ТЕХНИЧЕСКИЙ КОДЕКС УСТАНОВИВШЕЙСЯ ПРАКТИКИ

ТКП 169 / ОР (02300)

ПРАВИЛА ТЕХНИЧЕСКОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ РЕЗЕРВУАРОВ ДЛЯ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ

ПРАВІЛА ТЭХНІЧНАЙ ЭКСПЛУАТАЦЫІ РЭЗЭРВУАРАЎ ДЛЯ НАФТЫ І НАФТАПРАДУКТАЎ

Настоящий технический кодекс установившейся практики не подлежит применению до его утверждения

Министерство по чрезвычайным ситуациям Республики Беларусь

Минск

УДК МКС 75.180.20

Ключевые слова: резервуары, трубопроводы, нефть, нефтепродукты, техническая диагностика, калибровка, проверка

Предисловие

Цели, основные принципы, положения по государственному регулированию и управлению в области технического нормирования и стандартизации установлены Законом Республики Беларусь «О техническом нормировании и стандартизации».

1 РАЗРАБОТАН открытым акционерным обществом «Гродненский научно-исследовательский и проектный институт азотной промышленности и продуктов органического синтеза»

ВНЕСЕН концерном «Белнефтехим»

2 УТВЕРЖДЕН И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ постановлением Министерства по чрезвычайным ситуациям Республики Беларусь _____ 2018 г. № _____

3 ВВЕДЕН ВПЕРВЫЕ (с отменой ТКП 169-2009)

Настоящий технический кодекс установившейся практики не может быть воспроизведен, тиражирован и распространен в качестве официального издания без разрешения концерна «Белнефтехим»

Издан на русском языке

Содержание

1 Область применения…….. 1

2 Нормативные ссылки…….. 1

3 Термины и определения……..... 2

4 Сокращения…….. 6

Часть I

5 Общие положения……..... 6

6 Требования к монтажной площадке, основаниям и фундаментам……..... 8

7 Материалы для резервуарных конструкций……..... 8

8 Защита металлоконструкций от коррозии……..... 9

9 Оборудование резервуаров……..... 9

10 Средства измерения и автоматики…… 11

11 Приемка резервуаров в эксплуатацию…….. 12

12 Требования при испытании резервуаров на герметичность и прочность……..... 15

13 Основные положения по обеспечению надежности резервуаров в эксплуатации……..... 16

14 Требования к территории резервуарного парка…….. 17

15 Производственные операции……..... 18

16 Организация технического обслуживания резервуаров……..... 21

17 Профилактические осмотры резервуаров……..... 21

18 Обследование и техническое диагностирование резервуаров…….. 23

19 Ремонт резервуара…….. 27

20 Организация и проведение работ по зачистке резервуаров……..... 28

21 Требования, предъявляемые к проведению геометрических измерений на резервуаре, составлению градуировочных таблиц……..... 29

22 Техническая документация на резервуары…….. 30

23 Требования охраны труда и пожарной безопасности……..... 31

Часть II

Руководство по техническому диагностированию и ремонту металлических резервуаров для хранения нефти и нефтепродуктов

1 Техническое диагностирование и обследование наземных металлических резервуаров…….. 36

2 Ремонт металлических резервуаров…….. 51

Приложение А Геометрические характеристики стальных резервуаров для хранения нефти и нефтепродуктов……... 95

Приложение Б (справочное) Химический состав марок стали…… 97

Приложение В (справочное) Механические свойства марок стали…… 98

Приложение Г (обязательное) Периодичность технического обслуживания основного оборудования резервуаров…….. 99

Приложение Д (обязательное) Указания по осмотрам резервуарам…… 100

Приложение Е (обязательное) Журнал осмотра резервуаров…… 102

Приложение Ж (рекомендуемое) Форма акта обследования и отбраковки элементов резервуара..…….. 103

Приложение К (рекомендуемое) Рекомендации по составлению отчета о техническом состоянии и показателях назначения резервуара по результатам диагностики……... 104

Приложение Л (обязательное) Перечень основных проверок технического состояния понтона (плавающей крыши) и устранение неисправностей……... 107

Приложение М	(рекомендуемое) Форма справки анализа воздуха в резервуаре……..	110
Приложение Н	(рекомендуемое) Форма журнала учета анализов концентрации паров углеводородов и других газов в резервуарах и производственных помещениях…..	111
Приложение П	(рекомендуемое) Форма акта на выполненную зачистку резервуаров…….....	112
Приложение Р	(обязательное) Форма паспорта цилиндрического вертикального резервуара…	113
Приложение С	(обязательное) Форма акта сдачи резервуара в ремонт……..	116
Приложение Т	(рекомендуемое) Форма акта приемки резервуара из ремонта……..	117
Приложение У	(обязательное) Удельное объемное электрическое сопротивление нефтепродуктов……...	118
Приложение Ф	(обязательное) Указания по дегазации резервуара с понтоном…….....	119
Приложение Х	(рекомендуемое) Указания по восстановлению плавучести (работоспособности) затонувшего понтона……..	120
Приложение Ц	(рекомендуемое) Инструкция по определению герметичности сварных соединений понтонов…….....	121
Библиография	……..	122

ТЕХНИЧЕСКИЙ КОДЕКС УСТАНОВИВШЕЙСЯ ПРАКТИКИ

ПРАВИЛА ТЕХНИЧЕСКОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ РЕЗЕРВУАРОВ ДЛЯ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ

ПРАВІЛА ТЭХНІЧНАЯ ЭКСПЛУАТАЦІІ РЭЗЕРВУАРАЎ ДЛЯ НЕФТЫ І НАФТАПРАДУКТАЎ

The rules of technical operation of tank
for oil and oil products

Дата введения 2019-03-01

1 Область применения

Настоящий технический кодекс установившейся практики (далее – технический кодекс) устанавливает требования к технической эксплуатации резервуаров для нефти и нефтепродуктов.

2 Нормативные ссылки

В настоящем техническом кодексе использованы ссылки на следующие технические нормативные правовые акты в области технического нормирования и стандартизации (далее – ТНПА):

ТКП 45-1.03-40-2006 (02250) Безопасность труда в строительстве. Общие требования

ТКП 45-2.04-153-2009 (02250) Естественное и искусственное освещение. Строительные нормы проектирования

ТКП 45-5.01-254-2012 (02250) Основания и фундаменты зданий и сооружений. Основные положения. Строительные нормы проектирования

ТКП 45-5.04-41-2006 (02250) Стальные конструкции. Правила монтажа

ТКП 45-5.04-49-2007 Конструкции стальные. Обследование и диагностика технического состояния

ТКП 45-5.04-172-2010 (02250) Стальные вертикальные цилиндрические резервуары для хранения нефти и нефтепродуктов. Правила проектирования и устройства

ТКП 054-2007 (02300) Техническое диагностирование и продление назначенного ресурса (назначенного срока) службы) безопасной эксплуатации технических устройств, оборудования и сооружений на опасных производственных объектах. Общие положения

ТКП 181-2009 (02230) Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей

ТКП 427-2012 (02230) Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок

ТКП 336-2011 (02230) Молниезащита зданий, сооружений и инженерных коммуникаций

СТБ 1172-99 Контроль неразрушающий. Контроль проникающими веществами (капиллярный). Общие требования

СТБ 1428-2003 Контроль неразрушающий. Соединения сварные трубопроводов и металлоконструкций. Радиографический метод

СТБ ISO 9712-2016 Контроль неразрушающий. Квалификация и сертификация персонала в области неразрушающего контроля

ГОСТ 2.102-68 Единая система конструкторской документации. Виды и комплектность конструкторских документов

ГОСТ 8.346-2000 Государственная система обеспечения единства измерений. Резервуары стальные горизонтальные цилиндрические. Методика поверки

ГОСТ 8.570-2000 Государственная система обеспечения единства измерений. Резервуары стальные вертикальные цилиндрические. Методика поверки

ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны

ГОСТ 12.2.020-76 Система стандартов безопасности труда. Электрооборудование взрывозащищенное. Термины и определения. Классификация. Маркировка

ГОСТ 12.3.009-76 Система стандартов безопасности труда. Работы погрузочно-разгрузочные. Общие требования безопасности

ГОСТ 12.3.020-80 Система стандартов безопасности труда. Процессы перемещения грузов на предприятиях. Общие требования безопасности

Издание официальное

ГОСТ 12.4.026-2015 Система стандартов безопасности труда. Цвета сигнальные, знаки безопасности и разметка сигнальная. Назначение и правила применения. Общие технические требования и характеристики. Методы испытаний

ГОСТ 27.002-89 Надежность в технике. Основные понятия. Термины и определения

ГОСТ 27.301-95 Надежность в технике. Расчет надежности. Основные положения

ГОСТ 380-2005 Сталь углеродистая обыкновенного качества. Марки

ГОСТ 1510-84. Нефть и нефтепродукты. Маркировка, упаковка, транспортирование и хранение

ГОСТ 2601-84 Сварка металлов. Термины и определения основных понятий

ГОСТ 4677-82 Фонари. Общие технические условия

ГОСТ 5264-80 Ручная дуговая сварка. Соединения сварные. Основные типы, конструктивные элементы и размеры

ГОСТ 5272-68 Коррозия металлов. Термины

ГОСТ 7338-90 Пластины резиновые и резинотканевые. Технические условия

ГОСТ 8267-93 Щебень и гравий из плотных горных пород для строительных работ. Технические условия

ГОСТ 8713-79 Сварка под флюсом. Соединения сварные. Основные типы, конструктивные элементы и размеры

ГОСТ 10585-2013 Топливо нефтяное. Мазут. Технические условия

ГОСТ 11955-82 Битумы нефтяные дорожные жидкие. Технические условия

ГОСТ 14249-89 Сосуды и аппараты. Нормы и методы расчета на прочность

ГОСТ 14637-89 Прокат толстолистовой из углеродистой стали обыкновенного качества

ГОСТ 14782-86 Контроль неразрушающий. Соединения сварные. Методы ультразвуковые

ГОСТ 15150-69 Машины, приборы и другие технические изделия. Исполнения для различных климатических районов, категории, условия эксплуатации, хранения и транспортирования в части воздействия климатических факторов и внешней среды

ГОСТ 15180-86 Прокладки плоские эластичные. Основные параметры и размеры

ГОСТ 15467-79 Управление качеством продукции. Основные понятия. Термины и определения

ГОСТ 16350-80 Климат СССР. Районирование и статические параметры климатических факторов для технических целей

ГОСТ 16504-81 Система государственных испытаний продукции. Испытания и контроль

ГОСТ 17032-2010 Резервуары стальные горизонтальные для нефтепродуктов. Технические условия

ГОСТ 18322-78 Система технического обслуживания и ремонта техники. Термины и определения

ГОСТ 19281-2014 Прокат из стали повышенной прочности. Общие технические условия

ГОСТ 19734-80 Устройства вводно-распределительные для жилых и общественных зданий. Общие технические условия

ГОСТ 20911-89 Техническая диагностика. Термины и определения

ГОСТ 21105-87 Контроль неразрушающий. Магнитопорошковый метод

ГОСТ 22761-77 Металлы и сплавы. Метод измерения твердости по Бринеллю переносимыми твердомерами статического действия

ГОСТ 25866-83 Эксплуатация техники. Термины и определения

ГОСТ 26632-85 Уровни разукрупнения радиоэлектронных средств по функционально-конструктивной сложности. Термины и определения

ГОСТ 27691-88 Сосуды и аппараты. Требования к форме представления расчетов на прочность, выполненных на ЭВМ

ГОСТ 27772-2015 Прокат для строительных стальных конструкций. Общие технические условия

ГОСТ 31385-2016 Резервуары вертикальные цилиндрические стальные для нефти и нефтепродуктов. Общие технические условия

ГОСТ 33259-2015 Фланцы арматуры, соединительных частей и трубопроводов на номинальное давление до PN 250. Конструкция, размеры и общие технические требования

Примечание – При пользовании настоящим техническим кодексом целесообразно проверить ТНПА по каталогу, составленному по состоянию на 1 января текущего года, и по соответствующим информационным указателям, опубликованным в текущем году.

Если ссылочные ТНПА заменены (изменены), то при пользовании настоящим техническим кодексом следует руководствоваться замененными (измененными) ТНПА. Если ссылочные ТНПА отменены без замены, то положение, в котором дана ссылка на них, применяется в части, не затрагивающей эту ссылку

3 Термины и определения

В настоящем техническом кодексе применяют термины с соответствующими определениями:

3.1 аккредитованная лаборатория: Испытательная лаборатория (центр) субъекта хозяйствования, официально признанная правомочной осуществлять конкретные испытания или конкретные типы испытаний.

3.2 визуальный контроль: Органолептический контроль, осуществляемый органами зрения (ГОСТ 16504).

3.3 владелец резервуара (сосуда): Субъект хозяйственной деятельности, в собственности которого находится резервуар (сосуд).

3.4 вмятина: Дефект поверхности, представляющий собой локальное пологое углубление без нарушения сплошности металла элемента, который образовался от ударов или нарушения правил сборки и сварки.

3.5 выпуклость сварного шва: Выпуклость шва, определяемая расстоянием между плоскостью, проходящей через видимые линии границы сварного шва с основным металлом и поверхностью сварного шва, измеренным в месте наибольшей выпуклости (ГОСТ 2601).

3.6 выпучина: Дефект поверхности, представляющий собой локальный пологий прогиб поверхности изнутри элемента с утончением стенки или без него.

3.7 грубая чешуйчатость шва: Чешуйчатость, при которой перепад между вершиной гребня чешуйки и нижней точкой впадины между чешуйками превышает 1,0 мм.

3.8 внутреннее (наружное) давление: Давление, действующее на внутреннюю (наружную) поверхность стенки резервуара (сосуда).

3.9 пробное давление: Давление, при котором производится испытание сосуда (ГОСТ 14249).

3.10 производственный персонал: работники, непосредственно занятые эксплуатацией или обслуживанием резервуаров нефти и нефтепродуктов.

3.11 рабочее давление: Максимальное внутреннее избыточное или наружное давление, возникающее при нормальном протекании рабочего процесса, без учета гидростатического давления среды и без учета допустимого кратковременного превышения давления во время действия предохранительного клапана или других предохранительных устройств (ГОСТ 14249).

3.12 расчетное давление: Давление, на которое производится расчет на прочность (ГОСТ 14249).

3.13 данные испытания: Регистрируемые при испытаниях значения характеристик свойств объекта и (или) условий испытаний, наработок, а также других параметров, являющихся исходными для последующей обработки (ГОСТ 16504).

3.14 дефект: Каждое отдельное несоответствие продукции установленным требованиям (ГОСТ 15467).

3.15 дефектный участок резервуара и (или) его элементов: Несоответствие участка резервуара и (или) его элементов установленным нормам из-за коррозии, изменения толщины стенки, наличия поверхностных или внутренних дефектов и др.

3.16 диагностическое обеспечение: Комплекс взаимоувязанных правил, методов, алгоритмов и средств, необходимых для осуществления диагностирования на всех этапах жизненного цикла объекта (ГОСТ 20911).

3.17 днище: Неотъемлемая часть корпуса сосуда, ограничивающая внутреннюю полость с торца.

3.18 доминирующий механизм повреждения: Фактор (коррозия, эрозия, дефекты целостности металла и сварного соединения, давление, температура, режим нагрузки и т. п.), определяющий ресурс оборудования.

3.19 доминирующий фактор повреждения: Преобладающий воздействующий механизм повреждения, оказывающий влияние на изделие при его эксплуатации.

3.20 достоверность технического диагностирования: Степень объективного соответствия результатов диагностирования действительному техническому состоянию объекта.

3.21 заглушка: Деталь, позволяющая герметично закрывать отверстие штуцера или бобышки.

3.22 зона термического влияния: Участок основного металла, не подвергшийся расплавлению, структура и свойства которого изменились в результате нагрева при сварке или наплавке.

3.23 испытания: Экспериментальное определение количественных и (или) качественных характеристик свойств объекта испытаний как результата воздействия на него, при его функционировании, при моделировании объекта и (или) воздействий (ГОСТ 16504).

3.24 испытания на прочность: Испытания, проводимые для определения значений воздействующих факторов, вызывающих выход значений характеристик свойств объекта за установленные пределы или его разрушение (ГОСТ 16504).

3.25 капитальный ремонт: Ремонт, выполняемый для восстановления исправности и полного или близко к полному восстановлению ресурса изделия с заменой или восстановлением любых его частей, включая базовые.

Примечание – Значение близкого к полному ресурсу устанавливается в нормативно-технической документации (ГОСТ 18322)

3.26 комплексный показатель надежности: Показатель надежности, характеризующий несколько свойств, составляющих надежность объекта (ГОСТ 27.002).

3.27 контролируемая толщина: Толщина контролируемого участка объекта контроля в направлении центрального луча.

Примечание – Принимается равной толщине основного металла без усиления шва и обратного валика. При сваривании разнотолщинных элементов контролируемая толщина равна толщине самого тонкого из стыкуемых элементов.

3.28 контрольный образец: Единица продукции, или ее часть, или проба, утвержденные в уста-

новленном порядке, характеристики которых приняты за основу при изготовлении и контроле такой же продукции (ГОСТ 16504).

3.29 коренное запорное устройство: Запорное устройство, установленное у приемо-раздаточного патрубка резервуара.

3.30 корень шва: Часть сварного шва, наиболее удаленная от его лицевой поверхности (выпуклости).

3.31 корпус: Основная сборочная единица, состоящая из обечаек и днищ.

3.32 коррозионная язва: Местное коррозионное разрушение, имеющее вид отдельной раковины (ГОСТ 5272).

3.33 кратер: Дефект в виде впадины (углубления), образовавшийся при обрыве дуги с последующей усадкой расплавленного металла в процессе затвердевания.

3.34 крышка: Отъемная часть, закрывающая внутреннюю полость сосуда или отверстие люка.

3.35 люк: Устройство, обеспечивающее доступ во внутреннюю полость сосуда.

3.36 максимальная (минимальная) допустимая температура стенки: Максимальная (минимальная) температура стенки, при которой допускается эксплуатация сосуда.

3.37 метод испытаний (контроля): Правила применения определенных принципов и средств испытаний (ГОСТ 16504).

3.38 методика испытания: Организационно-методический документ, обязательный к выполнению, включающий метод испытаний, средства и условия испытаний, отбор проб, алгоритмы выполнения операций по определению одной или нескольких взаимосвязанных характеристик свойств объекта, формы представления данных и оценивания точности, достоверности результатов, требования техники безопасности и охраны окружающей среды (ГОСТ 16504).

3.39 надежность: Свойство объекта сохранять во времени в установленных пределах значения всех параметров, характеризующих способность выполнять требуемые функции в заданных режимах и условиях применения, технического обслуживания, хранения и транспортирования.

Примечание – Надежность является комплексным свойством, которое в зависимости от назначения объекта и условий его применения может включать безотказность, долговечность, ремонтопригодность и сохраняемость или определенные сочетания их свойств (ГОСТ 27.002).

3.40 напряженно-деформированное состояние: Состояние, при котором в металле резервуара или его элементах возникают внутренние напряжения, вызванные воздействием внешних и внутренних нагрузок (давление, вес, нагревание при сварке и др.).

3.41 наработка: Интервал времени, в течение которого объект находится в состоянии нормального функционирования.

3.42 неразрушающий метод контроля: Метод контроля, при котором не должна быть нарушена пригодность объекта к применению (ГОСТ 16504).

3.43 несплошность сварного соединения: Обобщенное наименование всех нарушений (дефектов) сплошности (трещина, непровар, шлаковые включения, газовые поры и др.) по сечению шва.

3.44 несущая конструкция: Элемент конструкции или совокупность элементов конструкции, предназначенные для размещения технических средств и обеспечения их устойчивости и прочности в заданных условиях эксплуатации (ГОСТ 26632).

3.45 нефтеловушка: Сооружение для механической очистки сточных вод от нефти и нефтепродуктов, способных к гравитационному отделению, осаждающихся механических примесей и взвешенных веществ [1].

3.46 обечайка: Цилиндрическая оболочка замкнутого профиля, открытая с торцов.

3.47 оперативная диагностика: Диагностика, выполняемая на резервуаре непрерывно или дискретно в процессе эксплуатации.

3.48 опора: Устройство для установки сосуда в рабочем положении и передачи нагрузок от сосуда на фундамент или несущую конструкцию.

3.49 остаточный ресурс: Суммарная наработка объекта от момента контроля его технического состояния до перехода в предельное состояние.

3.50 отдулина: Дефект поверхности, представляющий собой локальную пологую выпуклость, образовавшуюся вследствие местного перегрева металла.

3.51 подтоварная вода: Вода, скопившаяся на дне резервуара при хранении нефти (нефтепродуктов) [1].

3.52 предельное состояние: Состояние объекта, при котором его дальнейшая эксплуатация недопустима или нецелесообразна либо восстановление его работоспособного состояния невозможно или нецелесообразно (ГОСТ 27.002).

3.53 прогнозирование технического состояния: Определение технического состояния объекта с заданной вероятностью на предстоящий интервал времени.

Примечание – Целью прогнозирования технического состояния может быть определение с заданной вероятностью интервала времени (ресурса), в течение которого сохранится работоспособное (исправное) состояние объекта, или вероятности сохранения работоспособного (исправного) состояния объекта на заданный интервал времени (ГОСТ 20911).

3.54 программа технического диагностирования: Организационно-методический документ, уста-

навливающий объект и цели, последовательность и объем проводимых испытаний, порядок, условия, место и сроки проведения испытаний, а также ответственность за обеспечение и проведение испытаний.

3.55 продуктовая насосная: Группа насосных агрегатов, установленных в здании, под навесом или на открытой площадке, предназначенная для перекачки нефти и нефтепродуктов [1].

3.56 разрешенное давление сосуда (элемента): Максимально допустимое избыточное давление сосуда (элемента), установленное по результатам технического освидетельствования или диагностирования.

3.57 расчетный срок службы сосуда (элемента): Срок службы в календарных годах, исчисляемый со дня ввода сосуда в эксплуатацию.

3.58 резервуар: Стационарный сосуд, предназначенный для хранения газообразных, жидких и других веществ.

3.59 резервуар вертикальный цилиндрический стальной: Наземное строительное сооружение, предназначенное для приема, хранения, измерения объема и выдачи жидкости (ГОСТ 31385).

3.60 резервуар горизонтальный стальной: Металлический сосуд в форме горизонтально лежащего цилиндра со сферическими, плоскими, коническими или усеченно-коническими днищами, применяемый для хранения и измерений объема жидкостей (ГОСТ 8.346).

3.61 резервуарный парк: Группа (группы) резервуаров, предназначенных для выполнения технологических операций приема, хранения и выдачи (откачки) нефти и нефтепродуктов, размещенных на территории, ограниченной по периметру:

– обвалованием или ограждающей стенкой при наземных резервуарах (наземном хранении);

– дорогами или противопожарными проездами при подземных (заглубленных в грунт или обсыпанных грунтом) резервуарах, установленных в котлованах или выемках [1].

3.62 ремонт: Восстановление поврежденных, изношенных или пришедших в негодность по любой причине элементов сосуда с доведением их до работоспособного состояния.

3.63 ресурс: Суммарное число полных циклов заполнения от начала эксплуатации или ее возобновления после ремонта до перехода в предельное состояние.

3.64 сварное соединение: Неразъемное соединение элементов конструкции, деталей, выполненное сваркой и включающее в себя шов с валиком-усилением в зону термического влияния.

3.65 сварной шов: Участок сварного соединения, образовавшийся в результате кристаллизации расплавленного металла (сварка плавлением) или пластической деформации (сварка давлением) или их сочетания.

3.66 системы технического диагностирования: Совокупность средств, объекта и исполнителей, необходимая для проведения диагностирования по правилам, установленным в технической документации.

3.67 склады нефти и нефтепродуктов: Самостоятельные предприятия (или цеха в составе нефтяных, промышленных, сельскохозяйственных, транспортных и энергетических предприятий), предназначенные для приема, хранения и реализации нефти (нефтепродуктов), с резервуарным парком и комплексом зданий, сооружений и коммуникаций для обеспечения оперативной деятельности [1].

3.68 сосуд: Герметически закрытая емкость, предназначенная для ведения химических, тепловых и других технологических процессов, а также для хранения и транспортирования газообразных, жидких и других веществ. Границей сосуда являются входные и выходные штуцеры.

3.69 сосуд передвижной: Сосуд, предназначенный для временного использования в различных местах или во время его перемещения.

3.70 сосуд стационарный: Постоянно установленный сосуд, предназначенный для эксплуатации в одном определенном месте.

3.71 специализированная организация по диагностированию: Организация, имеющая специальное разрешение (лицензию) Министерства по чрезвычайным ситуациям Республики Беларусь на право осуществления деятельности в области промышленной безопасности в части выполнения работ и (или) услуг по техническому диагностированию потенциально опасных объектов и (или) технических устройств.

3.72 средства технического диагностирования (обследования): Аппаратура и программы, с помощью которых осуществляется диагностирование (обследование).

3.73 срок службы сосуда: Продолжительность эксплуатации в календарных годах до перехода в предельное состояние.

3.74 схема: Документ, на котором показаны в виде условных изображений или обозначений составные части изделия и связь между ними (ГОСТ 2.102).

3.75 температура рабочей среды: Минимальная (максимальная) температура среды в сосуде при нормальном протекании технологического процесса.

3.76 расчетная температура стенки: Температура, при которой определяются физико-механические характеристики, допускаемые напряжения материала и производится расчет на прочность элементов сосуда.

3.77 техническая диагностика: Теория, методы и средства определения технического состояния объекта.

3.78 техническое состояние объекта: Состояние, которое характеризуется в определенный момент времени, при определенных условиях внешней среды, значениями параметров, установленных техни-

ческой документацией на объект (ГОСТ 20911).

3.79 техническая эксплуатация: Совокупность мероприятий, направленных на приведение и поддержание резервуара в работоспособном состоянии.

Примечание – к мероприятиям относятся: эксплуатация, техническое обслуживание, обследование, техническое диагностирование и ремонт резервуаров.

3.80 трещина: Несплошность, вызванная местным разрывом шва (или металла), которая может возникнуть в результате охлаждения или действия нагрузок.

3.81 узел задвижек: Группа задвижек, обеспечивающая выполнение заданных технологических операций, которая может размещаться в помещениях, колодцах, под навесом или на открытых площадках [1].

3.82 условия эксплуатации: Совокупность факторов, действующих на изделия при его эксплуатации (ГОСТ 25866).

3.83 хлопун (вмятина): Локальная деформация поверхности конструкций резервуара.

3.84 цепочка: Три и более дефекта типа пор или включений, расположенных в линию с расстоянием между любыми двумя близлежащими дефектами более одной, но не более трех максимальных ширин (диаметров) этих дефектов.

3.85 чешуйчатость сварного шва: Наличие гребней и впадин на поверхности сварного шва.

3.86 ширина шва: Расстояние между видимыми линиями сплавления на лицевой стороне сварного шва при сварке плавлением (ГОСТ 2601).

3.87 штуцер: Элемент, предназначенный для присоединения к сосуду трубопроводов, трубопроводной арматуры, контрольно-измерительных приборов и т. п.

3.88 экспертное (техническое) обследование: Совокупность работ с целью получения информации о реальном техническом состоянии объекта, наличии в нем повреждений, выявления причин и механизмов их возникновения и развития.

3.89 эксплуатационные документы: Документы, предназначенные для использования при эксплуатации, обслуживании и ремонте изделия в процессе эксплуатации (ГОСТ 2.102).

3.90 элемент сосуда (резервуара): Сборная единица сосуда (резервуара), предназначенная для выполнения одной из основных функций сосуда (резервуара).

4 Сокращения

В настоящем техническом кодексе применяют следующие сокращения:

ГЖ – горючие жидкости;

ЛВЖ – легковоспламеняющиеся жидкости;

ЛНПА – локальный нормативный правовой акт;

НКПВ – нижний концентрационный предел воспламеняемости (распространения пламени);

НМК – неразрушающие методы контроля;

НПА – нормативный правовой акт;

ППР – проект производства работ;

ПРП – патрубок приемо-раздаточный;

ПРУ – приемо-раздаточное устройство;

РВС – резервуар вертикальный стальной цилиндрический;

РВСПК – резервуар вертикальный стальной цилиндрический с плавающей крышей;

ЭВМ – электронно-вычислительные машины (компьютеры).

Часть I

5 Общие положения

5.1 Резервуары предназначены для приемки, хранения, отпуска, учета нефти и нефтепродуктов.

Элементы резервуаров в эксплуатационных условиях испытывают значительные быстроменяющиеся температурные режимы, повышенное давление, вакуум, вибрацию, неравномерные просадки, коррозию.

5.2 Безопасная работа резервуаров обеспечивается при условии:

– правильного выбора исходных данных при проектировании, принятых для расчета прочностных характеристик конструкций, обеспечения оптимального технологического режима эксплуатации, защиты металлоконструкций от коррозии и т. д.;

– выполнения монтажа с учетом соблюдения требований проекта производства работ, а также допусков, устанавливаемых ТКП 45-5.04-41 и проектом;

– испытания резервуара в целом на герметичность и прочность согласно рекомендациям проекта производства работ, настоящего технического кодекса и других ТНПА;

– соблюдения в процессе эксплуатации требований настоящего технического кодекса.

5.3 Стальные резервуары для хранения нефти и нефтепродуктов, находящиеся в эксплуатации, различны по конструкции в зависимости от назначения (технологических параметров), расположения резервуаров (наземные, подземные), формы (вертикальные цилиндрические, горизонтальные цилиндрические),

вида сварных соединений листовых конструкций и способа монтажа (полистовой и рулонной сборки).

5.4 РВС подразделяют:

– по вместимости: от 100 до 120 000 м^3;

– по расположению: наземные и подземные;

– по давлению в газовом пространстве: без давления, с избыточным давлением до 0,002 МПа и повышенным давлением до 0,07 МПа;

– по конструкции кровли: со стационарной и плавающей крышами.

Стационарные крыши вертикальных сварных резервуаров бывают конической, сферической и сфероидальной формы.

Стенки сварных резервуаров имеют соединения листов встык, внахлестку и частично встык. В зависимости от условий эксплуатации и вида хранимого нефтепродукта они могут иметь теплоизоляционное покрытие.

5.5 Горизонтальные цилиндрические стальные резервуары подразделяют:

– по вместимости: от 3 до 200 м^3;

– по расположению: наземные, подземные;

– по давлению в газовом пространстве: без давления, с избыточным давлением.

Резервуары горизонтальные имеют плоские, конические и сферические днища, а также днища в форме усеченного конуса.

Горизонтальные резервуары рассчитаны на избыточное давление до 0,04 МПа при плоских днищах и 0,07 МПа при конических днищах.

5.6 Резервуары эксплуатируются в различных климатических условиях с температурой окружающего воздуха до минус 60 °С в зимнее время и до плюс 50 °С в летнее время при различной температуре продукта в резервуаре.

5.7 Выбор того или иного типа резервуара для хранения нефтепродуктов должен соответствовать требованиям ГОСТ 1510, ГОСТ 17032, ГОСТ 31385 и быть обоснован технико-экономическими расчетами в зависимости от характеристик нефтепродукта, климатических условий эксплуатации с учетом максимального снижения потерь от испарения при хранении.

5.8 Для хранения бензинов и нефти с целью сокращения потерь от испарения независимо от категории и группы резервуарных парков следует применять резервуары вертикальные с защитными покрытиями (плавающими крышами, понтонами и т.п.) или оборудованные газовой обвязкой в зависимости от условий эксплуатации и при соответствующем обосновании.

Допускается хранить бензины и нефть в резервуарах без понтонов и газовой обвязки до капитального ремонта и в технологических (промежуточных) резервуарах нефтеперерабатывающих заводов, при этом следует обеспечить хранение бензинов в резервуарах с избыточным давлением до 0,002 МПа. Не допускается хранить авиационные бензины в резервуарах, оборудованных плавающими крышами.

Защитные покрытия (понтоны, плавающие крыши и др.) можно применять как в новых, так и в действующих наземных РВС.

5.9 Стальные резервуары следует сооружать по специально разработанным проектам.

В приложении А приведены оптимальные геометрические параметры резервуаров различных конструкций.

5.10 Каждый действующий резервуар должен постоянно иметь полный комплект соответствующего оборудования, предусмотренного проектом, и находиться в исправном рабочем состоянии. Установка дополнительного оборудования без проектно-сметной документации не допускается.

5.11 Заводское изготовление стальных горизонтальных резервуаров для нефтепродуктов производится по разработанным проектам.

Места расположения опор и колец, их число для стационарных и перевозимых резервуаров определяются рабочими чертежами.

Допускаемые отклонения от основных размеров резервуаров должны соответствовать указанным на рабочих чертежах.

5.12 Резервуары и защитные кожухи к ним изготавливают из материала, обладающего достаточной устойчивостью к физическому и химическому воздействию рабочей жидкости и окружающей среды.

5.13 Внутренние поверхности стальных резервуаров и находящееся внутри них оборудование должны иметь маслобензино- и паростойкое защитное покрытие, удовлетворяющее требованиям электростатической безопасности. Необходимость, тип и способ нанесения защитных покрытий на внутреннюю поверхность резервуаров (днище, крыша, первый и верхний (последний) пояс) определяются проектом в зависимости от условий эксплуатации.

Наружные поверхности резервуаров и находящееся на них оборудование должны быть окрашены. Неокрашиваемые детали (крепежные узлы и т. д.) должны быть законсервированы.

5.14 Фланцы патрубков резервуаров следует выполнять по ГОСТ 33259: типы 01 и 11, исполнение В, ряд 1 на номинальное давление 1,6 МПа для стенки и 0,25 МПа для крыши, если иное не оговорено в техническом задании на проектирование.

5.15 Прокладки для резервуаров под нефтепродукты должны изготовляться из листового маспобензостойкого материала в соответствии с требованиями ГОСТ 7338 и других ТНПА.

Прокладки фланцевых соединений для резервуаров под специальное горючее должны изготовляться из материалов, рассчитанных на высокое давление.

Плоские эластичные прокладки для фланцев, арматуры, соединительных частей и трубопроводов изготавливаются из паронита, фторопласта-4, композиционных материалов и должны соответствовать требованиям ГОСТ 15180 и других ТНПА.

5.16 В конструкции резервуаров всех типов должны предусматриваться грузовые скобы.

5.17 Горизонтальные резервуары изготавливают, устанавливают и крепят таким образом, чтобы при заполнении и опорожнении не возникали существенные изменения вместимости (например, вследствие деформации, прогибов или смещения резервуаров), меток отсчета и встраиваемых деталей.

5.18 Трубы для подвода и вывода жидкости в сочетании с резервуаром следует изготавливать таким образом, чтобы при измерении объема была исключена возможность притока или выхода жидкости произвольным образом при заполнении, опорожнении или определении вместимости.

5.19 Горизонтальные резервуары допускается располагать на поверхности или под землей. Подземные резервуары перед определением вместимости должны полностью засыпаться грунтом.

5.20 Резервуары должны иметь уровни или края отсчета для контроля наклона.

5.21 Технологические трубопроводы резервуарных парков (складов нефтепродуктов) должны эксплуатироваться в соответствии с требованиями [2] и других ТНПА.

6 Требования к монтажной площадке, основаниям и фундаментам

6.1 При выборе площадок для размещения резервуаров в процессе строительства и реконструкции резервуарных парков необходимо учитывать:

– качество и состояние грунтов, залегающих в основании площадки;

– климатические и сейсмические условия района, в котором расположен склад нефтепродуктов;

– режим течения грунтовых вод, их химический состав, а также допустимые нагрузки на грунты и тип основания, который необходимо установить для каждого случая после тщательного анализа. Для этого следует ознакомиться с изысканиями, проведенными при сооружении склада нефтепродуктов, а также учесть изменения, которые произошли в период эксплуатации по геологическим, сейсмическим и другим условиям.

6.2 Окончательно основание и фундамент под резервуар выбираются на основе технико-экономических показателей, включая мероприятия по водоотводу, прокладке коммуникаций, планировке площадки вокруг резервуара и т. д.

6.3 Работы по устройству оснований и фундаментов для размещения резервуаров должны производиться в соответствии с требованиями ТКП 45-5.01-254.

6.4 Основание резервуара следует защищать от размыва атмосферными водами, для чего необходимо обеспечить беспрепятственный отвод с площадки резервуарного парка или отдельно стоящего резервуара к канализационным устройствам. Недопустимо погружение нижней части резервуара в грунт и скопление дождевой воды по контуру резервуара.

6.5 Откос основания должен быть покрыт несгораемым материалом шириной не менее 0,7 м.

7 Материалы для резервуарных конструкций

7.1 При сооружении и ремонте резервуаров должны использоваться металлы, обладающие гарантированными механическими характеристиками и химическим составом, высокой сопротивляемостью хрупкому разрушению при низких температурах и возможностью рулонирования заготовок, повышенной коррозионной стойкости.

7.2 Для сооружения резервуара применяется листовая сталь. Качество и марка стали должны соответствовать указаниям проекта и требованиям ТНПА и удостоверяться сертификатами соответствия организаций-изготовителей либо данными лабораторных испытаний.

7.3 По состоянию поверхности листовая сталь должна соответствовать техническим требованиям ГОСТ 14637, ГОСТ 19281, ГОСТ 27772.

7.4 Химический состав, механические свойства марок стали и предельные отклонения по толщине листов металла должны соответствовать требованиям ТНПА и приведены в таблице 7.1, приложениях Б, В.

Таблица 7.1 – Предельные отклонения по толщине листов металла

Толщина листа, мм	3,5-3,9	3,9-5,5	5,5-7,5	7,5-10	10-12	12-25	25-30
Предельные отклонения по толщине листов стали при ширине листа 1 500 – 2 000 мм	+0,4 -0,5	+0,4 -0,5	+0,4 -0,6	+0,35 -0,8	+0,4 -0,8	+0,6 -0,8	+0,6 -0,9

7.5 В понтонах, плавающих крышах, затворах и резервуарном оборудовании допускается применять синтетические, резинотехнические и другие полимерные материалы, которые должны отвечать специальным техническим требованиям для каждого конкретного вида изделия (прочность; набухание и всплытие в нефтепродуктах с содержанием ароматических углеводородов 40 % и более; морозо- и теплостойкость; во-

допоглощение; влияние применяемых материалов на показатели качества товарных нефтепродуктов и нефтей; старение в бензине, нефти, газовоздушной смеси; технологичность; накопление статического электричества; плотность; долговечность и показатель эластичности; усадка; диффузия через материал). Эти материалы должны также удовлетворять требованиям безопасности.

8 Защита металлоконструкций от коррозии

8.1 Коррозия стальных металлических резервуаров резко сокращает эксплуатационную надежность резервуаров и оборудования, снижает срок их службы, вызывает разрушение отдельных элементов конструкций и может приводить к потерям хранимого нефтепродукта и авариям.

8.2 К основным методам защиты внутренних поверхностей стальных резервуаров с нефтью и нефтепродуктами от коррозии относят нанесение лакокрасочных и металлизационных покрытий, применение электрохимической катодной защиты, а также использование ингибиторов коррозии.

Выбор того или иного метода защиты зависит от скорости коррозии, условий эксплуатации, вида нефтепродукта и технико-экономических показателей и определяется проектировщиком при разработке проекта или эксплуатирующей организацией по результатам и опыту эксплуатации.

8.3 Антикоррозионная защита резервуаров осуществляется следующим образом:

8.3.1 наружная поверхность корпуса, крыш стальных резервуаров и оборудование, установленное на них, а также наземные участки трубопроводов всех назначений - защитными антикоррозионными покрытиями;

8.3.2 наружная поверхность днища стальных резервуаров, подземные участки трубопроводов различного назначения – защитными покрытиями (гидрофобная смесь и др.) или средствами электрохимической защиты (станцией катодной защиты и протекторами);

8.3.3 внутренняя поверхность днища, поверхность первого пояса корпуса стальных резервуаров, внутри резервуарная обвязка системы размыва донных осадков – лакокрасочными, комбинированными покрытиями или установкой протекторов;

8.3.4 внутренняя поверхность стальных резервуаров (крыша, верхние пояса корпуса) – лакокрасочными или комбинированными покрытиями.

8.4 Оборудование, изделия и материалы, применяемые при монтаже электрохимической защиты, должны соответствовать требованиям ТНПА и иметь соответствующие сертификаты соответствия, технические паспорта.

8.5 При выборе лакокрасочного покрытия необходимо, чтобы оно не влияло на качество нефтепродукта, обладало стойкостью к воздействию воды и атмосферного воздуха в условиях эксплуатации резервуара и воздействию высоких температур (до 150 °С) при произведении работ по пропарке и дегазации резервуаров. Лакокрасочное покрытие должно обладать адгезией (прилипаемостью) грунтовок к металлу резервуара и совместимостью грунтовок и эмалей. Это покрытие должно удовлетворять требованиям электростатической искробезопасности.

8.6 Защитные покрытия осуществляются на основе цинка, лакокрасочных эпоксидных, композиционных и других полимерных материалов, соответствующих требованиям 8.5 настоящего технического кодекса.

9 Оборудование резервуаров

9.1 РВС могут быть оснащены следующим оборудованием (комплектация каждого конкретного резервуара определяется проектом):

– дыхательными клапанами;

– предохранительными клапанами;

– огневыми предохранителями (огнепреградителями);

– устройствами плавающими топливоразборными типа ПУВ (для резервуаров хранения реактивного топлива РТ, ТС-1);

– приборами контроля и сигнализации (уровнемеры, сниженные пробоотборники ПСР, сигнализаторы уровня, манометры, приборы и средства автоматики систем противоаварийной защиты);

– хлопушками или ПРУ, в том числе с управлением;

– сифонным водоспускным краном;

– генератором пены и другими средствами противопожарной защиты и пожаротушения;

– приемо-раздаточными патрубками;

– вентиляционными патрубками (для резервуаров с понтонами);

– люками-лазами, люками световыми, лючками замерными.

Резервуары могут быть оснащены стационарно встроенными элементами (комплектация каждого конкретного резервуара определяется проектом): змеевиками, пеноотводами, лестницами, мешалками, приборами контроля уровня и сигнализации, измерительными трубами, замерным люком и другими устройствами.

9.2 Марка, тип оборудования и аппаратуры, размеры, комплектность должны соответствовать требованиям и указаниям проекта в зависимости от хранимого продукта и скорости наполнения и опорожнения

резервуара.

Исполнение, категория условий эксплуатации в зависимости от воздействия климатических факторов внешней среды (температуры, влажности воздуха, давления воздуха или газа, солнечного излучения, дождя, ветра, смены температуры и т. д.) должны соответствовать требованиям ГОСТ 15150, ГОСТ 16350.

9.3 Требования по устойчивости к воздействию климатических факторов внешней среды должны быть отражены в нормативно-технической документации на оборудование и установлены в соответствии с приложением 6 ГОСТ 15150.

9.4 Дыхательная арматура РВС резервуаров должна соответствовать проектному избыточному давлению и вакууму, а правильность ее работы проверена в соответствии с инструкциями по эксплуатации и паспортами. По устойчивости к воздействию климатических факторов внешней среды клапаны изготавливаются категории V размещения 1 в соответствии с ГОСТ 15150, ГОСТ 16350.

9.5 Резервуары, которые в холодный период года заполняются нефтью и нефтепродуктами с температурой выше 0 °С, следует оснащать непримерзающими дыхательными клапанами.

9.6 Не допускается установка дыхательных клапанов, предназначенных для горизонтальных резервуаров, на вертикальные.

9.7 В резервуарах, хранящих нефть и бензин и не оборудованных средствами сокращения потерь от испарения, под дыхательные клапаны следует установить диски-отражатели. Эффективность дисков- отражателей в резервуаре зависит от диаметра диска Д и расстояния от нижней кромки патрубка до верхней плоскости диска Н.

Диаметр диска выбирают конструктивно из условия свободного пропуска диска в сложенном виде через монтажный патрубок, диаметр которого соответствует диаметру клапана.

Размеры диаметра диска Д и расстояния от нижней кромки патрубка до верхней плоскости диска Н в зависимости от габаритов дыхательных клапанов приведены в таблице 9.1.

Таблица 9.1 – Параметры дисков-отражателей

Параметры	Марка диска-отражателя			
	КД-100	КД-150	КД-200	КД-250
Диаметр диска Д	100	150	200	250
Расстояния от нижней кромки патрубка до верхней плоскости диска Н	200	270	370	470

9.8 Для тушения пожара на резервуарах проектом следует предусматривать установки и оборудование в соответствии с требованиями ТНПА.

9.9 Патрубки приемо-раздаточные и замерного люка вертикальных и горизонтальных резервуаров для нефти и нефтепродуктов должны соответствовать требованиям ТНПА.

9.10 Вязкие (застывающие) нефтепродукты должны храниться в резервуарах, имеющих теплоизоляционное покрытие, оборудованных системами подогрева, которые обеспечивают сохранение качества нефтепродуктов и пожарную безопасность.

9.11 Для подогрева используют водяной насыщенный пар, перегретую промтеплофикационную воду или электроэнергию.

9.12 Конструкции подогревателей различаются в зависимости от назначения и принципа действия.

В основном рекомендуется использовать подогреватели следующих типов:

– стационарные и переносные;

– общие и местные;

– трубчатые, циркуляционного подогрева;

– паровые, электрические и другие.

9.13 Подогреватели предназначены для обеспечения бесперебойного круглогодичного приема и отпуска вязких нефтепродуктов с температурой вспышки паров выше 45 °С.

9.14 Для подогрева вязких нефтепродуктов в вертикальных резервуарах используются, как правило, стандартные секционные трубчатые подогреватели, а в горизонтальных резервуарах - змеевиковые подогреватели.

9.15 Подогреватели должны обеспечивать: подогрев вязких нефтепродуктов или поддержание оптимальной температуры для необходимой производительности перекачки, экономное расходование пара и электроэнергии; быть технически исправными, простыми в монтаже и ремонте.

9.16 Вязкие нефтепродукты подогревают в резервуарах до температуры, при которой обеспечиваются минимальные затраты на подогрев и перекачку. Выбор исходных данных для определения оптимальной температуры подогрева зависит от конкретных условий слива-налива, температуры нефтепродукта и окружающей среды, а также от свойств нефтепродукта.

9.17 В резервуарах проводят общий, местный и комбинированный электроподогрев нефтепродуктов.

Выбор способа подогрева зависит от расчетной температуры окружающего воздуха, марки нефтепродукта, объема реализации его в холодное время года, типа и способа установки резервуара.

За расчетную температуру окружающего воздуха принимают среднюю температуру наиболее холодной пятидневки.

9.18 Общий электроподогрев применяют, если объем суточной реализации нефтепродукта равен или больше 30%-ной вместимости резервуара. При этом подогревают весь объем нефтепродукта и поддерживают заданную температуру в процессе хранения.

9.19 Местный способ электроподогрева характеризуется тем, что нефтепродукт подогревают в ограниченном объеме в специальной нагревательной камере, оборудованной в резервуаре. Объем камеры принимают равным объему суточной или односменной реализации нефтепродукта.

Вязкие нефтепродукты при объеме реализации не более 1 – 2 т в сутки достаточно подогревать грелкой (трубкой выходного потока).

9.20 Комбинированный способ электроподогрева характеризуется тем, что нефтепродукт сначала подогревают в основном резервуаре хранения до температуры, обеспечивающей самотечный переток в промежуточный резервуар в установленное время. Комбинированный способ целесообразно применять при суточной реализации данного нефтепродукта более 3 т.

Промежуточный резервуар заполняют по соединительному обогреваемому трубопроводу. Для ускорения заполнения диаметр соединительного трубопровода должен быть не менее 250 мм. Промежуточный резервуар оборудуется общим электроподогревом. Заполнение промежуточного резервуара может быть непрерывным или периодическим.

Объем промежуточных резервуаров принимается равным объему максимальной суточной реализации нефтепродукта. Промежуточный резервуар должен быть теплоизолирован.

9.21 Подогрев нефтепродуктов в резервуарах насыщенным паром или перегретой водой осуществляется стационарными или переносными подогревателями, а также устройствами стационарного подогрева и размыва.

9.22 Конденсат от пароподогревателей, имеющий удовлетворительное качество, необходимо возвращать в сети конденсата.

Электрооборудование, аппараты и приборы, используемые в резервуарных парках, должны удовлетворять требованиям ТКП 181, ТКП 427, ГОСТ 12.2.020, [3], [4].

10 Средства измерения и автоматики

10.1 Для измерения массы, уровня и отбора проб нефти и нефтепродуктов в резервуарах должны применяться средства измерения, системы измерительных устройств, предусмотренные проектными решениями.

10.2 При строительстве, реконструкции или модернизации резервуарного парка средства измерения и автоматизации должны разрабатываться с учетом:

– требований ТНПА;

– свойств рабочей среды (вязкость, плотность, агрессивность, диапазон рабочих температур, давление и т. д.) хранимых в резервуарах продуктов;

– диапазона измеряемого параметра;

– внешних условий (наружная температура, влажность воздуха и др.);

– конструктивных особенностей резервуара (тип резервуара, вместимость, высота, диаметр).

10.3 Резервуары для нефти и нефтепродуктов в соответствии с проектными решениями могут оснащаться следующими приборами и средствами автоматики:

– местным или дистанционным измерителями уровня жидкости в резервуаре;

– сигнализатором максимального (аварийного) уровня жидкости в резервуаре;

– дистанционным измерителем средней температуры жидкости в резервуаре;

– местным и дистанционным измерителями температуры жидкости в районе приемо-раздаточных патрубков в резервуаре, оснащаемых устройством для подогрева жидкости;

– автоматической пожарной сигнализацией и установками автоматического пожаротушения согласно [1];

– дистанционным сигнализатором загазованности над плавающей крышей;

– сниженным пробоотборником;

– сигнализатором верхнего положения понтона;

– датчиком утечек.

11 Приемка резервуаров в эксплуатацию

11.1 Монтаж резервуара считается законченным при следующих условиях: конструктивные элементы резервуара, основание и фундамент его выполнены в соответствии с проектом; оборудование укомплектовано в соответствии с требованиями проекта; металлоконструкции, сварочные материалы соответствуют действующим стандартам или техническим условиям (на основании документов); монтаж конструкций выполнен в соответствии с проектом производства работ и технологическими картами; стальные конструкции огрунтованы и окрашены.

Примечание – Монтаж неметаллических защитных покрытий в новых резервуарах, а также дооснащение ими дей-

ствующих проводятся согласно инструкциям, техническим условиям, требованиям организаций – разработчиков проектов на неметаллические защитные покрытия.

Техническая документация на синтетические понтоны должна быть представлена разработчиками проекта монтажникам до начала монтажа с целью согласования возможных отступлений от проекта.

11.2 Приемку резервуара в эксплуатацию после монтажа осуществляет комиссия в порядке, установленном в ЛНПА организации.

Приемку резервуаров в эксплуатацию проводят после испытания резервуаров на герметичность и прочность с полностью установленным на них оборудованием, внешнего осмотра и установления соответствия представленной документации требованиям проекта.

11.3 До начала испытания организации, участвующие в монтаже резервуара, должны представить заказчику всю техническую документацию на выполнение работы, в том числе:

– сертификаты соответствия (или их копии) на стальные конструкции резервуара, удостоверяющие качество металла и сварочных материалов;

– данные о сварочных работах, проведенных при изготовлении резервуара, и результаты проверки качества сварных соединений;

– акты на скрытые работы по подготовке основания и устройству изолирующего слоя;

– результаты контроля сварных соединений резервуара.

11.4 Для резервуаров с понтоном (плавающей крышей) дополнительно должна быть представлена техническая документация на конструкцию уплотняющего затвора понтона и акты испытаний на герметичность плавающих крыш (понтонов) после их монтажа. В технической документации на понтон должна быть указана его масса. Для защитных покрытий из синтетических материалов приводится характеристика примененного материала: марка, компоненты, способ изготовления, температурный режим и т. д.

11.5 Перед гидравлическими испытаниями резервуара необходимо проверить отклонение от проектных величин:

– фактических размеров основания и фундамента;

– геометрических размеров и формы стальных конструкций (днища, стенки, крыши, понтона или плавающей крыши и т. д.).

Отклонения геометрических размеров формы стальных конструкций резервуаров от проектных не должны превышать величин, приведенных в таблицах 11.1, 11.2, 11.3, 11.4.

11.6 Отклонение от вертикали наружной стенки коробов понтона или плавающей крыши необходимо определять в зонах вертикальных стыков стенки резервуара и посередине 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 коробов. Ось направляющей стойки должна проходить через центр направляющего патрубка короба.

11.7 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 линейкой с миллиметровыми делениями. Результаты измерений сопоставляют с проектными данными.

11.8 Вертикальные сварные швы первого пояса стенки резервуара не должны быть расположены между приемо-раздаточными патрубками.

Постоянные конструктивные элементы (кроме колец жесткости) вертикальных резервуаров должны быть расположены не ближе 100 мм от оси горизонтальных швов стенки и днища резервуара и не ближе 150 мм от оси вертикальных швов стенки, а также от края любого другого постоянного конструктивного элемента или деталей патрубков и люков (обечаек, труб, усиливающих листов) на стенке. Расстояния между привариваемыми к стенке резервуара деталями смежных патрубков и люков, или от них до оси вертикальных швов стенки должны быть не менее 250 мм, а до оси горизонтальных швов стенки и до днища резервуара (кроме варианта исполнения усиливающего листа, доходящего до днища) – не менее 100 мм. Расстояние от привариваемых к стенке резервуара деталей патрубков и люков (обечаек, труб, усиливающих листов) до прочих привариваемых к стенке деталей должно быть не менее 150 мм.

