

**МИНИСТЕРСТВО ТОПЛИВА И ЭНЕРГЕТИКИ  
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ**

Всероссийский научно-исследовательский и конструкторско-технологический институт  
оборудования нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности  
(ВНИКТИнефтехимоборудование)

СОГЛАСОВАНО  
Первый заместитель Председателя  
Госгортехнадзора России  
Е. А. Малов  
(письмо № 02-35/122 от 16.05.94 г.)

УТВЕРЖДАЮ  
Заместитель руководителя  
Департамента нефтепереработки  
В. П. Белов  
16 декабря 1993 г.

---

**ИНСТРУКЦИЯ**  
**по техническому надзору, методам ревизии и отбраковке трубчатых печей,**  
**резервуаров, сосудов и аппаратов**  
**нефтеперерабатывающих и нефтехимических производств**  
**ИТН-93**

---

Волгоград 1995

**Содержание**

[ВВЕДЕНИЕ](#)

[1. ТРУБЧАТЫЕ ПЕЧИ](#)

[1.1. ОБЩИЕ УКАЗАНИЯ](#)

[1.2. НАДЗОР ВО ВРЕМЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ](#)

[1.3. СОДЕРЖАНИЕ И МЕТОДЫ РЕВИЗИИ](#)

[1.4. НОРМЫ ОТБРАКОВКИ](#)

[1.5. ТЕХНИЧЕСКАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ](#)

[ПРИЛОЖЕНИЕ 1.1](#)

[Отбраковочные размеры печных труб и калачей \(отводов\)](#)

[ПРИЛОЖЕНИЕ 1.2.](#)

[Таблица размеров отверстий под развальцовку в корпусах двойников, мм](#)

[ПРИЛОЖЕНИЕ 1.3.](#)

[Таблица отбраковочных размеров двойников](#)

ПРИЛОЖЕНИЕ 1.4

ПАСПОРТ-ЖУРНАЛ ПЕЧИ

ПРИЛОЖЕНИЕ 1.5

АКТ ревизии и отбраковки трубчатой печи

ПРИЛОЖЕНИЕ 1.6

ЖУРНАЛ ревизии змеевиков

ПРИЛОЖЕНИЕ 1.7

ЖУРНАЛ ревизии и ремонта гарнитуры, металлоконструкций и строительной части печи

ПРИЛОЖЕНИЕ 1.8

АКТ испытания змеевиков печи на плотность и прочность

2. СТАЛЬНЫЕ ВЕРТИКАЛЬНЫЕ РЕЗЕРВУАРЫ

2.1. ОБЩИЕ УКАЗАНИЯ

2.2. НАДЗОР В ПЕРИОД ЭКСПЛУАТАЦИИ

2.3. ВИДЫ, ОБЪЕМ РЕМОНТОВ, РЕВИЗИЙ И ИХ ПЕРИОДИЧНОСТЬ

2.4. МЕТОДЫ И СОДЕРЖАНИЕ РЕВИЗИЙ

2.5. ДОПУСКАЕМЫЕ ОТКЛОНЕНИЯ И НОРМЫ ОТБРАКОВКИ ЭЛЕМЕНТОВ РЕЗЕРВУАРОВ

2.6. ОСОБЕННОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ И ТЕХНИЧЕСКОГО НАДЗОРА ЗА РЕЗЕРВУАРАМИ С ПЛАВАЮЩЕЙ КРЫШЕЙ ИЛИ ПОНТОНОМ

ПРИЛОЖЕНИЕ 2.1

Журнал осмотров резервуаров

ПРИЛОЖЕНИЕ 2.2

АКТ ревизии и отбраковки элементов резервуара

ПРИЛОЖЕНИЕ 2.3

Рекомендации по выбору коэффициента прочности сварных швов

ПРИЛОЖЕНИЕ 2.4

ПАСПОРТ цилиндрического вертикального резервуара

ПРИЛОЖЕНИЕ 2.5

ПРИЛОЖЕНИЕ 2.6

ПРИЛОЖЕНИЕ 2.7

Периодичность осмотров оборудования стальных вертикальных резервуаров

ПРИЛОЖЕНИЕ 2.8

ТРЕБОВАНИЯ к швам сварных соединений по результатам контроля неразрушающими методами (в соответствии со СНиП 3.03.01-87):

