., ОАО «Энергомонтажпроект», 1997.
37. РД 37.17.102-88. Инструкция по применению портативных намагничивающих устройств при проведении магнитопорошковой дефектоскопии деталей энергооборудования без зачистки поверхности, М., ВТИ им. Ф.Э. Дзержинского, 1990.
38. РД 08-95-95. Положение о системе технического диагностирования сварных вертикальных цилиндрических резервуаров для нефти и нефтепродуктов, М., 1995.
39. РД 09-340-00. Методические указания по обследованию нефтебаз и складов ГСМ.
40. РДИ 38.18.016-94. Инструкция по ультразвуковому контролю сварных соединений технологического оборудования ВНИКТИнефтехимоборудование, Волгоград, 1994.
41. СНиП 2.01.07-85*. Нагрузки и воздействия (с изменениями № 2 от 01.07.2003).
42. СНиП 3.03.01-87. Несущие и ограждающие конструкции.
43. СНиП II-23-81*. Стальные конструкции.
44. СТО 0030-2004. Резервуары вертикальные цилиндрические стальные для нефти и нефтепродуктов. Правила технического диагностирования, ремонта и реконструкции. Стандарт организации ЦНИИПСК им. Мельникова, ПИ Нефтеспецстройпроект, ВНИИМонтажспецстрой, Трест Коксохиммонтаж, М., 2004.
45. Безопасность и предупреждение чрезвычайных ситуаций. Нормативно-правовая база и технические средства. Химическая, нефтехимическая и нефтеперерабатывающая промышленность. Каталог-справочник, М., 1999.

46. Дидковский О.В. и др. Резервуарные металлоконструкции, изготовляемые заводами ВПО «Союзстальконструкция». Каталог. ВНИКТИСтальконструкция, М., 1987.
47. Коррозия конструкционных материалов. Газы и неорганические кислоты: Справочное издание в двух книгах./ В.В. Батраков, В.П. Батраков, Л.Н. Пивоварова, В.В. Соболь - М., «Интермет Инжиниринг», 2000.
48. Металлические конструкции. Справочник проектировщика в 3-х томах. ЦНИИПроектстальконструкция им. Мельникова, М., изд-во АСВ, 1998.
49. Метод магнитной памяти (МПМ) металла и приборы контроля (учебное пособие), М., «Энергодиагностика», 2001.
50. Методы ремонта элементов конструкций стальных вертикальных цилиндрических резервуаров после длительной эксплуатации (Инструкция ОАО «АК «Транснефть»), Тюмень, 1997.
51. Пособие по контролю состояния строительных металлических конструкций зданий и сооружений в агрессивных средах, проведению обследований и проектированию восстановления защиты конструкций от коррозии (к СНиП 2.03.9-85). ЦНИИпроектстальконструкция им. Мельникова Госстроя СССР, М., 1989.
52. Правила технической эксплуатации резервуаров и инструкции по их ремонту. М., «Недра», 1988.
53. API-653. Tank Inspection, Repair, Alteration and Reconstruction. Third Edition, 2001.
54. Рекомендации по определению снеговой нагрузки для некоторых типов покрытий. ЦНИИСК им. Кучеренко, М., 1983.
55. Кандаков Г.П. Проблемы отечественного резервуаростроения и возможные пути их решения. Промышленное и гражданское строительство. № 5, 1998.
56. Тарасенко А.А. и др. Методы ремонта элементов конструкций вертикальных стальных цилиндрических резервуаров после длительной эксплуатации. Тюмень, 1997.
57. Белов П.Г. Страхование техногенного риска. Безопасность труда в промышленности, № 5, 2000.

58. Методические указания по оценке ущерба от аварий на опасных производственных объектах. Нормативные документы межотраслевого применения по вопросам промышленной безопасности и охраны недр. Серия 03, выпуск 19, издание Госгортехнадзора России.
59. Методика экспресс-диагностики сосудов и аппаратов с использованием магнитной памяти металла, 1996.
60. ПБ 03-440-02. Правила аттестации персонала в области неразрушающего контроля.
61. ГОСТ Р 52005-2003. Контроль неразрушающий. Метод магнитной памяти металла. Общие требования.
62. ГОСТ 27655-88. Акустическая эмиссия. Термины, определения и обозначения.
63. Мокроусов С.Н., Детков А.Ю., Малых Ю.Б. Требования к технологиям акустико-эмиссионной диагностики объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности. // Безопасность труда в промышленности, 1997, № 3, с. 37-39.
64. Лещенко В.В., Винокуров В.И., Харебов В.Г. Патент RU 2 265 817 C2 G01 M 3/24, G 01 N 29/14. Способ контроля технического состояния резервуаров.
65. РД 03-299-99. Требования к акустико-эмиссионной аппаратуре, используемой для контроля опасных производственных объектов.
66. РД 03-300-99. Требования к преобразователям акустической эмиссии, применяемым для контроля опасных производственных объектов.
67. Регламент вывода из эксплуатации, проведения диагностики, капитального ремонта (реконструкции) резервуаров и ввода в эксплуатацию, М., АК «Транснефть», 2001.
68. ТД 23.272-97. Положение о проведении работ по диагностированию резервуаров для хранения нефти, АК «Транснефть», 1997.
69. ТД 23.276-97. Временная технология акустико-эмиссионного диагностирования днищ резервуаров для хранения нефти, АК «Транснефть», 1997.
70. ТД 23.441-98. Комплексная технология акустико-эмиссионного и ультразвукового контроля стенок стальных резервуаров для хранения нефти и нефтепродуктов, АК «Транснефть», 1998.