11.9 Допустимые отклонения фактических размеров оснований и фундаментов при монтаже и эксплуатации резервуаров от проектных не должны превышать величин, приведенных в таблице 11.1.

Таблица 11.1 – Допустимые отклонения при монтаже оснований и фундаментов резервуаров

Вид отклонения	Предельное отклонение, для резервуаров объемом ($м^3$), мм		
	100 – 700	1 000 – 5 000	10 000 – 120 000
1 Отклонение отметки центра основания			
– при плоском основании	0; +20	0; +30	0; +50
– с подъемом к центру	0; +40	0; +50	0; +60
– с уклоном к центру	0; -40	0; -50	0; -60

Окончание таблицы 11.1

Вид отклонения	Предельное отклонение, для резервуаров объемом (м^3), мм		
	100 – 700	1 000 – 5 000	10 000 – 120 000
2 Отклонение отметок поверхности периметра основания, определяемых в зоне расположения окрайков	+10	+15	±40
3 Разность отметок любых несмежных точек основания	20	25	–
4 Отклонение отметок поверхности кольцевого фундамента	–	–	±8
5 Разность отметок любых несмежных точек кольцевого фундамента	–	–	15
6 Отклонение ширины кольцевого фундамента (по верху)	–	–	+50; 0
7 Отклонение наружного диаметра кольцевого фундамента	–	–	+60; -40
8 Отклонение толщины гидроизоляционного слоя на бетонном кольце в месте расположения стенки резервуаров	–	–	+5

11.10 Допустимые отклонения фактических геометрических размеров и форм стальных конструкций новых резервуаров при монтаже и эксплуатации не должны превышать значений, приведенных в таблице 11.2.

Таблица 11.2 – Допустимые отклонения размеров и форм резервуаров

Отклонение	Допускаемое отклонение, мм
Днище	
1 Отклонение отметок наружного контура в зависимости от объема резервуара	Таблица 11.3
2 Высота хлопунов при диаметре днища: – до 12 м (предельная площадь хлопуна 2 м^2); – свыше 12 м (предельная площадь хлопуна 5 м^2)	 200 220
Стенка	
3 Отклонение величины внутреннего радиуса резервуара на уровне днища от проектной: – при радиусе до 12 м включительно; – при радиусе свыше 12м	 ±20 ±30
4 Отклонение высоты стенки, смонтированной: – из рулонных заготовок высотой: до 12 м; до 18 м; – из отдельных листов	 ±20 ±25 ±30
5 Отклонение образующей вертикали	Таблица 11.4
6 Выпучины или вмятины на поверхности вдоль образующей	Таблица 11.5
Крыша	
7 Разность отметок смежных узлов верха радиальных балок и ферм на опорах	20
Примечание – Нижняя часть наружного контура понтона или плавающей крыши не должна находиться выше уровня жидкости.	

11.11 Допустимые отклонения наружного контура днища приведены в таблице 11.3.

Таблица 11.3 – Допустимые отклонения (в мм) наружного контура днища от горизонтали

Объем резервуара, м^3	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
1	2	3	4	5
менее 700	10	25	20	40
700 – 1 000	15	40	30	60
1 500 – 5 000	20	50	40	80
10 000 – 20 000	25	55	45	90

Окончание таблицы 11.3

1	2	3	4	5
30 000 – 120 000	30	60	50	100

Примечание – Отклонения от горизонтальности наружного контура днища резервуара не должны превышать величин, указанных в таблице 11.3. Для резервуаров, находящихся в эксплуатации более четырех лет, допускаются отклонения в два раза больше, чем для новых. При наличии отклонений днища, превышающих указанные, должен быть проведен ремонт основания с подбивкой гидрофобным грунтом.

Таблица 11.4 – Предельные отклонения от вертикали образующих стенок резервуаров

Объем резервуара, м^3	Предельные отклонения от вертикали образующих стенки, мм												Контроль (метод, объем, вид регистрации)
	Номера поясов												
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	
100 – 700	10	20	30	40	45	50	-	-	-	-	-	-	Измерительный, каждый резервуар; геодезическая исполнительная схема
1 000 – 5 000	15	25	35	45	55	60	65	70	75	80	-	-	
10 000 – 20 000	20	30	40	50	60	70	75	80	85	90	90	90	
30 000 – 120 000	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 всех промежуточных поясов следует определять интерполяцией.

2 Измерения отклонений производят для каждого пояса на расстоянии до 50 мм от верхнего горизонтального шва.

3 Проверку отклонений производить не реже чем через 6 м по окружности резервуара.

4 При определении отклонений учитываются телескопичность стенки резервуаров, смонтированных полистовым способом.

5 Указанные в таблице отклонения должны удовлетворять 75 % произведенных измерений по образующим. Для остальных 25 % измерений допускаются предельные отклонения на 30 % больше, с учетом их местного характера.

6 Для отдельных резервуаров, эксплуатирующийся не более 20 лет и имеющих отклонения от вертикали выше указанных в таблице 11.4 и примечании 5, допускается временная эксплуатация на основании заключения специализированной организации при условии, что эти отклонения не прогрессируют.

11.12 В резервуарах вместимостью 1 000 м^3 и более на одном листе стенки при площади не менее 7 м^2 могут быть расположены не более четырех врезок диаметром более 300 мм; змеевики для обогрева резервуаров и мелкие штуцеры могут быть врезаны в лист стенки, не имеющей других врезок (кроме листа с приемо-раздаточными патрубками); при этом в одном листе допускается установка не более восьми штуцеров диаметром до 100 мм. В резервуарах вместимостью до 700 м^3 (включительно) оборудование может быть расположено с учетом удобства размещения.

11.13 При полистовой сборке стенки резервуара размеры разбежки между вертикальными стыками листов первого пояса и стыками окраек днища должны быть не менее 100 мм для резервуаров объемов до 10 000 м^3 включительно и не менее 200 мм для резервуаров объемом свыше 10 000 м^3; размеры разбежки между вертикальными стыками отдельных поясов – не менее 500 мм.

11.14 Врезка и приварка патрубков резервуарного оборудования, устанавливаемого на первом поясе, должны быть закончены до проведения гидравлического испытания резервуара.

Наружный диаметр D_R усиливающего листа (листовой накладки) должен находиться в пределах $1{,}8D_0 \le D_R \le 2{,}2D_0$, где D_0 – диаметр отверстия в стенке. Допускается установка патрубков номинальным диаметром до 65 мм включительно в стенке толщиной не менее 6 мм без усиливающих листов

11.15 Контроль всех сварных соединений (швов) резервуара выполняется в соответствии с требованиями, указанными в проектной документации.

11.16 Для резервуаров, находящихся в эксплуатации длительное время (более 20 лет), допускаются отклонения от вертикали выше указанных в таблице 11.4 (но не более чем вдвое), при условии их стабилизации и отсутствия значительных (неплавных) переломов в нижних поясах корпуса.

11.17 Допустимые выпучины или вмятины на поверхности стенки вдоль образующей (для новых резервуаров) приведены в таблице 11.5.

Таблица 11.5 – Допустимые выпучины и вмятины

Расстояние от нижнего до верхнего края выпучины или вмятины, мм	Допускаемая величина, мм
до 1 500 включительно	15
1 500 – 3 000	30
3 000 – 4 000	45

Примечание – Для резервуаров, находящихся в эксплуатации более 15 лет, допускается отклонение на 30 % больше, чем для вновь построенных.

11.18 Недопустимы резкие неплавные переломы в нижних поясах корпуса, которые дают «хлопки» при наливе и сливе продукта.

11.19 При приемке из монтажа 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, сжиженного пробоотборника и центральной стойки;

– состояние швов и материалов ковра (непровары, трещины, разрывы, посторонние включения, расслоение, вздутие и разрывы не допускаются);

– состояние коробов, поплавков;

– наличие крепления заземления;

– крепление секций затвора с кольцом жесткости;

– наличие защиты от статического электричества;

– работоспособность конструкции затвора;

– работоспособность дренажных устройств;

– работоспособность уровнемера, пробоотборника.

12 Требования при испытании резервуаров на герметичность и прочность

12.1 Испытание резервуаров на герметичность должно проводиться наливом воды на проектный уровень наполнения продуктом или до уровня контрольного патрубка, предусмотренного для ограничения высоты наполнения резервуара. Налив воды следует осуществлять ступенями с промежутками времени, необходимыми для выдержки и проведения контрольных осмотров и измерений в соответствии с программой испытаний.

12.2 Перед проведением гидравлических испытаний резервуаров необходимо выполнить работы по устройству ливневой канализации. Перед началом наполнения резервуара с колодца ливневой канализации следует снять крышки, а вокруг колодца соорудить ограждение.

12.3 При проведении гидравлических испытаний необходимо разработать мероприятия по осмотру состояния резервуара, для чего:

– усилить освещение наружной поверхности стенки резервуара, особенно утора и площадки вокруг железобетонного кольца;

– обеспечить освещение верхней бровки обвалования;

– установить границу опасной зоны во время испытаний;

– персоналом, участвующим в испытании, организовать наблюдение за резервуаром.

12.4 Персонал, принимающий участие в проведении испытаний, должен пройти целевой инструктаж по охране труда.

На все время испытаний устанавливается граница опасной зоны радиусом не менее двух диаметров резервуара, внутри которой не допускается нахождение людей, не связанных с испытанием. Если вокруг испытуемого резервуара сооружено обвалование или защитная стенка, то они являются границей опасной зоны.

Лица, проводящие гидравлические испытания, в период заполнения резервуара водой должны находиться вне опасной зоны.

12.5 Во время повышения давления или вакуума допуск к осмотру резервуара разрешается не ранее чем через 10 мин после достижения установленных испытательных нагрузок. Контрольные приборы должны устанавливаться вне опасной зоны или в надежных укрытиях.

12.6 При отсутствии гибкого участка трубопровода высоту первой его опоры со стороны резервуара устанавливают после окончания гидравлических испытаний.

12.7 Резервуары с металлическими или синтетическими понтонами, плавающими крышами повышенного давления испытывают в соответствии с требованиями, приведенными в проекте, а также рекомендациями организаций – разработчиков проекта с учетом конструктивных особенностей.

12.8 Испытания вертикальных резервуаров на прочность проводят наливом воды до верхней проектной отметки и выдерживают под нагрузкой в течение (если в проекте нет других указаний):

– 24 ч – для резервуаров объемом до 10 000 м^3;

– 48 ч – для резервуаров объемом от 10 000 м^3 до 20 000 м^3 включительно;

– 72 ч – для резервуаров объемом свыше 20 000 м^3.

12.9 По мере заполнения резервуара водой необходимо наблюдать за состоянием конструкций и сварных швов. При обнаружении течи из-под края днища или появления мокрых пятен на поверхности отмостки испытание необходимо прекратить, слить воду, установить и устранить причину течи. Если в процессе испытания будут обнаружены свищи, течи или трещины в стенке резервуара (независимо от величины дефекта), испытание должно быть прекращено и вода слита:

– полностью – при обнаружении дефекта в 1-м поясе;

– на один пояс ниже расположения дефекта – при обнаружении дефекта во 2-6-м поясах;

– до 5-го пояса – при обнаружении дефекта в 7-м поясе и выше.

После устранения обнаруженных дефектов испытания должны быть продолжены, а в случае полного слива воды – повторены.

12.10 Резервуары со стационарной крышей без понтона перед сдачей их заказчику для выполнения антикоррозионной защиты и монтажа оборудования дополнительно испытывают на внутреннее избыточное давление для проверки герметичности крыши и относительное разрежение для проверки устойчивости корпуса.

Крышу испытывают на избыточное давление при заполненном водой резервуаре до отметки на 10% ниже проектной с 30-минутной выдержкой под созданной нагрузкой. Давление создают подачей воды при герметично закрытых люках на крыше. Устойчивость корпуса проверяют созданием относительного разрежения внутри резервуара при уровне залива водой 1,5 м с 30-минутной выдержкой под созданной нагрузкой. Относительное разрежение создается сливом воды при герметично закрытых люках на крыше.

Избыточное давление принимают на 25 %, а относительное разрежение на 50 % больше проектного значения (если в проекте нет других указаний).

12.11 Гидравлические испытания следует проводить при температуре окружающего воздуха не ниже +5 °С. При необходимости проведения испытаний при температуре ниже +5 °С в зимнее время должны быть приняты меры по предотвращению замерзания задвижек и воды в трубах, а также обмерзания стенок резервуара.

12.12 Гидравлические испытания вновь вводимых в эксплуатацию резервуаров с понтонами (плавающими крышами) необходимо проводить согласно ТНПА до установки уплотняющих затворов. Допускается проводить испытания с установленными уплотняющими затворами для регулировки их положения с учетом фактической геометрии стенки резервуара. При этом в резервуарах с плавающими крышами следует тщательно наблюдать за работой катучей лестницы, дренажного устройства и другого оборудования. Скорость подъема (опускания) понтона или плавающей крыши при гидравлических испытаниях не должна превышать эксплуатационную.

В начальный период наполнения резервуара водой необходимо следить через люк-лаз за подъемом понтона. Движение понтона (плавающей крыши) должно быть плавное, без рывков, шума и попадания жидкости на поверхность понтона.

12.13 Горизонтальные резервуары должны подвергаться испытаниям на 1,25 рабочего давления с временем выдержки не менее 10 минут. Допускаются пневматические испытания давлением 0,07 МПа для резервуаров с коническими днищами и 0,04 МПа – с плоскими днищами.

13 Основные положения по обеспечению надежности резервуаров в эксплуатации

13.1 Надежность резервуара - свойство его конструкции сохранять во времени в установленных пределах значения всех параметров, характеризующих способность выполнять требуемые функции в заданных режимах и условиях применения при приеме, хранении и отборе из него нефти и нефтепродуктов (уровень наполнения, плотность и вязкость, температура, скорость закачки и отбора продукта, оборачиваемость резервуара, а также масса снегового покрова, сила ветра, расчетная температура, величина сейсмического воздействия и т. д.).

13.2 Оценка уровня надежности резервуара и его элементов должна проводиться по установленным параметрам конструкции, которые определяются технической документацией.

13.3 Порядок и методы контроля показателей надежности определяются требованиями ГОСТ 27.301.

13.4 Критериями, характеризующими эксплуатационную надежность резервуаров, являются:

– работоспособность резервуара - состояние, при котором резервуар способен выполнять свои функции без отклонений от параметров, установленных требованиями технической документации. Для поддержания работоспособности резервуара необходимо выполнять в установленные сроки текущие и капитальные ремонты, а также осуществлять профилактику и раннюю техническую диагностику дефектов;

– безотказность работы резервуара – свойство резервуара и его элементов сохранять работоспособность без вынужденных перерывов в работе. Вероятность безотказной работы служит количественным показателем надежности (критерий прочности, устойчивости и выносливости);

– долговечность резервуара и его элементов - свойство конструкции сохранять работоспособность до предельного состояния с необходимыми перерывами для технического обслуживания и ремонтов. Показателем долговечности может служить ресурс или срок службы;

– ремонтопригодность элементов резервуаров заключается в приспособленности элементов к предупреждению и обнаружению неисправности и их ремонта в период обслуживания до наступления отказа. Затраты труда, времени и средств на ремонтные работы определяют ремонтопригодность.

13.5 Основными факторами, обеспечивающими надежность и долговечность резервуаров, являются:

– качественное сооружение оснований и фундаментов;

– качественное заводское изготовление стальных конструкций и правильная их транспортировка;

– соблюдение геометрической формы резервуаров и их элементов;

– контроль качества строительных и монтажных работ;

– соблюдение графиков текущего и капитального ремонтов;

– соблюдение требований промышленной безопасности и охраны труда.

13.6 Своевременная и качественная оценка технического состояния и устранение выявленных дефектов повышают их надежность при эксплуатации. Такую оценку можно получить только на основании комплексной проверки, включающей в себя дефектоскопию сварных соединений, проверку качества металла, контроль толщины стенок отдельных элементов, геометрической формы и др.

14 Требования к территории резервуарного парка

14.1 Устройство, взаимное расположение и расстояния между отдельными резервуарами и группами должны соответствовать требованиям [1], [3], [5].

14.2 Резервуарные парки складов нефти и нефтепродуктов должны размещаться на более низких отметках земли по отношению к отметкам территории соседних населенных пунктов, организаций, путей железных дорог, общей сети. При размещении резервуарных парков нефти и нефтепродуктов на площадках, имеющих более высокие отметки по сравнению с отметкой территории соседних населенных пунктов, организаций и путей железных дорог общей сети, расположенных на расстоянии до 200 м от резервуарного парка, должны быть предусмотрены согласованные с соответствующими органами государственного надзора мероприятия (аварийные земляные амбары, отводные канавы для сброса нефти и нефтепродуктов при аварии и др.) по предотвращению при аварии наземных резервуаров разлива нефти и нефтепродуктов на территорию населенного пункта, организаций или на пути железных дорог общей сети. Указанные мероприятия должны также предусматриваться при размещении резервуарных парков в прибрежной полосе водных объектов на расстоянии до 200 м от уреза воды (при максимальном уровне).

14.3 Обвалование резервуаров должно постоянно содержаться в полной исправности и отвечать требованиям [1].

14.4 При строительстве и реконструкции резервуарных парков размещение задвижек внутри обвалования не допускается, кроме запорных коренных, установленных непосредственно у резервуара и предназначенных только для обслуживания данного резервуара. Задвижки, устанавливаемые на подводящих трубопроводах резервуаров для нефтепродуктов с температурой вспышки паров 45 °С и ниже, независимо от температуры и давления среды должны быть стальными.

При хранении в резервуарах нефтепродуктов с температурой вспышки паров выше 45 °С допускается установка арматуры из коксового чугуна при условии, что температура окружающего воздуха не ниже минус 30 °С и рабочее давление в трубопроводе не выше 1,6 МПа.

При хранении в резервуарах горючих газов, ЛВЖ (кроме ЛВЖ с температурой кипения ниже 45°С), ГЖ допускается установка арматуры из ковкого чугуна, при условии, что пределы рабочих температур среды не ниже минус 30°С и не выше 150°С при давлении среды не более 1,6 МПа.

Колодцы и камеры управления задвижками следует располагать с внешней стороны обвалования.

Для транспортирования тяжелого оборудования или материалов к резервуарам при ремонтных работах необходимо устраивать переезды через обвалования с подсыпкой грунта.

14.5 С территории резервуарного парка следует отводить в производственно-дождевую канализацию сточные воды:

– подтоварные (кроме резервуарных парков нефтепродуктов, поступающих по магистральным нефтепродуктопроводам), образующиеся из-за обводненности нефтепродуктов в процессе отстоя, а также в результате поступления из воздуха влаги в процессе конденсации;

– атмосферные, образующиеся в период дождей и таяния снега;

– расходуемые на охлаждение резервуаров во время пожаров.

С этой целью необходима соответствующая планировка в направлении дождевых приемных колодцев.

14.6 Сточные воды от очистки резервуаров для нефти и нефтепродуктов не допускается сбрасывать в сеть канализации. Эти сточные воды должны отводиться по трубопроводам со сборно-разборными соединениями в шламонакопители и после отстаивания в шламонакопителях отводиться сетью производственной или производственно-дождевой канализации на очистные сооружения склада.

14.7 Поступление нефтепродуктов в сеть производственно-дождевой канализации даже в аварийных случаях не допускается. Дождевые колодцы, устанавливаемые на территории резервуарного парка, следует оборудовать запорными устройствами в соответствии с проектной документацией и приводимыми в действие с ограждающего вала или мест, находящихся вне обвалования. Нормальное положение запорного устройства - «закрыто». Колодцы канализационных сетей, расположенные в резервуарных парках, должны иметь нумерацию в строгом соответствии с технологической схемой обвязки очистных сооружений.

14.8 В целях сохранения расчетной пропускной способности канализационных сетей резервуарного парка следует осуществлять их профилактическую прочистку не реже одного раза в год.

14.9 На территории организации должен быть установлен глубинный репер, закладываемый ниже глубины промерзания грунта для измерения осадки основания резервуара. Для горизонтальных подземных резервуаров необходимо иметь выносные реперные точки с целью ежегодного определения их уклона.

14.10 Территория резервуарного парка в темное время суток должна иметь освещение, отвечающее требованиям охраны труда согласно ТКП 45-2.04-153, [4], [5].

Минимальная общая освещенность, лк:

освещаемые рабочие поверхности, места производства работ:

– резервуарные парки	5
– места измерений уровня и управления задвижками в резервуарном парке	10
– лестницы, площадки	10
– места установки контрольно-измерительных приборов	30
– проезды:	
вспомогательные	0,5
главные	1 – 3
пространство между резервуарами	2

14.11 Для освещения резервуарных парков следует применять прожекторы, установленные на мачтах, расположенных за пределами внешнего ограждения (обвалования) резервуарного парка и оборудованных помостками и лестницами для обслуживания.

15 Производственные операции

15.1 В организации должны быть разработаны технологические инструкции, в которых определены порядок проведения основных эксплуатационных операций, ремонтных и аварийных работ и указаны необходимые при этом меры по охране труда и пожарной безопасности.

15.2 На складах нефтепродуктов, наливных и перекачивающих станциях должна быть составлена технологическая схема, утвержденная руководителем организации, в которой указываются расположение, присвоенные номера и обозначения резервуаров для хранения нефти и нефтепродуктов, резервуарных парков, насосных установок, сливо-наливных и раздаточных устройств, технологических трубопроводов, запорно-регулирующей арматуры, заглушек, продувочных кранов, компенсаторов и контрольно-измерительных приборов.

15.3 Все изменения, произведенные в резервуарных парках, насосных установках, трубопроводных коммуникациях, расположении арматуры, должны заноситься в технологическую схему и доводиться до производственного персонала. Изменение утвержденных технологических схем не допускается без согласования с главным инженером организации.

15.4 При хранении в одной группе резервуаров нескольких классов нефтепродуктов должны быть предусмотрены раздельные коллекторы для приема и откачки каждого класса нефтепродукта.

15.5 При смене классов нефтепродуктов качество (чистота) подготовки резервуара к наполнению должно соответствовать требованиям ГОСТ 1510. Резервуары с понтонами целесообразно использовать только для хранения нефти и бензинов.

15.6 Температура подогрева нефтепродуктов в резервуарах должна быть ниже температуры вспышки паров нефтепродуктов в закрытом тигле не менее чем на 15 °С. За температурой подогрева нефтепродуктов должен быть установлен постоянный контроль.

15.7 Температуру подогрева нефтепродуктов необходимо контролировать и записывать данные измерений в режимном листе.

15.8 Подогрев вязких и застывающих нефтепродуктов производят при проведении технологических операций по приему, отпуску и регенерации нефтепродуктов с целью увеличения их текучести и уменьшения гидравлического сопротивления при перекачке. Оптимальная температура и продолжительность подогрева должны выбираться исходя из требований технологических процессов.

15.9 Для подогрева используют водяной насыщенный пар, перегретую промтеплофикационную воду или электроэнергию.

15.10 Максимальная температура нефтепродуктов в резервуарах с металлическим понтоном должна быть принята согласно проекту.

15.11 При нагреве нефтепродукта с помощью стационарных секционных пароподогревателей давление насыщенного пара не должно превышать 0,4 МПа, а с помощью переносных – 0,3 МПа.

15.12 Во избежание гидравлических ударов в пароподогревателях перед пуском в них пара они должны быть освобождены от воды (конденсата). Пуск пара осуществляется путем постепенного и плавного открытия арматуры на линии подачи пара.

При пуске пара в змеевики резервуаров все трубки для выпуска конденсата должны быть открыты.

С целью контроля за герметичностью пароподогревателей и предотвращения обводнения нефтепродукта необходимо постоянно наблюдать за чистотой вытекающего конденсата.

В случае замерзания арматуры резервуара запрещается отогревать ее огнем. Для этой цели можно использовать водяной пар или горячую воду.

15.13 Конденсат от пароподогревателей, имеющий удовлетворительное качество, необходимо возвращать в сети конденсата.

15.14 Для сокращения потерь нефтепродуктов при их хранении в резервуарах необходимо:

– применять понтоны и системы рекуперации паров при соответствующем обосновании;

– поддерживать полную техническую исправность и герметичность резервуаров;

– содержать в исправном эксплуатационном состоянии все резервуарное оборудование (задвижки,

хлопушки, подъемные трубы, сифонные краны, стационарные пробоотборники, уровнемеры, люки и др.);

– проводить систематический контроль герметичности клапанов, сальников, фланцевых и муфтовых соединений и немедленно устранять обнаруженные пропуски нефтепродуктов;

– не допускать утечки нефти и нефтепродуктов при дренировании подтоварной воды из резервуаров.

15.15 Для сокращения потерь от испарения нефти и нефтепродуктов необходимо:

– обеспечить полную герметизацию кровли;

– максимально заполнять резервуар при хранении легкоиспаряющихся нефтепродуктов;

– окрашивать наружную поверхность резервуара лучеотражающими светлыми эмалями и красками, за исключением резервуаров для мазута и других нефтепродуктов с низким содержанием летучих фракций.

15.16 При эксплуатации газоуравнительной системы газовая обвязка должна объединять резервуары с нефтепродуктами близкими по физико-химическим свойствам, при этом газоуравнительная система должна быть герметичной и обеспечивать работу дыхательного и предохранительных клапанов.

15.17 Для обеспечения эффективной работы газоуравнительной системы необходимо:

– поддерживать полную герметизацию системы;

– регулярно осматривать и подтягивать фланцевые соединения, проверять исправность работы дыхательной арматуры резервуаров;

– систематически спускать конденсат из трубопроводов газовой обвязки в сборник с дальнейшей его откачкой в резервуар;

– утеплять дренажные устройства и предохранять их от снежных заносов в зимнее время.

15.18 Скорость наполнения (опорожнения) резервуара не должна превышать суммарной пропускной способности установленных на резервуаре дыхательных, а также предохранительных клапанов или вентиляционных патрубков.

При увеличении скорости наполнения (опорожнения) резервуаров необходимо дыхательную арматуру приводить в соответствие с этими новыми значениями.

15.19 При наполнении (опорожнении) резервуаров с понтонами или плавающими крышами скорость подъема (опускания) понтона (плавающей крыши) не должна превышать 6 м/час. Допустимая скорость подъема понтонов из синтетических материалов должна быть указана в технической документации на понтон.

Скорость подъема уровня нефтепродукта до нижней плоскости понтона из пенополиуретана при заполнении простого резервуара не должна превышать 3,5 м/час.

15.20 Технологические операции по приему и отгрузке нефти и нефтепродуктов должны выполняться в соответствии с требованиями [3].

15.21 Перекачку нефтепродуктов разрешается начинать только по указанию ответственного лица по выполнению товарно-транспортных операций.

15.22 Разрешение на перекачку (при наполнении или опорожнении резервуаров) должно быть дано после того, как производственный персонал убедится в правильности открытия задвижек, связанных с данной перекачкой. Открывать и закрывать резервуарные задвижки следует плавно, без применения рычагов и усилителей.

При наличии электроприводных задвижек с местным или дистанционным управлением следует предусматривать сигнализацию, указывающую положение запорного устройства задвижки. Сведения о перекачке должны заноситься в вахтовый журнал и режимный лист (журнал распоряжений (указаний) по подготовке и перекачке нефтепродуктов).

15.23 Если по измерениям уровня продукта в резервуаре или по другим данным обнаружится, что нормальное наполнение или опорожнение резервуара нарушено, то перекачка должна быть остановлена (если это не непрерывное производство), немедленно должны быть приняты меры к выявлению причин нарушения и их устранению.

15.24 При переключении резервуаров во время перекачки необходимо сначала открыть задвижки свободного резервуара и убедиться в поступлении продукта, а потом закрыть у заполненного.

Одновременное автоматическое переключение задвижек в резервуарном парке допускается при условии защиты трубопроводов от повышенного давления в случае неправильного переключения задвижек.

15.25 При приемо-раздаточных операциях хлопушки (ПРУ) всегда открыты, а закрываются только при возникновении аварийной ситуации или при необходимости отсечь резервуар от технологии.

15.26 При наличии в резервуаре подъемной трубы ее конец по окончании каждой операции (по наполнению или опорожнению резервуара) должен быть поднят выше уровня жидкости в резервуаре во избежание утечки продукта в случае повреждения приемного патрубка или резервуарной задвижки.

15.27 Во время дренирования из резервуара отстоявшейся воды и грязи нельзя допускать вытекания нефтепродукта.

15.28 Уровень нефтепродуктов при заполнении резервуаров устанавливается по проекту с учетом расположения генераторов пены, температурного расширения жидкости при нагревании, а также с учетом заключения технического диагностирования.

15.29 На резервуаре с понтоном должна быть указана предельно допустимая высота верхнего положения понтона. Резервуар, оборудованный понтоном, должен иметь сигнализатор максимального уровня понтона. В случае отсутствия сигнализатора оперативные осмотры или измерения уровня нефтепродукта

при заполнении последнего метра до максимального уровня должны проводиться через промежутки времени, гарантирующие подъем понтона без повреждения и затопления. Эксплуатация понтона без затвора не допускается.

15.30 Измерение массы, уровня и отбор проб нефтепродуктов в резервуарах, эксплуатируемых с избыточным давлением, должны осуществляться без нарушения герметичности газового пространства системами измерительных устройств, сниженными пробоотборниками и другими аппаратами, предусмотренными проектами и допущенными в обращение в установленном порядке. В резервуарах с избыточным давлением в газовом пространстве до 2 кПа допускается измерять уровень и отбирать пробы через замерный люк вручную с соблюдением требований безопасности.

15.31 В резервуарах с газовой обвязкой измерять уровень и отбирать пробы нефтепродукта следует с помощью приборов, предусмотренных проектом или стандартами (уровнемерами, пробоотборниками и др.).

Допускаются проведение измерений уровня и отбор проб вручную. При этом должна быть соблюдена следующая последовательность:

– резервуар отсоединяют от газоуравнительной системы закрытием задвижки на трубопроводе газовой обвязки;

– отбирают пробу или измеряют уровень, замерный люк плотно закрывают и затягивают;

– открывают задвижку на газовой обвязке.

15.32 Для каждого резервуара должна быть определена базовая высота (высотный трафарет), т. е. расстояние по вертикали от днища резервуара до верхнего края замерного люка или замерной трубы в постоянной точке измерения. Величину базовой высоты следует ежегодно проверять и оформлять актом.

15.33 Отбор проб нефти и нефтепродуктов из резервуара должен проводиться через сниженный пробоотборник. Ручной отбор проб через замерный люк на крыше резервуара допускается в случае необходимости. Пробоотборник должен быть изготовлен из материала, не дающего искр при ударе. На крыше резервуара должны быть стационарно оборудованы клеммы заземления для токопроводящих тросиков пробоотборников при проведении отбора проб через замерный люк резервуара.

15.34 При отборе проб из резервуара нельзя допускать разлив нефти и нефтепродукта. При разливе нефти и нефтепродукта их следует немедленно удалить. Оставлять на кровле ветошь, паклю, различные предметы запрещается.

15.35 На каждый резервуар должна быть составлена технологическая карта, в которой в зависимости от специфики производства указывают:

– тип резервуара;

– номер резервуара по технологической схеме;

– геометрическую вместимость резервуара, $м^3$;

– тип и количество дыхательных клапанов;

– тип и количество огневых предохранителей;

– максимально допустимый взлив нефтепродукта, м;

– пропускная способность клапанов, установленных на резервуаре, $м^3$/час.

В зависимости от специфики производства технологическая карта может быть дополнена другими характеристиками.

Технологические карты на резервуары утверждаются руководством организации (объекта).

15.36 В соответствии с технологической картой на корпусе резервуара наносятся несмываемой краской: порядковый номер резервуара; наименование хранящегося в нем нефтепродукта; значение базовой высоты (высотного трафарета) и максимального уровня наполнения (данная информация наносится около уровнемера и на крыше около замерного люка); надпись «с понтоном» - для резервуара с понтоном.

15.37 Максимальная скорость наполнения (опорожнения) резервуаров не должна превышать величин, указанных в проектах.

15.38 При подготовке резервуарных парков к работе в зимних условиях и при температурах ниже 0 °С необходимо слить подтоварную воду; проверить и подготовить дыхательную и предохранительную арматуру, огневые предохранители, уровнемеры и сниженные пробоотборники; утеплить дренажные устройства газоуравнительной системы и предохранить их от снежных заносов.

Сифонные краны резервуаров необходимо промыть хранимым нефтепродуктом и повернуть в боковое положение.

15.39 Резервуарные парки и отдельно стоящие резервуары, расположенные в зоне возможного затопления в период паводка, должны быть заблаговременно к нему подготовлены; обвалования и ограждения должны быть восстановлены и при необходимости наращены.

15.40 Для предотвращения всплытия резервуары во время паводка при невозможности заполнения их нефтепродуктом заливаются водой на расчетную высоту.

15.41 Для борьбы с паводковыми водами необходимо заготовить запас инструмента и инвентаря (лопатки, мешки с песком, лодки и т. п.). Период прохождения весеннего паводка уточняется в местных отделениях гидрометеорологической службы.

16 Организация технического обслуживания резервуаров

16.1 В организациях должны быть разработаны и утверждены ЛНПА по надзору, эксплуатации, техническому обслуживанию и ремонту резервуаров, устанавливающие основные технические требования по наблюдению за эксплуатацией, периодичность, содержание и методы обследования стальных резервуаров применительно к местным условиям с учетом требований проектов и соответствующих ТНПА. Периодичность технического обслуживания основного оборудования резервуаров приведена в приложении Г.

16.2 За состоянием резервуаров, эксплуатируемых на опасном производственном объекте и (или) потенциально опасном объекте в организации должен осуществляться производственный контроль службой промышленной безопасности (инженером по промышленной безопасности, или ответственным лицом, на которого возложены соответствующие обязанности по обеспечению промышленной безопасности).

16.3 Владелец резервуара обязан обеспечить содержание резервуаров в исправном состоянии и безопасные условия их работы.

В этих целях необходимо:

– назначить приказом лиц, ответственных по надзору за техническим состоянием резервуаров, и лиц, ответственных за исправное состояние и безопасную эксплуатацию резервуаров;

– назначить необходимое количество производственного персонала;

– обеспечить проведение осмотров, ремонта и технического диагностирования резервуаров.

16.4 Общее руководство по организации надзора за техническим состоянием резервуаров осуществляет главный инженер организации.

16.5 С целью обеспечения безопасной эксплуатации резервуаров в организации должны быть предусмотрены:

– профилактические осмотры;

– обследования резервуаров.

На основании результатов профилактических осмотров и проводимых обследований в организации планируются ремонтные работы.

17 Профилактические осмотры резервуаров

17.1 Основное оборудование и арматура резервуара должны подвергаться профилактическому осмотру (далее - осмотру) в соответствии с таблицей 17.1.

Таблица 17.1 – Периодичность осмотров резервуаров в процессе эксплуатации

Вид осмотра	Периодичность
Ежедневный (ежесменный) осмотр производственным персоналом	не реже 1 раза в сутки (смену)
Осмотр лицами, ответственными за безопасную эксплуатацию резервуаров	не реже 2 раз в месяц
Осмотр комиссией	не реже 1 раза в 6 месяцев
Примечания 1 После перевода резервуаров на зимние условия эксплуатации осмотр лицами, ответственными за безопасную эксплуатацию резервуаров, должен осуществляться не реже 1 раза в 10 дней. 2 Осмотр резервуаров с плавающими крышами или понтонами комиссией должен осуществляться не реже 1 раза в 6 месяцев (в осенний и весенний периоды).	

17.2 Ежедневный (ежесменный) осмотр резервуаров производственным персоналом проводится в процессе эксплуатации.

Осмотру подвергаются: корпус резервуара, выступающая часть окрайки днища, кровля, площадки обслуживания, устройства молниезащиты и заземления, уровнемеры, а также оборудование, находящееся снаружи.

При осмотре корпуса резервуара необходимо проверять (визуально) сварные соединения и основной металл в доступных местах, особое внимание обращается на швы нижних поясов и в местах приварки стенки к днищу (швы уторного уголка), а также в местах присоединения люков-лазов, штуцеров и другого наружного оборудования.

При осмотре теплоизолированных резервуаров проверяют исправность теплоизоляции или утепляющих устройств.

При осмотре резервуарного оборудования необходимо проверять герметичность фланцевых соединений и сальников арматуры, а в зимнее время (дополнительно) - отсутствие инея и промерзания входного и выходного отверстий дыхательного клапана и наличие надежного утепления на резервуарных задвижках, там, где это необходимо или предусмотрено проектом.

17.3 Осмотр резервуаров с плавающей крышей или понтоном проводится производственным персоналом с периодичностью, установленной в ЛНПА организации, а также перед каждым наполнением и опорожнением в объемах, предусмотренных 17.2. При осмотре также необходимо проверить:

– положение плавающей крыши или понтона, ее горизонтальность - отсутствие видимого крена;

– отсутствие продукта или воды в коробах и центральной части плавающей крыши, на понтоне; в зимнее время - наличие снега на плавающей крыше.

При обнаружении жидкости в коробах и центральной части плавающей крыши (на понтоне) необходимо выяснить причины этого и срочно принять меры к их опорожнению.

Не допускаются накопление снега на плавающей крыше (толщина накопления снега оговаривается проектом) и односторонний нанос снега или односторонняя наледь на стенке резервуара;

– плотность прилегания затворов к стенке резервуара; в зимнее время - отсутствие примерзания уплотняющего затвора к стенкам резервуара;

– наличие следов касания плавающей крыши (понтона) о стенки резервуара;

– состояние кольцевого уплотняющего затвора;

– состояние системы водоспуска с центральной части крыши, положение задвижки водоспуска (задвижка должна быть открыта);

– состояние системы заземления;

– состояние катучей лестницы;

– общее внешнее состояние резервуара.

17.4 О всех замеченных при осмотре неполадках и дефектах должно быть немедленно сообщено руководителю объекта (цеха, участка) с обязательной записью результатов в «вахтовом журнале» («сменном журнале») и принятием необходимых мер по их устранению.

17.5 При обнаружении таких дефектов, как трещины, отпотины, свищи в сварных швах или в основном металле листов стенки, а также при появлении неестественного шума в резервуаре, переливов, течей в швах корпуса или из-под днища должны быть приняты меры к немедленному опорожнению резервуара полностью или частично (в зависимости от места расположения дефекта и способа его устранения), к последующей зачистке и подготовке к ремонту.

Примечание – Подчеканка трещин или отдельных свищей запрещается; допускается их ликвидация на кровле и поясах резервуара безогневыми способами (холодной пайкой или клеевыми композициями) по соответствующей технологии.

17.6 Лица, ответственные за исправное состояние и безопасную эксплуатацию резервуаров, в том числе с плавающими крышами и понтонами, должны производить осмотр резервуаров, их оборудования и арматуры в соответствии с требованиями 17.2, 17.3 и приложения Д, как правило, без опорожнения резервуара от продукта, с обязательной записью в журнале осмотров резервуаров (приложение Е).

По результатам осмотра проводятся работы по устранению выявленных дефектов.

17.7 Комиссия, созданная приказом или распоряжением по организации, проводит осмотр с целью выявления технического состояния резервуара без освобождения его от продукта.

17.8 При осмотре комиссией необходимо проверить:

– оснащение резервуара комплектом оборудования в соответствии с проектом и действующими нормативными документами;

– режим эксплуатации резервуара в соответствии с технологической картой (максимальный уровень налива продукта, максимальную температуру его хранения, соответствие скорости наполнения и опорожнения резервуара, пропускную способность дыхательной арматуры, наличие технологической карты в производственных помещениях для производственного персонала);

– состояние колодцев, механизмов управления запирающими устройствами и сети, в целом, производственно-дождевой канализации;

– наличие растительности на отмостке и в каре (карте) резервуара;

– наличие посторонних предметов и материалов в каре (карте) резервуара;

– наличие проливов нефтепродуктов в каре (карте) резервуара;

– состояние пешеходных дорожек и переходных площадок в каре (карте) резервуара;

– правильность ведения технической документации;

– состояние корпуса, кровли, сварных швов, в том числе в местах примыкания корпуса к днищу, врезки люков-лазов, а также наружного защитного покрытия; для теплоизолированных резервуаров состояние теплоизоляции (отсутствие намокания, течей, особенно на нижних поясах и в местах примыкания стенки к днищу);

– исправность измерительных устройств и соблюдение норм налива, разрешенных технологической картой;

– герметичность фланцевых соединений, сальниковых уплотнений арматуры;

– состояние дыхательных и предохранительных клапанов и другого оборудования, находящегося снаружи;

– работу обогревающих устройств;

– состояние заземления и молниезащиты;

– наличие мусора в колодцах производственно-дождевой канализации;

– состояние обвалования, отмостки, а также лестниц, перил, площадок обслуживания.

17.9 При осмотре резервуаров в осенний (при подготовке к зиме) или в зимний периоды необходимо проверить дополнительно:

– наличие на резервуарах (для светлых нефтепродуктов, сырой нефти и дизельного топлива) дыхательных клапанов непримерзающего типа (НДКМ, КДС и др.) их исправность и установку на коротком прямом штуцере, а у резервуаров с темными нефтепродуктами - исправность вентиляционных патрубков;

– отсутствие снега в месте примыкания корпуса к днищу.

По мере необходимости в период осмотра комиссией проводятся нивелировка окрайки днища, замер толщин стенок резервуаров, проверка отсутствия вибрации трубопроводов при наполнении (опорожнении) резервуара и др. по усмотрению комиссии.

17.10 Осмотр резервуаров с плавающими крышами или понтонами комиссией должен осуществляться в объемах, предусмотренных 17.8 и 17.9.

При осмотре также необходимо проверить:

– оснащение и работу специальных средств автоматики и приборов (сигнализаторов уровня, дистанционных сигнализаторов загазованности над плавающей крышей, сигнализаторов верхнего положения понтона, сигнализатора максимального аварийного уровня, передающего сигнал на отключение насосного оборудования при достижении предельного уровня, и др.);

– техническое состояние понтона (через световой или монтажный люк), плавающей крыши (оговаривается конструкцией), уплотняющего затвора, катучей лестницы, системы заземления;

– герметичность коробов и отсеков;

– погружение плавающей крыши (оговаривается конструкцией).

17.11 При осмотре резервуаров с плавающей крышей или понтоном в осенний (при подготовке к зиме) или в зимний периоды необходимо проверить дополнительно наличие снега на крыше и ее положение (отсутствие крена), отсутствие примерзания уплотняющего затвора к стенке или односторонней наледи на стенке резервуара.

17.12 Осмотр резервуаров комиссией проводится по заранее разработанному графику, утвержденному главным инженером организации. При разработке графика предпочтение должно отдаваться проведению осмотров в осенний и весенний периоды.

Допускается совмещать график осмотров резервуаров комиссией с графиком их текущих ремонтов.

17.13 Результаты осмотра резервуара оформляются актом, в котором отражается правильность ведения технологического режима и технической документации, указываются обнаруженные при осмотре дефекты и неисправности, сроки их устранения и ответственное лицо. К акту прилагаются необходимые протоколы нивелировки или замера толщины стенок резервуара, если таковые производились.

17.14 По результатам осмотра проводится обслуживание резервуара, которое включает в себя устранения выявленных дефектов без вывода резервуара из эксплуатации, или принимается решение об опорожнении резервуара и подготовке его к проведению текущего либо капитального ремонтов.

18 Обследование и техническое диагностирование резервуаров

18.1 Оценка технического состояния резервуаров, находящихся в эксплуатации и не отработавших расчетных срок службы обеспечивается проведением регулярного двухуровнего обследования: частичного (без выведения из эксплуатации) и полного (с выводом из эксплуатации, очисткой и дегазацией). По достижению назначенного срока службы резервуары подлежат частичному обследованию и техническому диагностированию с прогнозирование дальнейшего срока эксплуатации резервуара.

18.2 Объем работ по обследованию приведет в п. 18.6 часть I настоящего технического кодекса. Объем работ по техническому диагностированию резервуара регламентируется Руководством по техническому диагностированию и ремонту резервуаров (часть II настоящего технического кодекса).

Рекомендуемая периодичность обследования и технического диагностирования резервуаров приведена в таблице 18.1.

Допускается проведение полного обследования на одном резервуаре-представителе, выборочно из группы одинаковых резервуаров, работающих в пределах расчетного срока службы, но не более 20 лет, в одинаковых условиях (одинаковые конструкции, примененные материалы, технология сооружения, продолжительность и условия эксплуатации), а на остальных резервуарах этой группы проводится частичное обследование. Если по результатам полного обследования резервуара, выбранного из группы одинаковых резервуаров, не требуется вывод резервуара в ремонт до очередного технического диагностирования, то все резервуары данной группы, на которых не обнаружены недопустимые дефекты по результатам полного обследования, признают годными к эксплуатации и для них устанавливают срок следующего обследования. При обнаружении в металлоконструкциях резервуара, выбранного из группы одинаковых резервуаров, недопустимых дефектов, требующих вывода резервуара в ремонт, все остальные резервуары группы подлежат проведению полного обследования, объем которого устанавливают в программе их полного обследования.

Таблица 18.1 – Сроки проведения обследования и технического диагностирования резервуаров

Срок эксплуатации резервуара	Периодичность частичного обследования	Периодичность полного обследования или технического диагностирования
1 РВС		
1.1 Не отработавших расчетный срок службы		
1.1.1 для резервуаров объемом 50 000 – 120 000 м^3	через 5 после пуска в эксплуатацию	не реже одного раза в 10 лет
1.1.2 для резервуаров объемом 100 – 50 000 м^3	не реже одного раза в 10 лет после пуска в эксплуатацию, последнего обследования или ремонта	не реже одного раза в 20 лет после пуска в эксплуатацию, последнего ремонта или через 10 лет после частичного обследования
1.2 Отработавших расчетный срок службы		
1.2.1 для резервуаров класса объемом 50 000 – 120 000 м^3	не реже одного раза в 5 лет	не реже одного раза в 10 лет
1.2.2 для резервуаров классов объемом 100 – 50 000 м^3	не реже одного раз в 5 лет после последнего обследования (технического диагностирования) или ремонта	не реже одного раза в 10 лет после последнего ремонта или через 5 лет после частичного обследования (технического диагностирования)
1.2.3 для остальных резервуаров	не реже одного раза в 5 лет	не реже одного раза в 10 лет
2 Резервуары горизонтальные стальные		
2.1 наземные	не реже одного раза в 4 года	не реже одного раза в 8 лет
2.2 подземные двухстенные	-	не реже одного раза в 8 лет
2.3 подземные одностенные	-	не реже одного раза в 4 лет

Примечания

1 Нормативный расчетный срок службы устанавливается автором проекта или заводом-изготовителем и указывается в нормативно-технической документации, паспорте или инструкции по эксплуатации. В случае отсутствия сведений принимать расчетный срок службы резервуара 20 лет.

2 Для РВС объемом 100 – 50 000 м^3 техническое диагностирование после пуска в эксплуатацию осуществляется с контролем скорости коррозии по результатам замеров толщины днища, нижних поясов стенки изнутри одного резервуара из группы в соответствии с ГОСТ 31385.

3 В отдельных случаях при техническом обследовании, допускается увеличение периодичности не более чем на 30 % от указанной в таблице после осмотра и проверки технического состояния резервуара под руководством главного инженера организации.

18.3 Частичное обследование резервуаров проводится производственным персоналом владельца резервуара и (или) силами лаборатории, аккредитованной на техническую компетентность по неразрушающим методам контроля (собственной владельца резервуара или сторонней).

Полное обследование или техническое диагностирование проводится силами лаборатории владельца резервуара аккредитованной на техническую компетентность по неразрушающим методам контроля (собственной владельца резервуара или сторонней) или силами специализированной организации.

Техническое диагностирование резервуаров, применяемых на потенциально опасном производственном объекте и (или) опасном объекте выполняется силами специализированной организации по диагностированию с соблюдением требований ТКП 054.

18.4 На основании обследования и технического диагностирования составляется отчётная техническая документация. При выполнении обследования оформляется акт обследования и отбраковки. Рекомендуемая форм акта приведена в приложении Ж. При выполнении технического диагностирования оформля-

ется заключение о продлении назначенного ресурса безопасной эксплуатации резервуара, даются рекомендации по его дальнейшей эксплуатации или ремонту, а также составляется технический отчет по результатам технического диагностирования.

18.5 Рекомендации по составлению отчета о техническом состоянии и показателях назначения резервуаров по результатам диагностики приведены в приложении К.

18.6 Обследование резервуаров, не отработавших расчетный срок службы

18.6.1 Частичное обследование резервуара проводится путем внешнего осмотра корпуса, окрайки днища, кровли, плавающей крыши, понтона, основания, наружного и внутреннего оборудования, учитывая требования пунктов 17.8 – 17.11. При проведении частичного обследования при возможности необходимо выполнить внутренний осмотр резервуара. Кроме того, необходимо выполнить:

– осмотр оборудования, а также арматуры, трубопроводов, средств измерений и автоматики и др.;

– осмотр поверхностей и сварных швов стенки, кровли, плавающей крыши и понтона, а также швов в месте примыкания стенки резервуара к днищу снаружи резервуара (в первую очередь в местах, подверженных коррозии, со следами подтеков, деформаций), в этих местах рекомендуется (при необходимости) провести выборочный контроль неразрушающими методами;

– замер толщины металла стенок корпуса, кровли и плавающей крыши;

– проверку технического состояния уплотняющего затвора плавающей крыши;

– измерение зазоров между плавающей крышей и стенкой резервуара;

– контроль просадки резервуара путем нивелирования окрайков днища и центра резервуара;

– проверку геометрической формы резервуара и вертикальности его стенки;

– проверку состояния заземления и молниезащиты, противопожарного оборудования (пеногенераторов, места присоединения сухотрубов к стоякам);

– проверку состояния основания и отмостки резервуара;

– проверку состояния металлоконструкций лестниц и площадок;

– испытание на прочность и плотность (в случае, если при ремонте проводились исправления просевшего основания и огневые работы на корпусе и днище, а также по требованию представителя технического надзора).

18.6.2 При осмотре каждого вида резервуарного оборудования необходимо проверить:

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

– состояние крепежных деталей, прокладок, сальниковых уплотнений в запорной арматуре;

– исправность дыхательных клапанов, плавное движение и 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;

– качество и уровень жидкости, чистоту сетчатой перегородки в гидравлическом (предохранительном) клапане, в клапане КПГ в зимнее время – отсутствие инея, льда на внутренней поверхности колпака;

– исправность шарнира и прокладочных колец в замерном люке;

– исправность, герметичность змеевиковых пароподогревателей у резервуаров с подогревом продукта;

– наличие и исправность диафрагмы и гаек с прокладками на концах пенопроводов в пенозливной камере у резервуаров с пенотушением;

– правильность показаний прибора замера уровня.

18.6.3 Наружный и внутренний осмотр резервуара при полном обследовании проводится после освобождения его от продукта и отсоединения трубопроводов путем установки заглушек, зачистки, промывки, пропарки и полной дегазации резервуара. В ходе осмотра проверяются:

– наружные и внутренние поверхности и сварные соединения стенок, кровли, днища, плавающей крыши и понтона, мест примыкания стенки к днищу снаружи и внутри, места врезки люков и резервуарного оборудования;

– исправность внутреннего оборудования;

– состояние элементов перекрытия (радиальных балок, стропильных полуферм и др.), для чего в случае необходимости производится вырезка участков кровли размером 500 х 500 мм в местах примыкания фермы к корпусу и других местах по усмотрению службы технического надзора;

– состояние внутреннего антикоррозионного покрытия или элементов протекторной защиты (при их наличии).

18.6.4 Проверка толщины листовых элементов резервуара выполняется путем замера фактической толщины листов металла ультразвуковыми толщиномерами.

Измерение фактической толщины листов элементов резервуаров производится в местах наибольшего и наименьшего коррозионного износа, определяемого внешним осмотром.

СТЕНКА РЕЗЕРВУАРА: измеряются толщины листов на 4 нижних поясах, в первую очередь в местах, подверженных коррозии, затем выборочно на остальной поверхности листов, но не менее чем указано ниже для резервуаров вместимостью:

– от 100 м^3 до 1 000 м^3 – в 3 листах;

– от 1 000 м^3 до 5 000 м^3 – в 6 листах;

– 10 000 м^3 и более – в листах, равномерно расположенных по периметру, не реже чем через 12 м.

На каждом следующем поясе проверяются толщины во всех местах с явной коррозией; при отсутствии последней – в точках по усмотрению службы технического надзора, но не менее чем на 3 – 4 листах, равномерно выбранных по периметру (при возможности).

При контроле толщины стенки лист измеряется не менее чем в 3 точках (вблизи верхнего горизонтального сварного шва, в середине пояса и вблизи нижнего сварного шва).

За фактическую толщину листа принимается среднеарифметическая величина из всех его измерений. При расчетной оценке прочности пояса стенки используется минимальная величина из всех измеренных его листов.

ДНИЩЕ ВЕРТИКАЛЬНОГО РЕЗЕРВУАРА: измеряется толщина во всех местах, подверженных коррозии; в необходимых случаях для уточнения зон коррозионного износа выполняют дополнительный объем измерений, используя координатную сетку (100 х 100 мм); при отсутствии видимых следов коррозии замер толщины производят выборочно по усмотрению службы технического надзора, но не менее 30 % листов, равномерно расположенных по всей площади.