3. СОСУДЫ И АППАРАТЫ

3.1. ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

3.2. ОБЩИЕ УКАЗАНИЯ

3.3. НАДЗОР ВО ВРЕМЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ

3.4. ПЕРИОДИЧНОСТЬ ТЕХНИЧЕСКОГО ОСВИДЕТЕЛЬСТВОВАНИЯ

3.5. ВИДЫ РАБОТ, ВЫПОЛНЯЕМЫХ ПРИ ТЕХНИЧЕСКОМ ОСВИДЕТЕЛЬСТВОВАНИИ

3.6. НОРМЫ ОТБРАКОВКИ

3.7. ОЦЕНКА РЕСУРСА ОСТАТОЧНОЙ РАБОТОСПОСОБНОСТИ

3.8. ОБЩИЕ УКАЗАНИЯ ПО РЕМОНТУ СОСУДОВ (АППАРАТОВ)

3.9. ТЕХНИЧЕСКАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

ПРИЛОЖЕНИЕ 3.1

Книга учета и освидетельствования сосудов, работающих под давлением свыше 0,07 МПа (0,7 кгс/см<sup>2</sup>)

ПРИЛОЖЕНИЕ 3.2

ПРИЛОЖЕНИЕ 3.3

ПОСТАНОВЛЕНИЕ

ПРИЛОЖЕНИЕ 3.4

ВЫПИСКА ИЗ ПРОТОКОЛА заседания Комитета от 19.03.81 г. за № 7

ПРИЛОЖЕНИЕ 3.5

ПЕРЕЧЕНЬ СОСУДОВ (АППАРАТОВ), на которые распространяется постановление Госгортехнадзора СССР

ПРИЛОЖЕНИЕ 3.6

КОРРОЗИОННАЯ КАРТА

ПРИЛОЖЕНИЕ 3.7

АКТ отбраковки элементов сосуда (ев)

ПРИЛОЖЕНИЕ 3.8.

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ПО ГИДРАВЛИЧЕСКОМУ ИСПЫТАНИЮ СОСУДОВ, РАБОТАЮЩИХ ПОД ДАВЛЕНИЕМ

ПРИЛОЖЕНИЕ 3.9

ДОПУСТИМЫЕ КЛАССЫ ДЕФЕКТНОСТИ СВАРНЫХ СОЕДИНЕНИЙ ПРИ РАДИОГРАФИЧЕСКОМ КОНТРОЛЕ

ПРИЛОЖЕНИЕ 3.10

ОЦЕНКА КАЧЕСТВА СВАРНЫХ СОЕДИНЕНИЙ ПО ТВЕРДОСТИ

Перечень основных нормативно-технических документов по проектированию, изготовлению, монтажу, эксплуатации, техническому надзору и ремонту оборудования нефтеперерабатывающих и нефтехимических предприятий

В настоящей инструкции содержатся основные положения по надзору за техническим состоянием указанного оборудования.

Даны периодичность и объем ревизий рассматриваемого оборудования в зависимости от условий эксплуатации, приведены основные критерии и нормы отбраковки, допускаемые отклонения основных несущих элементов, рекомендованы формы ведения технической документации.

## **ВВЕДЕНИЕ**

Настоящая «Инструкция по техническому надзору, методам ревизии и отбраковке трубчатых печей, резервуаров, сосудов и аппаратов нефтеперерабатывающих и нефтехимических производств»\* распространяется на следующие виды оборудования:

- технологические трубчатые печи;
- резервуары стальные вертикальные наземные;
- сосуды и аппараты.

\*В дальнейшем именуется «Инструкцией».

Указанное оборудование относится к основному, определяющему надежность работы технологических установок, поэтому с целью обеспечения постоянного контроля за ним в отрасли создана система технического надзора в процессе эксплуатации.