71. API Publ. 334. A Guide to Leak Detection for Aboveground Storage Tanks. American Petroleum Institute (API), 1996.
72. ASME Boiler and Pressure Vessel Code. Section V. Nondestructive Examination, Article 12. Acoustic Emission Examination of Metallic Vessels During Pressure Testing. American Society of Mechanical Engineers (ASME), 1989.
73. ASTM E1211-87. Standard Practice for Leak Detection and Location Using Surface-Mounted Acoustic Emission Sensors. American Society for Testing and Materials (ASTM), 1987.
74. ASTM E1930-97. Standard Test Method for Examination of Liquid-Filled Atmospheric and Low-Pressure Metal Storage Tanks using Acoustic Emission, ASTM, 1997.
75. Inspection of Flat Bottomed Storage Tanks by Acoustical Methods. Synthesis report, Contract Nr. SMT4-CT97-2177, TUV, 2000.
76. MONPAC TECHNOLOGY PACKAGE. Acoustic Emission Testing of Metal Vessel, MONSANTO Chemical Company, 1986.
77. MONPAC-PLUS Procedure for Acoustic Emission Testing of Metal Tanks/Vessels, Physical Acoustics Corporation (PAC), Princeton, 1992.
78. PAC Test Procedure for AE Testing of Above-ground Storage Tanks, TP-101, PAC, 1994.
79. Physical Acoustics Tank Floor Testing Service. Test Procedures, Physical Acoustics Ltd., 1995.

УДК 621.64
ББК 35.514-309-52
Р34

Рекомендовано: Федеральной службой по экологическому, технологическому и атомному надзору.
Письмо №БК-45/918 от 17.09.2008
Утверждено: Ассоциацией «Ростехэкспертиза».
Протокол № 01-08/НД от 27.03.2008
Утверждено: Координационным советом НПС «РИСКОМ».
Протокол № 7 от 19.05.2006

Организации-разработчики:
Научно-производственный консорциум «Изотермик», ООО «Интерюнис», ООО «Нефтегаздиагностика», ОАО «Оргэнергонефть», ООО «Энергодиагностика», ООО «Ультратест», ООО «ДИАПАК», Федеральная служба по экологическому, технологическому и атомному надзору России

Авторы: Х.М. Ханухов, А.В. Алипов, В.А. Галканов, И.В. Гулевский, С.В. Зимина, В.Г. Сазонов, В.И. Томашевич, В.Г. Харебов, В.И. Зайчук, В.В. Лещенко, В.И. Винокуров, Р.Р. Мугинов, В.И. Иванов, В.М. Валов, Г.М. Бузов, А.А. Дубов, Н.Н. Колоколова, В.В. Шемякин, А.А. Шаталов, Г.М. Селезнев, Ш.М. Тугуз, А.В. Цапенко, Ю.Ф. Коц, Н.Д. Богатов, А.А. Антюхов

Р 34 Резервуары вертикальные стальные сварные для нефти и нефтепродуктов. Техническое диагностирование и анализ безопасности. (Методические указания) / Российская ассоциация экспертных организаций техногенных объектов повышенной опасности «Ростехэкспертиза», «Научно-промышленный союз «РИСКОМ», НПК «Изотермик». — М., 2009. — 288 с.

ISBN 978-5-91187-083-6

УДК 621.64
ББК 35.514-309-52

© Ростехэкспертиза, 2009
© Оформление. ООО НПК «Изотермик», 2009

По вопросам приобретения стандарта обращайтесь
в ООО НПК «Изотермик»:
119421, г. Москва, ул. Новаторов, д.40, корп.1
Тел.: (495) 740-43-03, 740-73-20, 740-43-22, 740-43-25
E-mail: gost.e-ecolog.ru

Формат 60x90/16. Тираж 500. Заказ № 8161
Отпечатано с готовых файлов заказчика в ОАО «ИПК «Ульяновский Дом печати». 432980, г. Ульяновск, ул. Гончарова, 14

gost.e-ecolog.ru