ДНИЩЕ ГОРИЗОНТАЛЬНОГО РЕЗЕРВУАРА: измеряется толщина всех листов, подверженных коррозии; при отсутствии видимой коррозии замер толщин производят выборочно по усмотрению службы технического надзора, но не менее чем из 2-х перекрещивающихся диаметров по 3 точки на каждом.

За фактическую толщину элемента резервуара принимается среднеарифметическая величина из всех его измерений. При расчетной оценке прочности стенки используется минимальная величина из всех измеренных значений элемента резервуара.

ОБЕЧАЙКА ГОРИЗОНТАЛЬНОГО РЕЗЕРВУАРА: измеряются толщины листов в первую очередь в местах, подверженных коррозии, затем выборочно по усмотрению службы технического надзора на остальной поверхности листов, но не менее чем в 3 точках на каждом листе, а на листах, расположенных вдоль нижней образующей, не менее 6 точек на каждом листе.

За фактическую толщину листа принимается среднеарифметическая величина из всех его измерений. При расчетной оценке прочности пояса стенки используется минимальная величина из всех измеренных его листов.

КРОВЛЯ (ПЛАВАЮЩАЯ КРЫША, ПОНТОН): измеряется толщина всех листов, подверженных коррозии; при отсутствии видимой коррозии замер толщин производят выборочно по усмотрению службы технического надзора, но не менее чем в 3 – 4 листах примыкания кровли к стенке (краевых листах), равномерно расположенных по периметру, и на каждом из 3 – 4 перекрещивающихся диаметров по 3 точки.

18.6.5 Нивелировка по окрайке днища выполняется для определения горизонтальности наружного контура днища с помощью нивелира. Резервуар должен иметь строго зафиксированные контрольные точки по окрайке днища, расположенные не менее чем через каждые 6 м. При этом каждый резервуар должен иметь:

– объемом 100 – 400 м^3 – 4 контрольные точки;
– объемом 700 – 1000 м^3 – 6 контрольных точек;
– объемом 2 000 м^3 – 8 контрольных точек;
– объемом 3 000 м^3 – 10 контрольных точек;
– объемом 5 000 м^3 – 12 контрольных точек;
– объемом 10 000 м^3 – 18 контрольных точек;
– объемом 20 000 м^3 – 24 контрольные точки;
– объемом более 20 000 м^3 – 38 контрольных точек.

Проверку наличия хлопунов, вмятин и других неровностей на днище выполняют путем нивелирной съемки или наливом воды до уровня наивысшей точки днища и последующего измерения расстояния от днища до поверхности воды. Измерение производят не менее чем в 6 точках по окрайкам и не менее чем в 8 точках полотнища днища, равномерно расположенных на 2 - 3 перекрещивающихся диаметрах.

Нивелировка производится не реже 1 раза в год в первые пять лет эксплуатации резервуара. В последующие годы нивелировка производится не реже 1 раза в 5 лет.

Для резервуаров вместимостью до 2 000 м^3 включительно, у которых основание стабилизировалось (что подтверждают протоколы неоднократных нивелировок), контрольные нивелировки можно производить не реже 1 раза в 10 лет.

18.6.6 Проверка состояния молниезащиты и заземления проводится в соответствии с 23.3 и 23.4 (часть I настоящего технического кодекса).

18.6.7 Проверка вертикальности стенки резервуара производится геодезическим методом при помощи теодолита.

Кроме того, замер отклонений, образующих стенки резервуара от вертикали можно производить также отвесом с грузом, который спускается с кровли в местах, расположенных по периметру резервуара, не реже чем через 6 м.

Проверка вертикальности стенки корпуса для резервуаров вместимостью 2 000 м^3 и более выполняется в период подготовки к ремонту, а также для всех резервуаров независимо от их вместимости в тех случаях, когда визуально наблюдаются нарушения геометрической формы и явные отклонения от вертикальности стенок.

18.6.8 Проверка состояния металлоконструкций лестниц и площадок должна производиться в соответствии с требованиями действующих ТНПА.

18.6.9 Отмостка вокруг резервуара должна иметь необходимый уклон, обеспечивающий отвод воды с ее поверхности. Дефекты в виде трещин, повреждений должны быть исправлены. Не допускается наличие растительности и скопление воды и снега у контура резервуара.

18.6.10 Проверка состояния плавающей крыши или понтона выполняется в соответствии с указаниями приложения Л (часть I настоящего технического кодекса).

18.6.11 Допускаемые отклонения и нормы отбраковки элементов резервуаров по результатам обследования принимаются в соответствии с 1.3 (часть II настоящего технического кодекса).

18.7 Техническое диагностирование резервуаров, отработавших расчетный срок службы

18.7.1 При эксплуатации резервуара, отработавшего расчетный срок службы проводится его техническое диагностирование.

18.7.2 На основании результатов технического диагностирования и проведения необходимых расчетов выдается экспертное заключение по остаточному ресурсу резервуара:

– о продлении срока эксплуатации резервуара до 10 лет для вертикальных резервуаров и до 8 лет для горизонтальных;

– о назначении необходимого ремонта (после проведения ремонта срок эксплуатации резервуара продлевается до 10 лет для вертикальных резервуаров и до 8 лет для горизонтальных);

– о непригодности резервуара к дальнейшей эксплуатации (отбраковке резервуара).

18.7.3 В промежутках между диагностированиями проводятся работы по частичному обследованию резервуаров без вывода их из эксплуатации (без опорожнения). Частичному обследованию подвергаются доступные элементы резервуаров в объемах, указанных в 18.6.1 (часть I настоящего технического кодекса). Объем работ по техническому диагностированию приведен в части II настоящего технического кодекса.

19 Ремонт резервуаров

19.1 Резервуары, находящиеся в эксплуатации, подвергаются текущему и капитальному ремонтам.

19.2 Срок текущего (капитального) ремонта назначается для каждого резервуара на основании результатов эксплуатационных осмотров, обследований, технических диагностирований с учетом его фактического износа, особенностей условий эксплуатации и анализа технического состояния.

19.3 На основании установленных сроков ежегодно составляются графики ремонтов резервуаров, которые утверждаются главным инженером организации. При включении каждого конкретного резервуара в график ремонтов на текущий год учитывается его техническое состояние.

19.4 Перечень основных видов работ, выполняемых при текущем и капитальном ремонте стальных вертикальных резервуаров, указан в таблице 19.1.

Таблица 19.1 – Перечень основных видов работ, выполняемых при текущем и капитальном ремонте стальных вертикальных резервуаров

Текущий ремонт	Капитальный ремонт
Зачистка, дегазация	Зачистка, дегазация
Обследование резервуара	Обследование (диагностирование) резервуара
Ремонт отмостки вокруг резервуара с восстановлением до 100 % общей площади отмостки	-
Выравнивание неравномерной просадки резервуара	Полное восстановление основания фундамента
Частичная замена настила кровли	Полная замена настила кровли, замена и усиление несущих конструкций (балки, раскосы, опорная стойка, направляющие стойки понтона и т.д.)
Частичная замена днища, стенки	Полная замена днища, замена двух и более поясов
Ремонт дефектных сварных швов, отпотин, вмятин резервуара	-
Ремонт или замена штуцеров, патрубков резервуара	-
Ремонт с заменой отдельных деталей (узлов) металлоконструкций понтона, плавающей крыши	Полная замена металлоконструкций понтона, плавающей крыши
Ремонт металлоконструкций лестниц, площадок обслуживания, переходных лестниц и мостиков	-
Проверка, снятие ремонт и замена клапанов, кассет огнепреградителей и другого оборудования	-

Окончание таблицы 19.1

Текущий ремонт	Капитальный ремонт
Ремонт теплоизоляционного покрытия резервуара и трубопроводов обогрева	-
Ремонт внутреннего и наружного защитного (лакокрасочного) покрытия	-
Ремонт обвалования, устройство временных подъездных путей	-
Испытание на прочность и плотность отдельных узлов и резервуара в целом	Испытание на прочность и плотность отдельных узлов и резервуара в целом

Примечания

1 Работы, выполняемые при текущем ремонте, сопутствующие капитальному ремонту, также относятся к капитальному ремонту.

2 Работы по текущему ремонту выполняются согласно сметной документации, составленной на основании актов осмотра, дефектных ведомостей, технологий ремонта оформленных в установленном порядке.

3 Совокупность работ и мероприятий, связанных с повышением потребительских качеств с приведением эксплуатационных показателей к уровню современных требований, а так же оснащение недостающими видами инженерного оборудования или повышение его уровня в существующих габаритах относится к модернизации, затраты на которые относятся инвестиционной деятельностью организации.

4 Полная замена резервуара с восстановлением или устройством основания относится к новому строительству и реализуется через инвестиционные проекты организации.

5 Отнесение работ к капитальному ремонту, не указанных в таблице 19.1, должно осуществляться заказчиком совместно с проектной организацией в соответствии с терминами и определениями, изложенными в разделе 3 ТКП 45-1.01-4.

6 До начала проведения капитального ремонта резервуара должна быть разработана проектно-сметная документация.

19.5 Намеченные к ремонту резервуары должны быть своевременно включены в смету затрат на предстоящий год. Для предварительного определения характера, объема и стоимости ремонтных работ на резервуары, включенные в план ремонта, должны быть составлены предварительные дефектные ведомости.

19.6 Каждый резервуар после проведения обследования и ремонта должен быть проверен на плотность и прочность путем налива воды до высоты, предусмотренной проектом или определенной расчетом.

Примечание – Для резервуаров, в которых хранятся тяжелые продукты (удельный вес которых равен или более удельного веса воды), испытания на прочность проводятся по специальным методикам.

Гидравлическое испытание рекомендуется проводить при температуре окружающего воздуха не ниже 5 °С.

Вертикальные резервуары, залитые водой, испытывают с выдерживанием под наливом (без избыточного давления):

– 24 ч – для резервуаров объемом до 10 000 м^3;

– 48 ч – для резервуаров объемом от 10 000 м^3 до 20 000 м^3 включительно;

– 72 ч – для резервуаров объемом свыше 20 000 м^3.

Горизонтальные резервуары испытывают под гидравлическим испытательным давлением 1,25 рабочего с временем выдержки не менее 10 минут.

Гидравлические испытания резервуаров с понтоном или плавающей крышей после капитального ремонта производят без уплотняющих затворов с тщательным наблюдением за работой катучей лестницы, дренажного устройства, направляющих стоек.

По мере заполнения резервуара водой необходимо наблюдать за состоянием конструкций и сварных швов.

Требования при испытании резервуаров на плотность и прочность указаны в разделе 11 (часть I настоящего технического кодекса).

20 Организация и проведение работ по зачистке резервуаров

20.1 Металлические резервуары, за исключением резервуаров длительного хранения, согласно требованиям ГОСТ 1510 должны подвергаться периодическим зачисткам:

– не реже двух раз в год – для топлива к реактивным двигателям, авиационных бензинов, авиационных масел и их компонентов, прямогонных бензинов.

Примечание – Допускается при наличии на линии закачки средств очистки с тонкостью фильтрования не более 40 мкм зачищать резервуары не реже одного раза в год;

– не реже одного раза в год – для присадок к смазочным маслам и масел с присадками;

– не реже одного раза в два с половиной года – для остальных масел, автомобильных бензинов, дизельных топлив, парафинов и других, аналогичных по физико-химическим свойствам нефтепродуктов.

Металлические и железобетонные резервуары для нефти, мазутов, моторных топлив и других, аналогичных по физико-химическим свойствам нефтепродуктов следует зачищать по мере необходимости, определяемой условиями сохранения их качества, надежной эксплуатации резервуаров и оборудования. Отстой воды и загрязнений из резервуаров следует удалять не реже одного раза в год.

При длительном хранении нефтепродуктов допускается зачистка металлических резервуаров после их опорожнения.

20.2 Резервуары зачищают также при необходимости:

– смены класса хранящегося нефтепродукта;

– освобождения от пирофорных отложений, высоковязких осадков с наличием минеральных загрязнений, ржавчины и воды;

– очередного или внеочередного ремонта, а также при проведении комплексной дефектоскопии.

20.3 Для обеспечения сохранности качества нефтепродуктов при смене класса чистота резервуара и готовность его к заполнению должны соответствовать требованиям ГОСТ 1510. Перевод резервуара под нефтепродукты другого класса должен оформляться согласно действующему в организации положению.

20.4 Зачистку резервуаров от остатков нефтепродуктов рекомендуется производить механизированным способом с применением специальных средств и устройств, которые должны отвечать требованиям безопасности.

20.5 Организация и выполнение работ по зачистке резервуаров должна выполняться в соответствии с требованиями [3] и по графику, утвержденному руководителем (главным инженером) организации.

20.6 На производство зачистных работ оформляется наряд-допуск на производство работ внутри емкостных сооружений по установленной форме согласно [6].

20.7 В зависимости от выполняемых работ предельно допустимую концентрацию паров нефтепродуктов в резервуаре необходимо обеспечить в соответствии с требованиями ГОСТ 12.1.005.

Допуск производственного персонала в резервуар для выполнения зачистных работ производится только в средствах защиты органов дыхания и спецодежде.

20.8 Бригада может приступить к работе внутри резервуара в присутствии ответственного лица только после получения акта готовности резервуара к зачистным работам и при оформленном наряде-допуске на выполнение газоопасных работ.

Перед допуском производственного персонала в резервуар производится контрольный анализ воздуха на содержание в нем паров нефтепродуктов и других газов. Результаты анализа оформляются справкой по форме согласно приложению М и заносятся в журнал анализов концентрации паров углеводородов и других газов по форме согласно приложению Н.

20.9 По окончании зачистных работ составляется акт на выполненную зачистку резервуара. Рекомендуемая форма акта приведена в приложении П.

21 Требования, предъявляемые к проведению геометрических измерений на резервуаре, составлению градуировочных таблиц

21.1 На каждый резервуар, используемый для приема, хранения и отпуска нефти и нефтепродукта, независимо от его форм и вместимости, должна быть составлена градуировочная таблица, позволяющая определять объем нефти и нефтепродукта.

21.2 Резервуары подлежат поверкам:

– первичной: проводится после завершения строительства резервуара или капитального ремонта и гидравлических испытаний резервуара – перед вводом в эксплуатацию;

– периодической: проводится по истечении срока межповерочного интервала;

– внеочередной: проводится в случаях изменения базовой высоты резервуара более чем на 0,1 %, при внесении в резервуар конструктивных изменений, влияющих на его вместимость, после очередного полного технического диагностирования.

Межповерочный интервал для резервуаров, применяемых при учетно-расчетных операциях – не более 5 лет, для резервуаров, применяемых при оперативном контроле и хранении, – не более 10 лет.

21.3 Поверку резервуара проводят геометрическим или объемным (динамическим или статическим) методом.

Допускается комбинация геометрического и объемного (статического или динамического) методов поверки, при объемном методе поверки - динамического и статического.

21.4 Выбор метода поверки зависит от номинальной вместимости резервуара, наличия требуемых средств измерений, удобства и возможности выполнения измерений, а также экономической целесообразности.

21.5 При геометрическом методе поверки резервуара его вместимость определяется по результатам измерений диаметров (или длин окружности), длины и толщины стенок поясов резервуара и высоты (выпуклостей) и толщины днищ резервуара.

21.6 При объемном методе поверки резервуара его вместимость определяется путем непосредственного измерения объема поверочной жидкости, поступившей в резервуар, с одновременным измерением ее температуры.

21.7 Поверку вертикальных цилиндрических стальных резервуаров необходимо проводить в соответствии с требованиями ГОСТ 8.570.

21.8 Поверку горизонтальных цилиндрических стальных резервуаров необходимо проводить в соответствии с требованиями ГОСТ 8.346.

21.9 Погрешности определения вместимости вертикальных цилиндрических стальных резервуаров должны находится в пределах:

21.9.1 при геометрическом методе

– ±0,20 % – для резервуаров от 100 до 3 000 м^3;

– ±0,15 % – для резервуаров свыше 3 000 до 5 000 м^3;

– ±0,1 % – для резервуаров свыше 5 000 до 100 000 м^3 и более;

21.9.2 при объем методе – ±0,20 %.

21.10 Градуировочные таблицы на резервуары для учетно-расчетных операций утверждаются руководителем территориального органа Госстандарта Республики Беларусь, согласно требованиям ГОСТ 8.570, ГОСТ 8.346.

21.11 Определение неровности днища для резервуаров выполняется в соответствии с требованиями ГОСТ 8.570, ГОСТ 8.346.

21.12 Поверку резервуаров осуществляют аккредитованные в установленном порядке в области обеспечения единства измерений юридические лица и индивидуальны предприниматели.

21.13 Поверку резервуара проводит физическое лица, прошедшее курсы повышения квалификации и аттестованное в качестве поверителя и по промышленной безопасности в установленном порядке. Измерения величин при поверке резервуаров выполняет группа лиц: поверитель, не менее двух специалистов, прошедших курсы повышения квалификации, и других лиц (при необходимости), аттестованных по промышленной безопасности в установленном порядке.

21.14 Протоколы поверки резервуаров и градуировочные таблицы в межповерочный период должны храниться у ответственного лица на складе нефтепродуктов.

22 Техническая документация на резервуары

22.1 Комплект технической документации должен включать: документацию на изготовление и монтаж резервуара; эксплуатационную документацию; ремонтную документацию.

22.2 На новый резервуар, сдаваемый в эксплуатацию после монтажа, составляется паспорт, который должен содержать сведения, отражающие техническую характеристику резервуара, его техническое состояние. К паспорту должна быть приложена приемо-сдаточная техническая документация в соответствии с требованиями ТКП 45-5.04-41.

22.3 В процессе эксплуатации в паспорт резервуара заносятся все данные по обследованию и ремонту, сведения об авариях, всех изменениях и реконструкциях.

22.4 На каждый эксплуатирующийся резервуар в цехах, резервуарных парках, производствах ведется следующая техническая документация:

– паспорт (приложение Р); для резервуаров с понтоном или плавающей крышей прилагается технический паспорт на понтон или плавающую крышу, а также документации на уплотняющие затворы;

– акты осмотров резервуаров, акты обследования и отбраковки с необходимыми приложениями разверток, схем с указанием на них расположения дефектов на элементах резервуара, заключений о просвечивании сварных швов, протоколов замеров толщин листов и заключений о нивелировках окрайки днища или самого днища (приложение Ж);

– график осмотров и ремонтов резервуаров;

– дефектная ведомость;

– акты сдачи резервуара в ремонт (приложения С) и приемки из ремонта (приложение Т);

– акты испытания резервуара после приемки или последнего ремонта;

– журнал эксплуатационных осмотров резервуаров (приложение Е);

– проект, по которому сооружен резервуар.

Примечание – Если за давностью строительства техническая документация на резервуар отсутствует, то паспорт может быть составлен организацией, эксплуатирующей резервуар, и утвержден руководителем (главным инженером) организации. Паспорт составляется на основании исследований состояния и технической инвентаризации резервуара.

22.5 По окончании ремонта резервуара необходимо произвести полную запись о выполненных работах в паспорт и приложить схемы, развертки с нанесением всех изменений, произведенных в период ремонта.

Кроме того, к паспорту прилагаются вместе с актом приемки резервуара из ремонта следующие ремонтные документы:

– чертежи, связанные с ремонтом;

– сертификаты соответствия на металлические элементы и электросварочные материалы, применяемые при ремонте, или акты на их испытания;

– копии сертификатов компетентности (удостоверений) сварщиков;

– журнал сварочных работ;

– акты испытания элементов резервуара в целом после ремонта;
– заключения о просвечивании швов, о нивелировках окрайки днища, о проверке заземления;
– дефектная ведомость.

23 Требования охраны труда и пожарной безопасности

23.1 Требования охраны труда

23.1.1 К самостоятельной работе по обслуживанию резервуарных парков (складов нефтепродуктов) допускается производственный персонал не моложе 18 лет, прошедший предварительный медицинский осмотр, вводный инструктаж по охране труда, первичный инструктаж по охране труда на рабочем месте, обучение по профессии, стажировку перед допуском к самостоятельной работе, проверку знаний по вопросам охраны труда, подготовку по программе пожарно-технического минимума и проверку знаний по вопросам промышленной безопасности (для резервуаров, эксплуатируемых на опасном производственном объекте и (или) потенциально опасном объекте.

23.1.2 Производственный персонал должен проходить периодический обязательный медицинский осмотр в соответствии с [7].

23.1.3 Руководитель склада нефтепродуктов должен обеспечить соответствие допуска производственного персонала к участию в производственных процессах, режим труда согласно действующим НПА и внедрять в производство организационные, технические, санитарно- гигиенические мероприятия и средства, предотвращающие воздействие на работающих вредных и (или) опасных производственных факторов и предупреждающие профзаболевания и производственный травматизм.

Весь производственный персонал, обслуживающий резервуары с сернистой нефтью, а также с продуктами, обладающими токсичными свойствами (бензолом, толуолом, ксилолом и др.), должен быть ознакомлен с вредными и (или) опасными производственными факторами, которые могут возникнуть при работе с этими нефтепродуктами.

23.1.4 При отборе проб и измерении уровня нефтепродукта через замерный люк запрещается наклоняться над замерным люком или заглядывать в него.

Опускать и поднимать пробоотборник и лот следует так, чтобы стальная рулетка все время скользила по направляющей канавке замерного люка.

23.1.5 Операции с сернистой нефтью по ручному отбору проб и измерению уровня, а также спуску грязи и воды должен выполнять производственный персонал в исправных фильтрующих противогазах установленной марки и в присутствии наблюдающего.

23.1.6 Производственный персонал должен быть обеспечен согласно установленным нормам средствами индивидуальной защиты, специальной одеждой и специальной обувью, моющими средствами.

23.1.7 Средства индивидуальной защиты и предохранительные приспособления перед выдачей производственному персоналу подвергают внешнему осмотру и проверке (при необходимости - испытанию) в соответствии с установленными требованиями.

Пользоваться неисправными средствами индивидуальной защиты и приспособлениями не разрешается.

23.1.8 Работы внутри резервуаров, а также другие газоопасные работы должны выполняться согласно [3], [6].

При работе внутри резервуаров и в колодцах должны применяться изолирующие противогазы. При выполнении газоопасных работ вне указанных мест должны применяться фильтрующие противогазы с коробками марки А.

В местах, где возможно выделение в воздух рабочей зоны вредных веществ в концентрациях свыше 0,5 % объемных или содержание кислорода менее 18 % объемных, также должны применяться изолирующие противогазы.

23.1.9 Работы на высоте должны проводиться в соответствии с [8].

23.1.10 На каждом производственном участке должна находиться аптечка первой помощи универсальная для оказания первой доврачебной помощи. Аптечка первой помощи универсальная должна быть укомплектована лекарственными средствами и изделиями медицинского назначения в соответствии с [9].

23.1.11 Производственный персонал склада нефтепродуктов должен быть обучен способам оказания первой помощи потерпевшим при несчастных случаях.

23.2 Противопожарные мероприятия

23.2.1 Пожарная безопасность резервуарного парка регламентируется требованиями [10], [11].

23.2.2 Ответственность за соблюдение противопожарных мероприятий на рабочем месте возлагается на лицо, назначенное приказом, ответственным за исправное состояние и безопасную эксплуатацию объекта. Он отвечает за правильное содержание и своевременное использование противопожарного оборудования, закрепленного за рабочим местом и участком технологического процесса.

23.2.3 Резервуарные парки и отдельно стоящие резервуары должны быть обеспечены первичными средствами пожаротушения.

23.2.4 Наземные резервуары объемом 5 000 м^3 и более должны быть оборудованы системами автома-

тического пенного пожаротушения в соответствии с [1].

Резервуары объемом от 1 000 до 3 000 м^3 (включительно) должны быть оборудованы пеногенераторами с сухими трубопроводами (с соединительными головками и заглушками), выведенными за обвалование.

Для подземных резервуаров объемом 5 000 м^3 и более следует предусматривать стационарные неавтоматические системы пожаротушения.

23.2.5 Для наземных вертикальных резервуаров со стационарной крышей (кроме резервуаров, предназначенных для хранения масел и мазутов), тушение которых предусматривается передвижной пожарной техникой, допускается применять подслойный способ (подача пены непосредственно в глубинные слои нефти, нефтепродукта) пожаротушения воздушно-механической пеной низкой кратности [1]. Для реализации этого способа необходимо использовать специальные фотосинтетические пленкообразующие пенообразователи и особые высоконапорные пеногенераторы.

23.2.6 Наземные резервуары объемом 5 000 м^3 и более должны быть оборудованы стационарными установками водяного охлаждения.

Охлаждение при пожаре наземных резервуаров объемом менее 5 000 м^3, а также подземных резервуаров объемом более 400 м^3 следует предусматривать передвижной пожарной техникой.

На складах III категории с резервуарами объемом менее 5 000 м^3 допускается не устраивать противопожарный водопровод, а предусматривать подачу воды на охлаждение и тушение пожара передвижной пожарной техникой из противопожарных емкостей (резервуаров) или открытых искусственных и естественных водоемов.

23.2.7 Измерение уровня и отбор проб необходимо выполнять по возможности в светлое время суток. При отборе проб или измерениях уровня в ночное время для освещения надо применять только взрывобезопасные аккумуляторные фонари, включать и выключать которые разрешается только за пределами взрывоопасной зоны.

Запрещается ремонтировать фонарь и заменять лампу непосредственно во взрывопожароопасной зоне резервуара.

23.2.8 Люки, служащие для измерения уровня и отбора проб из резервуаров, должны иметь герметичные крышки, а замерное отверстие с внутренней стороны - кольцо или колодку из материала, не дающего искру.

23.2.9 Запрещается отбирать пробы и измерять вручную уровень легковоспламеняющихся нефтепродуктов во время их откачки или закачки.

23.2.10 Дождеприемники на обвалованной площадке резервуарного парка должны быть оборудованы запорными устройствами (хлопушками, задвижками и др.), приводимыми в действие с ограждающего вала или из мест, находящихся за пределами внешнего ограждения (обвалования) парка.

23.2.11 Для сбора разлитых нефтепродуктов следует применять сорбенты с сорбирующей способностью соответствующей виду нефтепродукта.

23.2.12 При появлении трещин в швах, в основном металле стенок или днища действующий резервуар должен быть немедленно освобожден и подготовлен к ремонту. Не допускается заварка трещин и чеканка на резервуарах, заполненных нефтью и нефтепродуктами.

23.2.13 Огневые работы (сварка, резка и др.) должны быть организованы и проведены с соблюдением требований [10].

23.2.14 В резервуарном парке запрещается проезд тракторов и автомобилей, не оборудованных искрогасителями. На участках, где возможно скопление газов и паров нефтепродукта, должны быть установлены знаки, запрещающие въезд транспорта. Проезд транспортных средств должен осуществляться согласно утвержденной схеме движения, а для сторонних лиц – после проведения целевого инструктажа.

23.2.15 Курение на территории резервуарного парка категорически запрещается и разрешено только в специально отведенных и оборудованных местах. На видных местах территории резервуарного парка (у дорожек, переходных мостиков и др.) должны быть установлены знаки или надписи о действующем противопожарном режиме. Надписи и знаки должны соответствовать требованиям ГОСТ 12.4.026.

23.3 Молниезащита резервуаров

23.3.1 Резервуары должны иметь молниезащиту в соответствии с категориями устройств и типом зоны защиты.

Молниезащитные устройства, категории устройств молниезащиты, зоны защиты молниеотводов должны соответствовать требованиям ТКП 336 и быть определены проектом.

23.3.2 Резервуары, расположенные в зонах класса В-1 г согласно [4], относятся ко II категории устройства молниезащиты и зоне защиты Б. Резервуары, расположенные в зонах класса П-III, относятся к III категории – устройства молниезащиты.

23.3.3 Резервуары, отнесенные по устройству молниезащиты к III категории, должны быть защищены от прямых ударов молнии и заноса высоких потенциалов через наземные металлические коммуникации.

23.3.4 Резервуары, отнесенные по устройству молниезащиты ко II категории, должны быть защищены от прямых ударов молнии следующим образом:

– корпуса резервуаров по толщине металла крыши менее 4 мм – молниеотводами, установленными

отдельно или на самом резервуаре;

– корпуса резервуаров по толщине металла крыши 4 мм и более, а также отдельные резервуары вместимостью менее 200 м^3, независимо от толщины металла крыши – присоединением к заземлителям.

23.3.5 В зону защиты молниеотводов резервуарного парка должно входить пространство, основание которого выходит за пределы резервуарного парка на 40 м от стенок крайних резервуаров в каждую сторону, а высота равна верхней отметке дыхательных клапанов резервуаров плюс 2,5 м.

23.3.6 Импульсное сопротивление каждого заземлителя защиты от прямых ударов молнии для устройств молниезащиты II категории должно быть не более 10 Ом, для устройств молниезащиты III категории – не более 20 Ом.

23.3.7 Импульсное сопротивление заземлителей для металлических и неметаллических труб и вышек должно быть не более 50 Ом.

23.3.8 Для наружных установок заземлители защиты от прямых ударов молнии должны иметь импульсное сопротивление не более 50 Ом на каждый токоотвод; к ним должны быть присоединены молниеотводы, металлические корпуса и другие металлические конструкции установок.

23.3.9 Присоединения к заземлителям должны располагаться не более чем через 50 м по периметру основания установки. При этом число присоединений должно быть не менее двух.

23.3.10 Защита от электростатической индукции резервуаров, отнесенных по устройству молниезащиты ко II категории, обеспечивается присоединением всего оборудования и аппаратов, находящихся в зданиях, сооружениях и установках, к защитному заземлению электрооборудования.

23.3.11 Плавающие крыши резервуаров и понтоны независимо от материала крыш и корпусов для защиты от электростатической индукции должны быть соединены гибкими металлическими перемычками с токоотводами или с металлическим корпусом установки не менее чем в двух точках.

23.3.12 Для защиты от заноса высоких потенциалов по подземным коммуникациям их необходимо при вводе в здание и сооружение присоединить к любому из заземлителей.

23.3.13 Для защиты от заноса высоких потенциалов внешних наземных металлических конструкций и коммуникаций необходимо:

– на вводе в защищаемое здание или сооружение присоединять к заземлителю с импульсным сопротивлением не более 20 Ом; такое присоединение допускается осуществлять к заземлителю защиты от прямых ударов молнии или к защитному заземлению электрооборудования;

– на ближайшей к сооружению опоре присоединить к заземлителю с импульсным сопротивлением не более 20 Ом.

23.3.14 Опоры отдельно стоящих молниеотводов могут выполняться из стали любой марки, железобетона, дерева.

23.3.15 Молниеприемники изготавливаются из стали любых марок различного профиля с площадью сечения не менее 100 мм^2 и длиной не менее 200 мм. Молниеприемники следует предохранять от коррозии оцинкованием, лужением или окраской.

23.3.16 Соединения молниеприемников с токоотводами должны выполняться сваркой, а при невозможности применения сварки допускается болтовое соединение с переходным электрическим сопротивлением не более 0,05 Ом (до вывода РВС в ремонт). Болтовые соединения допускаются только в виде исключений для токоотводов резервуаров, отнесенных к устройству молниезащиты к III категории.

23.3.17 Для проверки сопротивления заземлителей разъемные соединения необходимо предусматривать только на токоотводах, присоединяемых к отдельным заземлителям и соединенных между собой.

23.3.18 Все соединения заземлителей между собой и с токоотводами необходимо производить сваркой. Длина сварного шва должна быть не менее двойной ширины прямоугольного проводника и не менее шести диаметров свариваемых круглых проводников.

23.3.19 Зона защиты одиночного стержневого молниеотвода высотой $h \le 150$ м представляет собой круговой конус. Вершина конуса находится на высоте $h_0 < h$. На уровне земли зона защиты образует круг радиусом r_0.

23.3.20 Горизонтальное сечение зоны защиты на высоте защищаемого резервуара hx представляет собой круг радиусом rx.

Зона защиты одиночных стержневых молниеотводов имеет следующие габариты:

$$h_0 = 0{,}92h\ ;\ r_0 = 1{,}5h\ ;\ rx = 1{,}5(h - hx/0{,}92) \qquad (1)$$

При известных величинах rx и hx высота одиночного стержневого молниеотвода может быть определена по формуле:

$$h = \frac{rx + 1{,}63hx}{1{,}5} \qquad (2)$$

22.3.21 Молниезащитные устройства должны выполняться при строительстве, реконструкции или ремонте в соответствии с проектом, они должны быть приняты и введены в эксплуатацию до заполнения резервуаров нефтепродуктами.

22.3.22 Монтажная организация, выполнившая устройства молниезащиты, должна предъявить генеральному подрядчику акты испытания устройств, обеспечивающих молниезащиту (выполнение заземлителей и измерения их сопротивления растеканию тока).

22.3.23 При эксплуатации молниезащитных устройств должны проводиться их периодические осмотры (ревизии) с целью:

– выявить элементы, требующие замены или усиления из-за механических повреждений;

– проверить надежность электрической связи между токоведущими элементами (мест сварки и болтовых соединений);

– определить степень разрушения коррозией отдельных элементов молниезащиты и принять меры по восстановлению антикоррозийной защиты и по усилению элементов, поврежденных коррозией;

– проверить соответствие молниезащитных устройств категории резервуаров;

– измерить сопротивление всех заземлителей молниезащиты не реже одного раза в год (летом и при сухой почве), а при повышении сопротивления заземлителя принимать меры по доведению сопротивления до требуемых величин.

22.3.24 Результаты ревизий молниезащитных устройств, проверочных испытаний заземляющих устройств, проведенного ремонта необходимо заносить в паспорт заземляющих устройств резервуара согласно ТКП 45-5.01-254, ТКП 181.

22.3.25 После каждой грозы или сильного ветра все устройства молниезащиты должны быть осмотрены и повреждения немедленно устранены.

23.4 Защита резервуаров от статического электричества

23.4.1 В связи с тем, что технологические операции с нефтепродуктами, являющимися хорошими диэлектриками, сопровождаются образованием электрических зарядов, которые могут создаваться при боковом наливе светлых нефтепродуктов в резервуары, и в газовом пространстве емкостей могут возникать взрывоопасные концентрации смеси паров нефтепродуктов с воздухом, необходимо принимать меры по предотвращению накопления электрических зарядов при проведении технологических операций.

23.4.2 Для устранения опасности разрядов статического электричества при технологических операциях со светлыми нефтепродуктами необходимо предусматривать следующие меры:

– заземление резервуаров, трубопроводов, средств измерения уровня и отбора проб;

– применение присадок для повышения проводимости нефтепродуктов;

– снижение интенсивности генерации зарядов статического электричества путем уменьшения скорости налива светлых нефтепродуктов в резервуары;

– нейтрализацию зарядов статического электричества в трубопроводах с помощью электродов;

– применение производственным персоналом средств индивидуальной защиты из материалов, не накапливающих статические заряды.

23.4.3 Заземляющие устройства для защиты от статического электричества необходимо объединять с заземляющими устройствами для электрооборудования и молниезащиты. Такие заземляющие устройства должны быть выполнены в соответствии с требованиями ТКП 336, [4], [12].

23.4.4 Все металлические и электропроводные неметаллические части резервуаров должны быть заземлены независимо от применения других мер защиты от статического электричества.

23.4.5 Для предотвращения образования опасных разрядов статического электричества скорость заполнения резервуара для светлых нефтепродуктов не должна превышать предельно допустимых значений, при которых заряд, приносимый с потоком нефтепродукта в резервуар, не мог бы вызвать с его поверхности искрового разряда, энергия которого достаточна для воспламенения паровоздушной смеси. Допустимые скорости движения жидкости по трубопроводам и скорости истечения светлых нефтепродуктов в резервуары зависят: от вида налива (боковой, верхний, нижний); свойств нефтепродукта; содержания примесей; свойств материала и состояния поверхности стенок трубопровода; размеров трубопровода и резервуаров, формы резервуаров, а также других условий эксплуатации.

23.4.6 Для безопасного проведения операций налива нефти и нефтепродуктов следует учитывать ограничения по максимальной скорости налива для [5]:

– продуктов с удельным объемным электрическим сопротивлением не более 10^5 Ом·м – до 10 м/с;

– продуктов с удельным объемным электрическим сопротивлением не более 10^9 Ом·м – до 5 м/с;

– продуктов с удельным объемным электрическим сопротивлением более 10^9 Ом·м допустимые скорости истечения и транспортировки устанавливаются для каждого продукта отдельно проектом или инструкцией.

В приложении У представлены удельные объемные электрические сопротивления некоторых нефтепродуктов.

23.4.7 При заполнении порожнего резервуара светлые нефтепродукты должны подаваться в резервуар со скоростью не более 1,0 м/сек до момента, когда конец разгрузочной трубы окажется ниже уровня зеркала закачиваемого продукта при диаметре трубопровода до 200 мм.

23.4.8 Для предотвращения опасности возникновения искровых разрядов не допускается наличие на поверхности ГЖ и ЛВЖ незаземленных плавающих предметов.

При применении поплавковых или буйковых уровнемеров их поплавки должны быть изготовлены из

электропроводного материала и при любом положении иметь электрическое сопротивление 100 Ом.

В случае, когда при существующей технологии производства невозможно предотвратить наличие на поверхности жидкости незаземленных плавающих предметов, необходимо принять меры, исключающие возможность создания над ней взрывоопасной среды.

23.4.9 Налив ГЖ и ЛВЖ свободно падающей струей не допускается.

23.4.10 Ручной отбор ГЖ и ЛВЖ из резервуаров, а также измерение уровня с помощью различного рода мерных линеек и метрштоков через люки допускается только после прекращения движения жидкости, когда она находится в спокойном состоянии. При этом устройства для проведения измерений должны быть изготовлены из токопроводящего материала с удельным объемным электрическим сопротивлением меньше 10^5 Ом·м и заземлены.

Измерение уровня в резервуарах при движении ГЖ и ЛВЖ должно проводиться дистанционными автоматическими уровнемерами, а отбор проб – через специальное устройство.

Понтоны из электропроводных материалов должны быть заземлены с помощью не менее двух гибких заземляющих проводников сечением не менее 6 мм^2.

Заземляющие проводники одним концом должны быть присоединены к крыше резервуара, другим - к понтону.

23.4.11 Понтоны из неэлектропроводных материалов должны иметь электростатическую защиту. Установление вида электростатической защиты таких понтонов определяется проектом.

23.4.12 Осмотр и текущий ремонт заземляющих устройств защиты от проявлений статического электричества должны проводиться одновременно с осмотром и текущим ремонтом технологического и электротехнического оборудования.

Часть II

Руководство по техническому диагностированию и ремонту металлических резервуаров для хранения нефти и нефтепродуктов

1 Техническое диагностирование и обследование наземных металлических резервуаров

1.1 Общие положения

1.1.1 Оценка технического состояния резервуаров, находящихся в эксплуатации и не отработавших расчетных срок службы обеспечивается проведением регулярного двухуровнего обследования: частичного (без выведения из эксплуатации) и полного (с выводом из эксплуатации, очисткой и дегазацией). По достижению назначенного срока службы резервуары подлежат частичному обследованию и техническому диагностированию с прогнозирование дальнейшего срока эксплуатации резервуара.

1.1.2 Схема и алгоритм подготовки объекта к обследованию и техническому диагностированию показана на рисунке 1.2.1.

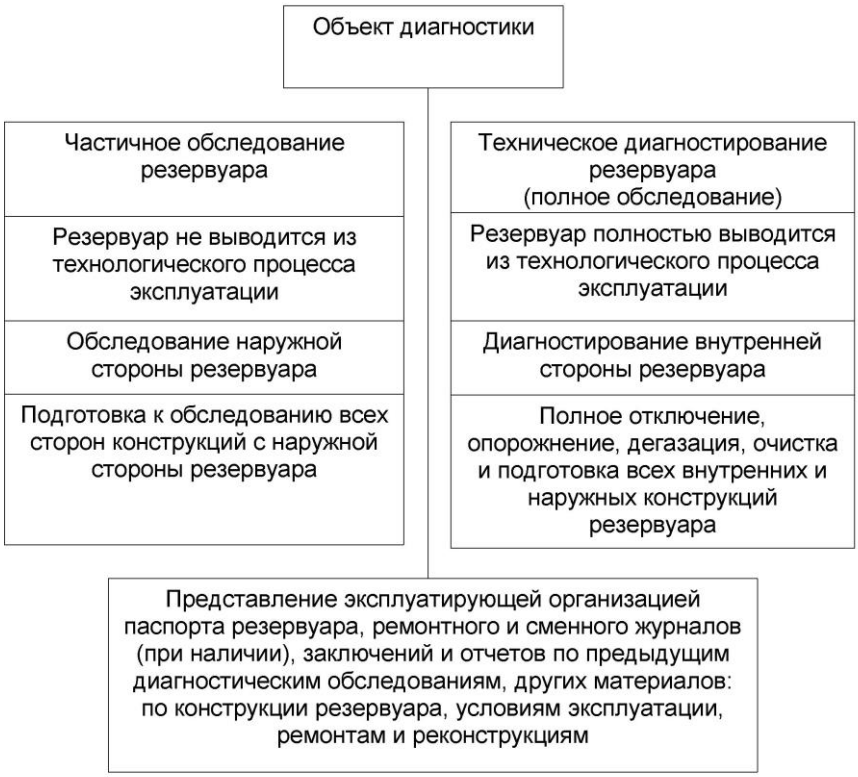


Рисунок 1.2.1 – Схема подготовки объекта к техническому диагностированию

1.1.3 Техническое диагностирование резервуаров производится в следующих случаях:

а) при достижении назначенного ресурса (назначенного срока службы) резервуара, а также количества циклов нагружения, установленных его изготовителем;

б) при временном нахождении под воздействием факторов, параметры которых превышают предельно допустимые для материала, из которого изготовлены элементы резервуара (авария, пожар, взрыв, стихийное бедствие и т.п);

в) по решению владельца резервуара. В частности, в случаях, если оборудование:

1) не имеет назначенного срока службы или ресурса и эксплуатируется 20 и более лет;

2) не имеет назначенного ресурса службы и за время эксплуатации наработало 1 000 и более циклов нагружения;

3) остановлено на капитальный ремонт (рекомендуется капитальный ремонт совмещать с диагностикой);

4) требует технического диагностирования по прочим обоснованным причинам.

1.1.4 Владелец резервуара обязан систематически проводить общую оценку парка оборудования с разработкой графика технического обследования резервуаров, утверждаемого главным инженером.

1.1.5 Концепция технического диагностирования и ее основной части – определения остаточного ре-

сурса основывается на принципе «безопасной эксплуатации емкостного оборудования по его техническому состоянию» с оценкой параметров технического состояния, согласно нормативно-технической и проектной документации. Остаточный ресурс рассчитывается по определяющим параметрам технического состояния, изменение которых может привести объект в предельное или неработоспособное состояние.

1.1.6 Для емкостного технологического оборудования, как показывает опыт эксплуатации, доминирующими механизмами повреждений, отказов и разрушений могут быть:

– поверхностная коррозия;
– режим силового или термосилового нагружения;
– водородная (сероводородная) коррозия;
– коррозионное растрескивание;
– межкристаллитная коррозия;
– деградация металла (ползучесть, усталость и др.);
– изменение химического состава металла;
– продолжительность эксплуатации;
– дефекты и напряжения в основном металле и сварных швах;
– агрессивность среды;
– потеря устойчивости и др.

1.1.7 Исходя из 1.1.5 и 1.1.6, параметрами технического состояния являются: характеристики металла (прочность, твердость, трещиностойкость, ползучесть и др.), характеристики дефектов и уровень дефектности сварных соединений, околошовной зоны и металла резервуара (трещина, непровар, шлаковые включения, поры и др.), химический состав и характеристики микроструктуры основного и наплавленного металла, различного рода деформации, коэффициенты запаса прочности и др.

1.1.8 Оценка определяющих параметры технического состояния и деформирующего механизма повреждения производится исполнителем работ по результатам анализа эксплуатационно-технической документации, данных технического обследования, контроля и испытаний.

1.1.9 В зависимости от номинального объема и мест расположения объектов хранения продуктов принята следующая классификация стальных вертикальных резервуаров для нефти и нефтепродуктов (см. таблицу 1.1.8.1).

Таблица 1.1.8.1 – Классификация резервуаров

Номинальный объем резервуара	Класс по степени опасности по ТКП 45-5.04-172	Класс по уровню ответственности по ГОСТ 31385
От 100 м^3 до 1 000 м^3	IV	КС-2б
От 1 000 м^3 до 20 000 м^3 включительно	III	КС-2а
От 20 000 м^3 до 50 000 м^3 включительно	II	КС-3б
От 50 000 м^3 до 120 000 м^3	I	КС-3а
Примечание – резервуары объемом от 10 000 м^3 до 50 000 м^3, расположенные непосредственно по берегам рек, крупных водоемов и в черте городской застройки по ТКП 45-5.04-172 относятся к классу II.		

1.1.10 Горизонтальные стальные резервуары по конструктивным особенностям в соответствии с ГОСТ 17032 подразделяются на типы: одностенные и двухстенные.

1.1.11 На каждый вид применяемого контроля и испытаний в аккредитованных лабораториях должна быть разработана Методика контроля (инструкция) и (или) технологическая карта с оценкой выявляемых нарушений (дефектов) и утверждена главным инженером организации, в состав которой входит лаборатория. Разрабатывать указанные документы по неразрушающему контролю разрешено специалисту, сертифицированному на 3-й уровень квалификации.

1.1.12 В рамках технического диагностирования могут выполняться следующие расчёты: расчеты остаточного ресурса резервуара по коррозионному износу, расчеты малоцикловой усталости и трещиностойкости, расчет на прочность и устойчивость. Необходимость выполнения тех или иных расчётов указывается в индивидуальной программе технического диагностирования (полного обследования). Остаточный ресурс измеряется в единицах времени или числом циклов нагружения.

1.1.13 При расчетах прочности и устойчивости резервуаров, а также для определения остаточного ресурса следует руководствоваться требованиями ТНПА, регламентирующими используемые в расчетах характеристики.

1.2 Требования к организации и проведению работ

1.2.1 Организация и подготовка работ к обследованию и техническому диагностированию возлагается на организацию-владельца резервуара.

1.2.2 Частичное обследование резервуаров проводится производственным персоналом владельца резервуара и (или) силами лаборатории, аккредитованной на техническую компетентность по неразрушающим методам контроля (собственной владельца резервуара или сторонней).

Полное обследование или техническое диагностирование проводится силами лаборатории владельца резервуара аккредитованной на техническую компетентность по неразрушающим методам контроля (собственной владельца резервуара или сторонней) или силами специализированной организации.

Техническое диагностирование резервуаров, применяемых на потенциально опасном производственном объекте и (или) опасном объекте выполняется силами специализированной организации по диагностированию с соблюдением требований ТКП 054.

Перед заключением договора на техническое диагностирование оборудования специализированная организация по диагностированию должна предъявить владельцу резервуаров лицензию Министерства по чрезвычайным ситуациям Республики Беларусь на право осуществления деятельности в области промышленной безопасности в части выполнения работ и (или) услуг по техническому диагностированию потенциально опасных объектов и (или) технических устройств.

1.2.3 Объем работ по обследованию резервуаров приведет в п.18.6 части I настоящего технического кодекса.

1.2.4 Владелец резервуара должен представить исполнителю работ по техническому диагностированию паспорт резервуара, заключения и технические отчеты по предыдущим техническим обследованиям, прочие материалы с данными по конструкции, условиям эксплуатации, ремонтам и проведенной реконструкции объекта, если она выполнялась. Работы по техническому производятся по наряду-допуску и с разрешения руководства владельца резервуара после прохождения исполнителями инструктажа по охране труда и по пожарной безопасности.

1.2.5 Все подготовительные работы выполняются владельцем емкостного оборудования, в том числе: резервуары, подлежащие техническому диагностированию, должны быть выведены из работы, отключены, опорожнены, очищены и подготовлены к безопасному ведению газоопасных работ в соответствии с требованиями ГОСТ 1510, ТКП 45-5.04-172, [3].

Подготовленный к техническому диагностированию резервуар сдается исполнителю по акту;

– контрольные анализы воздуха должны проводиться после зачистки и непосредственно перед началом работ по диагностике резервуара. Результаты анализа оформляются справкой соответствующей формы и в наряде-допуске на газоопасные работы. Концентрации вредных веществ должны соответствовать требованиям ГОСТ 12.1.005;

– тепловая изоляция, окраска, препятствующие контролю, должны быть частично или полностью (в случае необходимости) удалены;

– заказчик сооружает леса, устанавливает лестницы, опорные подставки, перила, освещение и другие устройства, необходимые для проведения работ;

– наружные и внутренние поверхности стенок, днище и крыша должны быть очищены от грязи и ржавчины. Для проведения НМК зоны, объем и качество зачистки поверхности должен определить ответственный исполнитель по диагностированию;

– ко всем конструктивным элементам резервуара должен быть обеспечен свободный доступ к поверхности контролируемых элементов и сварных соединений, внутренние или наружные устройства и др., создающие помехи, частично или полностью удаляются;

– уторный узел (угловое сварное соединение днища со стенкой) должен быть тщательно очищен с внутренней и наружной стороны от грунта, снега и других загрязнений;

– заказчик предоставляет средства индивидуальной защиты, если это предусмотрено договором, и выполняет другие необходимые работы (рисунок 1.2.1).

1.2.6 Объем работ по техническому диагностированию определяется в зависимости от класса резервуара, его технического состояния, условий эксплуатации, а также по результатам ознакомления с проектной и эксплуатационно-технической документацией и отражается в программе технического диагностирования, которая разрабатывается исполнителем работ и согласовывается с заказчиком.

1.2.7 Конкретный объем работ при техническом диагностировании должен включать следующий минимально необходимый перечень:

1.2.6.1 анализ проектной и эксплуатационно-технической документации;

1.2.6.2 наружное и внутреннее обследование визуально-оптическим методом с оценкой состояния:

– металла и сварных соединений днища;

– окраек днища и уторного узла;

– металла обечайки (стенки), вертикальных и горизонтальных сварных соединений резервуара;

– соединения люков, патрубков и их усиливающих листов на стенке и крыше резервуара;

– металла и сварных соединений каркаса крыши, опорных колец, ребер жесткости;

– металла и сварных соединений настила крыши (понтонов);

– металла и сварных соединений трубопроводов обвязки;

1.2.6.3 измерение и оценку толщины металла стенки, днища, настила кровли, понтона (плавающей крыши), а также люков и патрубков на стенке и кровле резервуара. Для оценки технического состояния поверхности днища, сопряжённой с гидрофобным грунтом не доступной для визуально-измерительного контроля, рекомендуется использовать методы контроля, позволяющие обследовать 100 % его поверхности;

1.2.6.4 контроль и оценку основного металла и сварных соединений неразрушающими методами контроля, в том числе: визуально-измерительный контроль, цветная дефектоскопия, ультразвуковая дефекто-

скопия, измерение твердости;

1.2.6.5 измерение и оценку геометрических характеристик конструктивных элементов резервуара с выявлением параметров, выходящих за допускаемые пределы;

1.2.6.6 определение характера и величины осадки основания, оценка неравномерности осадки основания в зоне стенки и центральной части днища резервуара и оценка состояния отмостки;

1.2.6.7 проведение расчетов на прочность и устойчивость стенки резервуара;

1.2.6.8 анализ результатов технического обследования резервуара;

1.2.6.9 определение остаточного ресурса резервуара;

1.2.6.10 оформление результатов технического диагностирования и расчетов остаточного ресурса.

1.2.8 К выполнению работ по анализу результатов технического диагностирования, оценке работоспособности резервуара, прогнозированию и расчету остаточного ресурса допускаются специалисты с высшим техническим образованием, имеющие уровень квалификации по одному из методов неразрушающего контроля не ниже 2-го.

1.2.9 Специалисты по неразрушающему контролю не ниже 2-го уровня квалификации могут выполнять при техническом диагностировании резервуаров только те виды работ, на которые они сертифицированы в соответствии с требованиями СТБ ISO 9712.

1.2.10 При измерении геометрических параметров конструкций резервуаров должны использоваться стандартные или специальные методы и средства измерений с погрешностью не более ±1 мм. Точность измерения твердости принимается по ГОСТ 22761 в зависимости от диапазонов измерений: (90 – 150) ±10; (150 – 300) ±15; (300 – 470) ±20. Класс точности при капиллярном контроле по СТБ 1172 – второй.

1.2.11 Определение толщины листов конструкций и глубины коррозионных язв производится приборами или средствами линейных измерений с погрешностью не более ±0,1 мм.

1.2.12 Перед началом проведения работ по техническому диагностированию должны быть составлены карты (эскизы) на обследуемый резервуар согласно программе технического диагностирования.

1.2.13 Работы по техническому диагностированию и испытанию оборудования должны проводиться с соблюдением инструкций или технических паспортов по эксплуатации средств диагностирования. Не допускается использовать не прошедшие в установленном порядке аттестацию средства контроля. Условия окружающей среды при проведении измерений должны соответствовать нормируемым условиям эксплуатации средств измерений.

1.2.14 Исполнитель составляет отчет по результатам технического диагностирования и выдает заключение о сроке дальнейшей эксплуатации оборудования согласно ГОСТ 8.346, ГОСТ 8.570.

1.3 Техническое диагностирование объекта. Наружный и внутренний осмотры

1.3.1 Целью осмотра является выявление поверхностных и подповерхностных дефектов, образовавшихся в процессе изготовления, эксплуатации или ремонта обследуемых резервуаров.