Для более полного внедрения системы технического надзора за оборудованием необходима нормативно-техническая база. С этой целью осуществляется пересмотр отдельных документов, в том числе «Инструкции по техническому надзору, методам ревизии и отбраковке оборудования нефтеперерабатывающих и нефтехимических производств (ИТН-77)». Необходимость пересмотра этого документа связана с тем, что со времени издания его появились новые виды оборудования, новые данные по материалам и их свойствам, новые нормативно-технические документы, возникло некоторое несоответствие отдельных положений с практикой эксплуатации.

Настоящая «Инструкция» устанавливает технические требования к трубчатым печам, стальным вертикальным резервуарам, сосудам и аппаратам в части

технического надзора, ревизии, отбраковки и периодичности ремонтов, а также ведения технической документации.

В документе приводятся периодичность и объем ревизий и ремонтов в зависимости от условий эксплуатации разных видов оборудования, основные критерии и нормы отбраковки несущих элементов, допускаемые отклонения, рекомендованы формы ведения технической документации.

При разработке нового нормативно-технического документа (НТД) учтены научно-технические разработки НИИ и проектных организаций, требования нормативных документов, стандартов и другой технической литературы по вопросам эксплуатации, технического надзора, оценки технического состояния, прочности, надежности различных видов оборудования, а также обоснованные замечания и предложения специалистов предприятий нефтепереработки и нефтехимии.

«Инструкция» разработана авторским коллективом в составе: А. Е. Фолиянц, Н. В. Мартынов, В. И. Козинцев, В. И. Стегачев, С. И. Коробова ([раздел 3](#)), С. В. Сиротинин ([раздел 3](#)).

В написании раздела 2 «Стальные вертикальные резервуары» принимала участие Т. А. Сурина, а в подборе и систематизации материалов по разделу 1 «Трубчатые печи» - В. Ф. Решетов, Н. А. Кулева, А. И. Тютин (проведение расчетов).

Активное участие в обсуждении отдельных положений «Инструкции» приняли ведущие специалисты предприятий отрасли и других организаций. С благодарностью приняты и учтены ценные замечания и предложения следующих специалистов:

В. В. Захарова, С. В. Бородая (Волгоградская инспекция по надзору в химической промышленности);

А.Ф. Шутина (ПО «Нафта», г. Новополоцк);

А.Н. Лебедева (АО «Киришинефтеоргсинтез»);

Л.П. Парфененкова (Волжское объединение «Оргсинтез», г. Волжский);

Н.Н. Парамонова, И. И. Селиверстова (АО АНХК, г. Ангарск);

О.С. Львова (АО «ЛУКойл-Волгограднефтепереработка»);

А.Г. Пахомова (АООТ «Волжский каучук», г. Волжский);

В.Н. Серова (ПО «Салаватнефтеоргсинтез»);

С.М. Лаврова, А.К. Ерофеева, М.Г. Хазиева (АО «Нижнекамск-нефтехим»);

В.Н. Мухина, Л.Е. Ватника, Б.П. Пилина, Н.В. Кириличева, А.М. Чаева, Н.Н. Толкачева (ВНИКТИнефтехимоборудование).

## 1. ТРУБЧАТЫЕ ПЕЧИ

### 1.1. ОБЩИЕ УКАЗАНИЯ

1.1.1. Настоящий раздел «Инструкции» распространяется на трубчатые печи технологических установок (цехов) нефтеперерабатывающих и нефтехимических заводов, работающие с давлением в змеевике до 10 МПа (100 кгс/см<sup>2</sup>).

1.1.2. Технический надзор, ревизия, отбраковка и ремонт змеевиков и других частей печей пиролиза установок производства этилена осуществляется в соответствии с настоящей «Инструкцией» с учетом следующих, специально разработанных для них нормативных документов:

для печей установок типа ЭП-60, ЭП-75 и им подобных - «Инструкции по техническому надзору, методам ревизии, отбраковке и ремонту печей установок пиролиза производства этилена»;

для печей пиролиза бензина и этана установок ЭП-300 (Лисичанского НПЗ, ПО «Горькнефтеоргсинтез», ПО «Ангарскнефтеоргсинтез», ПО «Салаватнефтеоргсинтез») - «Временной инструкции по техническому надзору, методам ревизии, отбраковке и ремонту печей пиролиза установок ЭП-300»;

для печей пиролиза бензина и этана установки ЭП-450 (ПО «Нижнекамскнефтехим») - «Временной инструкции по техническому надзору, методам ревизии, отбраковке и ремонту печей пиролиза установки ЭП-450 ПО «Нижнекамскнефтехим».