1.3.2 Осмотр поверхности металла рекомендуется производить с наружной, а затем с внутренней стороны резервуара в полном объеме в следующей последовательности:

– окрайка 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 или с помощью оптических приборов (бинокля или подзорной трубы);

– места переменного уровня нефтепродуктов;

– настил и несущие элементы кровли.

Результаты осмотра служат основой для назначения зон ультразвукового и (или) рентгеновского контроля, зон толщинометрии, определения необходимости проведения контрольных измерений и оценки отклонений геометрической формы.

1.3.3 Осмотр конструкций производится в условиях достаточной освещенности (не менее 500 люкс) с применением специальных средств (см. 1.3.9, 1.3.10). Обязательной проверке подлежат:

– состояние основного металла элементов конструкций (стенки, кровли, днища, ферм и т. п.) с установлением наличия коррозионных повреждений, царапин, задиров, трещин, прожогов, оплавлений, вырывов, расслоений, неметаллических включений, закатов, выпучин, вмятин и др.;

– состояние сварных соединений элементов конструкций (стенки, кровли, днища и т. п.), несоответствие геометрической формы и размеров швов, наличие трещин, непроваров, пористости, свищей, отпотин, коррозионных повреждений, кратеров, прожогов, смещения кромок стыкуемых элементов и др. в соответствии с требованиями ТКП 45-5.04-41 и других ТНПА.

1.3.4 Проверке подлежит состояние основания и отмостки, геометрическая форма стенки и днище.

1.3.5 Проверяется размещение патрубков на стенке резервуара по отношению к вертикальным и горизонтальным сварным соединениям в соответствии с требованиями проекта и ТКП 45-5.04-172.

1.3.6 Проверяется состояние уплотнения между понтоном (плавающей крышей) и стенкой резервуара.

1.3.7 Тщательному осмотру подлежат те участки внутренней поверхности, где вероятнее всего происходит максимальный коррозионно-эрозионный износ: застойные зоны, места скопления воды, зоны раздела фаз «газ – жидкость», места изменения направления потоков, зоны, прилегающие к входным штуцерам.

1.3.8 Необходимость и объем демонтажа защитных покрытий тепловой изоляции и футеровки при проведении осмотра определяет исполнитель работ по технической диагностике. При этом обязательному удалению подлежат участки внутренних покрытий и футеровки с нарушенной целостностью покрытий.

1.3.9 Для повышения надежности результатов осмотра, а также для осмотра участков поверхности, недоступных для прямого визуального осмотра, применяют зеркала, средства подсветки, а также специальные оптические приборы, эндоскопы, предназначенные для осмотра поверхности в недоступных местах.

1.3.10 Надежность результатов осмотра необходимо повышать за счет очистки подозрительных участков поверхности абразивным инструментом, а в необходимых случаях – травлением поверхности, например, 2 – 4-% спиртовым раствором азотной кислоты.

1.3.11 По результатам осмотра, с учетом фактических повреждений, производится корректировка рабочей программы технического диагностирования и корректировка работ для обеспечения более полной оценки технического состояния емкостного оборудования.

1.3.12 Техническое диагностирование сварных соединений конструктивных элементов и поверхности металла

1.13.12.1 Техническое диагностирование поверхности металла должно производиться в условиях достаточной освещенности и последовательности, приведенной в 1.3.2, для выявления дефектов, приводящих к местному уменьшению толщины металла и изменению формы конструкции в местах расположения сварных швов.

Особо тщательному осмотру и измерению геометрических размеров подлежат все сварные соединения четырех нижних поясов и уторного узла.

1.13.12.2 К дефектам на поверхности металла относятся:

– трещины;

– коррозионные и эрозионные повреждения;

– царапины вдоль и поперек листа;

– дефекты монтажа – различные «вырывы», вмятины, риски на металле от крепежных элементов, устанавливаемых в процессе изготовления и ремонта объекта;

– расслоения металла корпуса и других элементов конструкции;

– деформация корпуса, днища и других элементов;

– изменения геометрической формы несущих элементов;

– плены – тонкие металлические отслоения в форме языков на поверхности металла, вытянутые в продольном направлении листа;

– местные оплавления металла – углубления произвольной формы и величины, образовавшиеся, как правило, в процессе монтажа или ремонта;

– шлак, поры, окалина и другие поверхностные включения и наслоения.

1.3.12.3 К поверхностным дефектам сварного соединения (ниш) относятся:

а) трещины, выходящие на поверхность шва или околошовную зону;

б) кратер – углубление в металле шва в следствие обрыва дуги в конце сварки.

в) подрез – углубление в основном металле вдоль сварного шва с одной или двух сторон;

г) прожог – сквозное отверстие в сварном шве;

д) непровар – неполное заполнение разделки кромок сварного соединения металлом или несплавление по кромкам и между слоями;

е) шлаковые включения и газовые поры – несплошности сварного соединения, выходящие на поверхность шва;

ж) нарушения допустимых пределов по ширине и высоте выпуклости шва (см. таблицу 1.3.1);

Таблица 1.3.1 – Допускаемые величины выпуклости шва

Толщина листов, мм	Максимальная величина выпуклости, мм	
	вертикальных соединений стенки	прочих соединений
До 12 включ.	Не более 1,5	Не более 2,0
Свыше 12 до 24 включ.	Не более 2,0	Не более 3,0
Свыше 24	Не более 3,0	Не более 4,0

к) грубая чешуйчатость выпуклости шва (углубления между выступом и впадиной более 1,0 мм;

л) отсутствие плавного перехода от выпуклости (валика) шва к основному металлу;

м) смещение свариваемых кромок стыковых соединений (ТКП 45-5.04-172) более:

1) 1,0 мм – для деталей толщиной до 10 мм;

2) 10 % толщины (но не более 3 мм) для деталей толщиной более 10 мм.

Все вышеперечисленные дефекты нарушают сплошность металла, приводят к уменьшению толщины стенки (днища, кровли и др.) и местному ослаблению, снижают статистическую и усталостную прочность металла шва, создают концентрацию напряжений с образованием трещин, поэтому должны быть выявлены и устранены.

1.3.12.4 При осмотре необходимо применять лупу с 10-кратным увеличением (см. также 1.3.2, 1.3.3,

1.3.9, 1.3.10), контроль и измерение сварных швов следует проводить с двух сторон по всей протяженности шва.

1.3.12.5 Осмотр поверхностей резервуара в подозрительных местах проводится с обязательным применением метода цветной и (или) порошковой дефектоскопии. Конкретные участки поверхности оборудования, которые следует подвергнуть цветной и (или) магнитопорошковой дефектоскопии, определяет исполнитель работ.

1.3.12.6 При осмотре резервуара необходимо обращать внимание и фиксировать все веды дефектов, в том числе допустимые и недопустимые, и наносить их на карту осмотра с указанием размеров дефектов.

1.3.13 Технический контроль и неразрушающие методы

1.3.13.1 Технический контроль металла и сварных соединений при обследовании имеет целью выявление и измерение дефектов, образовавшихся при изготовлении, эксплуатации и ремонте резервуаров, и особенно дефектов, развившихся под воздействием условий эксплуатации емкостного оборудования.

Технический контроль может включать:

– осмотр и измерение дефектов металла и сварных соединений;

– испытание на герметичность, в том числе вакуум-камерой, методом керосиновой пробы;

– НМК;

– измерение твердости без разрушения;

– проведение металлографии без разрушения;

– химический анализ металла без разрушения;

– исследования напряженно-деформированного состояния металла;

– физико-механические испытания;

– установление степени деградации металла.

1.3.13.2 Неразрушающие методы контроля при обследовании позволяют определять наиболее важные характеристики состояния металла и сварных соединений:

– внутреннюю несплошность основного металла и сварных соединений, в том числе трещиноподобные и плоские дефекты;

– фактическую толщину металла элементов;

– напряженно-деформированное состояние и зоны концентраций напряжений металла и сварных соединений (зоны концентрации напряжений).

1.3.13.3 При обследовании в качестве НМК в первую очередь применяются:

– визуально-оптический (измерительный) контроль;

– цветная дефектоскопия;

– магнитопорошковый контроль;

– рентгено- и гаммаграфия;

– ультразвуковой контроль и др.

1.3.13.4 Все резервуары подлежат контролю неразрушающими методами. Особое внимание уделяется резервуарам, работающим в режиме циклического, малоцикпового или термосилового нагружения в условиях коррозионного растрескивания и деградации металла.

Примечание – Техническая диагностика стенки двухстенных подземных резервуаров проводится в случае негерметичности межстенного пространства.

1.3.13.5 Результаты визуально-измерительного контроля служат основанием для назначения метода, объема и конкретных участков металла и сварных швов, которые должны быть подвергнуты контролю неразрушающими методами.

1.3.13.6 Обязательному контролю подлежат сварные швы, находящиеся в зонах повышенного напряжения металла, зонах локальных деформаций, зонах расположения потенциально опасных дефектов формы (вмятин, выпучин, отдушин, гофров) и других подозрительных местах.

1.3.13.7 Участки контроля и методы неразрушающего контроля назначаются исполнителем работ, исходя из условий эксплуатации резервуара в местах, наиболее подверженных воздействию механических и температурных нагрузок, с учетом коррозионных факторов, оказывающих воздействие на материал резервуара, а также участков контроля, указанных в 1.3.13.6.

1.3.13.8 Если на участке контроля выявлены дефекты, то исполнитель работ назначает дополнительные участки контроля, см. также 1.3.14.11.

1.3.13.9 Неразрушающие методы контроля должны назначаться в каждом случае, когда у исполнителя работ по обследованию резервуара возникает сомнение в качестве металла или сварного соединения.

1.3.13.10 Результаты контроля по 1.3.13.1 должны отражаться в документах обследования технического состояния резервуаров.

1.3.13.11 Визуально-оптический контроль используется с целью выявления изменений формы объекта, а также выявления поверхностных дефектов в основном металле и металле сварных соединений, образовавшихся как на стадии изготовления, так и особенно на стадии эксплуатации резервуаров.

Контроль должен выполняться в соответствии с требованиями ТНПА на данный метод и картой (схемой) контроля, которая разрабатывается на основании программы технического диагностирования. Визуально-оптический контроль резервуаров проводится в объеме 100 %.

В протоколах (заключениях) контроля должны учитываться места проведения контроля, нормативная документация на контроль, средства измерения, нормы, объем контроля, оценка качества с росписью исполнителя.

1.3.13.12 Контроль методами цветной и (или) магнитопорошковой дефектоскопии имеет целью выявление наличия, размеров и ориентации поверхностных, подповерхностных дефектов и производится в случаях сомнения в надежности результатов визуального контроля, в подозрительных местах и для подтверждения дефектов, выявленных при визуальном контроле.

Цветная и магнитопорошковая дефектоскопия выполняется в соответствии с требованиями ТНПА на эти методы контроля (ГОСТ 21105).

1.3.13.13 Рентгено- и гаммаграфия (СТБ 1428), ультразвуковой контроль (ГОСТ 14782) применяются с целью определения состояния внутренней сплошности металла и металла сварных соединений (швов).

В аккредитованных контрольно-испытательных лабораториях должны быть разработаны инструкции на эти методы (методики), утвержденные главным инженером организации (см. 1.1.10).

1.3.13.14 Другие виды испытаний и контроля металлов и сварных швов изложены в последующих разделах.

1.3.13.15 Заключения по результатам применяемых НМК прилагаются к заключению по остаточному ресурсу работоспособности резервуаров.

1.3.14 Оценка состояния металла и сварных соединений

1.3.14.1 Внутренняя поверхность резервуара, если она не имеет антикоррозионного покрытия, при осмотре должна быть очищена от ржавчины и грязи, дефектные места следует очистить шлифмашинкой или металлической щеткой.

1.3.14.2 Все выявленные дефекты подлежат измерению по глубине, протяженности и площади с нанесением их на карту осмотра.

1.3.14.3 Глубину дефекта измеряют универсальным шаблоном сварщика УШС-3, длину дефекта – металлической линейкой с ценой деления 1 мм.

1.3.14.4 Размеры и форму стыковых и угловых швов измеряют шаблонами УШС-3 и лепестковым шаблоном для контроля катета швов.

1.3.14.5 Оценка состояния поверхности основного металла резервуара и сварных соединений должна отвечать требованиям ГОСТ 5264, ГОСТ 8713, ТКП 45-5.04-41 и других ТНПА.

По внешнему виду к сварным швам предъявляются следующие требования ТКП 45-5.04-41:

– гладкая или равномерно чешуйчатая поверхность (без наплывов, прожогов, сужений и прерывов) и плавный переход к основному металлу;

– наплавленный металл должен быть плотным по всей длине шва, не иметь трещин и дефектов в виде пор, шлаковых включений и т. п.;

– подрезы основного металла на продольных и вертикальных швах нижних четырех поясов стенки резервуара не допускаются.

На остальных продольных и всех поперечных швах допускаются лишь следующие наружные дефекты:

– подрезы глубиной до 5 % свариваемого проката, но не более 1 мм;

– удлиненные и сферические одиночные дефекты глубиной до 10 % толщины свариваемого листа (проката), но не более 3 мм (при длине до 20 % длины оценочного участка);

– дефекты удлиненные сферические в виде цепочки или скопления глубиной до 5 % толщины свариваемого проката, но не более 2 мм (при длине – 20 % длины оценочного участка); длина цепочки или скопления - не более удвоенной длины оценочного участка;

– дефекты (непровары, цепочки и скопления пор), соседние по длине шва (расстояние между близлежащими концами не менее 200 мм).

– отклонения размеров швов сварных соединений от проектных не должны превышать величин, указанных в стандартах.

1.3.14.6 Допустимые размеры дефектов и допустимые отклонения в сварных швах, обнаруживаемые неразрушающими (физическими) методами контроля (радиографическим, ультразвуковым), должны быть в соответствии с действующими ТНПА (СТБ 1428, ТКП 45-5.04-41 и др.) и приведены в таблицах 1.3.2, 1.3.3, 1.3.4.

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 5 % площади продольного сечения 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.

Обнаруженные в результате контроля недопустимые дефекты необходимо устранить, а участки шва с недопустимыми дефектами вновь заварить и проконтролировать.

Таблица 1.3.2 – Требования к швам сварных соединений по результатам радиографического контроля

Типы сварных соединений, внутренние дефектов	Требования к качеству, допустимые размеры дефектов
1 Соединения, доступные для сварки с двух сторон, соединения на подкладках. Непровары в корне шва	Высота до 5 % толщины свариваемого проката, но не более 2 мм. Длина не более удвоенной длины оценочного участка*
2 Соединения без подкладок, доступные для сварки с одной стороны Непровары в корне шва Удлиненные и сферически дефекты: одиночные образующие цепочку или скопление удлиненные непровары, цепочки и скопления пор, соседние по длине шва суммарные в продольном сечении шва	Высота до 15 % толщины свариваемого листа (проката), но не более 3 мм Высота не более значений h (h принимать по таблице 1.3.3) Высота не более $0{,}5h$ (h принимать по таблице 1.3.3) Протяженность не более отношения S/h, по таблице 1.3.3 Расстояние между близлежащими концами не менее 200 мм Суммарная площадь на оценочном участке не более S
3 Швы сварных соединений конструкций, возводимых или эксплуатируемых в районах с расчетной температурой ниже 40 °С до минус 60 °С, а также конструкций, рассчитанных на выносливость	
Непровары, несплавления, удлиненные дефекты, цепочки и скопления дефектов	Не допускаются
Одиночные сферические дефекты	Высота не более $0{,}5h$ (h принимать по таблице 1.3.3). Расстояние между соседними дефектами не менее удвоенной длины оценочного участка
* – Значение оценочного участка h и S – по таблице 1.3.3.	

Таблица 1.3.3 – Допустимые размеры одиночных дефектов и длина оценочного участка при радиографическом контроле

Наименьшая толщина элемента конструкции в сварном соединении, мм	Длина оценочного участка, мм	Допустимые размеры одиночных дефектов	
		h, мм	S, мм^2
От 4 до 6	15	0,8	3
Св. 6 до 8	20	1,2	6
Св. 8 до 10	20	1,6	8
Св. 10 до 12	25	2,0	10
Св. 12 до 14	25	2,4	12
Св. 14 до 16	25	2,8	14
Св. 16 до 18	25	3,2	16
Св. 18 до 20	25	3,6	18
Св. 20 до 60	30	4,0	18
h – допустимая высота сферического или удлиненного одиночного дефекта; S – суммарная площадь дефектов в продольном сечении шва на оценочном участке.			
Примечания 1 Чувствительность контроля устанавливается по третьему классу согласно СТБ 1428. 2 При оценке за высоту дефектов *h* принимают следующие размеры их изображений на радиограммах: для сферических пор и включений – диаметр; для удлиненных пор и включений - ширину.			

Таблица 1.3.4 – Требования к швам сварных соединений по результатам ультразвукового контроля

Сварные соединения	Наименьшая толщина элемента конструкции в сварном соединении, мм	Рабочая частота, МГц	Угол ввода преобразователя	Длина оценочного участка, мм	Размеры плоского углового отражателя	Допустимое число одиночных дефектов на оценочном участке, шт.
Стыковые	6	5	70°	20	1,8 x 2,6	1
Угловые	10	5	70°	25	1,8 x 2,6	2
Тавровые	14	2,5	70°	25	1,8 x 2,6	2
Нахлесточ-	20	2,5	65°	30	2 x 3,5	3

1.3.14.7 Наибольшая эффективность контроля по выявлению дефектов обеспечивается при внедрении оптимальной комплексной системы с последовательным применением неразрушающих методов (18.6.4, часть I настоящего технического кодекса).

1.3.14.8 После выполнения толщинометрии замеренные толщины листов металла сравниваются с отбраковочными, установленными для различных элементов резервуара.

1.3.14.9 Отбраковочная толщина листов $\delta_{отб.}$, м, для каждого пояса стенки резервуара определяется по формуле:

$$\delta_{отб.} = \frac{(n_1 \cdot \gamma \cdot H_i + n_2 \cdot p) \cdot D \cdot K}{2 \cdot m \cdot R_H \cdot \varphi} \qquad (3)$$

где $\delta_{отб.}$ – отбраковочная толщина листов, м, вычисленная для каждого пояса стенки; если отбраковочная величина получилась менее 2 мм, то она принимается равной 2 мм;

для резервуаров вместимостью свыше 5 000 м³ отбраковочная толщина трех верхних поясов должна быть не менее проектной, уменьшенной на 30 %;

$\gamma = r \cdot g$ – удельный все хранимого продукта, МН/м³;

r – плотность хранимого продукта, кг/м³;

g – ускорение свободного падения, м/с²;

H_i –- расчетная высота столба жидкости, м, определяемая для каждого пояса и равная расстоянию от установленного максимального уровня налива жидкости H_H до нижней кромки рассчитываемого пояса.

При условии равенства высот каждого пояса:

$$H_i = H_H - (i-1) \cdot h_П \qquad (4)$$

где i – номер рассчитываемого пояса, i = 1, 2, 3, 4...8;

H_H – установленная высота уровня налива жидкости в резервуаре, м;

$h_П$ – высота пояса резервуара, м;

P – избыточное давление под кровлей резервуара, МПа;

D – диаметр резервуара, м;

n_1 – коэффициент перегрузки по жидкости, принимаемый равным 1,1;

n_2 – коэффициент перегрузки по газу, принимаемый равным 1,2;

m – коэффициент условий работы, принимаемый в соответствии с [13]:

– для нижнего пояса m = 0,7;

– для остальных поясов m = 0,8;

φ - расчетный коэффициент прочности, принимаемый для вертикальных швов различных типов сварных соединений с учетом способов их контроля по соответствующей технической документации (проектной и др.);

K - коэффициент надежности по материалу, принимаемый в соответствии с ТКП 45-1.03-40 в зависимости от марки стали; для углеродистой и низколегированной сталей K =1,05;

R_H - нормативное сопротивление прокатной стали, МПа, равное минимальному значению предела текучести стали листов, выбираемое по ТКП 45-1.03-40; если имеющиеся сертификатные данные металла листов соответствуют ТНПА, то $R_H = \delta_T$ где δ_T – предел текучести, принимается по этому ТНПА; при наличии сведений о механических свойствах и химическом составе каждого листа рассматриваемого пояса в формулу отбраковки допускается подставлять $R_H = \delta_{\min}$, где $\delta_{\min}$ – минимальный предел текучести из всех листов этого пояса, МПа.

Примечания

1 При изменении или уточнении отдельных исходных данных (например, замене продукта, скорости коррозии, высоты уровня наполнения резервуара и др.) необходимо произвести уточненный расчет отбраковочных величин стенки для каждого конкретного резервуара.

2 При текущем или капитальном ремонте в случае испытания резервуара на прочность наливом воды необходимо уточнить отбраковочные толщины листов стенки с учетом удельного веса воды. Если при этом отбраковочные толщины окажутся больше фактических, испытание необходимо проводить при сниженном уровне налива воды, определяемом расчетом.

3 Для отдельных резервуаров значения некоторых коэффициентов и других величин, входящих в формулу (3), принимаются с учетом результатов дополнительного обследования и комплексной оценки прочности несущих элементов резервуаров с участием специализированной организации.

1.3.14.10 При текущем или капитальном ремонте замене подлежат все листы поясов стенки, фактическая толщина которых менее полученной в результате расчета отбраковочной величины.

1.3.14.11 Если листы с уменьшенной толщиной не заменяются, то необходимо выполнить конструктивное усиление стенки или снизить уровень налива продукта до высоты, при пересчете на которую отбрако-

вочная величина будет уже меньше фактической толщины. Допустимая высота налива определяется расчетом.

1.3.14.12 Листы днища резервуара отбраковываются по толщине при сплошном коррозионном износе на 30 % и более от проектной величины, а также при наличии местных переломов (углов) на поверхности листа, образованных резкими изгибами.

1.3.14.13 Листы кровли резервуара отбраковываются и заменяются при коррозионном износе на 50 % и более от проектной величины, а также с переломами и резкими изгибами.

1.3.14.14 Несущие конструкции покрытий (фермы, прогоны, балки) резервуара отбраковываются при уменьшении толщины профиля на 30 % и более от проектной величины.

1.3.14.15 Участки днища, стенки, кровли резервуара, имеющие дефекты в сварных швах и в основном металле в виде трещин, расслоений, значительных коррозионных повреждений, а также с резкими изгибами и переломами, подлежат удалению.

1.3.14.16 Размер участков, подлежащих удалению, определяется в зависимости от конкретных размеров, количества и расположения дефектов и выбранного метода ремонта.

1.3.15 Оценка геометрической формы

1.3.15.1 Оценка геометрической формы стенок резервуаров проводится с целью выявления отклонений формы от проектных требований и норм.

1.3.15.2 Первичная оценка геометрической формы основных несущих элементов обследуемого оборудования производится визуально при проведении наружного и внутреннего осмотров.

1.3.15.3 Проверка вертикальности стенки резервуара производится геодезическим методом при помощи теодолита.

Кроме того, замер отклонений, образующих стенки резервуара от вертикали можно производить также отвесом с грузом, который спускается с кровли в местах, расположенных по периметру резервуара, не реже чем через 6 м.

Величины допустимых отклонений, образующих стенки резервуара указаны в таблице 11.4 настоящего технического кодекса.

1.3.15.4 Проверка вертикальности стенки корпуса для резервуаров вместимостью 2 000 м^3 и более выполняется в период подготовки к ремонту, а также для всех резервуаров независимо от их вместимости в тех случаях, когда визуально наблюдаются нарушения геометрической формы и явные отклонения от вертикальности стенок.

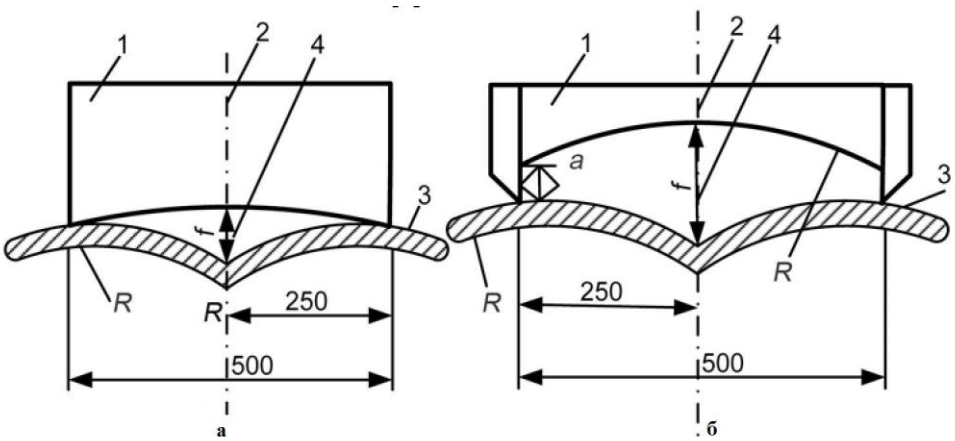
1.3.15.5 Для резервуаров, находящихся в эксплуатации длительное время (более 25 лет), допускаются отклонения от вертикали выше указанных в таблице 11.4 (но не более чем вдвое), при условии их стабилизации и отсутствия значительных (неплавных) переломов в нижних поясах корпуса.

1.3.15.6 Допускаемые выпучины или вмятины на поверхности стенки вдоль образующей (для новых резервуаров) даны в таблице 11.5 настоящего технического кодекса.

1.3.15.7 На резервуарах рулонного изготовления в месте монтажного стыка соединения двух кромок рулона образуются угловатость и, соответственно, концентрации напряжений. За показатель угловатости принимается стрела прогиба f, мм, измеряемая с помощью шаблона и линейки. Техническая характеристика: длина (база) шаблона 500 мм, погрешность ±1 мм, радиус шаблона равен радиусу резервуара ±5 мм, размер «а» равен (10 ± 0,5) мм.

1.3.15.8 Измерение геометрической формы корпуса и угловатости монтажных стыков резервуара должно выполняться при каждом полном или частичном обследовании, а также в процессе эксплуатации каждый раз при обнаружении видимых изменений в геометрической форме, например, после ремонта стенки с заменой поясов или по другим причинам.

1.3.15.9 При угловой деформации *f,* равной 10 мм и более, вертикальные монтажные стыки должны быть проверены ультразвуковым методом и рентгенографией с целью выявления дефектов - концентраторов напряжения и усталостных трещин. Рекомендуется также проверка специальными методами (раздел «Специальные методы контроля» настоящего технического кодекса) для выявления напряжений в металле шва и околошовных зонах.



а – шаблон без ножек; б – шаблон с выносными ножками;
1 – шаблон; 2 – ось монтажного стыка; 3 – стенка резервуара; 4 – стрела прогиба: для а – *f,* для б – (*f*-а);
R – радиус шаблона

Рисунок 1.3.1 – Схема измерения угловатости вертикального монтажного стыка стенки резервуара при длине базы 500 мм

1.3.15.10 В таблице 1.3.5 приведены допустимые значения угловых деформаций сварных вертикальных соединений стенок резервуаров (после гидравлического испытания) в зависимости от количества циклов нагружения в процессе эксплуатации.

Таблица 1.3.5 – Рекомендуемый допуск величин угловой деформации для резервуаров

Марка стали	Толщина, мм	Угловые деформации в зависимости от числа циклов до появления визуально наблюдаемой трещины, мм					
		5 000	7 500	10 000	12 500	15 000	20 000
СтЗ	10 – 12	20	17	14	10	10	8
09Г2С	12 – 16	10	7	5	3	3	2
16Г2АФ	14 – 17	4	3	2	2	2	0
Примечание – Значения допуска величин угловой деформации для толщин стен, не указанных в таблице устанавливаются организацией, проводящей техническое диагностирование.							

1.3.16 Техническое диагностирование состояния днища и уторного узла

1.3.16.1 Проверка состояния днища и уторного узла резервуара включает:
– нивелировку окрайки днища;
– проверку наличия хлопунов, вмятин;
– проверку состояния сварных швов, коррозионного состояния листов днища, замер толщины листов.

1.3.16.2 Нивелировка по окрайку днища выполняется для определения горизонтальности наружного контура днища с помощью прибора (нивелира).

Допускаемые отклонения наружного контура днища приведены в таблице 1.3.6.

Нивелировка наружного контура днища резервуара проводится в теплое время года.

Резервуар должен иметь строго зафиксированные контрольные точки по окрайку днища, расположенные через каждые 6 м, при этом каждый резервуар имеет:

вместимостью до 1 000 м^3 – 4 контрольные точки;
« 1 000 м^3 – 6 контрольных точек;
« 2 000 м^3 – 8 контрольных точек;
« 3 000 м^3 – 10 контрольных точек;
« 5 000 м^3 – 12 контрольных точек;
« 10 000 м^3 – 18 контрольных точек;
« 20 000 м^3 – 24 контрольные точки;
« более 20 000 м^3 – 38 контрольных точек.

1.3.16.3 Проверку наличия хлопунов, вмятин и других неровностей в днище выполняют путем нивелирной съемки или наливом воды до уровня наивысшей точки днища и последующего измерения расстояния от днища до поверхности воды. Измерение производят не менее чем в 6 точках по окрайкам и не менее чем в 8 точках полотнища днища, равномерно расположенных на 2 – 3 перекрещивающихся диаметрах.

Таблица 1.3.6 – Предельные отклонения наружного контура днищ резервуаров

Объем резервуара, м^3	Разность отметок наружного контура днища, мм				Контроль (метод, объем, вид регистрации)
	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	Измерительный, каждый резервуар; геодезическая исполнительная схема
700 – 1 000	15	40	30	60	
1 500 – 5 000	20	50	40	80	
10 000 – 20 000	25	55	45	90	
30 000 – 120 000	30	60	50	100	

1.3.16.4 Разница осадок резервуара со стороны запорной арматуры и фундамента запорной арматуры не должна превышать 15 мм.

1.3.16.5 Допустимые величины осадки основания и хлопунов днища резервуаров, длительное время находящихся в эксплуатации, не должны превышать следующих величин:

а) отклонения от горизонтальности наружного контура днища (окрайки) резервуаров вместимостью от 2 000 м^3 до 10 000 м^3 для двух соседних точек с расстоянием 6 м – не более 80 мм, для диаметрально противоположных точек – не более 150 мм; для резервуаров вместимостью 700 – 1 000 м^3 величины отклонений не должны превышать 75 %, а для резервуаров 100 – 400 м^3 – 50 % от величин, указанных выше;

б) высота хлопунов на днище:

1) не более 200 мм при предельной площади 2 м^2;

2) не более 220 мм при предельной площади 5 м^2.

При отклонениях основания более указанных или при наличии зон днищ с большей высотой хлопунов (или большей площадью хлопунов), а также при наличии местного перелома (угла) на поверхности листа, образованного резким изгибом, основание и днище подлежат исправлению.

Примечания

1 Повторная нивелирная съемка должна производиться по возможности в точках, в которых выполнялась первая съемка.

2 Если максимальная осадка основания для диаметрально противоположных точек превышает допустимые не более чем на 100 мм, но на протяжении ряда лет не увеличивается (стабилизировалась), то исправление не производится.

Результаты нивелирной съемки фиксируются на специальной схеме, прикладываемой к отчету по результатам технического диагностирования (полного обследования).

1.3.16.6 Отмостка вокруг резервуара должна иметь необходимый уклон, обеспечивающий отвод воды в сторону кольцевого лотка.

При наличии в отмостке дефектов в виде трещин поврежденные участки необходимо исправлять с учетом следующих требований:

– нижний утор резервуара должен быть выше окружающей отмостки и должен быть обеспечен отвод атмосферных осадков от резервуара;

– не допускаются наличие всякой растительности и скопление воды и снега у контура резервуара;

– для старых резервуаров, там, где невозможно обеспечить положение отметки нижнего утора выше окружающей отметки, необходимо выполнить мероприятия, обеспечивающие возможность просмотра утора и отвода атмосферных вод от него.

1.3.16.7 Обвалование должно соответствовать проекту. Поврежденное обвалование или обвалование, не удовлетворяющее противопожарным нормам, подлежит исправлению.

1.3.17 Осмотр кровли, плавающей крыши и понтона

1.3.17.1 При осмотре необходимо проверить:

– состояние основного металла настила, несущих элементов кровли и перекрытий;

– прилегание затвора к стенке резервуара;

– вертикальность направляющих и опорных стоек;

– герметичность сварных швов крыши, коробов и мембраны;

– отсутствие чрезмерной деформации мембраны;

– отсутствие нефтепродукта в коробах;

– толщину стенки коробов и мембраны;

– степень износа трущихся частей затвора и коррозионного повреждения металлических деталей.

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

1.3.17.3 При осмотре понтона из пенополиуретана проверяют:

– плотность прилегания затвора;

– отсутствие деформации опорных стоек и лучей монтажно-эксплуатационной опоры, а также измеряют

электросопротивление заземления понтона и электросопротивление покрытия понтона.

1.3.17.4 При необходимости из тела понтона вырезают образцы размером 30 х 30 х 30 мм и определяют плотность пенополиуретана, его бензопоглощение.

1.3.17.5 По результатам осмотра кровли, плавающей крыши и понтона принимается решение о ремонте или дальнейшей эксплуатации.

1.3.18 Осмотр тепловой изоляции

1.3.18.1 При осмотре теплоизолированных резервуаров проверяют толщину изоляционного слоя, его плотное прилегание к металлу (адгезия к металлу в случае пенополиуретановой изоляции), отсутствие намокания нефтепродуктом.

1.3.18.2 При наличии признаков увеличения теплопроводности изоляционного материала выявляют причину, вызвавшую увеличение теплопроводности, и принимают меры по ремонту или замене тепловой изоляции. Теплопотери могут быть выявлены с помощью прибора тепловизора.

1.3.18.3 Для измерения толщины стенки и определения степени коррозионного износа наружной поверхности резервуара на различных участках поверхность очищают от изоляции, а после завершения контрольных работ изоляционное покрытие восстанавливают.

1.3.18.4 Теплоизоляционные свойства изоляционного материала считаются низкими, если его коэффициент теплопроводности больше 0,07 Вт/(мК).

1.3.18.5 О качестве теплоизоляционного материала в целом судят по его теплосопротивлению, которое определяется расчетом в специализированной организации.

1.3.19 Измерение и оценка твердости металла

1.3.19.1 Измерение твердости металла основных несущих элементов емкостного оборудования и их сварных швов имеет целью проведение косвенной оценки прочностных характеристик металла и выявление элементов или отдельных его участков с явно выраженным отклонением прочностных характеристик от стандартных значений.

1.3.19.2 Измерение твердости обязательно при проведении технической диагностики для проверки состояния металла и соответствия его конструкторской документации на резервуар.

1.3.19.3 Зоны измерений твердости и их количество определяет исполнитель работ по результатам анализа эксплуатационно-технической документации и технического обследования.

1.3.19.4 В каждой зоне должно быть сделано не менее трех измерений, а за результат принимается их среднеарифметическое значение или интервал значений.

1.3.19.5 Оценка твердости сварного соединения (металла шва) и основного металла проводится с точностью измерения по ГОСТ 22761.

1.3.19.6 Измерение твердости необходимо производить неразрушающим методом с помощью переносных твердомеров, пригодных для проведения измерений на слабо искривленных поверхностях с учетом реальных толщин.

1.3.19.7 При возникновении сомнений в полученных результатах рекомендуется произвести не менее двух дополнительных измерений на расстоянии 20 – 50 мм от точек, в которых получен неудовлетворительный результат.

1.3.19.8 При подтверждении полученных результатов рекомендуется расширить зону контроля с целью определения границ дефектного участка.

1.3.19.9 Количество дополнительных измерений и их частоту определяет исполнитель работ.

1.3.19.10 Места измерений твердости металла должны быть нанесены на схему резервуара, а результаты оформлены в виде таблицы.

1.3.20 Оценка металлографических структур

1.3.20.1 Контроль металлографических структур металла и сварных соединений имеет целью выявление их изменений, связанных с условиями эксплуатации оборудования, что в совокупности с результатами контроля твердости металла (а при необходимости – химического состава) позволяет установить соответствие фактических характеристик металла требованиям действующих нормативных документов.

1.3.20.2 Контроль металлографических структур необходимо проводить без разрушения - методом «реплик» или с использованием переносного микроскопа.

1.3.20.3 Конкретные места установки «реплик» и их количество определяет ответственный исполнитель работ.

1.3.20.4 Для емкостного оборудования, несущие элементы которого изготовлены из разнородных сталей, «реплики» располагаются так, чтобы контролю были подвергнуты все примененные классы сталей.

1.3.20.5 Металлографический контроль металла несущих элементов оборудования обязателен в следующих случаях:

– измеренная твердость металла не соответствует нормативным значениям;

– оборудование подвергалось воздействию огня в результате пожара, аварии или стихийного бедствия;

– при эксплуатации металла по различным причинам возможны изменения его физико-механических свойств и микроструктуры;

– в проектной документации есть требования по термообработке, а в паспорте сведения о ее проведении отсутствуют;

– по заключению исполнителя работ, считающего необходимым иметь сведения о микроструктуре металла.

1.3.20.6 Результаты контроля микроструктуры, получаемые методом «реплик» или при просмотре на микроскопе, служат одним из оснований при решении вопроса о необходимости контрольной вырезки металла.

1.3.20.7 Места контроля микроструктуры металла должны быть нанесены на схему резервуара, а результаты приведены в разделе обследования металлоконструкций, прилагаемых к заключению по остаточному ресурсу.

1.3.21 Определение химического состава металла

1.3.21.1 Оценка химического состава металла основных несущих элементов обследуемого емкостного оборудования производится в случаях отсутствия в эксплуатационно-технической документации сведений о примененной марке стали, а также в случаях, когда результаты измерения твердости и металлографического анализа ставят под сомнение качественное состояние марки стали или соответствие примененной марки стали.

1.3.21.2 Химический состав стали рекомендуется определять на переносных приборах спектрального анализа в соответствии с требованиями действующих нормативных документов.

1.3.21.3 Для определения химического состава стали аналитическим (лабораторным) методом отбирается стружка на предварительно зачищенных участках наружной поверхности обследуемого объекта. Отбор стружки производится путем сверления отверстий диаметром не более 5 мм и глубиной не более 30 % толщины стенки, но не более 5 мм. Расстояние L между кромками рассверливаемых отверстий, а также расстояние от кромки сверления до стенки ближайшего штуцера или оси сварного шва должно быть не менее:

$$L = 4{,}5\sqrt{\delta} \qquad (5)$$

где δ – номинальная толщина стенки контролируемого резервуара.

1.3.21.4 Химический состав металла должен приводиться в исследовании, прилагаемом к заключению, по ресурсу остаточной работоспособности диагностируемого оборудования.

1.3.22 Специальные методы контроля

1.3.22.1 Для выявления общих и локальных мест внутренних механических напряжений в металле, возникающих от внешних нагрузок и в зонах дефектов – концентраторов напряжений, применяются специальные методы контроля. К таким методам относятся:

– акустико-эмиссионный контроль;

– метод термографии (инфракрасная спектроскопия);

– магнитошумовой метод;

– метод магнитной памяти металла;

– тензометрирование и др.

1.3.22.2 Специальные методы применяются также в случаях:

– наличия напряженно-деформированного состояния металлов;

– наличия зон концентрации напряжений: вмятины, выпучены, наличие угловатости и др.

– если необходимость такого контроля обусловлена результатами проведенного обследования.

Вид и объем специальных методов контроля определяется и устанавливается исполнителем работ по диагностике.

1.3.22.3 Исследования напряженности металла и сварных соединений проводятся подготовленными специалистами по отработанной, утвержденной и согласованной с заказчиком технологии и в соответствии с действующей нормативной документацией на эти виды контроля.

1.3.22.4 Результаты специального контроля прилагаются к заключению по ресурсу остаточной работоспособности диагностируемого оборудования.

1.3.23 Вырезка контрольной пробы металла

1.3.23.1 Вырезка контрольной пробы металла имеет целью проведение исследования металла и оценки изменений его физико-механических свойств под воздействием условий эксплуатации.

Необходимость проведения контрольной вырезки металла, количество вырезок, их тип и конкретное положение на поверхности диагностируемого оборудования определяются на основании результатов проведенного обследования оборудования.

1.3.23.2 Основными причинами контрольной вырезки металла являются:

– неудовлетворительные результаты по измерениям твердости металла, металлографии и (или) химанализа металла.

– изменение структуры металла, выходящее за пределы требований нормативно-технической документации на металл;

– воздействие на металл (в результате аварийных ситуаций) силовых и термических нагрузок выше допустимых;

– отсутствие в технической документации сведений о примененной для изготовления или ремонта несущего элемента марки стали, а полученные результаты неразрушающего контроля и прочностных расчетов вызывают сомнение в надежности работы обследуемого объекта.

1.3.23.3 В зависимости от предполагаемого объема исследований контрольная проба может быть трех типоразмеров:

– квадрат со стороной, равной 600 мм;

– круг диаметром 250 мм;

– пробка диаметром от 30 до 50 мм.

1.3.23.4 Контрольная вырезка в форме квадрата со стороной, равной 600 мм, позволяет определить химический состав металла и провести полный комплекс испытаний и металлографических исследований металла и сварного соединения (в том числе испытание на усталость или малоцикловую усталость).

Контрольная вырезка в виде круга диаметром 250 мм позволяет определить химический состав металла, проверить статические прочностные характеристики металла и выполнить металлографические исследования.

Контрольная вырезка в виде пробки диаметром от 30 до 50 мм позволяет определить химический состав металла, провести металлографические исследования и измерить твердость.

1.3.23.5 К месту вырезки предъявляются следующие требования:

– вырезка контрольной пробы должна производиться в зоне наибольших силовых и температурных нагрузок;

– вырезку контрольной пробы в форме квадрата следует располагать таким образом, чтобы один из продольных сварных швов оборудования располагался вдоль одной из осей квадрата;

– место вырезки должно быть удобным для проведения работ по вырезке пробы металла и последующей заварки вставки из металла аналогичной марки и толщины.

1.3.23.6 На контрольной вырезке должны быть обозначены наружная и внутренняя поверхности, направления оси сосуда, из которого она вырезана, и клеймо.

1.3.23.7 Контрольная проба металла в форме квадрата со стороной 600 мм или круга диаметром 250 мм может вырезаться любым огневым или безогневым способом.

1.3.23.8 Вырезка контрольной пробы в виде пробки диаметром от 30 до 50 мм должна производиться только безогневым способом (например, рассверловкой с использованием кондуктора). В процессе вырезки не допускаются механические воздействия на торцевые поверхности пробки (например, нанесение ударов молотком).

1.3.23.9 В месте вырезки контрольной пробы металла вваривается пробка из металла аналогичной марки стали и толщины.

1.3.23.10 Допускается в качестве контрольной пробы использовать металл, вырезанный из обследованного оборудования при проведении ремонта, например, при замене деформированных участков.

1.3.23.11 Результаты исследования контрольной пробы металла прилагаются к заключению по остаточному ресурсу.

1.3.24 Оформление результатов технического диагностирования

1.3.24.1 По результатам всех выполненных работ владельцу емкостного оборудования выдается: экспертное заключение о продлении назначенного ресурса безопасной эксплуатации резервуара, даются рекомендации по его дальнейшей эксплуатации или ремонту, а также составляется технический отчет по результатам технического диагностирования. В заключении отражается:

– остаточный ресурс, определенный по результатам работы;

– рабочие параметры эксплуатации, на период этого ресурса;

– мероприятия, выполнение которых является обязательным условием для реализации остаточного ресурса.

Заключение составляется и подписывается ответственным (-ми) исполнителем (-ями) работ и утверждается руководителем организации, выполнявшей работы по оценке ресурса.

1.3.24.2 В заключении указываются:

– место расположения, номер, тип и геометрические размеры по проекту резервуара, номер проекта;

– дата ввода в эксплуатацию, даты очередных обследований и ремонтов;

– технологический и температурный режим работы, вид хранимого продукта;

– виды дефектов, образовавшихся в процессе эксплуатации (отпотина, трещина, вмятина в стенке, утечка через днище и т. п.), имевшие место аварии.

1.3.24.3 Рекомендации по составлению отчета о техническом состоянии приведены в приложении К.

1.3.24.4 Первичная документация (рабочие журналы специалистов, выполнявших техническое диагностирование, заключения, приложения) постоянно хранятся в организации, выполняющей работы по технической диагностике.

2 Ремонт металлических резервуаров

2.1 Обобщение случаев нарушения прочности, герметичности и изменения формы резервуаров и отдельных конструктивных элементов

2.1.1 Нарушения прочности и герметичности резервуаров в большинстве случаев вызываются совокупностью различных неблагоприятных воздействий на конструкции.

2.1.2 При монтаже и эксплуатации резервуаров наиболее часто встречаются следующие дефекты и повреждения:

– трещины в окрайках (окраинной части) днища по сварным соединениям и основному металлу (иногда трещины с окрайков переходят на основной металл первого пояса стенки);

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

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

– выпучины, вмятины и складки на днище;

– трещины в поясах стенки по сварным соединениям и основному металлу (в основном в нижних поясах).

Наиболее часто трещины в стенке резервуара возникают в вертикальных стыках вдоль сварных соединений с выходом или без выхода на основной металл, в крестообразных стыковых соединениях, вблизи горизонтальных и вертикальных сварных соединений и поперек стыков по основному металлу. Трещины образуются также в основном металле вблизи люков-лазов, патрубков и штуцеров присоединения, трубопроводов и резервуарного оборудования и т. д.;

– непровары, подрезы основного металла, шлаковые включения и другие дефекты сварных соединений;

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

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

– коррозионные повреждения днища, стенки, понтона и кровли резервуара;

– значительные деформации и разрушения отдельных несущих конструктивных элементов покрытия резервуара;

– отрыв центральной стойки от днища резервуара;

– отрыв от стенки резервуара опорных столиков кронштейнов понтона;

– затопление понтона с образованием деформации направляющих труб, стоек и кронштейнов с зависанием или без зависания понтона;

– повреждения, провисания и потеря эксплуатационных свойств резинотканевых ковров- понтонов и уплотняющих затворов;

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

– деформация днища по периметру резервуара;

– значительные равномерные и неравномерные осадки (просадки) основания;

– потеря устойчивости обвязочного уголка в сопряжении стенок с днищем у горизонтальных резервуаров, а также потеря устойчивости элементов внутренних колец жесткости и опорных диафрагм;

– осадка опор (фундаментов) горизонтальных резервуаров.

2.1.3 Перечисленные дефекты обусловливаются рядом причин, важнейшие из которых - амортизационный износ конструкций; хрупкость металла при низких температурах; наличие дефектов в сварных соединениях (непровары, подрезы и пр.), являющихся концентраторами напряжений; скопление большого числа сварных швов в отдельных узлах резервуара; нарушение технологии монтажа и сварки; неравномерные осадки (просадки) песчаных оснований; коррозия металла, возникающая вследствие хранения в резервуарах сернистой нефти или нефтепродуктов с повышенным содержанием серы; нарушение требований технической эксплуатации резервуаров из-за превышения уровня наполнения, избыточного давления или недопустимого вакуума резервуара, а также частичной вибрации стенки при закачке нефтепродуктов.

Устранение дефектов и ремонт резервуаров - ответственные операции, определяющие во многом дальнейшую безопасность и бесперебойную эксплуатацию резервуаров.

2.2 Общие указания

2.2.1 Требования настоящего руководства распространяются на работы по исправлению оснований и фундаментов; ремонту днищ, стенок, покрытий, металлических понтонов и плавающих крыш РВС без давления, низкого давления (до 2 кПа) и повышенного давления (до 70 кПа), а также горизонтальных цилиндрических стальных резервуаров, работающих при давлении до 40 кПа.

Примечания

1 Требования руководства не распространяются на резервуары высокого давления и резервуары для низкотемпературного хранения сжиженных газов.

2 Ремонт понтонов из неметаллических материалов должен осуществляться в соответствии с указаниями завода-изготовителя.

2.2.2 Руководство предусматривает работы, выполняемые при ремонтах текущем и капитальном:

– текущем – замена отмостки, частичная замена днища, стенки, выравнивание неравномерной осадки, частичная замена настила кровли, ремонт дефектных сварных швов, отпотин, вмятин, ремонт с заменой отдельных деталей (узлов) металлоконструкций понтона, плавающей крыши, ремонт металлоконструкций лестниц и площадок, ремонт теплоизоляционного, лакокрасочного покрытия и т. п.;

– капитальном – работы, предусмотренные текущим ремонтом, и работы по полной замене дефектных частей стенки, днища, настила кровли, металлоконструкций плавающей крыши, понтона, замене и усилении несущих конструкций, работы по полному восстановлению оснований фундамента.

2.2.3 Ремонты проводят по графикам, периодичность которых не должна превышать нормативные сроки и должна учитывать периодичность технических обследований резервуаров.

Периодичность каждого вида ремонта устанавливают в зависимости от фактической скорости износа элементов конструкций с учетом особенностей эксплуатации в соответствии с результатами обследований и технических диагностирований резервуаров.

При капитальном ремонте резервуаров предусматриваются следующие работы (типовая схема):

– обеспечение ремонтных работ необходимыми материалами, оборудованием, инструментом, приспособлениями и др.;

– освобождение резервуара от нефтепродукта и зачистка;

– дегазация (промывка, пропарка, вентиляция);

– обследование и дефектоскопия с выдачей технического заключения о состоянии резервуара;

– составление дефектной ведомости;

– разработка проекта производства работ;

– исправление осадки (кренов), укрепление оснований, фундаментов;

– замена изношенных элементов (участков стенки, днища, покрытия, понтона и др.);

– устранение дефектов с применением огневых работ и без их применения;

– испытание на прочность и герметичность в соответствии с требованиями настоящего технического кодекса;

– работы по нанесению защитных антикоррозионных покрытий;

– составление и оформление документации на ремонт и испытание резервуара.

2.2.4 Производственный персонал, выполняющий ремонтные работы должен иметь соответствующую профессиональную подготовку по выполняемой работе, а также обучение, инструктаж, стажировку и проверку знаний по вопросам охраны труда.

2.3 Оборудование, механизмы и материалы для проведения ремонта

2.3.1 При проведении ремонта могут быть применены следующие оборудование, приспособления и инструмент:

– грузоподъемные механизмы (лебедки, краны, домкраты, тельферы);

– такелажное оборудование и оснастка;

– устройства и приспособления для работы на высоте (инвентарные строительные леса, подмости, струнные леса, навешиваемые и прикрепляемые на крыше резервуара, люльки, стремянки и др.);

– оборудование и инструмент для резки металла, сварных соединений;

– сварочное оборудование и инструмент для выполнения сварочных работ;

– строительное оборудование для производства работ по устранению осадки резервуара, укреплению и уплотнению оснований и фундаментов;

– вспомогательные монтажные приспособления и инструмент (клинья, скобы, тросы, стяжки, талрепы, молотки, кувалды и др.);

– материалы (швеллеры, уголки, тавровые и двутавровые балки и другая сортаментная сталь);

– приспособления и приборы для проведения испытаний на прочность и герметичность (вакуум- камеры, насосы, манометры);

– измерительный инструмент и приборы;

– спецодежда, спецобувь и другие средства индивидуальной защиты (защитные каски, предохранительные пояса и др.).

2.3.2 Для ремонта резервуаров следует применять оборудование, приспособления, инструмент и технологическую оснастку, имеющие паспорта, и по своим техническим характеристикам они должны соответствовать условиям безопасного выполнения работ; сварочные изоляционные материалы должны обеспечиваться заводскими сертификатами.

2.3.3 Работы по подъему, перемещению, транспортированию грузов должны выполняться в соответствии с требованиями ГОСТ 12.3.009, ГОСТ 12.3.020 и других ТНПА.

2.3.4 Оборудование для резки, сварки, электрооборудование должно быть работоспособным, находиться в исправном состоянии, перед проведением работ быть проверено, а также удовлетворять требованиям электро- и пожаробезопасности при использовании его в резервуарных парках.

2.3.5 Измерительный инструмент и приборы, применяемые для определения линейных, массовых, объемных, электрических и других величин, должны иметь метрологическую аттестацию и поверяться в сроки, определенные Госстандартом.

2.4 Подготовительные работы к ремонту

2.4.1 Ремонт резервуаров с огневыми работами разрешается проводить только после полной очистки резервуара от остатков нефтепродуктов, дегазации его, при обеспечении пожарной безопасности рядом расположенных резервуаров (освобождение от нефти и нефтепродуктов соседних резервуаров с надежной герметизацией их, уборка разлитого продукта с засыпкой песком замазученных мест, надежная герметизация канализации, отглушение всех коммуникаций и т. п.) и наличии наряда- допуска с уведомлением пожарной службы.

2.4.2 Зачистку резервуаров от остатков нефтепродуктов следует выполнять в соответствии с требованиями ТКП 45-5.04-172, [3] и разделом 20 части I настоящего технического кодекса.

2.4.3 Дегазацию резервуаров с понтоном следует выполнять согласно приложению Ф.

2.4.4 Для предотвращения искрообразования при работе в резервуаре до его полной дегазации разрешается применять только искронедающий инструмент, деревянные лопаты, жесткие травяные щетки и т. п. Аккумуляторные фонари взрывобезопасного исполнения напряжением не выше 12 В необходимо включать до входа в резервуар и выключать после выхода из него.

2.4.5 Зачищенный резервуар подлежит сдаче специально назначенной комиссии для последующего выполнения ремонтных работ с оформлением соответствующего акта (приложение П).

2.4.6 Ремонт выполняют в соответствии с требованиями ТНПА и настоящего технического кодекса. В каждом конкретном случае необходимо выбрать и уточнить метод ремонта дефектного места.

Выбранный метод ремонта должен быть утвержден в установленном порядке организацией- владельцем или ремонтной организацией.

2.5 Ремонт оснований и фундаментов

2.5.1 При ремонте оснований резервуаров выполняют следующие работы:

– исправление краев песчаной подушки подбивкой гидроизолирующего грунта;

– исправление просевших участков основания и отмостки;

– заполнение пустот под днищем в местах хлопунов;

– ремонт всего основания (в случае выхода из строя днища).

2.5.2 При ремонте оснований для подбивки, исправления песчаной подушки и заполнения пустот под днищем и в местах хлопунов применяют гидроизолирующий состав («черный» или гидрофобный грунт), состоящий из смеси песка и вяжущего вещества.

2.5.3 Грунт для приготовления гидроизолирующего слоя должен бы сухим (влажность около 3 %) и иметь следующий состав (по объему):

– песок крупностью 0,1 – 2 мм – от 80 % до 85 %;

– песчаные, пылеватые и глинистые частицы крупностью менее 0,1 мм – не более 30 % – 40 %.

Примечания

1 Глина с частицами размером менее 0,005 мм допускается в количестве 1,5 % – 5 % от объема всего грунта.

2 Допускается содержание в песке гравия крупностью от 2 до 20 мм в количестве не более 25 % от объема всего грунта.

2.5.4 В качестве вяжущего вещества для гидроизолирующего грунта применяют жидкие битумы согласно ГОСТ 11955, мазут топочный согласно ГОСТ 10585 с содержанием серы не более 0,5 %.

Присутствие кислот и свободной серы в вяжущем веществе не допускается. Количество вяжущего вещества должно приниматься в пределах от 8 % до 10 % по объему смеси.

2.5.5 Если ремонтные работы проводят при положительной температуре наружного воздуха, то приготовленную смесь укладывают без подогрева с уплотнением пневмотрамбовками или ручными трамбовками.

Если ремонт основания выполняют в зимних условиях, то «черный» грунт следует укладывать подогретым до 50 °С – 60 °С.

При ремонте основания резервуаров подбивают края песчаной подушки, заполняют пустоты под днищем в местах хлопунов и исправляют просевшие участки и отмостки.

Для ремонта основания применяют гидроизолирующий состав («черный» или гидрофобный грунт), состоящий из смеси вяжущего вещества и песка. Песок должен быть крупностью 0,1 – 2 мм. Содержание в песке глинистых и песчаных частиц крупностью менее 0,1 мм должно быть не более 30 % – 40 %. В качестве вяжущего вещества применяют жидкие битумы марок А-6 и Б-6 или малосернистый мазут. Содержание кислот и свободной серы в вяжущем веществе не допускается. Количество вяжущего вещества в готовом изолирующем слое принимают в пределах 8 % – 10 % по объему смеси.

2.5.6 При недостаточно устойчивых грунтах основание резервуара рекомендуется укреплять путем устройства сплошного бетонного или бутобетонного кольца. В этом случае отсыпка откосов основания не проводится. Недопустимо замоноличивание бетоном окрайков, утора, нижней части первого пояса.

2.5.7 При значительной неравномерной осадке основания резервуар поднимают домкратами. Ремонт основания выполняют с подъемом резервуара. Для этого к стенке резервуара приваривают прерывистым швом ребра жесткости из швеллера или двутавра, подводят под них домкраты необходимой грузоподъемности и поднимают резервуар на высоту, превышающую величину осадки на 15 – 20 см. Затем подбивают просевшую часть основания изолирующим материалом до проектной отметки. Резервуар можно поднимать

также домкратами, установив их в приямки под днищем резервуаров. После опускания резервуара нивелируют окрайки днища.

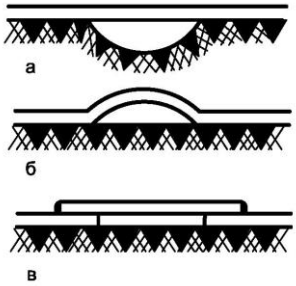
2.5.8 При неравномерной осадке основания резервуара, превышающей допустимые значения, ремонт осуществляют путем подъема резервуара (на участке осадки) с помощью домкратов и подбивки под днище гидроизолирующего грунта.

2.5.9 Зазоры между железобетонным кольцом основания и днищем у резервуаров объемом 10 000 м^3 и выше устраняют путем подбивки под днище бетона марки не ниже 100.

2.5.10 Фундаменты (опоры) горизонтальных резервуаров, получивших осадку в период эксплуатации, ремонтируют укладкой (подбивкой) на седло опоры бетона марки 100. Высота бетонного слоя определяется проектным уклоном резервуара.

2.6 Ремонт днища, стенки и крыши

Если под днищем выявлены пустоты или выпучины (см. рисунок 2.6.1) размерами, превышающими допустимые, в днище вырезают отверстие диаметром от 20 до 25 см, засыпают в пустоты изолирующую смесь и уплотняют ее. После этого на вырезанное отверстие устанавливают и приваривают накладку из листа толщиной 5 мм. Размеры накладки выбирают так, чтобы обеспечивался нахлест от 30 до 40 мм.



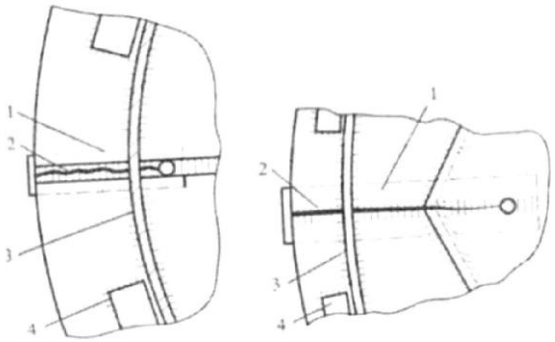
а – местная просадка основания; б – выпучина в днище;
в – участок, ремонтированный методом установки накладки

Рисунок 2.6.1 – Методы ремонта пустот под днищем и выпучин в днище

Для устранения трещин в сварных швах и основном металле сегментов и окраек днища, вызванные концентрацией напряжений в нижнем узле резервуара, срезают уторный уголок (если он есть) длиной 250 мм в каждую сторону от трещины и выявляют границу трещины путем травления дефектного шва 10%-ным раствором азотной кислоты. Концы трещины засверливают сверлом диаметром 6 – 8 мм, после чего разделывают трещину под сварку.

В случае отсутствия технологической подкладки под шов устанавливают подкладку шириной от 150 до 200 мм, толщиной от 5 до 6 мм и длиной, несколько превышающей длину трещины. Заварив трещину, приваривают корпус в месте вырезки уторного уголка и торцы последнего к сегменту (см. рисунок 2.6.2).

Трещины, распространившиеся из сварного шва на основной металл, а также мелкие трещины в основном металле окраек длиной до 100 мм устраняют аналогично, согласно 2.6.2.

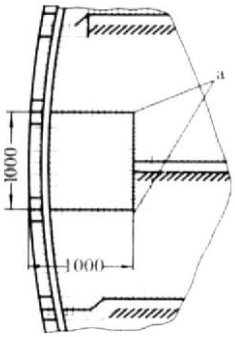


1 – подкладка; 2 – место трещины; 3 – шов, прикрепляющий сегмент к корпусу; 4 – уторный уголок

Рисунок 2.6.2 – Трещины в сварных швах сегментов и их устранение

Для устранения трещин длиной от 200 до 300 мм в сегменте окрайки срезают уторный уголок на длину 1 500 мм и участок сегмента (окрайки) шириной 500 мм с трещиной по середине. На это место подгоняют вставку встык с зазором от 3 до 4 мм, устанавливают подкладки и приваривают вставку к сегментам окрай-

ки днища и к стенке (см. рисунок 2.6.3).



а – технологические подкладки

Рисунок 2.6.3 – Замена участка сегмента с трещиной

Трещины в швах и основном металле полотнища днища наблюдаются редко. Они появляются в местах пересечения швов. Причина образования таких трещин – отклонение от нормальной технологии сварки днищ резервуаров при их строительстве.

Выпуклости высотой до 200 мм устраняют путем заполнения пространств под ними гидроизоляционным материалом, а высотой более 200 мм удаляют. Для этого все сварные швы на участке выпуклости распускают газорезкой. Сильно деформированные листы удаляют и на их место подгоняют новые внахлестку. Сварку осуществляют в последовательности, указанной на рисунке 2.6.4.

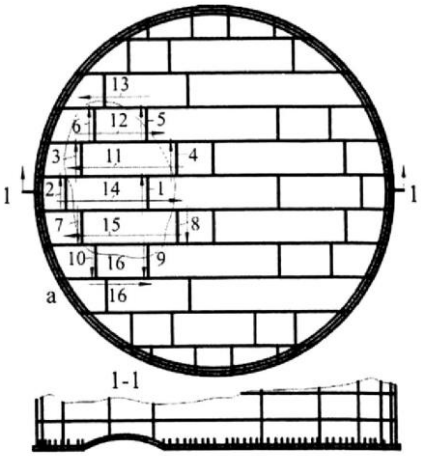


Рисунок 2.6.4 – Устранение больших выпучин в днище

Для замены днища полностью, резервуар поднимают на высоту от 150 до 200 мм и вырезают днище. На отремонтированном основании собирают, сваривают и испытывают новое днище, затем опускают на него резервуар и соединяют днище с корпусом.

В корпусах резервуаров наблюдаются трещины в сварных швах и основном металле. Часто встречаются трещины в местах пересечений швов, вдоль и поперек швов. Продольные трещины в сварных швах, а также поперечные, не распространившиеся на основной металл, устраняют путем засверливания их концов, разделки дефектного места под сварку (под углом от 60 °С до 70 °С) и двухсторонней заварки дефектных мест электродами 3 мм.

Для устранения продольных трещин длиной более 150 мм, начинающихся с любого горизонтального шва, а также поперечных трещин, выходящих на основной металл, вырезают дефектный участок (с трещиной посередине) шириной 1 000 мм на всю высоту листа, разделывают кромки листов пояса резервуара и подогнанной вставки (см. рисунок 2.6.5). Затем распускают горизонтальные швы в обе стороны от вставки по 500 мм, подгоняют вставку встык или внахлестку и приваривают. Порядок производства сварочных работ при удалении листов с трещиной показан на рисунке 2.6.6. Трещины в основном листе корпуса устраняют аналогично.

Для удаления пересекающихся трещин в сварных швах (см. рисунок 2.6.7), вырезают отверстие диаметром 500 мм с центром в точке пересечения сварных швов и устанавливают изнутри заплату диаметром 1 000 мм. Толщина заплаты равна толщине листов этого пояса. Сначала сварку производят снаружи, затем

внутри резервуара обратноступенчатым методом, длина ступени 200 - 250 мм. Сравнительно часто встречается трещина по основному металлу первого пояса, начинающаяся от места приварки резервуарного оборудования (рисунок 2.6.8). В таких случаях лист удаляют полностью; иногда вырезают участок шириной не менее 2 000 мм на всю высоту пояса. Новый лист монтируют, как описано выше.

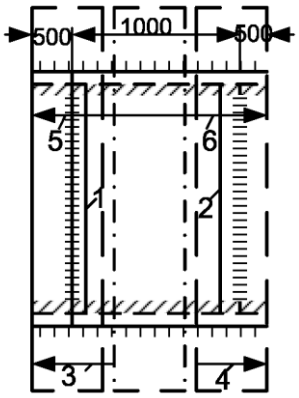


Рисунок 2.6.5 – Удаление горизонтальных и вертикальных сварных швов с трещиной (цифры показывают последовательность сварки, стрелки – направление сварки)

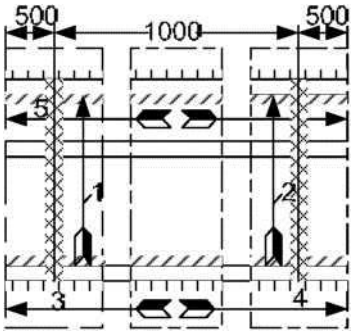


Рисунок 2.6.6 – Технология производства сварочных работ при удалении листов с трещиной в основном металле (цифры показывают последовательность сварки, стрелки - направление сварки)

При наличии расслоений, раковин и крупных вмятин удаляют весь лист при помощи газорезки. Сборка и подгонка новых листов на ремонтируемое место зависит от их толщины. При толщине менее 5 мм листы собирают внахлестку, а при толщине 6 мм и больше – встык. Размер нахлестки – в пределах от 30 до 40 мм.

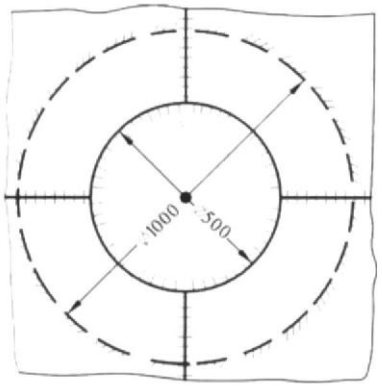
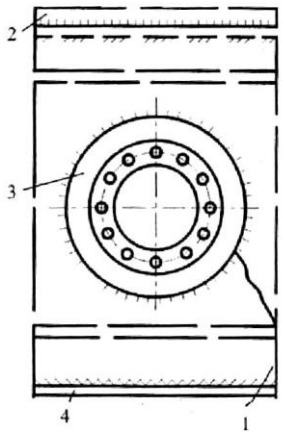


Рисунок 2.6.7 – Устранение трещин, образовавшихся в месте пересечения швов



1 – лист первого пояса; 2 – лист второго пояса; 3 – воротниковый фланец лазового люка; 4 – днище

Рисунок 2.6.8 – Трещина, начинающаяся от места варки резервуарного оборудования

При сборке листов встык зазор между стыкуемыми элементами должен быть не менее 2 мм и не более 4 мм. При зазорах более 4 мм сварку ведут на подкладке толщиной, равной толщине листа. Свариваемые листы должны иметь скос кромок под углом от 30° до 35°. При сварке необходимо следить, чтобы расстояние между пересекающимися сварными швами в днище и кровле было не менее 200 мм, а в корпусе резервуара не менее 250 мм. Сварочные работы при ремонте резервуара ведут при положительной температуре окружающей среды. Ручную сварку при ремонте выполняют обратноступенчатым способом с двух сторон. Длина ступени не должна превышать 200 – 250 мм. Количество слоев швов зависит от толщины листов: при толщине от 4 до 5 мм число слоев составляет 1, при толщине от 6 до 7 мм – 2, при толщине от 8 до 9 мм – 3 и при толщине от 10 до 12 мм – 3 – 4. При сварке внахлестку размер ступени возрастает до 300 – 500 мм.

При капитальном ремонте резервуаров проверяют отклонение корпуса от цилиндрической формы при помощи отвеса. Эти отклонения могут быть в виде выпуклостей и вмятин. Они появляются при строительстве и в процессе эксплуатации резервуара и в основном в средних и верхних поясах, которые имеют меньшую жесткость; если стрела прогиба вмятин или выпуклостей превышает допустимую величину, их исправляют.

Допустимые величины отклонений поверхности (стрела прогиба) от вертикальной образующей цилиндра, соединяющей нижний и верхний края дефектного места, зависят от размеров дефекта и не должны превышать 15 мм при длине дефекта по вертикали 1 500 мм, 30 мм при длине дефекта 3 000 мм и 45 мм при длине дефекта до 45 000 мм.

При наличии в корпусе горизонтальных гофр с размерами, превышающими приведенные в таблице 2.6.1, их исправляют.

Для исправления вмятины в ее центр приваривают прерывистым швом круглую накладку из листовой стали толщиной от 5 до 6 мм и диаметром от 120 до 150 мм. К накладке приваривают серьгу. Правку производят при помощи трактора (ручной лебедки), трос от которого прикрепляют к серьге.

После правки дефектное место тщательно осматривают. Если не обнаружено трещин, изнутри резервуара на дефектное место прерывистым швом приваривают элемент жесткости – уголок, завальцованный по радиусу окружности резервуара, длиной, превышающей размеры вмятины на 25 мм. Если в листе образовалась трещина, его следует заменить.

Таблица 2.6.1 – Предельно допустимые размеры стрелы прогиба

Толщина стенки корпуса, мм	Размеры стрелы прогиба, мм
4	30
5	40
6	50
7	60
8	80

Исправление выпуклостей больших размеров, а также гофр производят путем удаления деформированных листов. Листы подгоняют встык или внахлестку в зависимости от конструкции резервуара.

В кровле резервуара наиболее часто встречается сильный и равномерный коррозионный износ. В таких случаях непригодные листы заменяются новыми.

2.7 Ремонт первого пояса стенки РВС

Предельная минимальная толщина листов стенки резервуара должна соответствовать требованиям ТНПА. Решение о ремонте принимается в случае сплошной поверхностной или очаговой язвенной коррозии недопустимой глубины. Результаты обследований показывают, что большинство коррозионных повреждений стенки находится на уровне границы раздела хранимого продукта и донных осадков (подтоварной воды). Для исправления коррозионных повреждений стенки могут быть использованы следующие способы:

– наращивание толщины пораженных участков стенки электродуговой наплавкой металла;
– усиление стенки приваркой накладных пластин;
– усиление стенки бандажными кольцами;
– замена пораженных участков стенки новыми листами.

Ремонт наплавкой эффективен при локальной язвенной коррозии. При использовании большой погонной энергии наплавки в структуре металла образуются необратимые изменения, которые вызывают снижение пластических свойств и увеличивают опасность хрупкого разрушения конструкции. Поэтому наплавку следует выполнять при минимальной погонной энергии.

Усиление металлоконструкции первого пояса стенки приваркой накладных пластин используется при ремонте малогабаритных резервуаров. Ремонтируемая поверхность предварительно обрабатывается химическим составом, предотвращающим дальнейшее развитие коррозии. В некоторых случаях пространство между стенкой и накладной пластиной под давлением заполняется каким-либо составом, замедляющим или предотвращающим дальнейшее развитие коррозии (например, дизельное топливо, трансформаторное масло и т. п.). Этот способ ремонта существенно изменяет напряженно- деформированное состояние в узле сопряжения стенки с днищем. Этот способ для ремонта стенки резервуаров большой емкости, таких как РВС-10000, РВС-20000, не используется.

Наибольшее распространение на практике получил способ замены поврежденных участков стенки РВС. При замене поврежденных участков первого пояса стенки ширина заготовок ограничивается пределами от 300 до 1 500 мм. Опыт показывает, что оптимальная ширина составляет 500 мм. Такая ширина заготовки обеспечивает: удобство раскроя и вальцовки стандартных листов 1 500 х 6 000 мм (вальцуется стандартный лист, который затем раскраивается на три заготовки); сравнительно малый вес заготовки, что позволяет производить монтаж без привлечения дополнительных механизмов; выполнение сварочных работ в удобном для сварщика пространственном положении, определяющем качество монтажных швов.

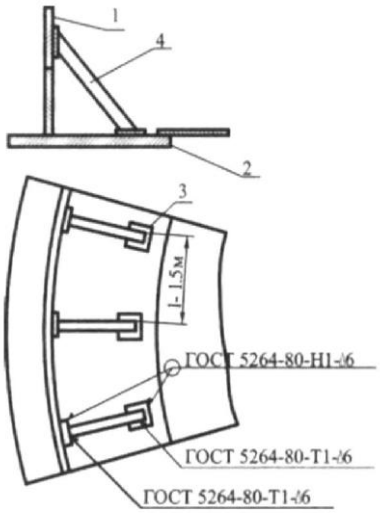
2.8 Ремонт первого пояса стенки РВС методом частичной замены

Заготовки изготавливают из листового проката в соответствии с картой замены стенки. Толщину проката и марку стали выбирают в соответствии с паспортом резервуара. При отсутствии паспорта толщину проката можно принять согласно типовому проекту или по результатам измерения толщины стенки, а марку стали определить проведением химического анализа. Если проведение анализа затруднено, то следует применять марку стали 09Г2С-15 по ГОСТ 19281 для всех резервуаров, кроме РВСПК-50000.

Перед началом монтажа заготовки вальцуют под радиус резервуара. Следует иметь в виду, что радиус заготовки должен быть больше или равен радиусу РВС. В противном случае на стенке РВС появится дефект типа «ромашка», который на практике исправить крайне сложно.

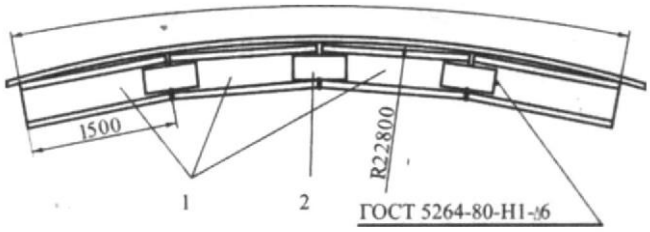
Если заготовки изготавливаются в заводских условиях, то необходимо выполнить рекомендуемую подготовку кромок под сварку для данного типоразмера РВС.

Замену участка стенки первого пояса начинают с точки, отстоящей от вертикального шва на расстоянии не менее 500 мм, и производят в направлении по часовой стрелке. Вертикальные швы в пределах заменяемого участка и основного полотнища стенки на поясах разного уровня располагают в разбежку не менее 500 мм. Участок стенки, подлежащий вырезке, предварительно размечается яркой масляной краской. При разметке пользуются шаблоном, допускается также использование готовой заготовки на данный участок. Не допускается выполнять вырезку более одного окна.



1 – стенка резервуара; 2 – окрайка;
3 – подкладная пластина 200 х 200 мм; 4 – ребро жесткости 13 х 100 х 900 мм

Рисунок 2.8.1 – **Установка временных распорок**



1 – двутавр № 30, 1 = 1 500 мм – 4 шт.; 2 – соединительная пластина – 6 шт.

Рисунок 2.8.2 – Ребро жесткости для РВС-20000

Вырезка проема в стенке приводит к снижению ее цилиндрической жесткости, что в свою очередь может привести к нежелательным радиальным смещениям стенки. Поэтому до начала резки проема в стенке резервуара необходимо принять все меры по увеличению ее жесткости, чтобы предотвратить возможные радиальные смещения стенки РВС. Для этого устанавливают временные подпорки (см. рисунок 2.8.1), соединяющие остающуюся кромку стенки с окрайкой днища, периодичность установки составляет порядка 1 – 1,5 м вдоль направления реза.

Для РВС-10000, РВС-20000 допускается единичная вырезка участка стенки длиной не более 10 м (оптимальная – 6 м). Если дефектный участок имеет большую протяженность, ремонт ведется последовательно, с разбивкой стенки на отдельные захватки. В том случае, если при устройстве проема происходит значительный подъем (до 30 мм) окраек, длину заменяемых участков нужно уменьшить до 3 м, а появляющиеся деформации окраек устранять домкратами.

При значительных отклонениях образующих стенки от вертикали в месте ремонта РВС рекомендуется дополнительно устанавливать вдоль верхней кромки выреза проема (в кольцевом направлении) ребро жесткости из двутавра № 30, повторяющее радиус резервуара (см. рисунок 2.8.2).

Если не предусмотрен демонтаж окрайки, то резку нижней части заменяемого участка стенки производят газовой резкой на 5 – 10 мм выше угарного шва с последующей доводкой шлиф- машинкой, остальных частей - газовой резкой.

Кромки деталей после кислородной резки тщательно зачищают механическим способом (шлифмашинкой) на глубину не менее 2 мм. Зачищают до металлического блеска поверхность свариваемых деталей на ширину от 25 до 30 мм от оси стыка.

Подготовку кромок выполняют согласно требований обязательных ТНПА:

– вертикальных швов для двусторонней сварки;

– с двумя симметричными скосами кромок типа С25 по ГОСТ 5264;

– горизонтального шва для двусторонней сварки выполняют с двумя симметричными скосами одной

кромки типа С15 по ГОСТ 5264.

Допускается увеличение зазора и ширины шва на 25 % (так как резка проводится в монтажных условиях).

В случае если углы заменяемого участка полотнища располагаются в теле пояса, то углы участка должны иметь закругления радиусом не менее 100 мм (см. рисунок 2.8.3).

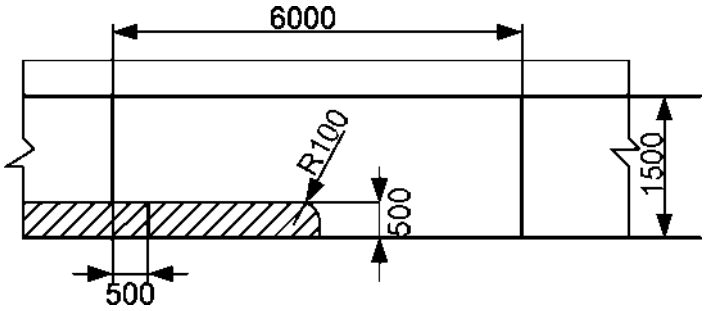
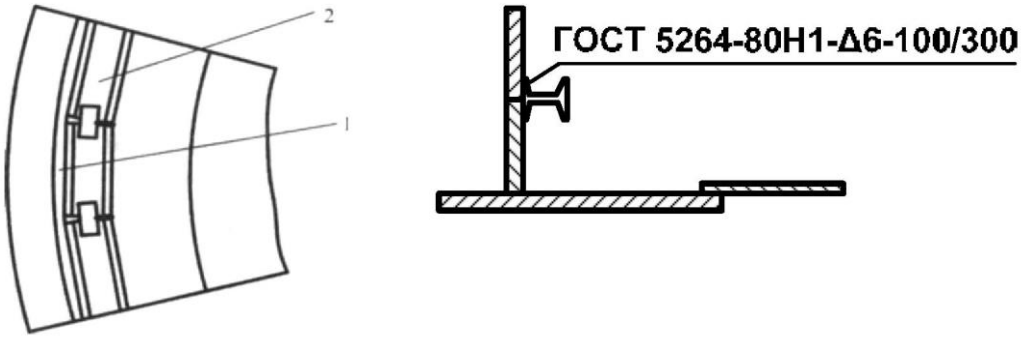


Рисунок 2.8.3 – Замена участка полотнища в теле пояса

В случае если радиус вальцовки заготовки больше радиуса стенки резервуара или заготовка не вальцована, для удобства совмещения кромок стыкуемых полотнищ к стенке приваривают прерывистым швом длиной 300 мм с шагом 300 мм ребро жесткости из двутавра № 30 (см. рисунок 2.8.4).



1 – стенка резервуара; 2 – ребро жесткости

Рисунок 2.8.4 – Установка кольцевого ребра жесткости

Установленная в проеме заготовка после тщательной выверки закрепляется в проектном положении прихватками к стенке и к окрайке днища. Длина прихваток от 50 до 60 мм, расстояние между прихватками от 400 до 500 мм. Прихватки выполняют тем же сварочным материалом, что и для сварки основных швов. Сварка двусторонних швов ведется двумя сварщиками одновременно, причем внутренний сварщик идет с опережением на 500 мм, обратноступенчатым способом с длиной ступени от 200 до 250 мм. Если проем заполняется более чем одной заготовкой, то швы, примыкающие к свободному краю заготовки, не доваривают на участке 500 мм от края, эти участки заваривают при сварке следующей заготовки.

Последовательность сварки (см. рисунок 2.8.5.1): сварка вертикального шва (I); сварка горизонтального шва по верхней кромке (II); сварка уторного шва (III). Сварку горизонтальных швов выполняют от середины к краям. Сварка двусторонних швов выполняется двумя сварщиками одновременно.

Сварку стыковых швов выполняют в следующей последовательности (см. рисунок 2.8.5.2): сварка корневого слоя (I); сварка наружного заполняющего слоя (II); сварка внутренних заполняющих и облицовочного слоев (III, IV, V); сварка наружного облицовочного слоя (VI). Перед сваркой с внутренней стороны зачистить корень шва.

Сварка уторного шва выполняется в следующей последовательности (см. рисунок 2.8.5.2): сварка корневого слоя (I); сварка внутренних заполняющих и облицовочного слоев (II, III); сварка наружного облицовочного слоя (IV). Перед сваркой с внутренней стороны зачистить корень шва.

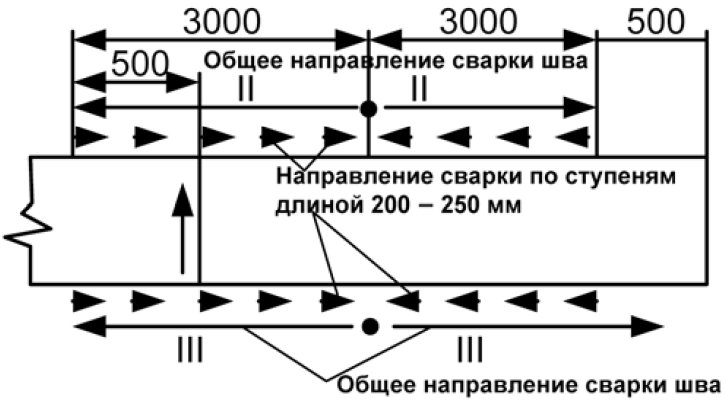


Рисунок 2.8.5.1 – Последовательность сварки по длине сварного шва

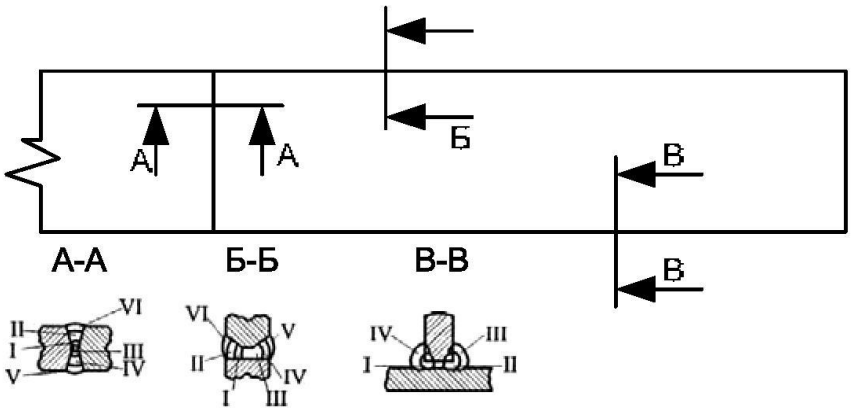
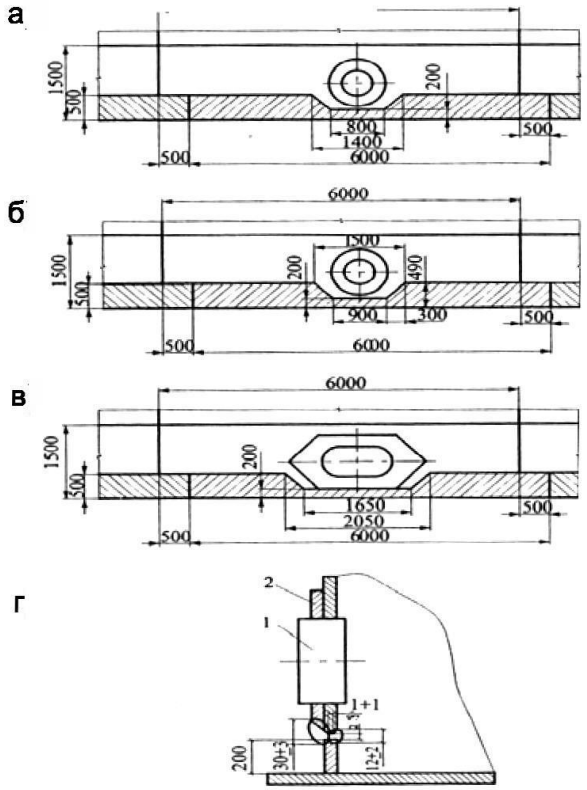


Рисунок 2.8.5.2 – Последовательность сварки по сечению сварного шва

При замене дефектного участка в районе ПРП предпочтительнее производить полную замену листа первого пояса стенки с обязательным смещением вертикальных ремонтных швов на 500 мм относительно имеющихся вертикальных сварных швов стенки.

В случае частичной замены стенки в месте установки ПРП необходимо принять дополнительные меры безопасности по предотвращению опасного высвобождения энергии упругих деформаций, которые всегда имеются в данном месте. Замену полотнища необходимо вести последовательно участками длиной не более 1 м.

В местах врезки люка-лаза 2 или патрубка 1 (рисунок 2.8.6, г) стенка обычно усиливается накладкой воротников. Если расстояние между уторным швом и швом воротника менее 200 мм, газовую резку выполняют под углом 45° на расстоянии 200 мм от уторного шва, захватывая воротник в нижней части (рисунок 2.8.6, г). Притупление кромок при этом размещают посередине листа стенки.



а – при расстоянии между уторным швом и швом воротника крутого люка-лаза или ПРП более 200 мм;
б – при расстоянии между уторным швом и швом воротника круглого люка-лаза или ПРП менее 200 мм;
в – при расстоянии между уторным швом и швом воротника овального люка-лаза менее 200 мм;
г – геометрические размеры сварного соединения;
1 — патрубок; 2 — воротник

Рисунок 2.8.6 – Варианты замены участка стенки, имеющего люк-лаз или ПРП

При замене дефектного участка под люком-лазом и ПРП для уменьшения остаточных сварочных напряжений и деформаций после сварки двух проходов все последующие валики швов проковывают непосредственно после смены электрода ручным или пневматическим молотком. Все монтажные швы должны быть очищены от шлака и проверены внешним осмотром с обеих сторон стенки. Все ремонтные монтажные швы, за исключением уторного, контролируют рентгенографическим методом

Нижний уторный шов контролируют на герметичность вакуум-методом или керосиновой пробой. При невозможности выполнения рентгенографического контроля в труднодоступных участках ремонтные швы проверяют ультразвуковым методом.

2.9 Усиление стенки резервуаров бандажными кольцами

Усиление эксплуатируемых резервуаров бандажами проводится с целью восстановления несущей способности нижних поясов стенки (1 – 4 поясов), имеющих коррозионный износ в пределах до 20 % от первоначальной толщины листа.

Бандажные усиления для подкрепления стенки и повышения несущей способности, надежности конструкции в эксплуатации целесообразно устанавливать на резервуарах вместимостью от 1 000 до 10 000 м^3 как полистовой, так и рулонной сборки.

Бандажные усиления представляют собой разъемные стальные кольца, состоящие из 4 – 6 полос (в зависимости от длины полосы и диаметра резервуара), стянутых с помощью резьбовых соединений.

На резервуаре может быть установлено 10 – 20 колец по высоте четырех поясов в зависимости от коррозионного износа металла и геометрического сечения полосы. Необходимое число колец определяется расчетом.

Монтажные работы по установке бандажных усилений следует совмещать с производством ремонта резервуара, подготовленного к выполнению огневых работ.

Решение на усиление резервуара или группы резервуаров бандажами принимается техническими службами складов нефтепродуктов (резервуарных парков) после получения результатов обследования и комплексной дефектоскопии.

Эффективность применения бандажного кольца увеличивается с увеличением его поперечного сечения и зависит от уровня его расположения на стенке. Оптимальным уровнем является расположение коль-

ца на высоте 30 см от днища.

На каждый резервуар, намеченный к производству работ по усилению, должно разрабатываться индивидуальное техническое решение с учетом технического состояния резервуара. В техническом решении приводятся:

– краткие сведения о техническом состоянии резервуара;

– организация монтажных работ;

– рекомендации по дальнейшей эксплуатации усиленного резервуара.

Резервуар после завершения комплекса ремонтных работ и монтажа бандажных усилений должен пройти гидравлические испытания согласно пункту 2.10.14 настоящего технического кодекса. По завершении испытаний составляется акт о вводе его в эксплуатацию, в котором указывается предельный уровень наполнения усиленного резервуара.

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

Смещение полотнищ стенки в вертикальной плоскости (на языке слесарей-монтажников «ступенька») (см. рисунок 2.10.1) является монтажным дефектом, который чаще всего образуется при замыкании рулонированного полотнища стенки как результат накопления систематической погрешности, допускаемой монтажниками при выверке положения монтируемых элементов на всем протяжении процесса разворачивания рулона стенки. Появление такого дефекта усложняет сварку уторного шва, поскольку вертикальное смещение замыкаемых кромок, образуя ступенчатый нижний торец цилиндрической оболочки-стенки, нарушает требуемый зазор между стенкой и днищем. Монтажники имеют в своем распоряжении два решения:

– менее трудоемкое, но неграмотное – деформируя окрайку днища, уменьшить зазор до требуемой величины;

– грамотное, но более трудоемкое – выровнять нижний торец цилиндрической стенки-оболочки.

В большинстве случаев монтажники выбирают менее трудоемкое решение, и в результате резервуар имеет недопустимое отклонение двух соседних точек наружного контура днища от горизонтали. Как показывают экспериментальные исследования, дефекты, подобные «ступенькам», не оказывают существенного влияния на напряженно-деформированное состояние резервуара и реальной угрозы эксплуатационной надежности РВС не представляют. Однако формально они могут привести к несоблюдению требований нормативных документов и должны быть устранены (отремонтированы). На развертке наружного контура днища данный дефект имеет характерный скачок в районе вертикального монтажного шва стенки (район 6 на рисунках 2.10.2, 2.10.3).

Ремонт необходим при наличии отклонений, превышающих допустимые для соседних точек.

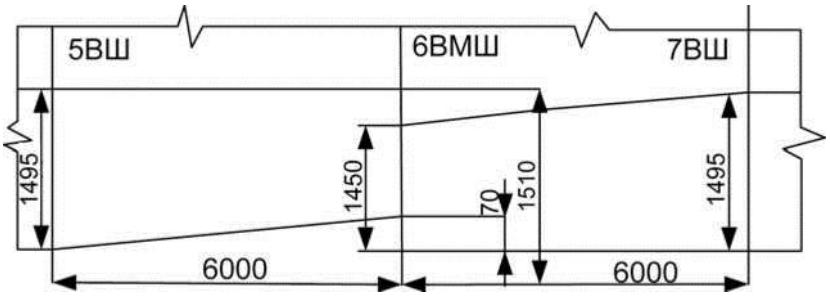


Рисунок 2.10.1 – Фрагмент развертки стенки с монтажным дефектом в виде смещения полотнищ в вертикальной плоскости

Рисунок 2.10.2 – Результаты нивелирования наружного контура днища с монтажным дефектом в виде смещения полотнищ в вертикальной плоскости в районе 6-го вертикального монтажного шва (шаг точек нивелирования – 6 м)

Ремонт заключается в замене участка стенки в районе дефекта с выправлением окрайки. В приведенном примере для исправления необходимо опустить отметку 6 вертикального монтажного шва на 70 мм (рисунок 2.10.4).

Рисунок.2.10.3 – Результаты детального нивелирования нужного контура днища между 5 и 7 вертикальными швами (шаг точек нивелирования – 1 м)

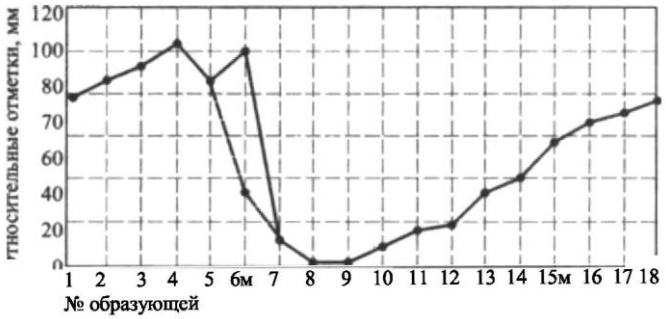


Рисунок.2.10.4 – Исправление дефектного участка

2.11 Ремонт недопустимых отклонений от вертикалей полотнища стенки методом его частичной замены

Решение о ремонте стенки методом ее частичной замены принимается в следующих случаях:

– недопустимые отклонения образующих стенки от вертикали;

– недопустимые хлопуны, охватывающие не менее 1/5 части стенки по периметру;

– недопустимая угловатость вертикальных монтажных швов;

– местная потеря устойчивости стенки РВС;

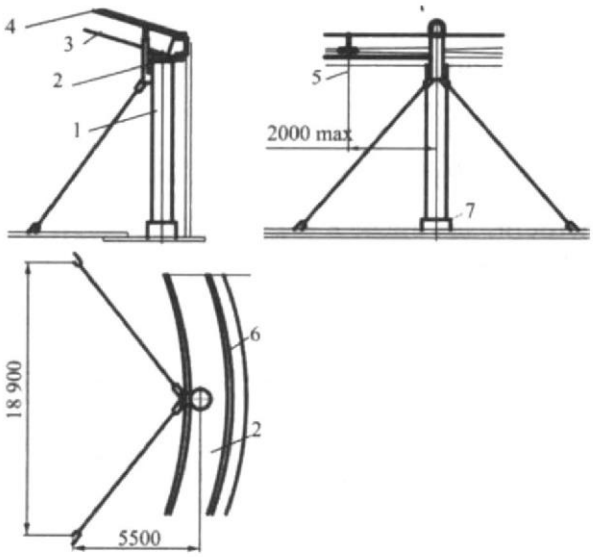
– наличие гофров на полотнище стенки.

Измерение отклонений, образующих стенки от вертикали резервуаров, имеющих «крен», необходимо производить после исправления «крена» (подъема РВС).

Технология ремонта предусматривает применение подпорной стойки для обеспечения устойчивости стенки крупногабаритных резервуаров.

На время замены части стенки, имеющей недопустимые вмятины, выпучины, отклонение от вертикали и коррозионные повреждения, ее устойчивость обеспечивается путем подпора опорного кольца крыши монтажной стойкой (см. рисунок 2.11.1).

Конструкция подпорной стойки выбирается в зависимости от имеющегося в распоряжении подрядчика сортамента прокатного профиля, стойка может быть сплошного сечения или решетчатого типа. Для надежного устойчивого положения всей системы стойка расчаливается в трех – четырех направлениях. При ремонте на стойку с растяжками передается значительная нагрузка от веса крыши с опорным кольцом и части стенки, поэтому опорная стойка рассчитывается на прочность и устойчивость при центральном и внецентренном случаях сжатия. Рассмотрим пример расчета подпорной стойки.

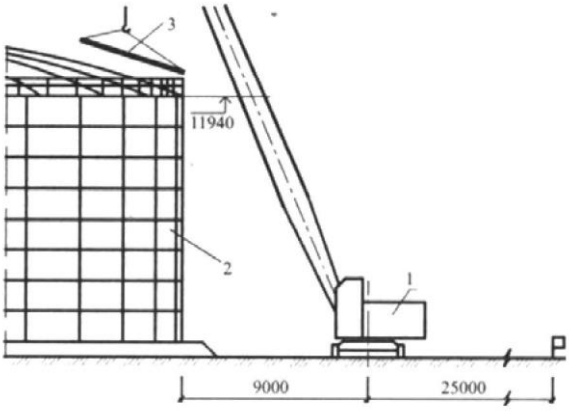


1 – подпорная стойка; 2 – опорное кольцо; 3 – стропильная нога; 4 – покрытие;
5 – ось стропильной ноги; 6 – стенка резервуара; 7 – стакан

Рисунок 2.11.1 – Монтаж подпорной стойки

Подпорная стойка воспринимает нагрузку от веса части опорного кольца, крыши, стенки и растяжек.

Монтаж подпорной стойки осуществляется с подачей краном через окно, вырезаемое в настиле крыши (см. рисунок 2.11.2). После окончания ремонтных работ монтажное окно закрывают вырезанным полотнищем с наложением заплат с перекрытием по периметру не менее 100 мм из листов стали Ст3сп по ГОСТ 380. Толщину проката принимают по паспорту РВС или по результатам измерения толщины листов настила крыши ультразвуковым толщиномером типа УТ-93П или штангенциркулем.



1 – кран; 2 – резервуар; 3 – демонстрируемые листы настила крыши

Рисунок 2.11.2 – Вырезка монтажного окна на крыше РВС

Места сварки защищают от краски и ржавчины абразивным инструментом на ширину не менее 60 мм. Сварку производят ручной дуговой сваркой электродами типа Э50А диаметром не более 3,25 мм. Режимы сварки выбирают по паспорту применяемых электродов.

Монтаж подпорной стойки выполняется в следующей последовательности:

– по отвесу устанавливают первую половину опорного стакана подпорной стойки и приваривают ее к днищу резервуара, используя подкладные пластины толщиной не менее 10 мм. Затем подают в резервуар подпорную стойку. Верхний конец подпорной стойки заводят под опорное кольцо, а нижний конец вставляют в первую половину стакана. Опускают стойку в опорный стакан и после тщательной выверки вертикальности положения стойки натягивают расчалки (см. рисунок 2.11.1);

– устанавливают вторую половину стакана, скрепив ее с первой болтами. Вторую половину стакана приваривают к днищу резервуара, используя подкладные пластины;

– на основание стакана устанавливают два домкрата грузоподъемностью 10 тс. Тщательно выверяют вертикальность положения стойки и подпирают опорное кольцо расчетным усилием. Под стойку подкладывают пластины и расслабляют домкраты, после чего натягивают расчалки усилием 2 кН.

После завершения ремонтных работ стойку демонтируют. Ремонт следует производить в безветренную погоду.

Ремонт стенки с заменой полотнища производится захватками длиной не более 10 м.

Для обеспечения устойчивости стенки РВС-5000 и менее применяются ребра жесткости, которые устанавливаются с внутренней и внешней сторон по два ребра жесткости на краях вырезанного проема (см. рисунок 2.11.3). Внутренние ребра жесткости опираются на днище через подкладные пластины с размерами 8 х 500 х 500 мм, которые приваривают к ребру жесткости и к днищу, причем к днищу приваривают по стороне, обращенной к центру резервуара. Подкладную пластину удаляют шлиф- машинкой в процессе демонтажа ребра жесткости. Ребра жесткости с внешней стороны опираются на такого же размера подкладные пластины, которые приваривают к ребру жесткости и встык к выступу окрайки днища и удаляют во время демонтажа ребер жесткости, отрезая шлиф-машинкой.

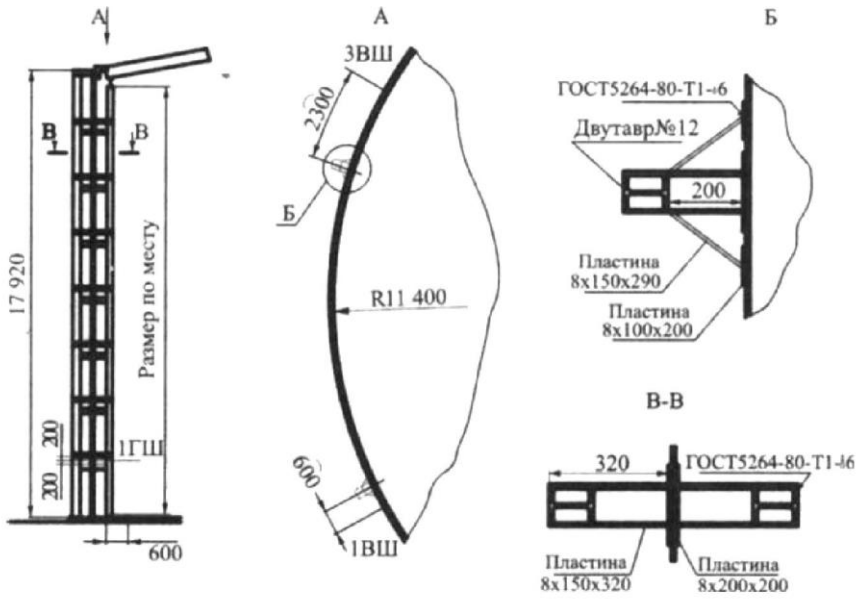


Рисунок 2.11.3 – Установка ребер жесткости

Монтаж внутренних ребер жесткости производится через люк диаметром 500 мм, вырезанный в настиле крыши. Расстояние центра люка от края крыши и ближайшего элемента каркаса жесткости крыши не менее 750 мм. Люки закрывают после демонтажа ребер жесткости вырезанными из настила крыши кругами, используя накладные пластины толщиной 5 мм и шириной 50 мм.

Если заменяемый участок полотнища стенки охватывает все пояса, то замена производится в два этапа. На первом этапе выполняется замена участка полотнища в пределах с первого (нумерация снизу-вверх) по предпоследний пояс, последний пояс оставляют для обеспечения устойчивости крыши. Заменяют последний пояс после полной замены нижележащих поясов.

2.12 Ремонт при помощи установки ребер жесткости

При наличии на стенке угловатости монтажных швов, одиночных вмятин (выпучин), имеющих недопустимые размеры, или вмятин, расположенных на стенке резервуара по окружности на одном уровне, ремонт заменой нецелесообразен и исправление допускается производить при помощи ребер жесткости. Конструкция ребра должна обеспечивать устойчивость стенки при эксплуатации.

2.13 Ремонт хлопунов на стенке РВС

Ремонт одиночной вмятины (см. рисунок 2.13.1, а), имеющей плавный контур производится установкой ребра жесткости с предварительным выправлением.

В центре вмятины приваривают прерывистым швом круглую накладку диаметром от 120 до 150 мм и толщиной 5-6 мм с заранее приваренной серьгой (см. рисунок 2.13.1, б).

К серьге крепят стальной канат (трос) диаметром от 12 до 13 мм и при помощи лебедки или трактора выправляют вмятину.

С внутренней стороны на месте вмятины устанавливают горизонтально ребро жесткости (см. рисунок 2.13.1, б) (количество ребер зависит от размера вмятины) из уголка заранее завальцованного по радиусу стенки резервуара длиной, перекрывающей область вмятины на от 250 до 300 мм в каждую сторону. Ребро

жесткости приваривается к стенке ручной дуговой сваркой сплошным швом электродами типа Э50А диаметром не более 3 мм при сварке корневого слоя и 4 мм при сварке последующих слоев. Режимы сварки выбираются в соответствии с паспортом на применяемые электроды.

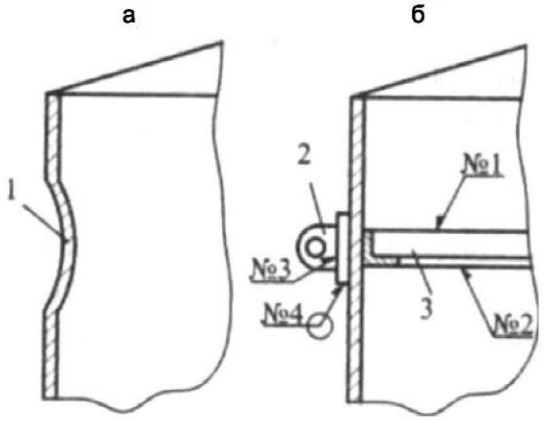
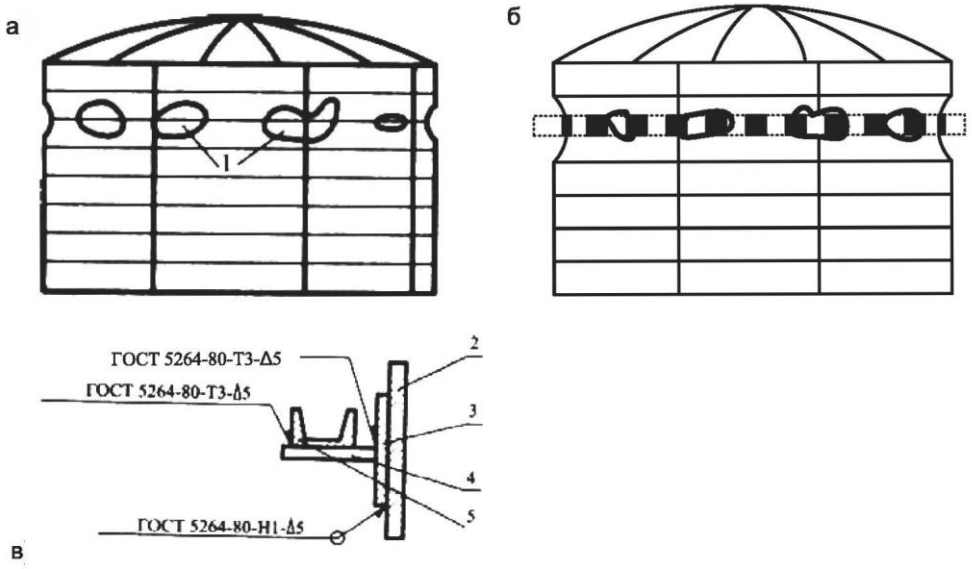


Рисунок 2.13.1 – Исправление одиночной вмятины

После выправления металл вмятины тщательно осматривается с целью обнаружения трещин. Для обнаружения трещин рекомендуется использовать магнитный или вихретоковый индикатор трещин. При обнаружении трещин лист с дефектом необходимо заменить.

Ремонт вмятин, расположенных по окружности на одном уровне стенки резервуара, производится установкой кольца жесткости. По карте ремонта вмятин выбирается место расположения кольца жесткости с наружной стороны стенки резервуара (см. рисунок 2.13.2, а), б). На уровне установки кольца жесткости к стенке РВС приваривают консоли (см. рисунок 2.13.2, в).



а – вмятины (1) по окружности резервуара; б – схема установки кольцевой жесткости;
в – приварка консоли и жесткости: 1 – вмятины; 2 – стенка резервуара;
3 – подкладная пластина; 4 – консоль; 5 – кольцевое ребро жесткости

Рисунок 2.13.2 – Установка кольца жесткости

Сварные швы: № 1 – ГОСТ 5264-80-Н1-4-100/300; № 2 – ГОСТ 5264-80-Т1-4-100/300; № 3 – ГОСТ 5264-80-Т3-4-100/300; № 4 – ГОСТ 5264-80-Н1-5-100/300.