1.1.3. На печи установок каталитического риформинга, змеевики которых не отработали расчетный срок службы, распространяется действие настоящей «Инструкции»; змеевики печей этих установок, проработавшие установленный проектом расчетный срок службы, кроме того, подлежат специальному обследованию с целью определения возможности их дальнейшей эксплуатации.

Методика, объем и периодичность обследования змеевиков этих печей, исследований физико-механических свойств металла их элементов, методы

расчета на прочность, а также порядок оформления решения о возможности и сроках дальнейшей эксплуатации определяются в соответствии с действующими РД РТМ 38.14.006-86 «Методика определения сроков эксплуатации змеевиков печей установок каталитического риформинга, отработавших проектный ресурс» и РТМ 26-02-67-84 «Методика расчета на прочность элементов печей, работающих под давлением».

Решение о возможности и сроках дальнейшей эксплуатации этих змеевиков принимается специализированными организациями (ВНИКТИнефтехимоборудование, ВНИИнефтемаш, НПО «Леннефтехим» и другими, имеющими лицензию на выполнение таких работ) совместно с техническим руководством предприятия.

**Примечание.** До выдачи заключения допускается временная эксплуатация змеевиков печи на период исследования металла на срок не более 12 тыс. часов по решению организации, выполняющей исследования.

1.1.4. «Инструкция» определяет порядок технического надзора за эксплуатацией, методы, периодичность, содержание и объем ревизий, критерии и нормы отбраковки основных элементов печей, а также рекомендует формы ведения технической документации.

1.1.5. «Инструкция» охватывает следующие элементы технологических трубчатых печей:

- а) трубчатый змеевик (печные трубы, двойники (ретурбенды), калачи, отводы);
- б) каркас и гарнитуру (несущие металлоконструкции, трубные решетки, трубные и кирпичные подвески, кронштейны для кирпичей, шиберы и т. д.);
- в) футеровку;
- г) газоходы;
- д) дымовые трубы;
- е) воздухоподогреватели (рекуператоры);
- ж) форсунки (горелки);
- з) приборы контроля управления и противоаварийной защиты (в т. ч. системы сигнализации и блокировок).

**Примечание.** Границами трубчатых змеевиков следует считать участки соединительных труб на входе и выходе продукта из печи до первого ответного фланца, если фланец находится от печи на расстоянии не более 1 метра для шатровых печей и не более 2 метров - для остальных типов печей. При отсутствии фланцев на соединительных трубопроводах или при нахождении их от печи на расстоянии более величин, указанных выше, границами трубчатого змеевика считать входные и выходные трубы змеевика, находящиеся в печи, а для печей с двойниками - входные и выходные двойники.

1.1.6. При приемке новой печи в эксплуатацию, при ремонте и приемке отдельных узлов и деталей печи после капитального ремонта (реконструкции) необходимо руководствоваться соответствующими разделами:

- а) проекта;
- б) [СНиП 2.03.01-84](#) «Бетонные и железобетонные конструкции»;
- в) [СНиП II-23-81](#) «Стальные конструкции. Нормы проектирования»;
- г) [СНиП III-24-75](#) «Промышленные печи и кирпичные трубы»;
- д) [СНиП 3.03.01-87](#) «Несущие и ограждающие конструкции»;
- е) [СНиП 3.01.04-87](#) «Приемка в эксплуатацию законченных строительством объектов. Основные положения»;
- ж) [СНиП 2.09.03-85](#) «Сооружение промышленных предприятий»;
- з) ТУ 26-02-33-82 «Двойники печные литые. Печи трубчатые. Детали»;
- и) «Общих правил взрывобезопасности для взрыво- и пожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств» (М., 1988);
- к) других действующих нормативных документов, указаний вышестоящих инспектирующих организаций.