На консоли укладывают свальцованные по радиусу резервуара элементы кольца жесткости и сваривают их между собой. Для исправления хлопунов и вмятин резервуар заполняют водой. При необходимости вмятины дополнительно вытягиваются домкратами, установленными снаружи. После выправления всех вмятин и хлопунов кольцо жесткости приваривают к консолям. Выступающую часть консолей удаляют газовой резкой.

2.14 Ремонт угловатости монтажных сварных швов

Монтажные сварные стыки, имеющие недопустимые угловые деформации должны быть усилены горизонтальными ребрами жесткости (см. рисунок 2.14.1) с целью предотвращения появления усталостных трещин.

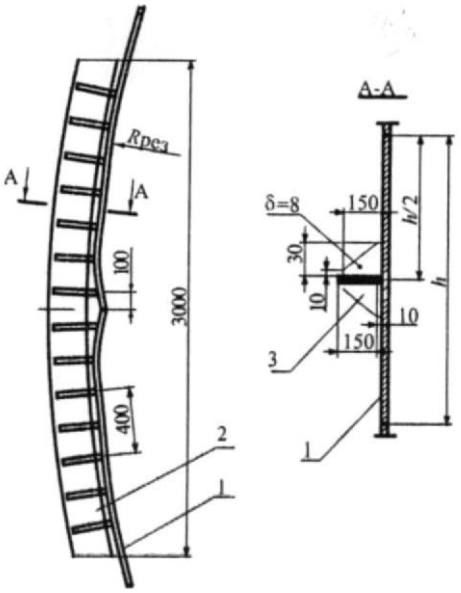


Рисунок 2.14.1 – Схема установки ребер жесткости в зоне монтажного стыка

Участки монтажных сварных швов с угловыми деформациями выявляются визуально, а величина угловой деформации измеряется с помощью шаблона.

В резервуарах, эксплуатируемых более пяти лет и имеющих стыки с угловой деформацией более 17 мм, до постановки ребер необходимо проконтролировать физическими методам эти стыки с целью выявления возможных усталостных трещин. Выявленные дефекты необходимо устранить, после чего установить усиливающие ребра.

Ребра изготавливают из листовой стали марки Ст3сп5 или Ст3пс6 по ГОСТ 380 толщиной 12 мм и устанавливают посередине поясов с шагом по высоте резервуара 1,5 м на расстоянии от стенки не менее 10 мм (см. рисунок 2.14.2).

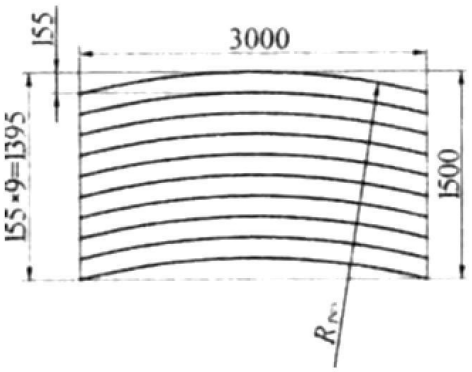


Рисунок 2.14.2 – Изготовление ребер жесткости из листа 12 х 1500 х 3000 мм

Ребра крепят к стенке с помощью косынок из листовой стали марки Ст3сп5 или Ст3пс6 по ГОСТ 380 толщиной 8 мм.

Сварку производят ручной дуговой сваркой электродами типа Э50А с катетом шва не менее 6 мм.

Перед установкой ребер усиливаемому участку стенки должна быть придана форма, близкая к проектной. С этой целью рекомендуется сначала приварить косынки в соответствии с рисунком 2.14.1. Затем участку придать форму, близкую к проектной (заполнением водой или применением оттяжек), после чего установить и приварить к косынкам ребра

Измерение деформаций и установка ребер производятся со сборно-разборных лесов, подвижных монтажных подмостей типа ПВС-12, с люльки гидроподъемника типа АГП-22 или с применением других механизмов и приспособлений, обеспечивающих безопасное производство работ на высоте.

2.15 Ремонт окрайки днища методом полной замены

Предварительно отсоединяют газовой резкой центральную часть днища от окрайки, вырезают по периметру центральной части полосу шириной 500 мм для последующего ремонта фундамента под окрайкой (см. рисунок 2.15.1). Затем последовательно вырезают газовой резкой сегменты окрайки.

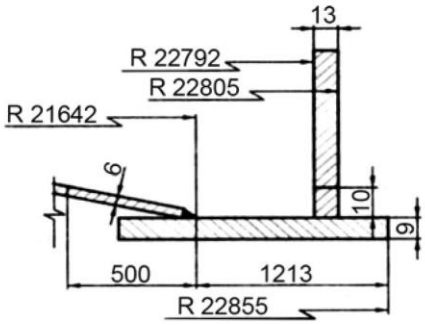
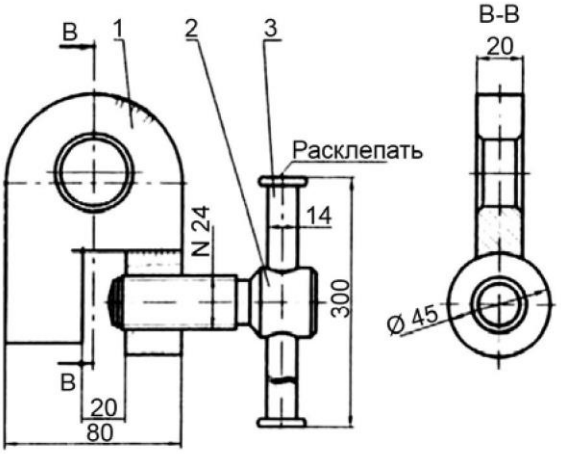


Рисунок 2.15.1 – Замена листов окрайки

Дефектный сегмент заменяют на новый, вытаскивая дефектный сегмент внутрь при помощи лебедок, применяя струбцины (см. рисунок 2.15.2) и подавая новый сегмент изнутри резервуара. Геометрия и материал сегментов окрайки должны соответствовать требованиям типового проекта.

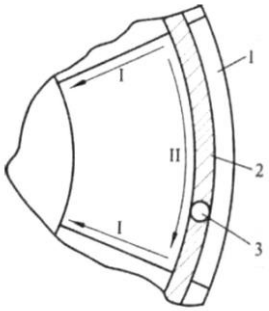


1 – скоба; 2 – винт М24; 3 – стержень Ø14, *l* = 300 мм; гайка М24 Ø 45, Н = 25

Рисунок 2.15.2 – Струбцина для монтажа сегментов окрайки

В случае невозможности завести лист окрайки под стенку резервуар приподнимается двумя 50-тонными гидравлическими домкратами, установленными на расстоянии 2 м по обе стороны от монтируемого сегмента окрайки. Домкраты устанавливают на фундаментное кольцо с подкладными металлическими пластинами размерами 500 х 500 х 13 мм и сверху упирают в кронштейны, приваренные к стенке резервуара. После укладки сегмента окрайки в проектное положение его прихватывают к стенке, длина прихватки 50 мм, шаг прихватки от 500 до 600 мм, катет шва от 5 до 6 мм. Прихватки выполняют электродами типа Э50А, диаметр электрода 3 мм. Сварочный ток не более 100 А.

После замены таким образом всех дефектных сегментов окрайки выполняют сварку швов I (см. рисунок 2.15.3) на участке длиной от 150 до 160 мм, начиная от стенки резервуара ручной дуговой сваркой в два слоя.



1 – заменяемый лист окрайки; 2 – стенка резервуара; 3 – вертикальный шов стенки

Рисунок 2.15.3 – Последовательность и направление сварки швов

2.16 Ремонт днища наложением заплат

Ремонт днища методом наложения заплат выполняется при очаговых поражениях язвенной коррозией или механических повреждениях полотнища днища, если расстояние от стенки до дефекта более 400 мм.

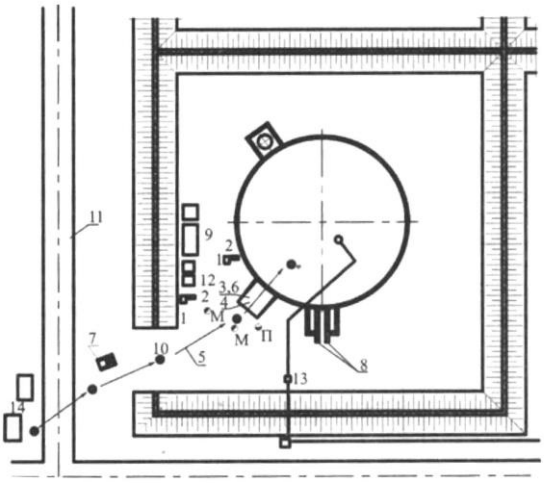
2.17 Полная замена полотнища днища

Полная замена полотнища центральной части днища выполняется в случае повреждения ее сплошной коррозией. При этом ремонт может осуществляться с демонтажем и без демонтажа старого днища. При ремонте без демонтажа старого полотнища необходимо обязательно выполнить антикоррозионную обработку старого полотнища.

Ремонт может выполняться индустриальным или полистовым методом. Индустриальный метод предусматривает применение рулонированной заготовки полотнища центральной части днища, изготовленного в заводских условиях. При этом сокращаются протяженность монтажных сварных швов и сроки ремонта. Выполнение большей части сварных швов в заводских условиях позволяет получить их высокое качество. При полистовой сборке увеличивается объем работ на монтажной площадке, но геометрия днища получается более совершенной, появляется возможность выполнять оперативную подбивку фундамента и более качественную гидроизоляцию. В сочетании с использованием автоматической сварки этот метод позволяет выполнить ремонт практически без образования хлопунов.

2.17.1 Замена полотнища днища индустриальным методом

В качестве примера рассмотрим ремонт полотнища днища РВС-20000 с использованием рулонных заготовок.



1 – ящик с песком; 2 – противопожарный щит; 3, 6 – плита ПДГ-2-6; 4 – пандус; 5 – направление движения крана; 7 – трубоукладчик; 8 – приемо-раздаточные патрубки;
9 – площадки складирования металлоконструкций; 10 – стоянка монтажного крана;
11 – существующая автодорога; 12 – распределительное устройство СП-68-8/1;
13 – понижающий трансформатор ИВ-4; 14 – рулонные заготовки полотнищ днища РВС;
М – монтажник; П – руководитель работ

Рисунок 2.17.1.1 – Примерный генеральный план монтажной площадки при замене днища индустриальным методом

До начала основных работ по ремонту резервуара необходимо провести следующие подготовительные работы в соответствии с генеральным планом (см. рисунок 2.17.1.1):

– устройство временного проезда с твердым покрытием в обваловании;

– устройство пандуса – наклонной площадки для закатывания рулонированного полотнища днища на фундамент резервуара и выполнения работ по ремонту днища резервуара;

– подготовка площадки для работы грузоподъемного механизма, складирования материалов и изделий;

– доставка на площадку необходимых материалов и оборудования;

– организация пожарного поста с оснащением его соответствующими оборудованием и инструментами с прокладкой временного пожарного рукава;

– устройство временного электроснабжения и вентиляции внутри резервуара.

Все электрооборудование должно быть выполнено во взрывозащищенном исполнении.

Ширина пандуса должна быть не менее 2/3 длины рулона. Пандус рекомендуется сооружать из песка крупного и средней крупности с минимальным размером частиц от 1 до 2 мм. Не рекомендуется применять мелкозернистый речной песок для устройства пандуса. Можно использовать мелкий щебень с максимальным размером частиц не более 1/10 толщины пандуса. Засыпку пандуса ведут слоями толщиной от 20 до 25 см с послойным уплотнением катками с поливкой песка водой. В целях снижения сопротивления закатыванию рулона поверх песчаной подушки укладывают дорожные железобетонные плиты типа ПДГ-2-6 или стальные листы толщиной от 6 до 8 мм. Допустимый уклон пандуса не более 16°. Перепад уровня пандуса и окрайки резервуара не более 1 мм.

Необходимые материалы на временные сооружения и их количество приведены в таблице 2.17.1.1.

Таблица 2.17.1.1 – Материалы и оборудование на временные сооружения

Наименование	Количество	Примечание
Временный проезд и площадки складирования:		
Гравий, м^3	48	ГОСТ 8267
Брус 100 х100, м^3	0,5	По ТНПА
Электроснабжение и освещение		
Ящик силовой распределительный ЯРВ-100, шт.	1	ГОСТ 19734
Устройство распределительное СП-68-8/1, шт.	1	ГОСТ 19734
Электрокабель силовой гибкий с резиновой изоляцией и медными жилами, м:		
КРПТ 3 х 35 (магистральный)	60	
КРПТ 3 х 16 (к полуавтомату)	50	
КРПТ 3 х 35 (к понижающему трансформатору и вентилятору)	70	
ПРН-1,5 (к переносной лампе)	100	
Лампа переносная В2А, шт.	1	По ТНПА
Понижающий трансформатор ИВ-4, шт.	1	ГОСТ 4677
Связь и прочее:		
Радиостанция «Motorola», шт.	3	
Рукав пожарный льняной напорный, м	70	По ТНПА
Вентилятор радиальный ВЦ-14-46-5, шт.	1	*N* = 7,5 кВт
Воздухораспределитель потолочный ВДУМ Ø1000 мм, шт.	1	Масса 91 кг

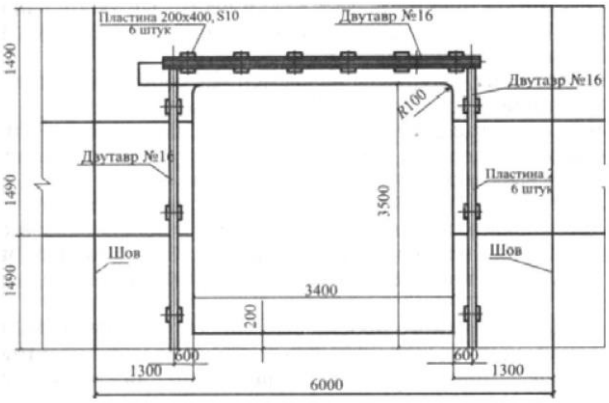


Рисунок 2.17.1.2 – Монтажный проем

Для закатывания рулонов днища и подачи монтажного и такелажного оборудования внутрь резервуара по оси пандуса в стенке резервуара вырезают монтажный проем (см. рисунок 2.17.1.2).

На рисунке 2.17.1.2 приведен монтажный проем, размеры и конструкция каркаса, жесткости которого были обоснованы в ходе промышленного эксперимента на РВС-20000. Вырезать проем с большими размерами не рекомендуется.

Вырезку монтажного проема выполняют газовой резкой или абразивным кругом, учитывая, что вырезанная часть полотнища будет впоследствии использована для заполнения проема. Вырезанное полотнище на время ремонта складируется так, чтобы исключить возможность его пластической деформации.

На месте укладки новой центральной части днища размечают положения монтажных швов между отдельными полотнищами центральной части и швов соединения ее (центральной части днища) с сегментами окрайки. Для закатывания и разворачивания рулона днища используют электрическую монтажную лебедку с тяговым усилием до 50 кН типа J1M5 (см. рисунок 2.17.1.3). Крепление лебедки осуществляют к окрайке через пластины 10 х 250 х 250 мм, привариваемые к окрайке сплошным швом катетом 2 мм. Допускается крепить лебедки и монтажные скобы к стенке РВС на высоте не более 450 мм (см. рисунок 2.17.1.4).

Рисунок 2.17.1.3 – Схема закатывания рулона

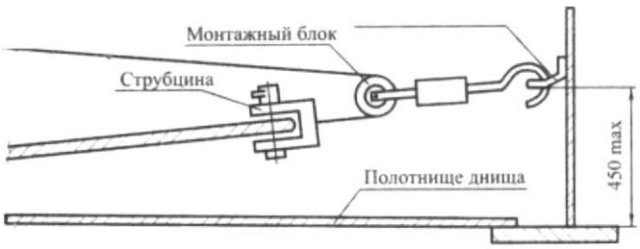


Рисунок 2.17.1.4 – Приварка монтажной скобы к стенке РВС

Рулон закатывают по пандусу через проем в стенке на катках. Во избежание механических повреждений полотнища рулон укладывают в специальный ложемент, являющийся инвентарным оборудованием монтажников для закатывания на катках рулона в резервуар. Катки изготавливают из толстостенной трубы или круга диаметром от 100 до 200 мм. Количество катков, одновременно находящихся под ложементом не менее 10.

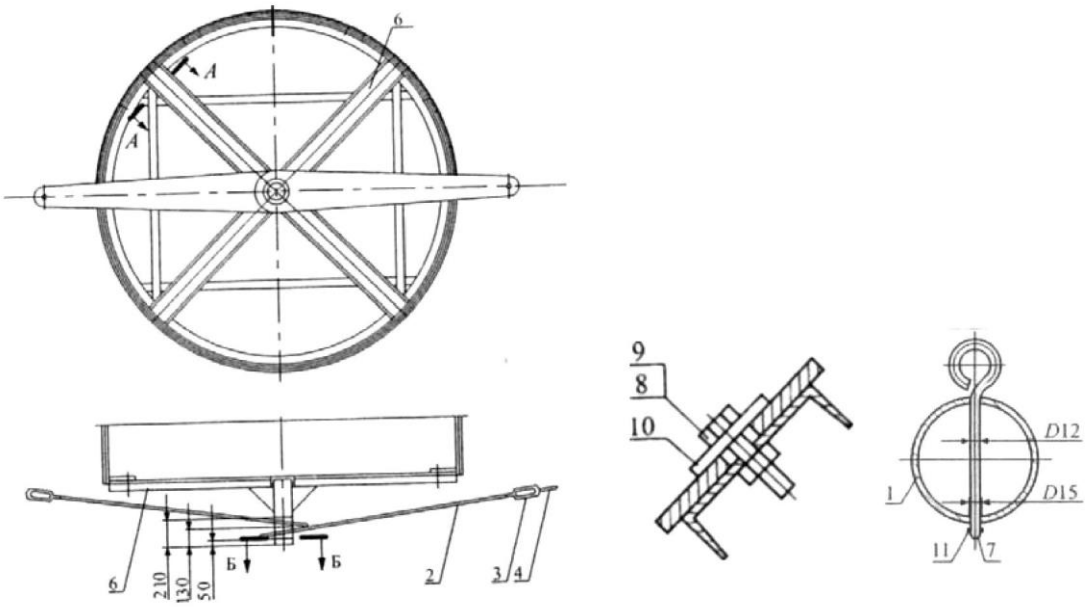
Во время транспортировки рулона катки должны располагаться равномерно по длине рулона, перпендикулярно его оси, а рулон должен удерживаться тормозным канатом.

Рулон располагают по оси резервуара так, чтобы задний его торец находился в центре резервуара. Разгрузку рулона с ложемента выполняют скатыванием.

Допускается затаскивание рулонов на подкладном металлическом листе при помощи грузоподъемного механизма. Поверхность скольжения при этом должна смазываться солидолом или другим смазывающим материалом. При перетаскивании следует избегать деформирования торцевых поверхностей рулонов.

К рулону монтируется инвентарное оборудование – устройство для раскатки рулонов (см. рису-

нок 2.17.1.5.). Затем рулон перекатывают в положение начала разворачивания. Оперируя лебедками 1, 2 (см. рисунок 2.17.1.6), рулон устанавливают так, чтобы начало полотнища, освобожденное от удерживающих планок, ложилось в близкое к проектному положение, а направление разворачивания рулона совпало с разметкой.



1 – труба 159 х 8, *L* = 500 мм; 2 – щека; 3 – кольцо; 4 – канат 19,5, *L* = 200 м, s = 170;
5 – труба 159 х 8, *L* = 13 000 мм; 6 – крестовина; 7 – штырь; 8 – болт М20 х 70;
9 – гайка М20; 10 – шайба 100 х 22 х 10; 11 – шплинт 3 х 20

Рисунок 2.17.1.5 – Приспособление для раскатки рулонов

Рулон днища при обрезке удерживающих планок устанавливается так, чтобы освобождающаяся кромка полотнища была прижата массой рулона к фундаменту резервуара. Срезание удерживающих планок начинают со средних, последними срезаются крайние, при этом резчик должен располагаться со стороны торца рулона.

Разворачивание полотнища осуществляется, оперируя лебедками 1 и 2, причем 1 выполняет роль тормозящей, а 2 – направляющей лебедки. Использование второй лебедки не обязательно, поскольку рулон разворачивается под действием собственной энергии упругой деформации.

Застропив с помощью винтового зажима развернутое полотнище (см. рисунок 2.17.1.7), его перетаскивают в проектное положение (рисунок 2.17.1.6).

На рисунках 2.17.1.7 – 2.17.1.9 показана последовательность разворачивания полотнищ и их перемещения в проектное положение с помощью тяговой лебедки.

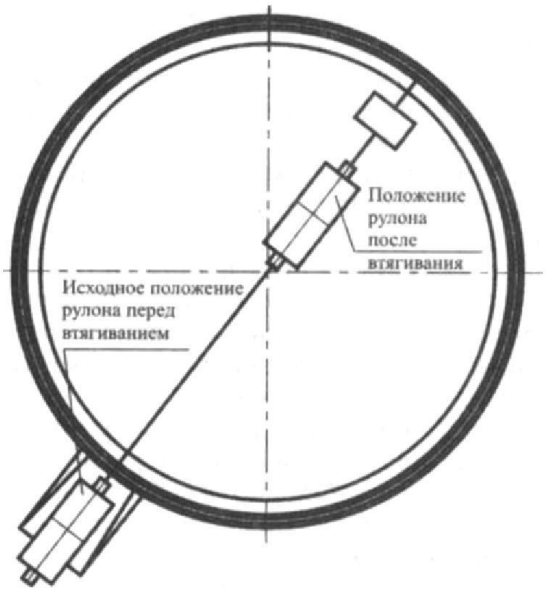
После совмещения развернутых полотнищ центральной части днища с предварительно размеченными местами их положения и тщательной выверки величины нахлеста в соединениях их между собой они закрепляются в этом положении электроприхватками.

К сварке полотнищ днища приступают только после проверки правильности их сборки. Расстояние между пересекающимися сварными швами полотнищ и окраек должно быть не менее 200 мм.

На участках монтажных швов, примыкающих к окрайке, выполняется переход от нахпесточного на стыковое соединение согласно рисунку 2.17.1.10.

Сварка производится в следующем порядке: нахпесточное соединение полотнищ днища между собой, исключая участки длиной 1 000 мм по краям швов; нахпесточное соединение днища с окрайками; оставшаяся часть нахлесточных соединений полотнищ днища; сварка полотнища монтажного проема.

Сборку и прижатие полотнищ днища друг к другу и полотнищ к окрайке выполняют с помощью клиновых или винтовых прижимов. Скобы прижимов приваривают односторонним угловым швом. После окончания монтажа скобы срезают абразивным кругом или газовой резкой, отламывать скобы запрещается.



1 – пруток Ø30 L = 850 мм; 2 – винт; 3 – гайка; 4 – скоба

Рисунок 2.17.1.6 – Схема разворачивания рулона крайней части днища резервуара

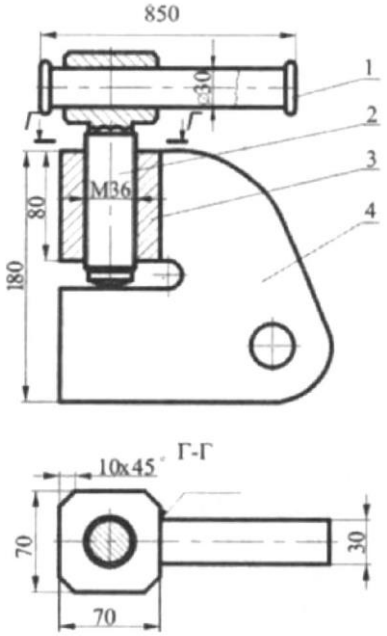


Рисунок 2.17.1.7 – Струбцина для перетаскивания полотнищ

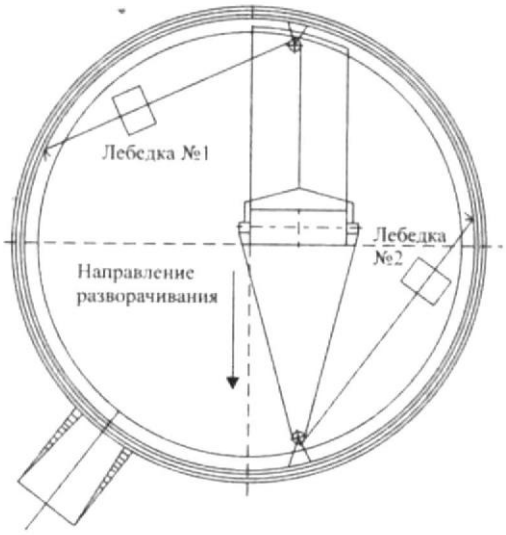


Рисунок 2.17.1.8 – Схема разворачивания первого рулона центральной части днища резервуара

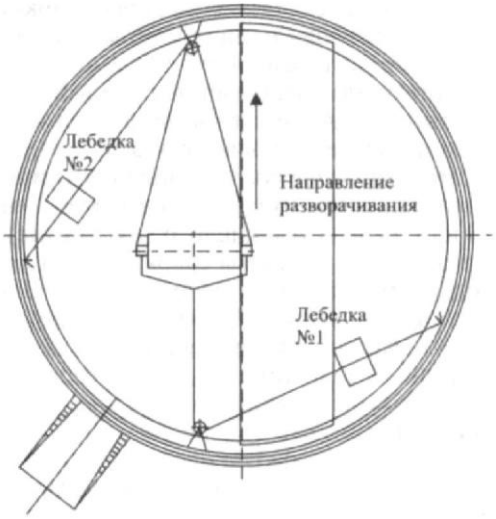


Рисунок 2.17.1.9 – Схема разворачивания второго рулона центральной части днища резервуара

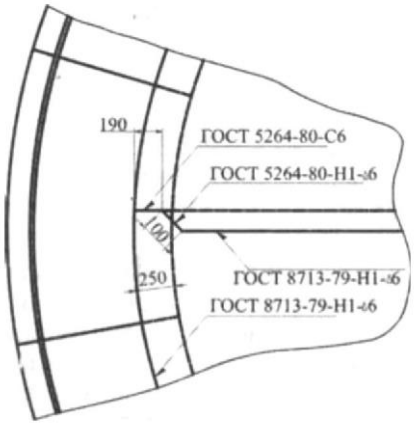
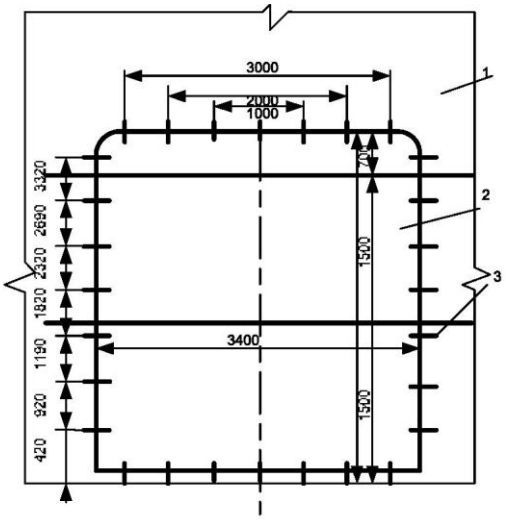
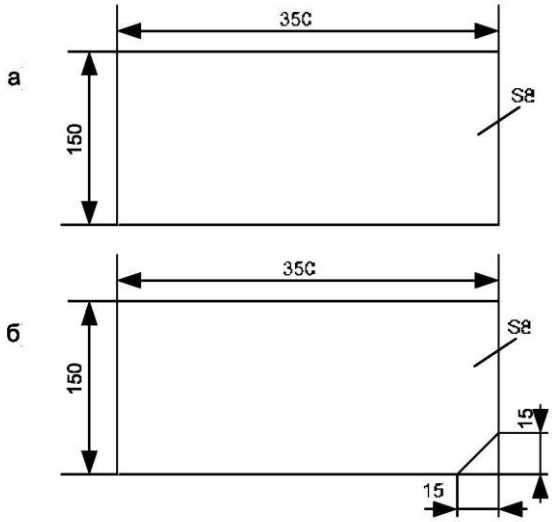


Рисунок 2.17.1.10 – Соединение полотнища днища с окрайкой



1 – стенка резервуара; 2 – полотнище монтажного проема; 3 – ограничительные пластины

Рисунок 2.17.1.11 – Закрытие монтажного проема



а – для вертикальных и верхнего швов проема; б – для нижнего шва проема

Рисунок 2.17.1.12 – Ограничительные пластины

Соединяемые элементы после сборки должны иметь зазоры в нахлесточном соединении не более 1 мм.

Свариваемые элементы перед сваркой закрепляются прихватками. Катет шва прихватки 6 мм, длина от 50 до 60 мм, расстояние между прихватками от 400 до 500 мм.

Прихватки выполняются ручной дуговой сваркой электродами типа Э50А. Допускается использовать полуавтоматическую сварку в среде углекислого газа.

Нахлесточное соединение полотнищ днища выполняют автоматической сваркой под споем флюса сварочным трактором ТС-17 или в среде углекислого газа автоматом типа АДГ-502У4, катет шва 6 мм. Режимы сварки под слоем флюса: диаметр электрода 3 мм, напряжение дуги от 44 до 46 В, сварочный ток от 500 до 560 А, скорость сварки от 35 до 40 м/ч, вылет электрода от 40 до 45 мм. Режимы сварки в среде углекислого газа приведены в таблице 2.17.1.1.

Сварка полотнищ ведется от середины к периферии, не доваривая концы стыков на 1 000 мм. Рекомендуется вести сварку двумя автоматами от середины к краям. Обнаруженные дефекты шва устраняют вырубкой дефектного шва и повторной сваркой, допускается полуавтоматическая сварка в среде углекислого газа и ручная дуговая сварка электродами типа Э50А согласно таблице 2.17.1.2.

Таблица 2.17.1.2 – Параметры режима автоматической сварки в среде углекислого газа

Наименование параметра	Значение
Сварочная проволока, марка	Св-08Г2С или Св-08ХНМ
Диаметр, мм	1,6
Сварочный ток, А	300 – 320
Напряжение дуги, В	30 – 32
Скорость сварки, м/ч	15 – 20
Вылет электрода, мм	15 – 30
Род тока	Постоянный
Полярность	Обратная
Расход углекислого газа, дм^3/мин	16 – 18

Приварку центральной части к окрайкам выполняют автоматической сваркой по той же технологии, что и сварки полотнищ днища между собой. Рекомендуется вести сварку двумя автоматами одновременно, располагая их в диаметрально противоположных точках днища и перемещаясь в одном и том же направлении. Перед началом автоматической сварки полуавтоматической сваркой проваривают места накладки полотнищ днища. Сварку недоваренных концевых участков нахпесточных соединений полотнищ между собой выполняют в последнюю очередь в направлении от середины к окрайкам по технологии сварки полотнищ в центральной части.

Закрытие монтажного проема осуществляется тем же полотнищем, которое было вырезано из стенки при открытии проема. Перед установкой полотнища в проем по периметру проема с внутренней стороны стенки приваривают (как показано на рисунке 2.17.1.11) ограничительные пластины (см. рисунок 2.17.1.12).

Распускают газовой резкой примыкающие к проему сварные швы на длине 500 мм от проема. Разделку кромок выполняют с двусторонним скосом под сварное соединение типа С15 по ГОСТ 5264-80.

Устанавливают полотнище в проем с помощью крана или трубоукладчика. Для облегчения установки полотнища в проем можно приподнять верх проема за двутавр жесткости, предварительно приварив к двутавру монтажную петлю.

Сварку начинают с вертикальных швов, а затем варят горизонтальные швы монтажного проема и раскроя швов стенки. Сварка ведется обратноступенчатым способом двумя сварщиками одновременно. Сначала выполняют сварку с внутренней стороны, перед выполнением наружного шва корень основного шва зачищают от шлака до металлического блеска. Швы варят захватками по 400 – 500 мм, длина ступени от 100 до 150 мм. Общее направление сварки вертикального шва – сверху вниз, направление сварки в пределах ступени – снизу вверх. При сварке горизонтального шва общее направление сварки – от середины к краям, направление сварки в пределах ступени – от краев к середине. Сварку внутренней и наружной сторон выполняют в 3 – 4 слоя. Для сварки первого слоя применяют электроды диаметром 3 мм, для сварки остальных слоев – электроды диаметром от 4 до 5 мм. После сварки каждого слоя поверхность шва тщательно зачистить от шлака и брызг металла. Участки слоев шва с порами, раковинами и трещинами необходимо удалить и заварить вновь. Рекомендуется завершить сварку отжигающим валиком, края которого должны отстоять на 2 – 3 мм от ближайших границ проплавления.

Проверяют качество сварных швов методом рентгенографии.

2.17.2 Полистовая замена центральной части днища

2.17.2.1 Полистовой монтаж днища с соединением листов внахлест

Резервуар, в котором производятся работы по замене полотнища днища, должен быть оборудован приточно-вытяжной вентиляцией с 3 – 4-кратным воздухообменом, который должен осуществляться с помощью взрывобезопасных вентиляторов с приводом от электродвигателей во взрывозащищенном исполнении в соответствии с требованиями ПУЭ.

Ремонт начинается с демонтажа и удаления старого полотнища днища. Демонтаж полотнища осуществляется газорезкой, а удаление металлоконструкций из резервуара производится через проем в стенке РВС, при совмещении с ремонтом первого пояса стенки, или через окно, вырезанное в настиле крыши, проекция которого на основание должна совпадать с началом первой полосы.

При совмещении процессов ремонта днища и стенки в начале или в конце заменяемого участка в стенке оставляют монтажный проем длиной 6 м для возможности подачи листов днища внутрь резервуара. Запрещается устраивать одновременно несколько проемов в стенке РВС.

До начала монтажа нового полотнища центральной части днища необходимо восстановить проектный уклон фундамента резервуара. При несоответствии величин проектного и реально сформировавшегося уклонов допускается изменять величину уклона от 1:50 до 1:80 для РВС-1000 и РВС-20000.

Восстановление рельефа насыпного грунтового фундамента производится песком или супесчаной смесью с послойным уплотнением ручными трамбовками и катками. Поверхность восстановленного фундамента покрывается гидрофобным слоем.

Перемещение листового металла внутри резервуара осуществляется лебедками, закрепленными к

стенке резервуара через подкладную пластину 100 х 100 х 100 мм. Пластина приваривается сплошным швом по периметру и оставляется после ремонта.

Сборка и сварка листов полотнища выполняются после ремонта окраек днища. Для обеспечения плотного прилегания нового полотнища к окрайкам с зазором не более 1 мм усиление стыковых швов между сегментами окрайки снимается шлифовальным кругом до высоты 1 мм.

На окрайке наносят разметочные линии, отмечающие ось центральной части днища и оси швов соединения карт полотнища между собой (см. рисунки 2.17.2.1, 2.17.2.2).

Разметку выполняют с использованием рулетки, металлической нити или оптических приборов.

Раскрой заготовок выполняют из стандартных прокатных листов в соответствии с картой раскроя полотнища днища (см. рисунки 2.17.2.3, 2.17.2.4). Толщина и марка стали листового проката выбираются в соответствии с паспортом резервуара. При отсутствии паспорта толщину проката можно принять согласно проекту или по результатам измерения толщины стенки, а марку стали определить проведением анализа химического состава. Для всех резервуаров до 20 000 м^3 включительно рекомендуется изготовление полотнища днища из стали 09Г2С-15.

Листы в пределах каждой карты раскроя полотнища днища (рисунки 2.17.2.3, 2.17.2.4) соединяются встык на подкладных пластинах толщиной 5 мм, шириной 100 мм и длиной 1 700 мм (рисунок 2.17.2.2). Подкладные пластины приваривают к листам нижних карт в соответствии с рисунком 2.17.1.11 электродами типа Э50А диаметром не выше 4 мм. Режим сварки принимается по паспорту применяемых электродов.

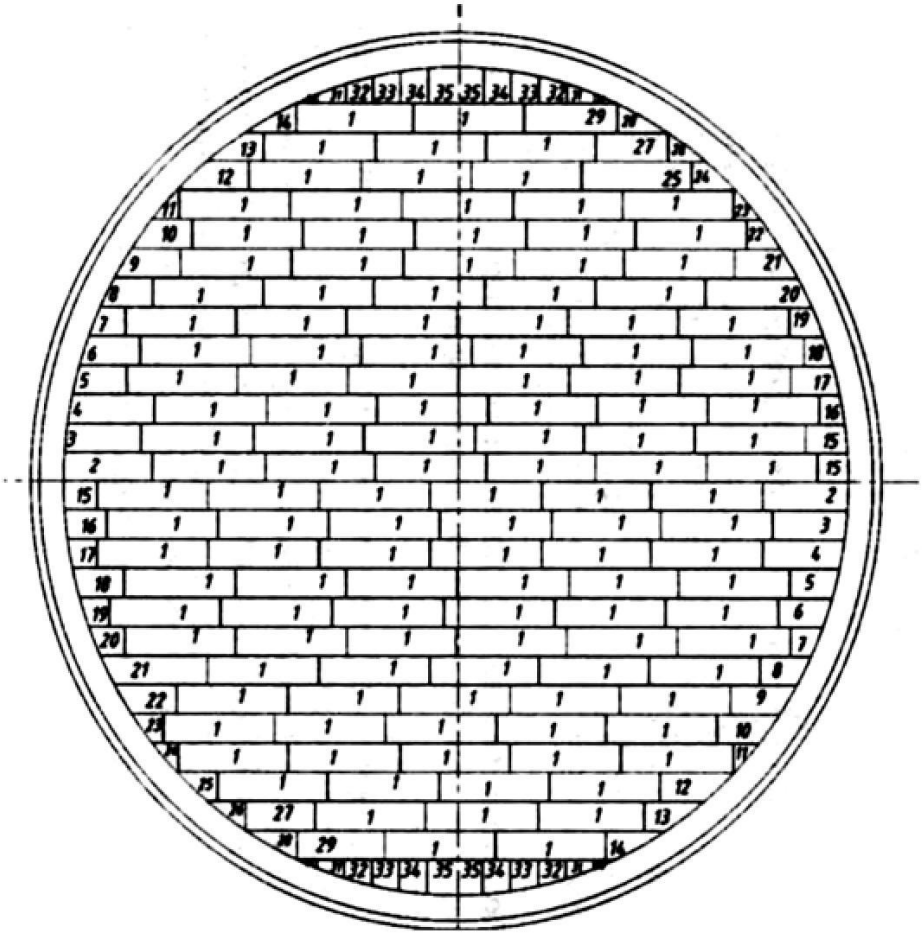


Рисунок 2.17.2.1 – Схема раскроя днища РВС-20000 с нахлестанными соединениями ремонтных карт; 1 – 27 – номера листов раскроя

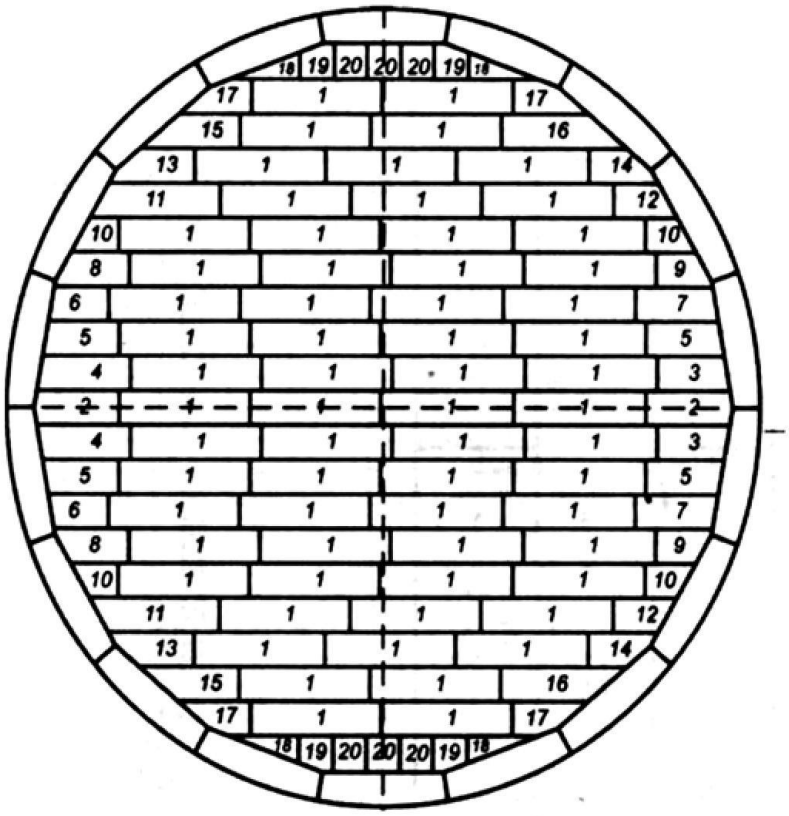


Рисунок 2.17.2.2 – Схема раскроя днища РВС-10000 с нахлестанными соединениями ремонтных карт; 1 – 27 – номера листов раскроя

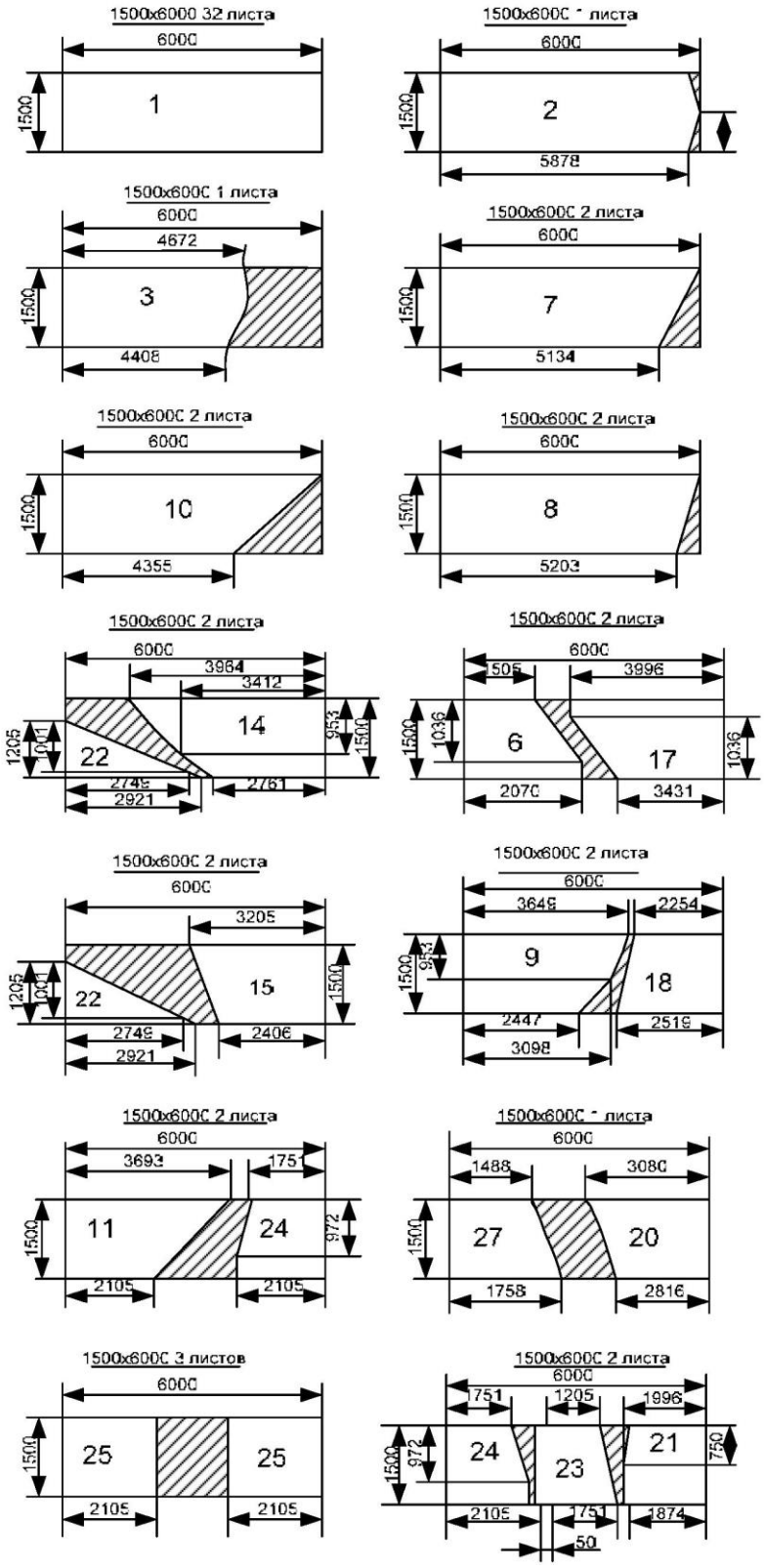


Рисунок 2.17.2.3 – Схема раскроя листов днища РВС-10000 с нахлестанными соединениями ремонтных карт

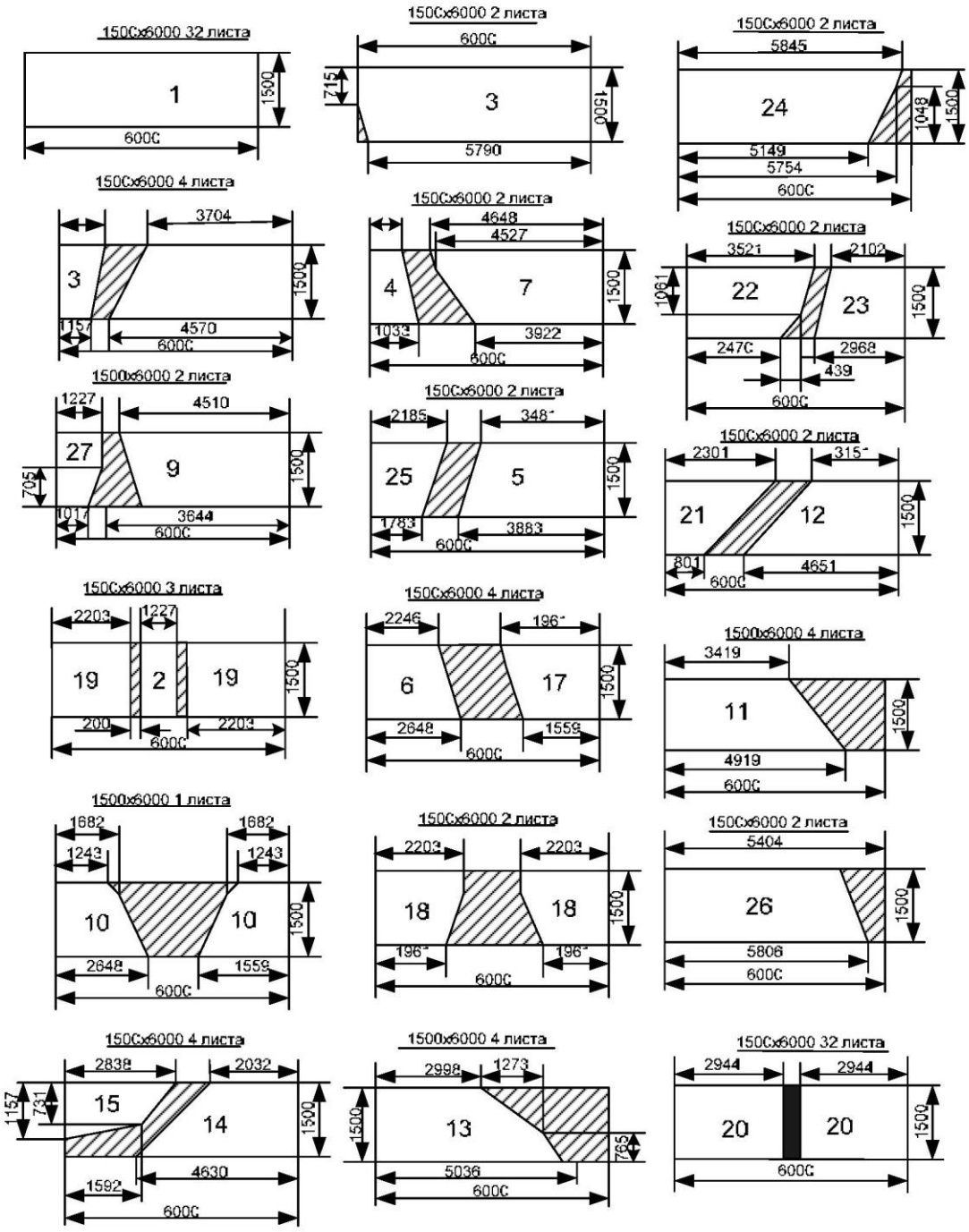


Рисунок 2.17.2.4 – Схема раскроя листов днища РВС-20000 с нахлестанными соединениями ремонтных карт

После раскладки всех заготовок, составляющих карту полотнища, их положение закрепляется прихватками между собой и к сегментам окрайки. Прихватки в стыках выполняют длиной от 50 до 60 мм с шагом от 400 до 500 мм (минимальное расстояние от края листа 50 мм) электродами типа Э50А, например, электродами марки УОНИ 13/55. Сварочный ток для электрода УОНИ 13/55 диаметром 3 мм – не более 80 – 100 А.

Перед окончательной сваркой стыковых швов между листами в карте производится тщательная проверка состояния кромок и размеров зазора в стыке между листами после прихватки. Сварка поперечных стыков между листами выполняется последовательно от середины к краям (рисунки 2.17.2.5, 2.17.2.6) механизированной сваркой под флюсом сварочным агрегатом. Параметры режима сварки: сварочная проволока Св08ГА, диаметр от 2 до 3 мм, флюс АН-348А, ток от 580 до 620 А, напряжение дуги от 34 до 36 В, скорость сварки от 48 до 50 м/ч, ток постоянный, полярность обратная. Дугу зажигать и гасить на подкладной пластине на расстоянии от 60 до 80 мм от свариваемого листа. Допускается применение сварки в среде углекислого газа. Применение ручной дуговой сварки нежелательно и должно быть согласовано с проектной организацией.

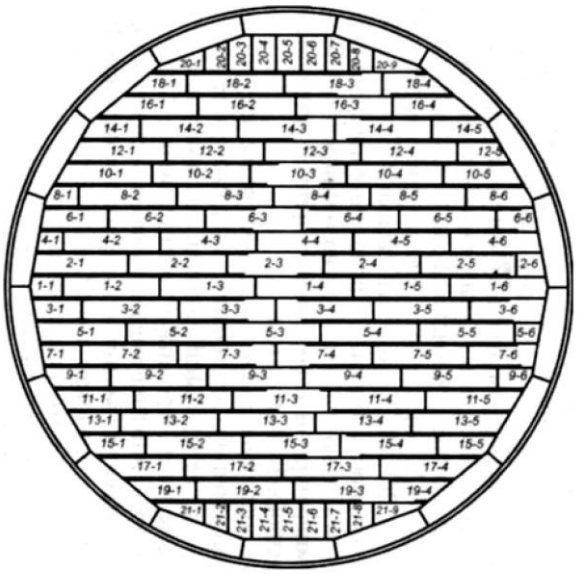


Рисунок 2.17.2.5 – Схема расположения ремонтных карт с нахлестанными соединениями днища РВС-1000

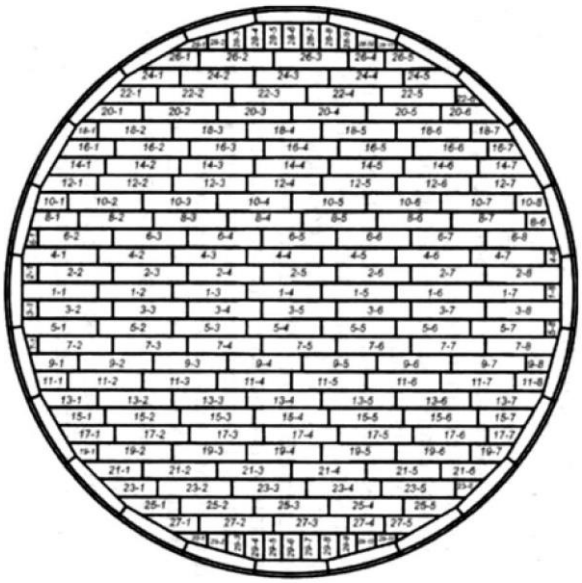


Рисунок 2.17.2.6 – Схема расположения ремонтных карт с нахлестанными соединениями днища РВС-2000

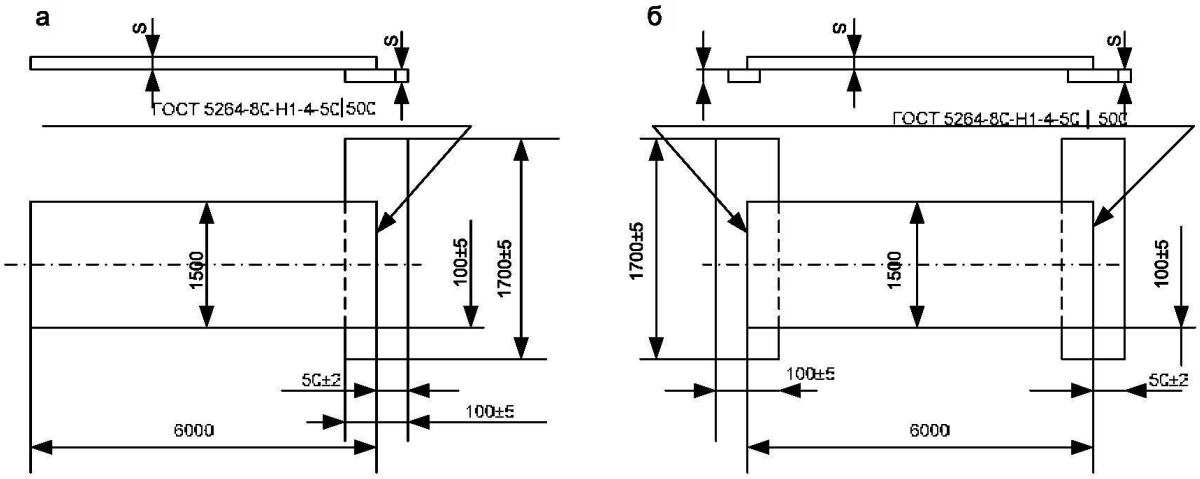
Сборку и сварку остальных карт полотнища осуществляют последовательно от центра к периферии: карты – полосы в последовательности № 4, 5, 2, 3, 8, 9, 6, 7 и т. д., собираются и свариваются аналогично средней полосе № 1. При необходимости производят дополнительную подсыпку фундамента для устранения появляющихся хлопунов. Рекомендуется вести монтаж полос на уже смонтированной части днища, с целью предотвращения повреждения гидроизоляции перемещение укрупненных заготовок производить по металлическим направляющим двумя или более лебедками одновременно.

Сборку листов верхних полос-карт (четных) выполняют в следующей последовательности. Листы верхних (четных) полос раскладываются согласно карте раскроя и после выверки прикрепляются прихватками к смежным листам в своей полосе (соединение встык), к нижним (нечетным) полосам (соединение внахлест) и к окрайке (внахлест) прихватками с катетом от 4 до 5 мм, шаг прихватки 500 мм, длина прихватки от 40 до 50 мм.

Сборка полотнища ведется с опережением сварки на 2 – 3 полосы, но не более. Сварка осуществляется двумя сварочными тракторами одновременно и симметрично в направлении от центра к периферии. Швы нахлесточные, катет шва от 5 до 6 мм, параметры режима сварки: сварочная проволока марки Св-08ГА, диаметр от 2 до 3 мм, флюс АН-348А, один проход, сварочный ток от 500 до 520 А, напряжение дуги от 26 до 28 В, скорость сварки от 48 до 50 м/ч, ток постоянный, полярность обратная. Продоль-

ные швы не доваривают на 700 – 800 мм до конца шва. При возникновении хлопунов, вызванных температурной деформацией, производится подбивка фундамента гидрофобным грунтом.

На концах продольных швов выполняют разделку кромок для перехода от нахпесточного соединения к стыковому (см. рисунок 2.17.1.10). Готовое полотнище центральной части днища приваривают к окрайке двумя (четырьмя) сварочными тракторами под флюсом, движущимися одновременно в направлении часовой стрелки, при их равномерном расположении по периметру окрайки. Режим сварки: сварочная проволока марки Св-08ГА, диаметр от 2 до 3 мм, флюс АН-348А, один проход, сварочный ток от 500 до 520 А, напряжение дуги от 26 до 28 В, скорость сварки от 48 до 50 м/ч, ток постоянный, полярность обратная.



а – к правым от центра листам; б – к центральным листам

Рисунок 2.17.2.7 – Приварка накладных пластин

Оставшиеся участки продольных швов между полосами довариваются в последнюю очередь. Механизированную сварку необходимо выполнять под флюсом, ручную дуговую сварку – электродами типа Э50А в два слоя. Режим ручной дуговой сварки: два прохода, диаметр электрода для сварки первого слоя 3 мм, сварочный ток для электродов марки УОНИ 13/55-80-100А, диаметр электрода для сварки второго слоя 4 мм, сварочный ток от 130 до 160 А.

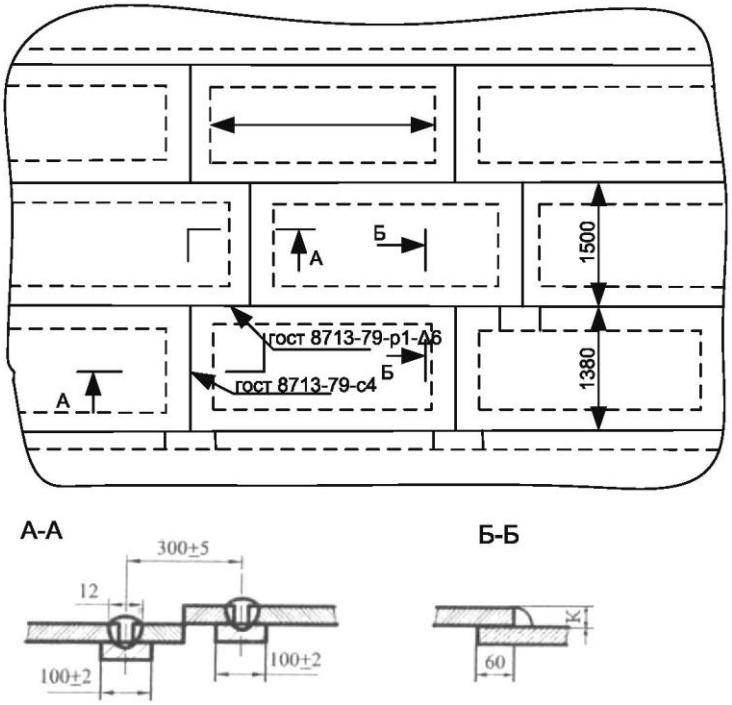


Рисунок 2.17.2.8 – Сварные соединения полотнища днища с нахлестанными соединениями ремонтных карт

2.17.2.2 Полистовой монтаж днища с соединением листов встык

Стыковое соединение листов в пределах карты – полосы и карт – полос между собой делает сборку и сварку полотнища днища значительных размеров работой деликатной и сложной, требующей сварщиков и сборщиков высокой квалификации. Сложность стыкового соединения листовых элементов листовых конструкций больших размеров заключается в накапливании значительных температурных деформаций, неизбежных при сварке металла. Поэтому полистовой монтаж днища с соединением листов встык, несмотря на некоторую экономию металла, применяется крайне редко, лишь при наличии опытного подрядчика, имеющего высококвалифицированных сварщиков и монтажников.

Раскрой листов полотнища при стыковом их соединении несколько отличается от раскроя при нахлесточном соединении и приводится на рисунках 2.17.2.9 – 2.17.2.12. Сборка полотнища производится в соответствии с рисунками 2.17.2.13 – 2.20.1.

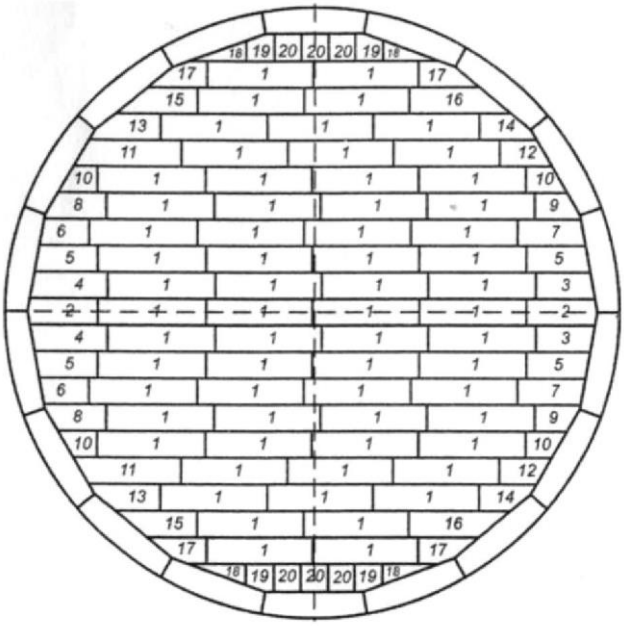


Рисунок 2.17.2.9 – Схема раскроя днища РВС-10000 при соединении ремонтных карт встык

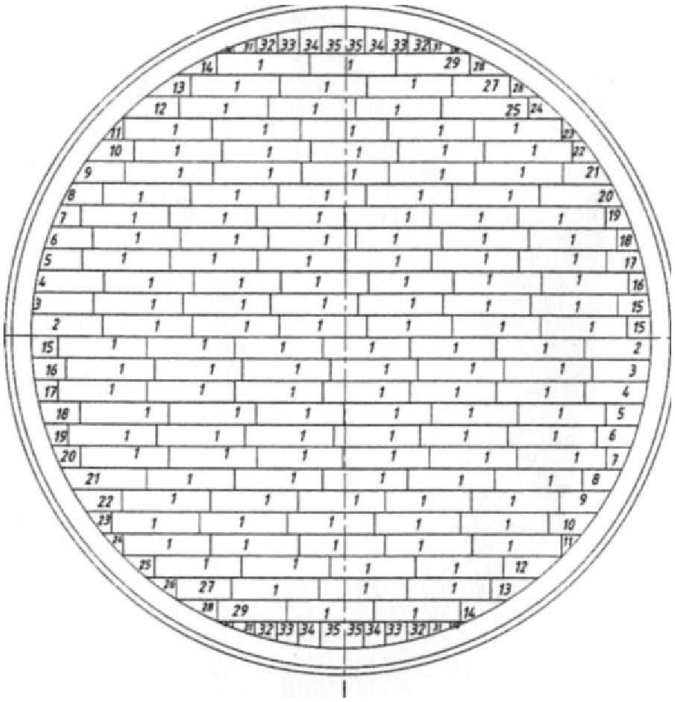


Рисунок 2.17.2.10 – Схема раскроя днища РВС-20000 при соединении ремонтных карт встык

При ремонте с удалением старого днища сборка и сварка нового днища выполняется в той же последовательности, что и при нахлесточном соединении ремонтных карт, отличие состоит лишь в добавлении продольных подкладных пластин шириной (100 ± 2) мм, обеспечивая выступ (50 ± 2) мм. Схема раскладки подкладных пластин под стыки между листами днища показана на рисунке 2.17.2.13. Стыковые соединения на подкладной пластине должны иметь зазор (3 ± 1) мм в соответствии с типом С7 по ГОСТ 8713. Режимы автоматической сварки принимают такими же, что и при сварке нахлесточных соединений.

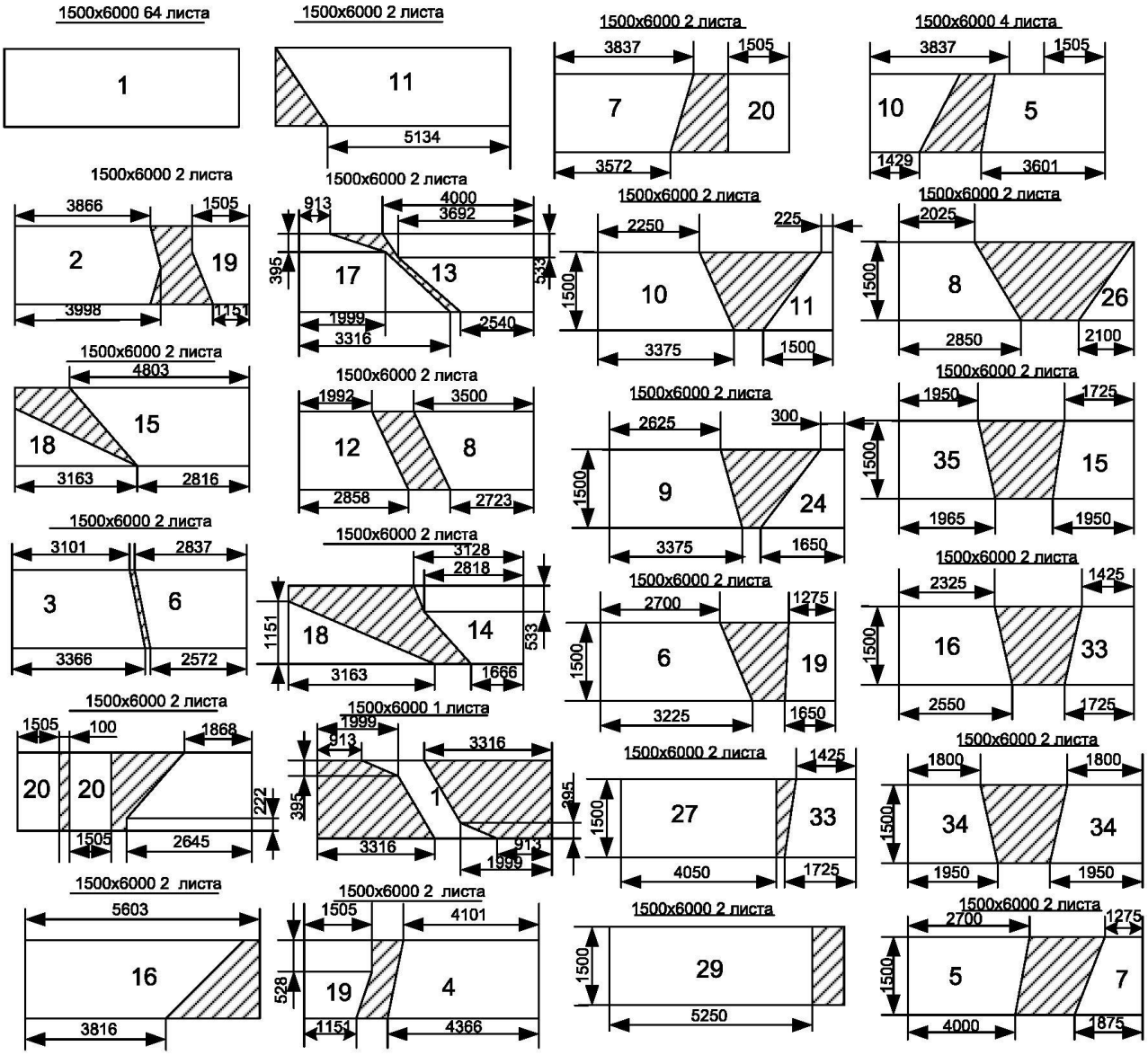


Рисунок 2.17.2.11 – Раскрой листов днища РВС-10000 при соединении ремонтных карт встык

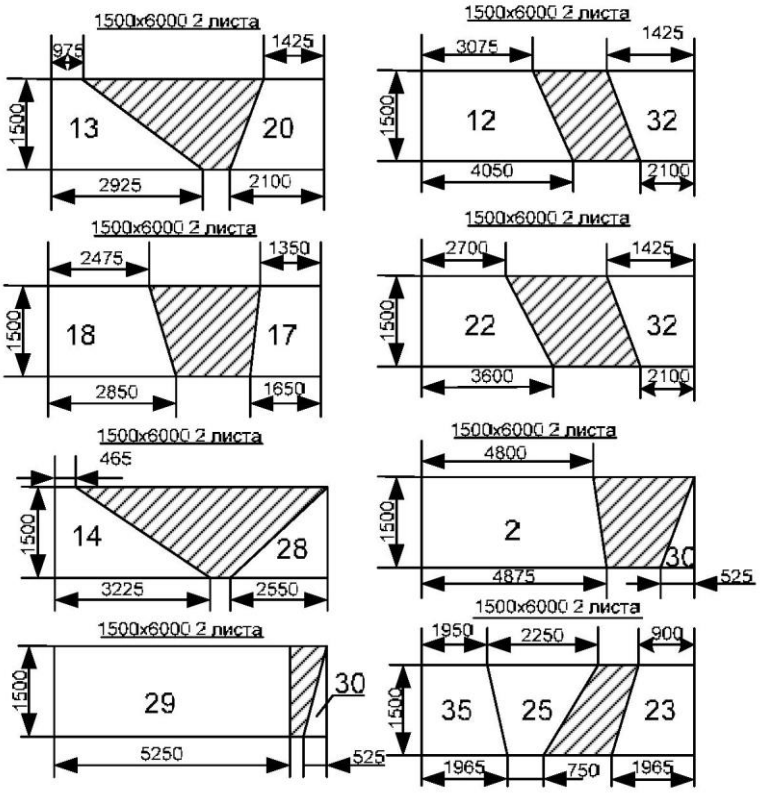


Рисунок 2.17.2.12 – Раскрой листов днища РВС-20000 при соединении ремонтных карт встык

При ремонте без удаления старого днища сборка и сварка нового полотнища производится так же, но в качестве подкладных пластин используется старое днище. При этом старое днище подвергается следующей подготовке к монтажу нового днища:

– отрезается газовой резкой центральная часть днища от окрайки, вырезается по периметру полотнища полоса шириной 500 мм для приварки нового полотнища;

– при наличии хлопунов высотой более 30 мм необходимо отремонтировать днище;

– вычистить днище от грязи, влаги, продуктов коррозии, при необходимости обработать прокорродировавшее днище преобразователем ржавчины.

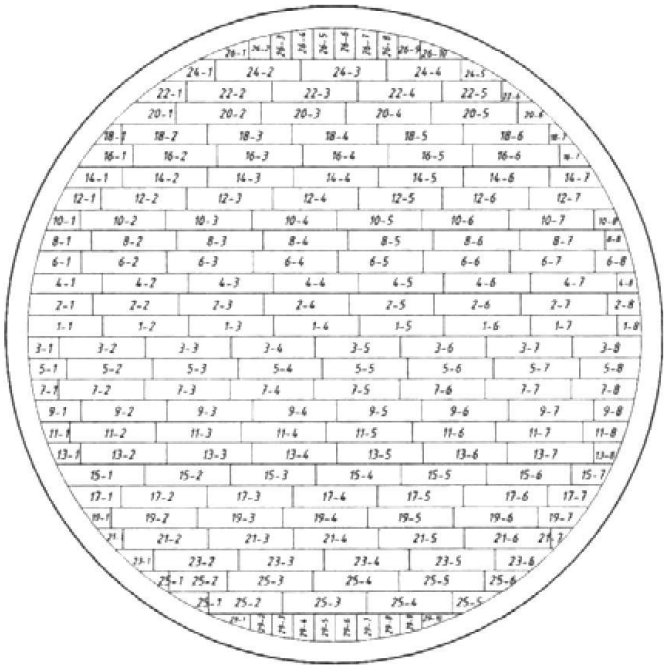


Рисунок 2.17.2.13 – Схема расположения ремонтных карт днища РВС-20000 при соединении их встык

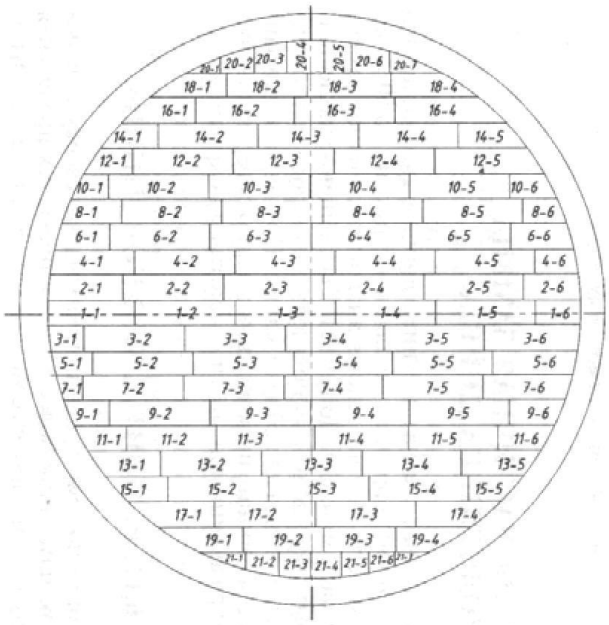


Рисунок 2.17.2.14 – Схема расположения ремонтных карт днища РВС-10000при соединении их встык

2.18 Частичная замена полотнища днища

Частичная замена полотнища днища выполняется при поражении язвенной коррозией металлоконструкций до 50 % наружной поверхности. Ремонт ведется аналогично полной замене днища полистовым методом. Допускается выполнение нахлесточных и стыковых соединений, использование старого полотнища днища в качестве стенда для сборки заплат. При наложении заплат необходимо обработать прокорродировавшую поверхность преобразователем ржавчины или другим защитным покрытием.

2.19 Ремонт хлопунов днища

Согласно действующим нормам для резервуаров, находящихся в эксплуатации более 15 лет, допускается предельная площадь хлопуна 3 м^2 при высоте 200 мм. Если же ремонтом предусматривается защитное лакокрасочное или цинково-алюминиевое покрытие внутренней поверхности стенки и днища, все хлопуны со стрелкой прогиба более 30 мм должны быть исправлены по следующей технологии:

– в центр хлопуна врезается штуцер для закачки песчано-цементного, цементного или бурового раствора. В хлопуны диаметром свыше 5 м можно врезать несколько штуцеров с расстоянием между ними не более 5 м. Конец штуцера должен иметь разъем для обеспечения герметичного соединения с насосом, подающим раствор под давлением;

– процесс закачки раствора контролируют по степени заполнения полости хлопуна. Оценка степени заполнения осуществляется по величине хода полотнища хлопуна в крайних точках. Он должен быть не более 10 мм;

– при ремонте в центральной части днища для удаления воздуха допускается сверлить отверстия диаметром до 10 мм вокруг штуцера на расстоянии не менее 1 000 мм;

– штуцер удаляется после твердения раствора. С целью обеспечения безопасных условий труда удаление штуцера производится отрезным кругом. При элекгродуговой и газовой резке цементный раствор растрескивается. Остатки наплавлений металла сварных швов приварки штуцеров удаляют абразивным инструментом;

– на отверстия, полученные после удаления штуцеров, приваривают накладки размером 200 х 200 мм. Толщину проката и марку стали необходимо выбирать в соответствии с паспортом резервуара. При отсутствии паспорта толщину проката принимают согласно типовому проекту или по результатам измерения толщины днища, а марку стали следует определить проведением химического анализа. При невозможности достоверного определения свойств металла принимают марку стали 09Г2С, а толщину 6 мм.

2.20 Исправление неравномерной осадки РВС

Действующей инструкцией по ремонту резервуаров предусматривается исправление неравномерной осадки осуществлять подъемом резервуаров в следующей последовательности. Резервуар освобождают от нефтепродукта, пропаривают и дегазируют, после чего к стенке резервуара вдоль образующих через 2,5 – 3,0 м приваривают ребра жесткости из двутавра № 20 длиной от 6 до 8 м. Под эти ребра жесткости подводят домкраты и осуществляют подъем. Затем производят ремонт основания и срезают ребра жесткости. Описанный способ требует выполнения большого объема подготовительных работ. Необходимость

обязательной зачистки резервуара, пропарки, приварки ребер жесткости, а в последующем и демонтажа этих ребер - все это тормозит широкое применение способа.

Другой способ ремонта неравномерной осадки резервуара, рекомендуемый действующей инструкцией по ремонту, основан на его подъеме при помощи ложных штуцеров, но он разработан для малогабаритных резервуаров.

Интерес представляет способ подъема РВС мощными гидродомкратами (грузоподъемностью от 30 до 50 тс) с применением инвентарных ребер жесткости, что существенно снижает трудоемкость подготовительных работ. Инвентарные ребра жесткости крепятся к стенке поднимаемого резервуара через крюки, приваренные заранее к стенке. Противники способа высказывают мнение о том, что возникающее моментное напряженное состояние стенки в местах соединения инвентарных ребер жесткости с крюками (см. рисунок 2.20.1), приваренными к стенке РВС, может спровоцировать потерю устойчивости резервуара при подъеме. Однако при строгом соблюдении рекомендованных на рисунке 2.20.2 расстояний риск потери устойчивости стенки резервуара сводится к нулю. Крюки для инвентарных ребер жесткости привариваются к квадратным пластинкам 25 х 25 см, которые привариваются к стенке резервуара по периметру и остаются после ремонта.

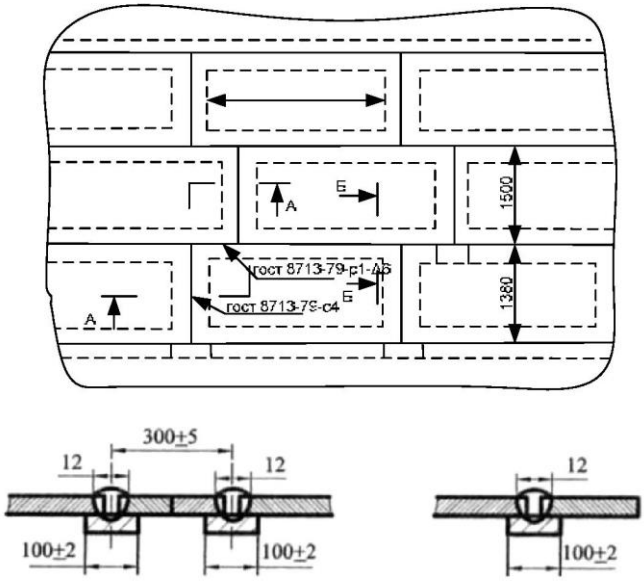


Рисунок 2.20.1 – Сварные соединения со стыковыми

Известен другой способ подъема резервуаров, при котором возле резервуара отрывают приямки, частично разрушают фундаментное кольцо, кладут шпалы (см. рисунок 2.20.3а), на которые устанавливается гидродомкрат. При этом способе требуется удаление значительной части грунта, который за годы эксплуатации уже претерпел основную часть своего уплотнения, кроме того, при разрушении фундаментного кольца удаляется часть арматуры и обычно впоследствии качественно восстановить его не удается. Тем не менее этот метод довольно часто применяется, хотя, по мнению ремонтных служб, он является более опасным (были случаи вырыва домкратов), чем тот, который будет рассмотрен ниже.

Следующий способ относится к группе способов с применением различных вспомогательных устройств (см. рисунок 2.20.3б). Здесь, как и в предыдущем случае, необходимо производить выполнение технологического приямка. Остальные способы этой группы приямка не требуют, необходимо лишь сделать небольшие углубления в фундаментном кольце для установки подъемных устройств.

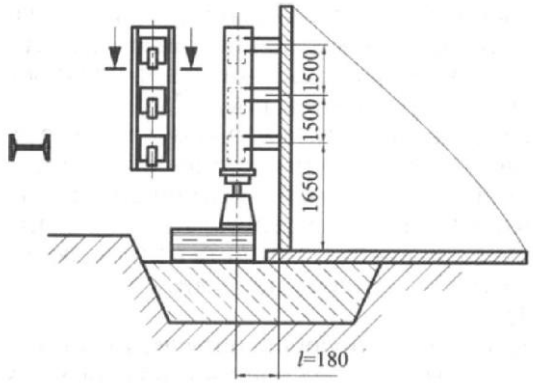
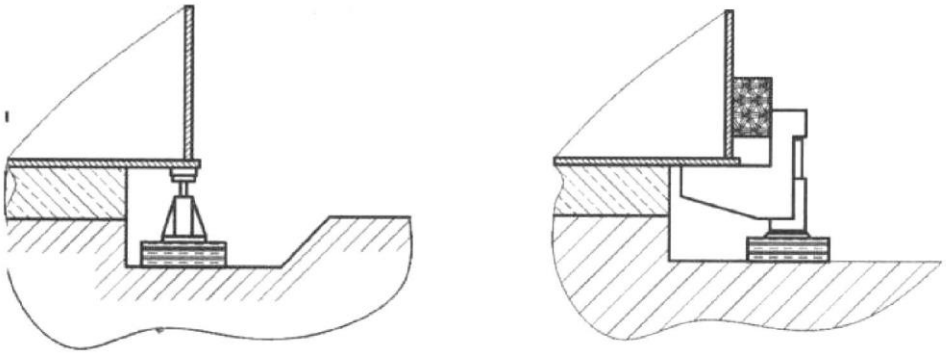


Рисунок 2.20.2 – Способ ремонта РВС с применением инвентраных ребер жесткости



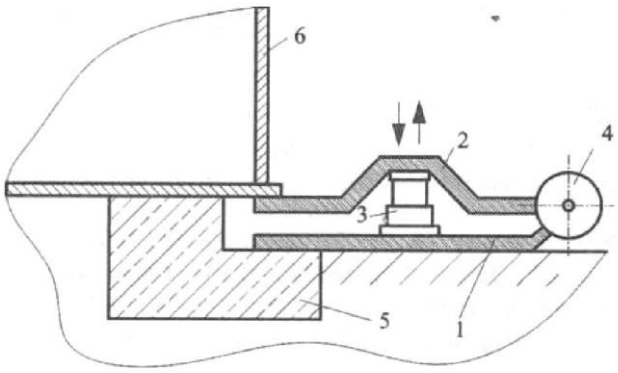
а) **б)**

Рисунок 2.20.3 – Способ ремонта РВС с применением поставок-подъемников

Известна группа способов ремонта, предполагающих не подъем, а опускание части РВС. Для этого снижается плотность грунта насыпного фундамента под приподнятой частью резервуара методом горизонтального бурения либо отрыванием траншеи. При постепенном заполнении резервуара водой производится контроль за деформацией наружного контура днища. При нормализации положения заполнение прекращается.

В организациях нефтедобычи Японии широко используется метод ремонта с использованием воздушной подушки, закрепляемой на первом поясе РВС. Таким методом удается поднять резервуары емкостью до 150 тыс.м^3.

Наибольшее применение в практике ремонта крупногабаритных резервуаров нашел следующий способ. Подъемник типа «ножницы» подводится под стенку резервуара в небольшое углубление, выполненное в фундаментном кольце, и производится подъем одновременно всеми установленными домкратами. Подъем обычно продолжается от двух дней до недели. После чего под днище производится подбивка, и резервуар опускают, затем выполняют гидроиспытания и дефектоскопию. Принцип работы устройства показан на рисунке 2.20.4. Существенным преимуществом метода является то, что в процессе подъема устройство создает момент, направленный в сторону, обратную направлению ожидаемой формы потери устойчивости. Выполнение подъема не требует пропарки резервуара и проведения огневых работ, не нарушает прочностных свойств подстилающих грунтов. Этим методом удалось исправить крен 200 мм с донным остатком 15 см.



1 – неподвижная часть подъемника; 2 – подвижная часть подъемника;
3 – домкрат; 4 – ось вращения; 5 – железобетонное кольцо; 6 – стенка резервуара

Рисунок 2.20.4 – Схема подъема резервуара устройством «ножницы»

Из всех известных нам способов приведенный выше является наиболее эффективным, позволяющим выполнять ремонт в короткие сроки с минимальным разрушением существующих конструкций.

Для резервуаров емкостью менее 5 000 м^3 при осадке более 400 мм допускается выполнять полный ремонт фундамента. Для чего резервуар перемещается волоком на заранее подготовленную площадку при помощи двух трубоукладчиков, удерживающих резервуар за монтажные штуцеры.

Для ремонта РВС-10000, РВС-20000 чаще всего применяют метод с использованием гидравлических домкратов. Рассмотрим пример подъема РВС-20000.

Развертка наружного контура днища резервуара с дефектом типа «крен» представлена на рисунке 2.20.5.

Исправление данного дефекта возможно подъемом (см. рисунок 2.20.6) с последующей подбивкой фундамента грунтом или цементным раствором. Подъем крупногабаритных резервуаров должен осуществляться при помощи гидродомкратов, подведенных под окрайку днища.

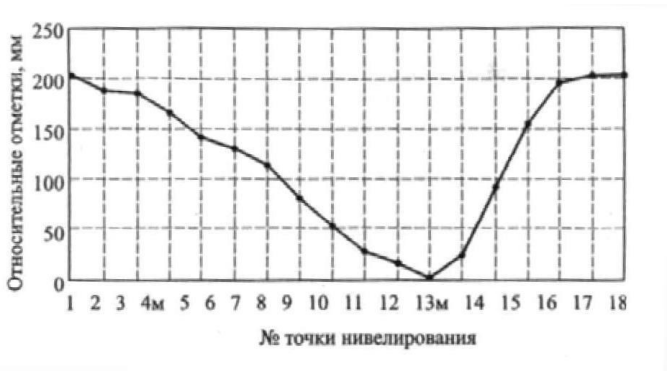


Рисунок 2.20.5 – Результаты нивелирования наружного контура днища резервуара с неравномерной осадкой типа «крен»

Рисунок 2.20.6 – Схема расположения крупногабаритного резервуара при помощи гидродомкратов

Ремонтные работы включают:

а) установку временного репера на расстоянии не менее 20 м от стенки резервуара, разбивку геодезической сети, нивелировку наружного контура днища, приемо-раздаточной арматуры и фундаментов, выполнение теодолитной съемки отклонений образующих стенки резервуара от вертикали. При нивелировке наружного контура днища количество стоянок нивелира не должно быть более четырех, невязка при замыкании контура не должна превышать 2 мм;

б) установку подъемных устройств. Подъемные устройства независимо от конструкции необходимо устанавливать по периметру резервуара через 6 м, но не более чем через 10 м, со смещением относительно вертикальных сварных швов стенки не менее 0,5 м. Запрещается устанавливать подъемные устройства возле монтажного сварного шва ближе чем на 1 м. При исправлении крена суммарная грузоподъемность применяемых устройств должна составлять не менее 80 % веса поднимаемого резервуара. Необходимо учитывать, что при подъеме реальное усилие на домкрате, полученное расчетным путем, обычно получается на 20 % – 30 % меньше паспортного усилия гидродомкрата, в зависимости от применяемого типа маслонасоса. При использовании подъемных устройств типа «ножницы» в фундаментном кольце следует выполнить углубления глубиной 100 мм и шириной 455 мм. Гидродомкраты необходимо оборудовать манометрами и вентилями для обеспечения контроля за усилием и возможности проведения подъема в любом сочетании нагружающих устройств, но не менее трех гидродомкратов одновременно. Смонтировать маслопроводы высокого давления;

в) проведение на каждом этапе контроля за высотой подъема оптическим или гидравлическим нивелиром. Предпочтительнее использовать комплект гидравлических нивелиров с одной емкостью и 12 измерительными мензурками, закрепленными у вертикальных сварных швов, в этом случае ответственный производитель работ получает возможность непосредственного оперативного контроля за ходом подъема РВС;

г) выполнение отрыва днища резервуара от основания одновременно всеми домкратами. После подъема на 30 – 40 мм подъем приостановить и установить наборные подставки из стального листа 200 х 200 мм толщиной 10 мм через 3 м под окрайку по периметру резервуара. Необходимое положение резервуара (рисунок 2.20.7) достигается переключением домкратов в различных сочетаниях, но не менее трех гидродомкратов одновременно. Запрещается включать отдельно один гидродомкрат на полную мощность во избежание разрушения фундаментного кольца. Запрещается оставлять гидросистему подъемных устройств под давлением более 10 мин;

д) после каждого этапа подъема проведение опускания на стальные наборные подставки и периодическое сравнение полученной кривой деформации контура днища с требованиями нормативных документов;

е) проведение подбивки при подъеме резервуара на 30 – 40 мм выше проектной отметки супесчаным грунтом, пропитанным битумом, либо цементным раствором под давлением. Подбивка смесью под днищем производится трамбовками вертикальными слоями, за пределами днища – горизонтальными слоями. Опыт показал, что эффективно использование способа подбивки окрайки бетонной смесью под давлением через штуцер с внутренней стороны резервуара и устройством соответствующей опалубки снаружи РВС.

ж) составление акта на скрытые работ:

– на бетонирование фундаментного кольца;

– на восстановление отмостки;

– на исправление крена (с приложением к акту результатов нивелировки).

2.21 Ремонт крыши РВС

Основными дефектами крыш резервуаров являются сквозные прожоги сварных соединений листов настила, свищи, вмятины. Такие серьезные повреждения, как коррозионные повреждения ферм каркаса жесткости крыши, существенно снижающие ее сопротивление внешним воздействиям, на практике практически не встречаются.

Сквозные дефекты сварных соединений, нарушающие герметичность крыши, устраняются накладкой заплат. Размеры вмятин на крыше резервуаров не ограничиваются нормативно-технической документацией, но поскольку они являются местами скопления атмосферных осадков, то рекомендуется при окрашивании РВС на поверхность вмятины наносить дополнительный слой защитного покрытия.

2.22 Контроль качества ремонтных работ, испытание резервуаров, приемка резервуаров после ремонта

2.22.1 Контроль качества сборочных и сварочных работ при ремонте резервуаров проводится в соответствии с требованиями ТНПА. Объем и методы контроля сварных швов указываются в проектной документации либо в технологии ремонта.

2.22.2 Контроль качества сварных соединений включает:

– наружный осмотр мест и элементов исправления в процессе сборки, сварки резервуаров с измерением сварных швов;

– проверку сварных соединений неразрушающими методами контроля;

– окончательное испытание резервуара на прочность, устойчивость и герметичность.

2.22.3 Наружному осмотру подвергаются 100 % всех сварных соединений, выполненных при ре-

монтных работах. Осмотр производят невооруженным глазом и в сомнительных участках через лупу 6 – 8-кратного увеличения.

2.22.4 Сварные соединения по внешнему виду должны удовлетворять требованиям ТКП 45-5.04-41, ГОСТ 5264, ГОСТ 8713, ТКП 45-5.04-49 (см. 1.3.12.1 – 1.3.13.2 части II настоящего технического кодекса).

2.22.5 Сварные стыковые и нахпесточные соединения стенки, сваренные сплошным швом с наружной стороны и прерывистым с внутренней, могут проверяться на герметичность путем обильного смачивания их керосином. Контролируемую сторону шва очищают от грязи и ржавчины и окрашивают водной суспензией мела. Окрашенная поверхность должна просохнуть.

Шов смачивают керосином посредством опрыскивания не менее двух раз струей под давлением из краскопульта, бачка керосинореза или паяльной лампы. Допускается протирать швы 2-3 раза тряпкой, обильно смоченной керосином.

Сварные соединения стенки с днищем проверяют на герметичность вакуум-камерой или керосином. В последнем случае сварное соединение с внутренней стороны резервуара окрашивается водной суспензией мела или каолина, и после ее высыхания сварные соединения с наружной стороны опрыскивают керосином. Шов обрабатывают керосином не менее двух раз с перерывом 10 мин.

Испытания на герметичность двусторонних нахлесточных сварных соединений и стыковых швов, сваренных на остающейся подкладке, осуществляются введением керосина под давлением от 0,1 до 0,2 МПа в зазор между листами или подкладкой планкой через специально просверленные отверстия. Отверстия после проведения испытания заваривают. Перед заваркой отверстия пространство между листами должно быть продуто сжатым воздухом.

На поверхности, окрашенной меловым раствором, после смачивания керосином не должно появляться пятен в течение 12 ч, а при температуре ниже 0 °С – в течение 24 ч.

В зимних условиях для ускорения процесса контроля разрешается смачивать сварные соединения керосином, предварительно нагретым до температуры от 60 °С до 70 °С, в этом случае процесс контроля герметичности сокращается до 1 ч.

2.22.6 Испытание на герметичность сварных соединений днища резервуаров проводится вакуум- методом.

2.22.7 Контролю вакуум-методом подвергают сварные соединения днищ, центральной части плавающей крыши и понтона (нахлесточные и угловые соединения). Контролируемый участок сварного соединения и основного металла шириной до 150 мм с обеих сторон от шва очищают от шлака, масла, грязи и пыли, смачивают индикаторным мыльным раствором (при положительной температуре) или раствором лакричного корня (при отрицательной температуре). Индикаторный раствор, нанесенный на шов, должен быть свободен от пузырьков воздуха. Водный раствор мыла должен применяться только при температуре не ниже минус 20 °С. Водный же экстракт лакричного корня представляет собой универсальный пенообразующий индикатор как в летнее, так и в зимнее время. Введение в него солей хлористого натрия или хлористого кальция позволяет вести работы по испытанию на герметичность при температуре наружного воздуха до минус 35°С.

На контролируемый участок плотно устанавливают вакуум-камеру, которую подключают к вакуум-насосу.

Разрежение в камере должно составлять не менее 66,5 кПа для сварных соединений листов толщиной 4 мм и не менее 80,0 кПа для соединений листов большей толщины. Перепад давления контролируют при помощи вакуум-манометра.

При проверке герметичности сварных соединений на поверхности шва, покрытой индикаторным раствором, не должны появляться пузыри.

В местах сквозных дефектов возникают пульсирующие (лопающиеся, вновь возникающие и снова лопающиеся) пузырьки.

В местах мельчайших сквозных дефектов обнаруживаются скопления мелких нелопающихся пузырьков.

2.22.8 Испытание на герметичность сварных соединений закрытых коробов понтона и плавающих крыш проводят путем нагнетания в них воздуха компрессором до избыточного давления 1 кПа с одновременным намазыванием всех наружных швов мыльным раствором или другим пенным индикатором.

До начала пневматических испытаний необходимо сварные соединения очистить от шлака и загрязнений, проверить соединения простукиванием металла в зоне шва, тщательно осмотреть их и устранить выявленные дефекты.

Герметичность сварных соединений открытых коробов понтона проверяют вакуум-камерой или керосином.

2.22.9 Испытания на герметичность сварных соединений кровли и обвязочного уголка проводят одним из следующих способов: вакуум-камерой, керосином или внутренним избыточным давлением воздуха.

При испытании сварных соединений керосином его впрыскивают под давлением во все нахлесточные соединения изнутри резервуара с нижней стороны кровли. При этом сварные соединения кровли с наружной стороны окрашивают водной суспензией мела или каолина.

Испытания сварных соединений кровли сжатым воздухом проводятся путем создания внутреннего из-

быточного давления при наполнении герметически закрытого резервуара водой до уровня не менее 1 м или посредством нагнетания воздуха компрессором внутрь резервуара, залитого водой на высоту не менее 1 м, до получения в обоих случаях избыточного давления, превышающего эксплуатационное на 10 %, а для резервуаров повышенного давления – на 25 %.

Для регулирования избыточного давления в кровлю резервуара вваривают специальные трубопроводы. Избыточное давление в резервуаре следует контролировать по показаниям водяного манометра во всех случаях, когда вода (или воздух) поступает и когда подача воды (воздуха) прекращена, так как давление в резервуаре может повышаться в результате повышения температуры наружного воздуха или под влиянием нагрева солнечными лучами.

При испытании сжатым воздухом сварные соединения кровли снаружи смачивают мыльным раствором или другим пенным индикатором.

Примечания

1 Контроль швов кровли в зимних условиях рекомендуется проводить керосиновой пробой.

2 В резервуарах повышенного давления конструкций (типа ДИСИ и «Гибрид») в процессе испытания герметичности кровли на избыточное давление необходимо при достижении эксплуатационного давления проявлять осторожность (медленно повышать давление) во избежание потери устойчивости торцовой части.

2.22.10 Обнаруженные в процессе испытания на герметичность дефекты в сварных соединениях отмечают мелом или краской, удаляют на длину дефектного места плюс 15 мм с каждого конца и заваривают вновь.

Исправленные дефекты в сварных соединениях должны быть вновь подвергнуты повторному контролю на герметичность. Исправлять одно и то же дефектное место разрешается не более двух раз.

Примечания

1 Исправление негерметичных сварных соединений зачеканкой запрещается.

2 Обнаруженные дефекты в сварных соединениях кровли резервуара (неповышенного давления) устраняют повторной подваркой без удаления дефектных участков.

2.22.11 Отремонтированные участки сварных стыковых соединений окраек днища и вертикальных стыковых соединений первого пояса и 50 % соединений второго, третьего и четвертого поясов (преимущественно в местах пересечений этих соединений с горизонтальными) резервуаров и более подвергаются неразрушающим методам контроля.

Примечания

1 Неразрушающие методы контроля осуществляются до гидравлического испытания резервуара.

2 Допускается контроль швов ультразвуковым методом с последующим радиографическим контролем дефектных и сомнительных мест.

3 В резервуарах вместимостью до 1 000 м^3 с разрешения главного инженера организации допускается контроль качества сварных швов керосином.

4 Сварные соединения двух нижних поясов стенки резервуаров вместимостью 2 000 м^3 и более, изготовленных из кипящей стали, после текущего или капитального ремонта должны подвергаться 100%-ному радиографическому контролю.

2.22.12 Если при радиографическом контроле будут обнаружены недопустимые дефекты, то необходимо выявить границы дефектного участка путем дополнительного контроля вблизи мест с выявленными дефектами. Если при дополнительном контроле будут также обнаружены недопустимые дефекты, то контролю подвергаются все сварные соединения.

Выявленные дефектные сварные соединения или их участки должны быть исправлены и вновь проварены. Исправлять одно и то же дефектное место разрешается не более двух раз.

2.22.13 Окончательные испытания резервуара на прочность, устойчивость и герметичность проводят в случае текущего или капитального ремонта основания, днища, окрайков, стенки, покрытия и анкерных устройств (за исключением работ по герметизации и устранению мелких дефектов отдельных мест кровли, днища и верхних поясов стенки) посредством заполнения резервуара водой на полную высоту и создания соответствующего избыточного давления и вакуума в соответствии с требованиями ТКП 45-5.04-41.

2.22.14 Контроль геометрической формы стенки после исправления значительных выпучин и вмятин осуществляется путем измерения отклонения середины и верха каждого пояса по отношению к вертикали, проведенной из нижней точки первого пояса в местах исправлений. Измерения отклонений стенки резервуара от вертикали при наполнении его до расчетного уровня проводят по отвесу, геодезическими и другими способами.

2.22.15 Качество ремонта металлического понтона (плавающей крыши) и уплотняющего затвора проверяют путем подъема и опускания понтона при заполнении резервуара водой.

При подъеме и опускании понтона (плавающей крыши) ведется контроль за работой уплотняющего затвора с целью выявления возможного заклинивания, неплотного прилегания, перекосов и неплавного его хода.

Места дефектов фиксируют и устраняют.

2.22.16 После выполнения комплекса окончательных испытаний и при отсутствии дефектов в виде свищей, трещин, вмятин или значительных деформаций, превышающих допустимые согласно требованиям ТКП 45-5.04-41, испытание считается законченным и в установленном порядке составляется акт о сдаче

резервуара в эксплуатацию.

2.22.17 Резервуар принимают в эксплуатацию после текущего и капитального ремонтов комиссией, определенной организацией.

2.22.18 Резервуар после ремонтных работ принимают на основе действующих ТНПА.

В зависимости от типа ремонтных работ прилагается следующая документация:

– дефектная ведомость (при нескольких дефектах);

– чертежи, необходимые при ремонте;

– ППР по ремонту резервуара или технологическая карта (технология) ремонта отдельных мест или узлов;

– документы (сертификаты соответствия и другие документы), удостоверяющие качество металла, электродов, электродной проволоки, флюсов, клея и прочих материалов, примененных при ремонте;

– акты приемки основания и гидроизолирующего слоя;

– копии удостоверений (дипломов) о квалификации сварщиков, проводивших сварку конструкции при ремонте, с указанием присвоенных им цифровых или буквенных знаков;

– акты испытания сварных соединений днища, стенки, кровли, понтона (плавающей крыши) на герметичность;

– заключения по качеству сварных соединений стенки и окрайков днища со схемами расположения мест контроля при физических методах контроля;

– журнал проведения ремонтных работ, журнал сварочных работ и другие документы, указывающие атмосферные условия в период ремонта;

– документы о согласовании отклонений от чертежей и ППР, если при ремонте такие отклонения были допущены;

– результаты нивелирной съемки по наружному контуру днища и самого днища; результаты измерений геометрической формы стенки, в том числе и местных отклонений;

– результаты измерений местных отклонений кровли (для резервуаров повышенного давления);

– результаты измерений зазоров между стенкой и понтоном (при замене элементов стенки и коробов понтона);

– результаты измерений вертикальности установки направляющих понтона (плавающей крыши);

– акт на устройство антикоррозионного покрытия анкерных болтов в случае их ремонта;

– документы, подтверждающие марку бетона, примененного для ремонта железобетонных плит фундаментов противовеса;

– акт на послойное трамбование грунта над плитами-противовесами;

– акт опробования оборудования (клапанов, задвижек и т. п.);

– градуировочная таблица после ремонта резервуара, связанного с изменением его объема;

– акт проверки омического сопротивления заземления.

Комиссией составляется акт о приемке и вводе резервуара в эксплуатацию с приложением документации на выполненные работы.

Акт на приемку резервуара утверждает директор (главный инженер) организации, эксплуатирующей резервуар.

Документация на приемку и выполненные работы по ремонту резервуара хранится вместе с паспортом.

3 Карты примерных исправлений дефектов в стальных цилиндрических резервуарах

Карты примерных исправлений дефектов в стальных цилиндрических резервуарах распространяются на все случаи устранения дефектов (трещин, непроваров, вмятин и т. п.), обнаруженных в период их эксплуатации. Они разрабатываются организациями, проводящими ремонтные работы.

Карты являются иллюстрированным дополнением общих указаний, приведенных в настоящем Руководстве.

В картах приводят наиболее часто встречающиеся случаи образования дефектов в конструкциях металлических резервуаров и дают примеры устранения этих дефектов.