1.1.7. Изменения конструкции печи или ее элементов, замена материалов, а также изменения состава сырья, производительности, технологических параметров в сторону увеличения должны подтверждаться расчетами (обоснованиям) организации - автора проекта или организации, имеющей разрешение Госгортехнадзора России.

1.1.8. На основании настоящей «Инструкции» на каждом заводе должны быть составлены заводские инструкции с учетом конкретных условий и особенностей эксплуатации своих печей.

## 1.2. НАДЗОР ВО ВРЕМЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ

1.2.1. Трубчатые печи технологических установок (цехов) должны эксплуатироваться в соответствии с технологическим регламентом, технологической инструкцией по эксплуатации установки (объекта) и другими нормативно-техническими документами, отражающими правила безопасного ведения работ по эксплуатации печей [53, 55, 56, 57, 61 и др.].

1.2.2. Надзор за эксплуатацией трубчатых печей ведется:

ежедневно - обслуживающим персоналом;

ежедневно - инженерно-техническими работниками установки (цеха) с отражением результатов в сменном (вахтовом) или другом журнале в случае выявления нарушений;

периодически - комиссией в составе представителей технического надзора и администрации цеха в сроки, устанавливаемые руководством предприятия в зависимости от конкретных условий работы установки, но не реже 1 раза в 6 месяцев, по графикам, утвержденным техническим руководством предприятия.

1.2.3. Надзор в период эксплуатации (ежесменный и ежедневный) включает:

а) контроль за правильностью соблюдения рабочих параметров, т. е. проверку соответствия их карте технологического режима;

б) контроль за правильностью ведения режима горения.

Пр и м е ч а н и я: 1. Не допускается касания пламени факелов форсунок поверхности труб змеевиков.

2. Не допускается эксплуатация змеевиков камер конвекции в условиях точки росы;

в) наблюдение через гляделки или смотровые окна за состоянием трубчатого змеевика, трубных решеток, подвесок и кронштейнов; при этом обращать особое внимание на появление прогиба труб, обрыв трубных подвесок, наличие прогаров, возникновение отдулин и темных пятен на поверхности труб змеевика; не допускается эксплуатация печи при обнаружении:

- прогара труб змеевика;

- значительных отдулин на трубах;

- неисправных двойников, имеющих пропуск продукта;

г) наблюдение за состоянием огнеупорной футеровки, изоляции и кровли печи; обращать особое внимание на состояние кладки форсуночных амбразур, на наличие трещин, выпучиваний, наклонов и других признаков ослабления и разрушения футеровки, а также на состояние температурных швов;

д) наблюдение за наличием и исправностью измерительных и регулирующих приборов, систем сигнализации и блокировок, при этом особое внимание обращать на работу приборов и систем, обеспечивающих безопасную эксплуатацию печи;

е) наблюдение за состоянием обшивки каркаса, опорных стоек, несущих балок, швеллеров над форсунками и ферм обслуживающих лестниц и площадок;

ж) наблюдение за состоянием дымовых труб и их вертикальностью; обращать особое внимание на состояние фундамента, крепление дымовых труб к фундаменту, на состояние поясов (обечаек) и сварных швов металлических дымовых труб, доступных для осмотра, на состояние железобетонных и кирпичных труб, их стяжек и колец;

з) наблюдение за исправностью осветительных приборов и средств пожаротушения.

1.2.4. При периодическом надзоре (комиссией), наряду с операциями контроля и наблюдения, указанными в п. 1.2.3, рекомендуется дополнительно:

а) проверять по картограммам приборов основные технологические параметры работы печи как на момент проверки, так и за предыдущее время (выборочно); особое внимание обращать на повышение температуры газов на перевалах, нагрев продуктов на выходе из печи, которые не должны превышать установленных по проекту или технологическому регламенту;

б) проводить, при необходимости, приборный контроль за теплонапряженным состоянием основных элементов печи (тепловизионный, пирометрический);

в) осуществлять контроль за исправностью автоматических регуляторов давления топлива, поступающего в печь на сгорание, за функционированием световой и звуковой сигнализации (там, где это предусмотрено проектом), извещающей персонал об изменении установленного режима давления;

г) проводить проверку тяги на соответствие ее проектным данным (разрежение в топке должно соответствовать величине, указанной в режимной карте и определенной по результатам теплотехнических испытаний печи).