Приложение А
(справочное)

Геометрические характеристики стальных резервуаров для хранения нефти и нефтепродуктов

Таблица А.1 – Оптимальные параметры вертикальных резервуаров с плавающей крышей

Номинальный объем, м^3	Диаметр, м	Высота стенки, м	Хранимая жидкость
1 000	12,3	9	Нефтепродукты
2 000	15,3	12	Нефтепродукты
3 000	19,0	12	Нефтепродукты
5 000	22,8	12	Нефтепродукты
10 000	28,5	18	Нефтепродукты
20 000	40,0	18	Нефть или нефтепродукты
40 000	56,9	18	Нефть
50 000	60,7	18	Нефть
100 000	85,3	18	Нефть
150 000	102,6	18	Нефть

Таблица А.2 – Оптимальные параметры вертикальных резервуаров со стационарными крышами и резервуаров с металлическими понтонами

Номинальный объем, м^3	Диаметр, м	Высота стенки, м	Хранимая жидкость
100	4,7	6,0	Нефтепродукты
200	6,6	6,0	Нефтепродукты
300	7,6	7,5	Нефтепродукты
400	8,5	7,5	Нефтепродукты
700	10,4	9,0	Нефтепродукты
1 000	10,4	12,0	Нефтепродукты
2 000	15,2	12,0	Нефтепродукты
3 000	19,0	12,0	Нефтепродукты
5 000	21,0	15,0	Нефтепродукты
10 000	28,5	18,0	Нефть или нефтепродукты
20 000	40,0	18,0	Нефть или нефтепродукты
30 000	45,6	18,0	Нефть или нефтепродукты
50 000	60,7	18,0	Нефть или нефтепродукты

Таблица А.3 – Оптимальные параметры и конструктивные решения горизонтальных резервуаров (наземное расположение)

Номинальный объем, м^3	Диаметр, м	Длина, м	Конструктивное решение		Хранимая жидкость
			конструкция торцовых стенок	внутреннее давление, кПа	
3	1,4	2,0	Плоские	40	Нефтепродукты
5	1.9	2,0	Плоские	40	Нефтепродукты
10	2,2	3,3	Конические	70	Нефтепродукты
10	2,2	2,8	Плоские	40	Нефтепродукты
25	2,8	4,8	Конические	70	Нефтепродукты
25	2,8	4,3	Плоские	40	Нефтепродукты
50	2,8	9,6	Конические	70	Нефтепродукты
50	2,8	9,0	Плоские	40	Нефтепродукты
75	3,2	9,7	Конические	70	Нефтепродукты
75	3,2	9,0	Плоские	40	Нефтепродукты
100	3,2	12,7	Конические	70	Нефтепродукты

Окончание таблицы А.3

Номинальный объем, м^3	Диаметр, м	Длина, м	Конструктивное решение		Хранимая жидкость
			конструкция торцовых стенок	внутреннее давление, кПа	
100	3,2	12,0	Плоские	40	Нефтепродукты
500	6,0	18,0	Плоские	20	Нефтепродукты
1 000	6,0	35,8	Плоские	20	Нефтепродукты

Таблица А.4 – Оптимальные параметры вертикальных резервуаров

Номинальный объем, м^3	Диаметр, м	Высота, м	Внутреннее давление, кПа	Хранимая жидкость
200	10,4	3,0	2	Нефтепродукты
400	10,4	4,5	2	Нефтепродукты
700	14,6	4,5	2	Нефтепродукты
1 000	14,6	6,0	2	Нефтепродукты
2 000	26,5	4,5	2	Нефтепродукты
3 000	26,5	6,0	2	Нефтепродукты
5 000	34,2	6,0	2	Нефтепродукты

Приложение Б
(справочное)

Химический состав марок стали

Марка стали	Содержание элементов, %									
	C	Mn	Si	S	P	Cr	Ni	Cu	V	N
СТ3сп	0,2	0,4 – 0,65	0,15 – 0,30	0,045	0,04	Не более 0,3	0,3	–	–	–
ВСТ3пс	0,14 – 0,22	0,4 – 0,65	0,05 – 0,17	0,05	0,04	0,3	0,3	0,3	–	–
ВСТ3сп	0,14 – 0,22	0,4 – 0,15	0,12 – 0,3	0,05	0,04	0,3	0,3	0,3	–	–
18 сп	0,14 – 0,22	0,5 - 0,8	0,15 – 0,3	0,45	0,04	Не более 0,3	0,3	–	–	–
20пс	0,17 – 0,24	0,35 – 0,65	0,05 – 0,17	0,04	0,04	Не более 0,3	0,25	–	–	–
20кп	0,17 – 0,24	0,25 – 0,5	Не более 0,07	0,04	0,04	Не более 0,3	–	–	–	–
0,9Г2С	0,12	1,3 – 1,7	0,5 – 0,8	0,04	0,035	Не более 0,3	0,3	–	–	–
09Г2	0,12	1,4 – 1,8	0,17 – 0,37	0,04	0,035	Не более 0,3	–	–	0,07 – 0,3	0,12
16Г2АФ	0,14 – 0,2	1,3 – 1,7	0,2 – 0,6	0,04	0,035	0,04	0,3	0,15	–	–
10Г2ФБ	0,09 – 0,12	1,55 – 1,75	0,15 – 0,35	не более 0,006	не более 0,02	не более 0,3	не более 0,3	не более 0,3	0,09 – 0,12	не более 0,012

Приложение В
(справочное)

Механические свойства марок стали

Марка стали	Толщина листа, мм	Временное сопротивление, МПа	Предел текучести, МПа	Относительное удлинение, %	Ударная вязкость, Дж/см^2		
					+20	-20	-40
СТ3сп	До 12	370	225	22	–	–	–
СТ2кп	До 20	320 – 410	215	33	–	–	–
СТ3кп	До 20	360 – 460	235	27	–	–	–
СТ3пс	До 20	370 – 480	245	26	69	29	–
СТ3сп	До 20	370 – 480	245	26	69	29	–
18сп	До 20	370 – 540	235	25	–	29	–
20 пс	До 20	410	245	25	–	–	–
09Г2С	До 20	470	325	21	59	–	34
09Г2	До 20	440	305	31	–	–	29
16ГАФ	До 32	590	445	20	–	–	39
10Г2ФБ	До 32	590	440	20	–	–	–

Приложение Г
(обязательное)

Периодичность технического обслуживания основного оборудования резервуаров

Наименование оборудования	Периодичность осмотров и характер работ в период осмотров
1 Люк замерный	При каждом пользовании, но не реже 1 раза в месяц
2 Люк световой	Осмотр (без вскрытия) не реже 1 раза в месяц и при каждом вскрытии
3 Дыхательный клапан	В соответствии с инструкцией завода-изготовителя, но не реже 2 раз в месяц в теплое время года и не реже 1 раза в 10 дней в холодной время. При температуре воздуха ниже минус 30°С – через 3 – 4 дня
4 Гидравлический (предохранительный) клапан	В соответствии с инструкцией завода-изготовителя, но не реже 2 раз в месяц в теплое время года и не реже 1 раза в 10 дней в холодное время года
5 Диск отражатель	1 раз в 6 месяцев
6 Вентиляционный патрубок	1 раз в месяц
7 Пеногенераторы	1 раз в месяц
8 Пенопроводы и система орошения	1 раз в месяц
9 Приборы для измерения уровня	В соответствии с инструкцией завода-изготовителя, но не реже 1 раза в месяц
10 Приемо-раздаточные патрубки	Каждый раз при приеме-отпуске, но не реже 1 раза в месяц
11 Перепускное устройство на приемо-раздаточном патрубке	Каждый раз при приеме-отпуске, но не реже 1 раза в месяц
12 Задвижка (запорная)	Каждый раз при приеме-отпуске, но не реже 1 раза в месяц
13 Сифонный кран	Каждый раз при приеме-отпуске, но не реже 1 раза в месяц
14 Молниезащита и заземление	Не реже одного раза в год, измерения – летом, при сухой почве.
15 Миксер	Не реже 1 раза в месяц
16 Затвор плавающей крыши понтона	Каждый раз при приеме-отпуске, но не реже 1 раза в неделю

Приложение Д
(обязательное)

Указания по осмотрам резервуаров

Д.1 При осмотре каждого вида резервуарного оборудования необходимо:

– проверять герметичность разъемных соединений (фланцевых, резьбовых, сальниковых), а также мест примыкания арматуры к корпусу резервуара;

– следить за исправным состоянием замерного люка, его шарнира и прокладочных колец, исправностью резьбы барашка, направляющей планки, плотностью прилегания крышки;

– обеспечить в дыхательном (механическом) клапане, рассчитанном на давление до 2 кПа, плавное движение тарелок клапанов и плотную посадку их в гнезда; не допускать примерзания тарелок клапанов к гнездам; в зимнее время поддерживать в чистоте сетки клапанов и освобождать их от инея и льда; в клапанах НДКМ, КДС и др. не допускать разрыва фторопластового покрытия, значительного обледенения внутренней поверхности, негерметичности фланцев, смотрового люка клапанов, обрыва цепочки, зарастания импульсной трубки инеем, льдом, засорение пылью, разрыва мембраны, неисправности пружины амортизатора;

– следить за исправностью дыхательных (механических) клапанов, рассчитанных на давление 0,07 МПа, в соответствии с инструкцией завода-изготовителя.

В процессе эксплуатации дыхательные клапаны должны периодически осматриваться и регулироваться в соответствии с инструкцией завода-изготовителя, при этом следует проверять целостность фторопластового покрытия, мембран, тарелок, а в зимнее время очищать внутренние поверхности ото льда и инея;

– в предохранительном (гидравлическом) клапане проверять качество и проектный уровень масла, поддерживать горизонтальность колпака, содержать в чистоте сетчатую перегородку. В клапанах КПГ в зимнее время очищать внутреннюю поверхность колпака от инея и льда с промывкой в теплом масле. В мембранных клапанах следить за состоянием мембраны, чистотой соединений, каналов, уровней рабочей жидкости в блок-манометре;

– следить за горизонтальностью положения диска-отражателя, прочностью его подвески;

– следить за исправным состоянием и герметичностью огневого предохранителя, обеспечивая герметичное прилегание кассеты к прокладке в корпусе, чистоту пакетов с гофрированными пластинами, не допускать засорение их пылью, инеем; следить за плотностью и непроницаемостью крышки огневого предохранителя и фланцевых соединений; обнаруженные при осмотре предохранителя поврежденные пластины немедленно заменить новыми;

– следить за исправным состоянием и герметичностью пеногенераторов; в пенозливной камере проверять наличие и исправность диафрагмы и гаек с прокладками на концах пенопроводов. Следить за плотностью соединения пенокамеры с резервуаром, за прочностью прикрепления пенопроводов к корпусу резервуара, в пеногенераторах ГПСС-2000, ГПСС-600, ГПСС-200 необходимо следить за правильностью положения герметизирующей крышки (прижатие должно быть равномерным и плотным), деталей, за целостностью сетки кассет, следить, нет ли внешних повреждений, коррозии на проволоке сетки (в случае обнаружения признаков коррозии кассета подлежит замене);

– проводить контрольную проверку правильности показаний приборов измерения уровня и других средств измерения в соответствии с инструкцией завода-изготовителя;

– в пробоотборнике стационарного типа проверять исправность ручного насоса и клапанов воздушной и гидравлической систем, следить, нет ли на наружной части узла слива пробы следов коррозии, грязи и т. п.; следить за плотным закрытием крышки пробоотборника;

– в приемо-раздаточных патрубках проверять правильность действия хлопушки или подъемной (шарнирной) трубы (подъем должен быть легким и плавным); следить за исправным состоянием троса и креплением его к лебедке; следить за герметичностью сварных швов приварки укрепляющего кольца и фланца, патрубков, а также плотностью фланцевых соединений;

– проверять исправность работы хлопушки с управлением в приемо-раздаточном патрубке путем ее открытия и закрытия; управление хлопушкой должно осуществляться легко, без заеданий;

– на резервуарных задвижках в зимнее время проверять состояние надежного утепления и в необходимых случаях во избежание их заморожения дренировать из корпуса задвижки скопившуюся воду, выявлять наличие свищей и трещин на корпусе задвижек, течей через фланцевые соединения; отсутствие пропуска (прилегание плашек можно определить при разборке задвижки), свободное движение маховика по шпинделю, своевременную набивку сальников;

– в сифонном кране проверять, нет ли течи в сальниках крана (поворот крана должен быть плавным, без заеданий); следить, чтобы в нерабочем состоянии приемный отвод находился в горизонтальном положении, а спускной кран был закрыт кожухом на запоре;

– следить за состоянием окрайков днища и уторного сварного шва (нет ли трещин, свищей, про- корродированных участков); отклонения наружного контура окраек по высоте не должны превышать величин,

указанных в части II настоящего ТКП;

– следить за состоянием сварных швов, заклепочных соединений резервуара (нет ли отпотеваний, течи, трещин в швах, в основном металле вблизи заклепок и сварных швов);

– следить за состоянием люка-лаза (фланцевого соединения, прокладки, сварных соединений);

– по устройствам «Радиус», «Квант», «Уровень», «Утро-3», СУУЗ и другим следить за их исправностью в соответствии с инструкцией завода-изготовителя;

– следить за состоянием отмостки (нет ли просадки, растительного покрова, глубоких трещин); должен быть отвод ливневых вод по лотку;

– по канализационной сети резервуарного парка следить за наружным и внутренним состоянием трассы, дождеприемных и специальных колодцев (нет ли повреждений кладки стен в местах входа и выхода труб, хлопушки, в тросе хлопушки, не переполнены ли трубы, не завалены ли грунтом или снегом); следить за состоянием крышек колодцев.

Д.2 При обслуживании понтона нужно проверять:

– горизонтальность поверхности понтона; герметичность коробов, наличие в них продукта;

– надежность крепления и нет ли повреждений проводов для отвода статического электричества. При обнаружении на понтоне нефтепродукта последний удаляют и выясняют причину неисправности. Если это нарушение вызвано заплескиванием нефтепродукта, то необходимо исключить возможность попадания воздушных пробок в подводящий к резервуару трубопровод.

При нарушении герметичности центральной части понтона или коробов плавающей крыши резервуара необходимо освободить резервуар от нефтепродукта и устранить выявленные дефекты.

Д.3 При обслуживании вертикальных резервуаров повышенного давления должна быть обеспечена горизонтальность опорных столиков под анкерный болт. Анкерные болты не должны иметь искривлений, трещин, коррозионных каверн. Над гайкой должны быть три свободные нитки резьбы. При обслуживании оборудования резервуаров должны быть обеспечены:

– свободный подъем, опускание и плотное прилегание клапана-вентиля;

– плотное прилегание всасывающего клапана;

– чистота поверхности, полное сечение отверстий и целостность сетки фильтра;

– плотность прилегания и целостность прокладки горловины резервуара.

Д.4 При обслуживании подогревателей в резервуарах с подогревом нефтепродукта необходимо проверять:

– исправность и герметичность змеевиковых пароподогревателей (обнаруженные при осмотре повреждения конструкции подогревателей немедленно устранить);

– следить за исправностью средств электроподогрева в соответствии с инструкцией завода- изготовителя.

Д.5 Внутренний осмотр резервуара проводится после полного освобождения его от продуктов и отсоединения трубопроводов путем установки заглушек, зачистки, промывки, пропарки и полной дегазации резервуара.

При внутреннем осмотре проверяются:

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

– исправность внутреннего оборудования;

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

– состояние внутреннего антикоррозионного покрытия или элементов протекторной защиты.

Приложение Е
(обязательное)

Журнал осмотров резервуаров

Номер по порядку	Цех №, Резервуарный парк №	№ и тип резервуара	Дата осмотра	Результат осмотра	Отметка об устранении неисправностей	Ф.И.О., подпись ответственного лица	Примечание
1	2	3	4	5	6	7	8

Приложение Ж
(рекомендуемое)

Форма акта обследования и отбраковки элементов резервуара

Утверждаю
Главный механик
_____
(подпись, инициалы, фамилия)
«____»_____20___г.

АКТ
обследования и отбраковки элементов резервуара
№_____ объекта_____
«_____»_____20____г.

Наименование элементов резервуаров	Метод контроля	Результат обследования	Примечание
1 Кровля, плавающая крыша или понтон	Внешний осмотр, замер толщин листов ультразвуком или засверловкой	Указать наличие трещин, свищей, отпотин, выпучин и др. дефектов или их отсутствие, отметить коррозионное состояние поверхностей	
2 Фермы РВС	Осмотр, замер толщин	Указать степень коррозионного износа, состояние сварных швов	
3 Стенка	Внешний осмотр, замер толщин листов, контроль вертикальности и геометрической формы	Указать наличие трещин, свищей, отпотин, выпучин и др. дефектов или их отсутствие, отметить коррозионное состояние поверхностей	
4 Днище	Осмотр, нивелировка окрайка или середины днища, замер толщины листов	Указать коррозионное состояние, наличие хлопунов, их количество и размеры, толщину листов	
5 Сварные швы	Осмотр, просвечивание или проверка ультразвуком	Указать количество проверенных швов и их место расположения, основные дефекты	
6 Арматура и другое оборудование	Осмотр; для задвижек – испытание на прочность и плотность	Указать на наличие или отсутствие пропуска жидкости или неисправность	
7 Отмостка, обвалование	Осмотр	Указать состояние, наличие отклонений от норм	
8 Заземление и молниезащита	Осмотр	Указать результаты измерения сопротивления и отметить исправность или неисправность	

К акту прилагаются:

1 Развертки элементов резервуара с указанием мест обнаружения дефектов, мест, пораженных коррозией (указать вид коррозии – сплошная, точечная, язвенная), мест расположения замера толщин листов.

2 Заключение о качестве сварных соединений по результатам радиографического контроля с указанием номеров пленок, мест просвечивания рентгено-, гамма-лучами или другими неразрушающими методами контроля сварных швов.

3 Протоколы невелировки окрайки или середины днища, акты проверки заземления и молниезащиты, проверки вертикальности стенки и геометрической формы.

4 Другие документы (схемы, чертежи, протоколы), отражающие объем и результаты обследования.

Комиссия _____

Приложение К
(рекомендуемое)

Рекомендации по составлению отчета о техническом состоянии и показателях назначения резервуара по результатам диагностики

К.1 Согласно программе технического диагностирования указывается используемое оборудование и приборы.

К.2 Указывается использованная литература и нормативно-техническая документация.

К.3 По результатам обследования, дефектоскопии и расчетов составляется заключение о техническом состоянии и показателях назначения резервуара.

К.3.1 В заключении указываются технические данные и характеристики объекта диагностики:

Месторасположение _____

Наименование _____

Изготовлен (а) _____

Пущен (а) в эксплуатацию _____

Заводской № _____

Регистрационный № _____

Рабочее давление, МПа _____

Рабочая температура, °С _____

Среда _____

(наименование и характеристика среды)

Размеры, мм:

– внутренний диаметр обечайки корпуса и днищ _____

– исполнительная толщина стенки (обечаек) корпуса _____

– исполнительная толщина стенки днища _____

– исполнительная толщина стенки крыши _____

– высота (длина) аппарата _____

Материальное исполнение (марки стали):

– обечайки корпуса _____

– днища _____

– патрубков, люков и штуцеров _____

– крыши _____

– крышек люков, заглушек, штуцеров _____

Даты очередных обследований и ремонта _____

Результаты обследований за период эксплуатации _____

_____

(указать, какие дефекты выявлены, были ли аварии)

Последнее испытание было выполнено _____

(дата)

После изготовления на заводе-изготовителе выполнена дефектоскопия сварных швов в объеме ___ %, по методам контроля _____

В соответствии с паспортными данными аппарат ремонту с применением сварочных работ _____.

(не подвергался/подвергался)

_____

(если подвергался, то указать: когда, по какой причине и какой ремонт проводился)

К.3.2 В случае недостаточности анкетной информации о проектных данных, особенно о марке стали, из которой изготовлен резервуар, об этом делается запись в заключении и даются рекомендации по восстановлению недостающей информации.

К.3.3 В заключении далее приводятся:

К.3.3.1 виды и характер обнаруженных дефектов в конструктивных элементах и оборудовании резервуара, при этом особо выделяются дефекты, возникшие после предыдущего обследования резервуара;

К.3.3.2 результаты измерения фактической толщины стенки;

К.3.3.3 результаты расчетов напряжений в элементах резервуара при заданной нагрузке или допустимой (максимальной) высоте заполнения.

К.3.4 Должны производиться следующие расчеты:

К.3.4.1 расчет напряжений на уровне каждого пояса на гидростатическое и избыточное давление (для резервуаров с понтоном и плавающей крышей избыточное давление равно нулю);

К.3.4.2 расчет на устойчивость стенки;

К.3.4.3 расчет допустимого максимального уровня взлива;

К.3.4.4 расчет максимального заполнения водой при гидравлическом испытании (при необходимости). В расчетах по возможности необходимо учитывать коэффициенты концентрации напряжений, а также

использовать показатели механических свойств стали с учетом изменения их в процессе длительной эксплуатации резервуара.

К.3.5 В заключении полученные при диагностике данные измерений и расчетов сравниваются с допустимыми значениями соответствующих величин. К ним прежде всего относятся:

К.3.5.1 толщина стенки по поясам, настила кровли и днища;

К.3.5.2 отклонения образующих от вертикали;

К.3.5.3 осадка основания и хлопуны на днище;

К.3.5.4 напряжения в стенке по поясам и в узле сопряжения стенки с днищем;

К.3.5.5 механические свойства стали и марки стали.

К.3.6 Приводится перечень приборов, использованных при диагностике с указанием погрешности измерений и сроков их поверки.

К.3.7 В заключении дается прогноз об остаточном ресурсе (сроке службы) резервуара в целом или его отдельных элементов (стенка, кровля, днище) по коррозионному износу и усталости металла.

Резервуары, работающие с числом циклов до 15 раз в год, практически не испытывают повреждений усталостного характера, поэтому на малоцикловую усталость не рассчитываются.

К.3.8 В особых случаях выполняются исследования трещиностойкости стали и оценки механических свойств стали и сварных соединений, а также химический анализ стали. Необходимость выполнения этих работ определяется каждый раз на месте ответственным исполнителем, исходя из цели диагностического контроля. Обычно это делается в случаях крупных аварий, пожаров, а также при необходимости получения информации об изменениях свойств стали при эксплуатации резервуара.

К.3.9 При диагностическом контроле оцениваются возможные значения показателей назначения резервуара в случае продолжения его эксплуатации:

К.3.9.1 максимальная высота заполнения;

К.3.9.2 допустимая скорость истечения нефтепродукта в резервуар;

К.3.9.3 давление в газовом пространстве;

К.3.9.4 другие показатели (при необходимости).

К.3.10 Производится оценка электростатической искробезопасности в резервуаре, оценивается эффективность протекторов (при их наличии). Эти показатели закладываются в основу при составлении технологической карты эксплуатации резервуара.

К.3.11 К заключению прилагаются:

К.3.11.1 техническая характеристика оборудования;

К.3.11.2 результаты технического диагностирования со ссылкой на индивидуальную программу технического диагностирования проведения работ;

К.3.11.3 схема оборудования с нанесенными на ней зонами контроля толщины стенки, твердости и металлографии, а также участками сварных швов, которые подвергались дефектоскопии;

К.3.11.4 заключение (протокол) о контроле сварных швов с указанием метода дефектоскопии, ее результатов и приложением схемы с нанесенными на ней участками сварных швов, подвергнутых дефектоскопии (если такой контроль проводился);

К.3.11.5 результаты исследования металла (если проводились);

К.3.11.6 результаты поверочного расчета на ЭВМ, результаты расчета оформляются в соответствии с ГОСТ 27691

К.3.11.7 результаты оценки остаточного ресурса для основных несущих элементов оборудования и условия, обеспечивающие его выполнение.

К.3.12 На основании технического обследования, анализа результатов обследования и расчетов остаточного ресурса в отчете даются заключения:

К.3.12.1 резервуар годен, со сроком эксплуатации __ лет;

К.3.12.2 резервуар пригоден к дальнейшей эксплуатации после выполнения ремонтных работ, со сроком эксплуатации ___ лет. Качество проведенных ремонтных работ должно быть документально подтверждено;

К.3.12.3 резервуар можно эксплуатировать при пониженной нагрузке (расчет высоты налива), со сроком эксплуатации __ лет;

К.3.12.4 резервуар не пригоден к дальнейшей эксплуатации.

К.3.13 Отчет включает следующие заключения:

К.3.13.1 по результатам исследования визуально-оптического контроля; по результатам измерений толщин стенок, днища и других несущих элементов;

К.3.13.2 по результатам контроля ультразвуковой дефектоскопии;

К.3.13.3 по результатам контроля гамма- или рентгенографией;

К.3.13.4 по геометрической форме резервуара и нивелированию днища;

К.3.13.5 по состоянию основания и отмостки;

К.3.13.6 по исследованию твердости металла и сварных швов;

К.3.13.7 по исследованию структуры металла (металлографии);

К.3.13.8 по другим исследованиям физико-механических свойств металла (при необходимости);

К.3.13.9 по расчетам на прочность;

К.3.13.10 по прогнозу остаточного ресурса.

В отчете приводятся необходимые схемы с указанием мест контроля: днища, обечайки, уторного кольца, крыши и др.

Начальник лаборатории _____ _____
(подпись) *(ФИО)*

Ответственный исполнитель

(уд. № _____выдано _____) _____ _____
(подпись) *(ФИО)*

Дефектоскопист 2 Ур.

(уд. № _____выдано _____) _____ _____
(подпись) *(ФИО)*

Приложение Л
(обязательное)

Перечень основных проверок технического состояния понтона (плавающей крыши) и устранение неисправностей

Л.1 Визуальный осмотр поверхности понтона проводится через люк-лаз в третьем поясе резервуара (в нижнем положении понтона), а осмотр плавающей крыши - с верхней площадки резервуара.

При этом проверяются:

– плотность прилегания уплотняющего затвора понтона или плавающей крыши к стенке резервуара, к центральной стойке или другим направляющим стойкам, трубам пробоотборника ПСР, УДУ;

– наличие отпотин или нефтепродукта на поверхности понтона, плавающей крыши или в коробах;

– горизонтальность поверхности понтона (отсутствие видимого крена);

– надежность крепления к понтону или плавающей крыше и исправность проводов для отвода статического электричества;

– исправность катучей лестницы, водоспуска и другого оборудования, установленного на плавающей крыше.

Л.2 Полный осмотр понтона или плавающей крыши производится при ремонте при положении их на настенных кронштейнах или опорных стойках.

При этом необходимо проверить:

– чистоту поверхности понтона или плавающей крыши - отсутствие продуктов коррозии, грязи;

– толщину металла коробов и центральной части плавающей крыши или понтона;

– состояние несущих конструкций плавающей крыши или понтона (ферм, прогонов, балок, щитов, настила);

– сварные швы коробов и центральной части понтона или плавающей крыши;

– исправность оборудования, установленного на понтоне или плавающей крыше (клапанов, УДУ, ПСР и др.);

– исправность работы конструкций уплотняющего затвора, состояние петлевого затвора между понтоном или плавающей крышей и стенкой резервуара;

– исправность устройства для отвода статического электричества, устройства водоспуска, катучей лестницы и других устройств плавающей крыши.

Л.3 При капитальном ремонте резервуаров с плавающей крышей или понтоном, в случае ремонта понтона или плавающей крыши, необходимо выполнить следующие замеры:

– отклонений от вертикали направляющих стоек плавающей крыши или понтона. Вертикальность направляющих плавающей крыши (понтона) проверяется с помощью отвеса, опущенного от верха направляющей до верха коробов;

– отклонений от вертикали наружного кольцевого листа коробов плавающей крыши или понтона. Измерение отклонений производится с помощью отвеса и линейки с миллиметровыми делениями;

– отклонений от горизонтальности верхних кромок наружных кольцевых листов коробов плавающей крыши (понтона). Горизонтальность верхних кромок кольцевых листов определяется нивелировкой. Нивелировка производится на каждом коробе не менее чем в трех точках;

– отклонение величин зазоров между наружным кольцевым листом короба плавающей крыши или понтона и стенкой резервуара (против каждого вертикального шва стенки). Отклонения не должны превышать данных таблицы 1.

Л.4 Обследование резервуаров с понтоном из синтетических материалов типа ПСМ включает в себя:

– проверку соответствия типа материала понтона и хранимого в резервуаре продукта;

– не разрешается в резервуаре с понтоном ПСМ хранение ароматических углеводородов (бензола, толуола, других растворителей и спиртов);

– проверку соответствия условий работы понтона требованиям проекта (температура хранимого продукта не должна превышать плюс 40 °С);

– осмотр заземляющего устройства для защиты от статического электричества, который проводится при каждом ремонте понтона или резервуара. Сопротивление заземляющего устройства допускается не более 10 Ом;

– проверку максимально допустимой высоты налива в резервуаре и скорости наполнения (опорожнения) его продуктом в соответствии с требованиями проекта или инструкцией по монтажу и эксплуатации таких понтонов;

– визуальный осмотр неметаллического понтона через световой люк-лаз, при котором проверяется отсутствие нефтепродуктов на поверхности ковра, видимого крена понтона, зазора между затвором и стенкой резервуара, разрывов ковра, обрывов токоотводов заземления.

Л.5 Полный осмотр неметаллического понтона внутри резервуара производят на опорном устройстве (по мере надобности).

При этом проверяется:

– герметичность швов ковра и отсутствие разрывов в нем и затворе;

– отсутствие зазора между затворами и стенкой резервуара (при наличии зазора последний измеряется по ширине и длине);

– степень изношенности затвора (затвор считается изношенным, если трущаяся о стенки резервуара резиновая обкладка износилась до обнажения тканевого материала);

– работоспособность уровнемера, плавность хода поплавка и измерительной ленты, исправность короба прибора, отсутствие обрыва токоотводов заземления.

Л.6 При осмотре понтонов типа ПСМ в период текущего или капитального ремонтов, кроме проверок операций по Л.5, необходимо проверить:

– состояние стенок резервуара (недопустимы острые выступы, наличие приваренных деталей и другие дефекты, препятствующие движению понтона);

– ширину зазора между кольцом жесткости понтона и стенкой резервуара в 8 – 12 точках; допускаемые величины отклонений – см. таблицу Л.1;

– плотность прилегания затвора к стенке резервуара, в местах деформации стенки допускается зазор между затвором и стенкой резервуара не более 10 % от площади зазора между кольцом жесткости понтона и проектным положением стенки резервуара.

Л.7 Вопросы обследования и отбраковки понтонов из алюминия или других материалов (например, из пенополиуретана) должны найти отражение в заводских инструкциях по техническому надзору за такими резервуарами; в них должны быть сформулированы указания по техническому надзору, ревизии, отбраковке с учетом конструктивных особенностей и требований проекта на специальные понтоны.

Л.8 Плавающие крыши и понтоны, вновь устанавливаемые или прошедшие ремонт, необходимо испытать на герметичность с учетом следующих требований:

– днища плавающих крыш и понтонов проверяют вакуум-камерой, смазывая участки швов длиной не более 1 м мыльным раствором при положительных температурах и раствором лакричного корня с солью хлористого кальция - при отрицательных температурах (15 г концентрированного раствора лакричного экстракта на 1 л раствора хлористой соли). Разрежение в камере должно быть не менее 0,067 МПа для сварных соединений листов толщиной до 4 мм и не менее 0,08 МПа для соединений листов большей толщины. Появление пузырьков указывает на наличие неплотностей;

– сварные соединения стенки с днищем проверяются вакуум-камерой.

Для ускорения проверки можно смачивать швы керосином, подогретым до 60 °С – 70 °С.

В процессе монтажа или ремонта для резервуаров с плавающей крышей или понтоном после проверки и испытаний на герметичность должны быть представлены: техническая документация на конструкцию уплотняющего затвора и акты испытаний на герметичность коробов плавающей крыши или понтонов.

Л.9 Гидравлические испытания резервуаров с понтоном или плавающей крышей после капитального ремонта производят без уплотняющих затворов с тщательным наблюдением за работой катучей лестницы, дренажного устройства, направляющих стоек.

Скорость подъема (опускания) понтона или плавающей крыши при гидравлических испытаниях не должна превышать эксплуатационную.

Л.10 По мере подъема и опускания плавающей крыши в процессе гидравлического испытания производят:

– зачистку шлифовальной машинкой внутренней поверхности стенки от брызг наплавленного металла, заусенцев и других острых выступов;

– замеры зазоров между верхней кромкой наружной стенки коробов плавающей крыши или понтона и стенкой резервуара. Замеры выполняют в зоне стыков между поясами на расстоянии от 50 до 100 мм против каждого вертикального шва стенки (при необходимости - между швами) линейкой с миллиметровыми делениями;

– замеры зазоров между направляющими трубами и патрубками в плавающей крыше (понтоне).

Допустимые отклонения величин зазоров приведены в таблице Л.2.

Л.11 При обследовании резервуаров с плавающей крышей или понтоном необходимо руководствоваться величинами допускаемых отклонений и нормами отбраковки, приведенными в части II настоящего технического кодекса и настоящем подразделе.

Л.12 Допускаемые отклонения при монтаже плавающей крыши (понтона):

Таблица Л.1

Отклонения	Допускаемая величина отклонения, мм
1 Разность отметок верхней кромки наружного вертикального кольцевого листа коробов плавающей крыши (понтона): – для соседних коробов; – для любых других коробов	 30 40
2 Отклонение направляющих плавающей крыши (понтона) от вертикали на всю высоту в радиальном и тангенциальном направлениях	25

Окончание таблицы Л.1

Отклонения	Допускаемая величина отклонения, мм
3 Отклонение зазора между направляющей и патрубком плавающей крыши или понтона (при монтаже на днище)	20
4 Отклонение наружного кольцевого листа коробов плавающей крыши (понтона) от вертикали на всю высоту листа	10
5 Отклонение величины зазоров между наружным кольцевым листом короба плавающей крыши (понтона) и стенкой резервуара (при монтаже на днище)	10
6 Отклонение трубчатых стоек от вертикали при опирании на них плавающей крыши	30

Л.13 Допускаемые величины отклонения образующих стенок от вертикали для резервуаров с плавающей крышей (понтоном) не должны превышать значений, указанных в таблице 11.4; при этом зазор между стенкой резервуара и плавающей крышей или понтоном должен находиться в пределах, обеспечиваемых конструкцией затвора.

Л.14 Допускаемые отклонения величин зазоров, контролируемых при гидравлических испытаниях резервуаров с плавающей крышей или понтоном:

Таблица Л.2

Отклонение	Допускаемая величина отклонения, мм
1 Отклонение величин зазоров между верхней кромкой наружной стенки коробов плавающей крыши (понтона) и стенкой резервуара от номинального значения: – для резервуаров V< 2 000 м^3; – для резервуаров V≥ 2 000 м^3	 ±40 +100, -80
2 Отклонение величин зазоров между направляющими трубами и патрубками в плавающей крыше (понтоне) от номинального значения: – для резервуаров высотой до 12 м; – для резервуаров высотой до 18 м	 ± 12 ± 20

Л.15 Наряду с данными таблиц Л.1, Л.2 следует руководствоваться требованиями проекта по допускаемым величинам отклонений, контролю качества работ и испытанию резервуаров.

Л.16 Плавающая крыша (понтон) подлежит отбраковке и ремонту:

– когда снижена живучесть плавающей крыши (понтона) или нарушена ее герметичность (не допускается заполнение продуктом более двух смежных отсеков понтонного кольца при нарушении герметичности коробов или центральной части);

– когда толщина металла стенок коробов понтонного кольца или центральной части менее 2,0 мм;

– по решению специалистов и лиц, ответственных за безопасную эксплуатацию, при установлении ими неисправностей в системе удаления осадков с плавающей крыши, снижения ее плавучести, устойчивости и в других случаях.

Л.17 Уплотняющий затвор подлежит замене, если трущаяся о стенки резиновая оболочка (затворов мягкого типа) или кольцевая мембрана (затворов механического типа) износилась и не обеспечивает необходимой герметичности.

Л.18 Указания по восстановлению плавучести затонувшего понтона приведены в приложении Х.

Приложение М
(рекомендуемое)

Форма справки анализа воздуха в резервуаре

СПРАВКА № ____
анализа воздуха в резервуаре

Организация _____

Склад нефтепродуктов _____

«__» _____20__ г. в __ ч __ мин

На складе нефтепродуктов в резервуаре № _____
из-под _____ отобрана проба воздуха,
(наименование нефтепродукта)

_____
(метод отбора, наименование и номер прибора)

анализ которой показал содержание:
паров углеводородов: по норме _____ мг/м^3, фактически _____ мг/ м^3;
сероводорода: по норме _____ мг/ м^3, фактически _____ мг/ м^3;
кислорода: по норме _____ мг/ м^3, фактически _____ мг/ м^3.
Справка выдана в __ ч __ мин «__» _____ 20__ г.

Начальник лаборатории _____ _____
(подпись) *(инициалы, фамилия)*

Лаборант _____ _____
(подпись) *(инициалы, фамилия)*

Приложение Н
(рекомендуемое)

Форма журнала учета анализов концентрации паров углеводородов и других газов в резервуарах и производственных помещениях

ЖУРНАЛ
учета анализов концентрации паров углеводородов и других газов в резервуарах и производственных помещениях

Организация _____
Склад нефтепродуктов _____

Начат _____
Окончен _____

Номер справки, отобранной пробы и анализа	Дата и время отбора пробы	Хранилище (помещение), откуда отобрана проба	Место отбора пробы из хранилища	Из-под какого нефтепро-дукта	Результаты анализа (концентрация паров), мг/л		
					Углево-дород	Сероводо-род	Кислород
1	2	3	4	5	6	7	8

Метод проведения анализа, наименование и номер прибора	Фамилия лаборанта, отбиравшего пробы и проводившего анализ	Подпись лаборанта	Дата, время выдачи справки	Должность и фамилия лица, получившего справку	Подпись лица, получившего справку	Примечание
9	10	11	12	13	14	15

Приложение П
(рекомендуемое)

Форма акта на выполненную зачистку резервуара

Организация _____
Склад нефтепродуктов _____

УТВЕРЖДАЮ
Руководитель
_____
(подпись, инициалы, фамилия)
«__» _____ 20__ г.

АКТ
на выполненную зачистку резервуара № _____
«__» _____ 20__ г.

Комиссия в составе: главного инженера организации (начальника цеха)
_____
инженера по охране труда _____
представителя товарного цеха _____
провела осмотр _____
(наименование и номер резервуара)
после зачистки из-под _____
(наименование нефтепродукта)
для заполнения _____
(наименование нефтепродукта)
Качество выполнения зачистки _____
(оценка)
Соответствует требованиям ГОСТ 1510 _____

Начальник цеха (участка) _____ _____
(подпись) *(ФИО)*
Представитель товарного цеха _____ _____
(подпись) *(ФИО)*
Представитель лаборатории _____ _____
(подпись) *(ФИО)*

Приложение Р
(обязательное)

Форма паспорта цилиндрического вертикального резервуара

ПАСПОРТ
цилиндрического вертикального резервуара

Паспорт на резервуар должен содержать сведения, отражающие техническую характеристику, техническое состояние и данные по обследованию, ремонту.

1 Емкость _____

2 Проект, по которому изготовлен _____
(*номер типового проекта*
_____
или организация, выполнившая индивидуальный проект)

3 Тип (марка) _____
(тип или марка: сварной, клепаный, полистовой сборки или рулонного типа, с понтоном,
_____
плавающей крышей, с газоуравнительной системой и другими особенностями особенностями)

4 Дата составления паспорта _____

5 Лицо, ответственное за эксплуатацию _____
(номер приказа, должность, Ф.И.О.)

6 Место установки _____
(наименование организации, цеха, объекта)

7 Назначение _____

8 Хранимый продукт _____
(плотность, удельный вес, коррозионность,
_____
температура вспышки паров, токсичность и др.)

9 Технологические параметры:
избыточное давление под кровлей _____
допускаемый вакуум _____
установленный уровень налива _____
максимальная скорость наполнения и опорожнения _____
оборачиваемость (за год) _____

10 Основные размеры элементов резервуара:
вместимость (фактическая), куб.м _____
вес резервуара, т _____
высота резервуара, м _____
высота стенки, м _____
диаметр, м _____
толщина листов по поясам, мм _____

Номер пояса, начиная снизу	Толщина листов каждого пояса по проекту	Действительная толщина пояса	Марка материала и ГОСТ
I			
II			
III			
IV			
V			
VI			
VII			
VIII			
IX			
X			
XI			
XII			

11 Тип кровли _____

(тип, марка стали, толщина листов)

12 Понтон или плавающая крыша _____

(тип, материалы, толщина листов коробов, центральной

_____

части, количество направляющих, тип уплотняющего затвора и др.)

13 Днище _____

(марка стали, толщина листов окрайки и центральной части,

_____

наличие и тип антикоррозионного покрытия)

14 Наименование организации, выполнившей рабочие чертежи КМ и номера чертежей _____

_____

15 Наименование завода-изготовителя конструкций _____

16 Наименование строительно-монтажных организаций, участвовавших в возведении резервуара:

1_____

2_____

3_____

и т.д.

17 Отклонения от проекта:

1 по днищу_____

2 по кровле_____

3 по стенке и др._____

18 Перечень установленного на резервуаре оборудования:

Наименование	Кол-во, шт.	Дата установки	Краткая техническая характеристика, размеры, мм
1 Клапан предохранительный			
2 Клапан дыхательный			
3 Люк замерный			
4 Люк световой			
5 Люк-лаз			
6 Прибор для замера уровня			
7 Кран сифонный			
8 Пеногенератор			
9 Пенопровод			
10 Задвижка коренная			
11 Молниезащита			
12 Лестницы, мешалки и другое оборудование			

а также:

– наличие другого специального оборудования (размывающие головки, отражающие диски и др.)

_____

– наличие и тип подогревательных устройств_____

19 Наличие и вид внутренних покрытий или антикоррозионной защиты (дата нанесения)

_____

20 Наличие и тип теплоизоляции (дата монтажа) _____

21 Дата начала монтажа _____

22 Дата окончания монтажа _____

23 Даты начала и окончания испытания резервуара в целом и результаты испытания

_____

(номера актов испытания, даты, результаты)

24 Даты начала и окончания испытания резервуара в целом и результаты испытания

_____

25 Даты приемки резервуара и сдачи его в эксплуатацию

_____

(даты ввода в эксплуатацию, первого наполнения резервуара продуктом)

26 Подписи представителей заказчика и строительно-монтажных организаций

_____

(перечислить)

27 Записи о проведенных проверках работы понтона или плавающей крыши, их уплотняющих затворов или другого специального оборудования _____

(дата, результаты)

28 Записи о проведении обследования (результаты нивелировки и проверок осадки резервуара, отклонений от вертикали, толщинометрии, качества сварных швов и др.)

_____

29 Записи о проведенных специальных обследованиях _____

(дата, результаты)

30 Запись об авариях, ремонтах и реконструкциях _____

31 Перечень приложенных к паспорту документов:

1) технический паспорт на понтон или плавающую крышу, а также документация на уплотняющие затворы (для резервуаров, имеющих плавающую крышу или понтон);

2) деталировочные чертежи (развертки боковой поверхности стенки, днища, кровли с указанием толщин листов);

3) заводские сертификаты соответствия на изготовленные стальные конструкции;

4) документы о согласовании отступления от проекта при монтаже;

5) акты приемки скрытых работ (дата и номер);

6) документы (сертификаты соответствия и др.), удостоверяющие качество сварочных материалов, применяемых при монтаже;

7) журнал сварочных работ;

8) схемы геодезических замеров при проверке разбивочных осей и установке конструкции – для вновь вводимого резервуара (для находящегося в эксплуатации – результаты проведенной нивелировки днища и его окрайки);

9) акты испытания резервуара;

10) документы по результатам испытаний сварочных монтажных швов (дата и номер);

11) описи удостоверений (дипломов) о квалификации сварщиков;

12) заключения по просвечиванию сварных монтажных швов (со схемами расположения мест просвечивания);

13) акты приемки смонтированного оборудования (дата и номер);

14) документы о результатах проверок и обследований (рекомендации, заключения и др.).

Примечания

1 По мере установки на резервуар оборудования в процессе эксплуатации все сведения об этом оборудовании необходимо внести в паспорт, а также сведения о замене ранее установленного оборудования.

2 Для резервуаров, находящихся в эксплуатации и не имеющих отдельных сведений по исполнительной документации, заполнение соответствующих граф проводить при ремонтах.

3 В случае усиления стенки резервуара (например, кольцевыми бандажами), в паспорте делают запись о проведенном усилении, о количестве установленных кольцевых бандажей, о допустимом уровне наполнения усиленного резервуара и сроке его обследования.

Приложение С
(обязательное)

Форма акта сдачи резервуара в ремонт

Организация _____
Цех _____

АКТ №
сдачи резервуара в ремонт
от «_____» _____20_____г.

Настоящий акт составлен о том, что закончены работы по подготовке резервуара №_____объемом_____м^3
к _____ ремонту путем _____
_____
(указывать выполненные операции: освобождение, зачистку, дегазацию, пропарку)

Состояние резервуара после зачистки _____
_____
(указать степень зачистки и готовность его для ведения огневых и др. работ)

Установлены заглушки на _____
_____

Резервуар сдали:

Начальник цеха (участка)
_____
Мастер цеха (участка)
_____

Резервуар приняли:

Ответственные исполнители ремонтной организации
_____
_____

Приложение Т
(рекомендуемое)

Форма акта приемки резервуара из ремонта

УТВЕРЖДАЮ
Главный инженер
_____
«____»_____20____г.

Организация _____
Цех _____

АКТ №
приемки резервуара из ремонта
от «_____»_____20___г.

Настоящий акт составлен о том, что закончены ремонтные работы и произведена приемка резервуара № _____ объемом _____м^3 из _____ ремонта
по «_____» _____ г. согласно дефектной ведомости
№ от «_____» _____20___ г.
и акта обследования и отбраковки от «_____»_____20_____г.
Во время ремонта выполнены следующие работы:
_____
_____

Произведены гидроиспытания _____
(указать при полном или неполном наливе,
_____
время выдержки под наливом, результаты)

Перечень работ, не выполненных по дефектной ведомости, не препятствующих нормальной эксплуатации, с указанием сроков выполнения этих работ _____

Ремонт произведен _____
(указать ремонтирующую организацию)
Качество ремонта _____
(указать оценку выполнения работ)

Ввод резервуара в эксплуатацию _____
(указать: разрешается или не разрешается,
_____
на полном или ограниченном наливе, максимальную высоту налива)

Главный механик _____ _____
(подпись) *(ФИО)*
Руководитель службы технадзора _____ _____
(подпись) *(ФИО)*
Мастер цеха (участка) _____ _____
(подпись) *(ФИО)*
Начальник цеха _____ _____
(подпись) *(ФИО)*
Ответственный исполнитель
подрядной организации _____ _____
(подпись) *(ФИО)*

Приложение У
(справочное)

Удельное объемное электрическое сопротивление нефтепродуктов

Наименование нефтепродукта	Удельное объемное электрическое сопротивление, Ом·м
1 Бензины автомобильные (Н-80, АИ-92)	$9,5 \cdot 10^{9} – 2,5 \cdot 10^{11}$
2 Бензин АИ-98	$2,3 \cdot 10^{9} – 2,8 \cdot 10^{10}$
3 Керосин осветительный	$2,0 \cdot 10^{9} – 3,6 \cdot 10^{11}$
4 Керосин для технических целей	$2,4 \cdot 10^{8}$ -$4,2 \cdot 10^{10}$
5 Топливо дизельное	$3,3 \cdot 10^{8} – 5,1 \cdot 10^{11}$
6 Растворитель (уайт-спирит)	$1,0 \cdot 10^{10} – 1,6 \cdot 10^{12}$
7 Мазут	$3 \cdot 10^{6} – 5 \cdot 10^{10}$
8 Нефть с содержанием воды	$10^{5} – 10^{7}$
9 Нефть (безводная)	$10^{10} – 10^{15}$
10 Бензин АИ-95	$3,5 \cdot 10^{9} – 2,1 \cdot 10^{11}$
11 Топливо реактивное	$1,9 \cdot 10^{10} – 1,6 \cdot 10^{12}$
12 Бензин-растворитель	$10^{10} – 10^{12}$
13 Конденсаторное масло	10^{12}
14 Масло трансформаторное	10^{11}

Приложение Ф
(обязательное)

Указания по дегазации резервуара с понтоном

Ф.1 Дегазация (очистка) резервуара осуществляется при положении понтона на стойках путем пропарки или промывки с последующей вентиляцией.

Ф.2 Для очистки понтона резервуар должен быть освобожден от остатка нефтепродукта, отсоединен от всех трубопроводов, кроме зачистного, а концы трубопроводов должны быть закрыты заглушками с хвостовиком-указателем.

Ф.3 Резервуар необходимо пропарить, подавая пар одновременно под понтоном и над ним через люк-лаз и монтажный люк, расположенные соответственно в первом и третьем поясах стенки; пропарка должна выполняться при одном открытом световом люке. В процессе пропарки пространства над понтоном и под ним должны быть сообщены через отжатый участок затвора кольцевого зазора между стенками резервуара и понтоном, расположенного на противоположной стороне от люков, через которые подается пар. Длина отжатого участка затвора должна быть не менее 10 м. Отжатие затвора от стенки резервуара может быть осуществлено с помощью деревянных клиньев или других отжимных приспособлений. Во время пропарки внутри резервуара необходимо поддерживать температуру в пределах от 60 °С до 70 °С, для синтетических – не более 60 °С. Пропарка должна проводиться до полного удаления паров нефти и нефтепродукта из резервуара (концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре ниже 20 % от НКПВ). Если для подачи используются шланги, то они должны быть оснащены наконечниками из искробезопасного металла. Паропровод и наконечники шлангов должны быть заземлены.

Примечание – Не допускается попадание струи пара на ковер и поплавки из синтетических материалов.

Ф.4 После окончания пропарки резервуар должен быть остужен до температуры не выше 30 °С с проветриванием при открытии всех люков. Далее резервуар должен быть промыт водой путем наполнения его до максимально допустимого уровня с последующим опорожнением или промыт водяной струей (при этом не допускается попадание воды на поверхность понтона).

Ф.5 При выполнении работ по пропарке и вентилированию резервуара с понтоном крышки открытых люков и патрубков должны быть прикреплены к своим фланцам одним или двумя болтами, затянутыми гайками.

Ф.6 Резервуар с понтоном, в котором имеются пирофорные отложения, необходимо пропарить при закрытом нижнем люке и открытых световом и замерном люках. Пар следует подавать одновременно под понтоном и над ним. При этом газовые пространства над понтоном и под ним должны быть сообщены между собой, как указано в Ф.3. По окончании пропарки резервуар должен быть заполнен водой до верхнего уровня, после чего (для обеспечения медленного окисления пирофорных отложений) уровень воды необходимо снижать со скоростью не более 0,5 – 1 м/ч. Удаление пирофорных отложений из резервуара должно проводиться в специально отведенное место. Пирофорные отложения до удаления из резервуара должны сохраняться во влажном состоянии. Пробы пирофорных отложений из резервуара должны отбираться по разрешению главного инженера или руководителя организации специально подготовленными людьми при обязательном присутствии представителя пожарной охраны организации и с соблюдением мер безопасности, изложенных в настоящем техническом кодексе.

Приложение Х
(рекомендуемое)

Указания по восстановлению плавучести (работоспособности) затонувшего понтона

Восстановление плавучести (работоспособности) затонувшего понтона должно осуществляться в следующей последовательности:

– измерить расстояние до поверхности затонувшего понтона через световые люки, при этом необходимо убедиться, что понтон находится на опорных стойках;

– понизить уровень нефти или нефтепродукта в резервуаре до верхней кромки борта понтона путем ее откачки через раздаточный патрубок технологическими насосами, при этом нефть или нефтепродукт из надпонтонного пространства будет поступать в раздаточный патрубок через затворы направляющих стенок и кольцевого зазора между стенкой резервуара и понтоном, а также через направляющие стойки.

При откачке следует:

– ограничить по возможности расход нефти или нефтепродукта;

– установить запасную крышку люка-лаза в третьем поясе с приваренным к ней сливным патрубком диаметром 80-100 мм;

– заполнить резервуар водой до уровня не ниже нижней образующей сливного патрубка запасной крышки люка в третьем поясе, подавая воду в подпонтонное пространство. Во избежание образования статического электричества следует закачивать воду со скоростью 1 м/с. Если при закачке воды понтон всплывает в плоскости раздела вода – нефть, то воду необходимо подавать с помощью шланга также сверху через люк-лаз на центральную часть понтона;

– откачать нефть с поверхности воды через сливной патрубок запасной крышки люка-лаза в третьем поясе;

– дегазировать резервуар путем полного заполнения его водой и последующего опорожнения или путем вентилирования через все открытые люки;

– снизить уровень воды до верхней кромки борта понтона путем слива ее через сифонный кран;

– установить сифонные линии (шланги) для слива воды из отсеков и центральной части понтона в резервуар (рабочий устанавливает сифонные линии изнутри резервуара через люк-лаз), после чего через сифонный кран полностью удалить воду из резервуара. Для ускорения удаления воды могут быть использованы также передвижные насосы и установлены дополнительные сифоны (шланги) через люки в первом и третьем поясах стенки. При установлении сифонных линий должны быть соблюдены требования безопасности, изложенные в настоящем техническом кодексе;

– проверить исправность всех элементов понтона и герметичность швов сварных соединений в соответствии с приложением Ц настоящего технического кодекса.

При отсутствии поврежденных элементов понтона резервуар можно эксплуатировать. При обнаружении повреждений элементов понтона и его негерметичности резервуар выводят из эксплуатации и ремонтируют.

Приложение Ц
(рекомендуемое)

Инструкция по определению герметичности сварных соединений понтонов

Герметичность сварных соединений понтона проверяется внешним осмотром, смачиванием керосином или вакуум-методом.

При проверке герметичности стыкового сварного соединения или нахлесточного соединения, выполненного с одной стороны сплошным швом, а с другой - прерывистым, контролируемая сторона соединения должна быть тщательно очищена от грязи, окалины и окрашена водной суспензией мела или каолина. После высыхания водной суспензии обратная сторона соединения (сварного шва) обильно смачивается керосином не менее двух раз с перерывом 10 мин. На окрашенной водной суспензией мела или каолина поверхности сварного шва не должно появляться пятен в течение 12 ч, а при температуре ниже 0 °С – в течение 24 ч.

Для проверки герметичности двусторонних нахлесточных сварных швов керосин вводится под давлением 0,098 – 0,0196 МПа в зазор между листами через специально просверленное отверстие; после проведения испытания пространство между листами должно быть продуто сжатым воздухом, а отверстие заварено.

При контроле сварных соединений вакуум-методом контролируемый участок сварного соединения и основного металла шириной 150 мм по обеим сторонам от шва очищается от шлака, масла и пыли, смачивается индикаторным мыльным раствором, а при отрицательной температуре – раствором лакричного корня. Далее на контролируемый участок плотно устанавливается вакуум-камера, которая подключается к вакуум-насосу. При проведении испытания разрежение в вакуум-камере должно составлять не менее 0,0665 МПа для сварных соединений стальных листов толщиной 4 мм и не менее 0,08 МПа для соединений стальных листов большей толщины. Отсутствие пузырьков внутри камеры при проведении испытания свидетельствует о достаточной герметичности контролируемого участка сварного соединения.

Библиография

[1] Строительные нормы Беларуси
СНБ 3.02.01-98 Склады нефти и нефтепродуктов

[2] Правила устройства и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов
Утверждены постановлением Министерства по чрезвычайным ситуациям Республики Беларусь от 21 марта 2007 г. № 20

[3] Правила технической эксплуатации складов нефтепродуктов
Утвержденные постановлением Министерства по чрезвычайным ситуациям Республики Беларусь от 30 сентября 2004 г. № 31

[4] Правила устройства электроустановок. ПУЭ.
Приказ концерна «Белэнерго» от 28 января 2005 г. № 380

[5] Правила по обеспечению промышленной безопасности взрывоопасных химических производств и объектов
Утверждены постановлением Министерства по чрезвычайным ситуациям Республики Беларусь от 29 декабря 2017 г. № 54

[6] Типовая инструкция по охране труда при выполнении работ внутри колодцев, цистерн и других емкостных сооружений
Утверждена постановлением Министерства труда и социальной защиты Республики Беларусь от 30 декабря 2008 г. № 214

[7] Инструкция о порядке проведения обязательных медицинских осмотров работающих
Утверждена постановлением Министерства здравоохранения Республики Беларусь от 28.04.2010 г. № 47

[8] Правила охраны труда при работе на высоте
Утверждены постановлением Министерства труда Республики Беларусь от 28 апреля 2001 г. № 52

[9] Перечень вложений, входящих в аптечку первой помощи универсальную
Утвержден постановлением Министерства здравоохранения Республики Беларусь от 04 декабря 2014 г. № 80

[10] Общие требования пожарной безопасности к содержанию и эксплуатации капитальных строений (зданий, сооружений), изолированных помещений и иных объектов, принадлежащих субъектам хозяйствования
Утверждены Декретом Президента Республики Беларусь от 23 ноября 2017 г. № 7

[11] ППБ 2.35-2007 Правила пожарной безопасности Республики Беларусь при добыче нефти и переработке газа
Утверждены Приказом Главного государственного инспектора Республики Беларусь по пожарному надзору от 17 сентября 2007 г. № 138

[12] Строительные нормы и правила
СНиП 3.05.06-85 Электротехнические устройства

[13] Строительные нормы и правила
СНиП 2.09.03-85 Сооружения промышленных предприятий

Руководитель организации – разработчика

Директор ОАО «ГИАП» Н.П. Аняйкина

Заместитель главного инженера –
начальник МнКО ОАО «ГИАП» Н.Н. Городецкий

Исполнитель:

Начальник сектора
МнКО ОАО «ГИАП» О.В. Высоцкая