1.2.5. По результатам периодического надзора оформляется акт; один экземпляр акта, утвержденного главным механиком предприятия, вручается начальнику цеха.

1.2.6. Эксплуатация печей, выработавших установленный ресурс (или более 20 лет), допускается при получении технического заключения о возможности их дальнейшей работы. Заключение выдается организацией, имеющей разрешение Госгортехнадзора России, после комплексного обследования печей по специальной методике.

### 1.3. СОДЕРЖАНИЕ И МЕТОДЫ РЕВИЗИИ

1.3.1. Ревизия элементов и узлов трубчатых печей производится во время проведения плановых ремонтов, периодичность которых устанавливается «Положением о планово-предупредительном ремонте технологического оборудования предприятий нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности» [33] с учетом изменений к нему, и при аварийных остановках печей.

1.3.2. Для проведения ревизии печь должна быть подготовлена в соответствии с действующими правилами безопасности при эксплуатации нефтеперерабатывающих, нефтехимических и химических производств.

1.3.3. Ревизия трубчатых печей производится работниками отдела технического надзора совместно с механиком и начальником установки.

1.3.4. Перед установкой в печь новых трубы других элементов змеевика необходимо:

а) иметь данные о химическом составе их металла (выписки из сертификатов завода-изготовителя или результаты проведенного химического анализа); независимо от наличия сертификата, для легированных труб и других элементов змеевика провести их стилоскопирование;

б) провести их внешний осмотр и проверку на допускаемые отклонения в соответствии с действующими ГОСТами, нормами или техническими условиями;

в) проверить твердость устанавливаемых элементов.

При установке труб, сваренных из нескольких частей, и сварных калачей (отводов) или труб, сваренных с калачами, необходим контроль просвечиванием 100% сварных швов.

1.3.5. Ревизия змеевика печи включает следующие операции и проводится в указанные ниже сроки:

а) наружный осмотр всех труб и калачей (отводов) в радиантной части печи и в конвекционной части в доступных местах проводится каждый ремонт с целью выявления коррозии поверхностей, прогаров, отдулин, трещин, свищей, прогибов и состояния сварных швов; внешним осмотром сварных швов выявляются трещины, коррозия и другие дефекты; при возникновении сомнений в качестве сварных соединений проводится контроль неразрушающими методами;

б) проверка наружного диаметра всех труб в радиантной части и в доступных местах в конвекционной части змеевика проводится в каждый ремонт; контроль производится предельными калибрами (скобами) или другими инструментами, обеспечивающими точность измерения  $\pm 0,5$  мм, с целью выявления недопустимого изменения наружного диаметра;

в) измерение внутреннего диаметра труб в двойниках и измерение толщин стенок труб и калачей (отводов) проводится для радиантной части различных змеевиков печей в зависимости от их скорости коррозии:

до 0,1 мм/год - выборочно из различных температурных зон в каждый ремонт, полностью в капитальный ремонт;

от 0,1 до 0,3 мм/год - выборочно из различных температурных зон в каждый ремонт, полностью через ремонт;

свыше 0,3 мм/год - каждый ремонт полностью;

для конвекционной части змеевика печи - каждый ремонт в доступных местах.

При выборочном контроле объем и места замеров внутренних диаметров труб в двойниках и толщин стенок труб, калачей (отводов) устанавливаются службой технического надзора, исходя из опыта эксплуатации печей на данном предприятии. Для печей, по которым не накоплен опыт эксплуатации, указанные операции необходимо проводить в каждый ремонт установки на каждом элементе змеевика (трубах, двойниках, калачах, отводах);

г) измерения труб в двойниках выполняются специальными нутромерами; за двойниками - на глубину 0,5 м с помощью нутромеров или косвенным

методом путем измерения наружного диаметра и толщины стенки ультразвуковыми толщиномерами с точностью не менее  $\pm 0,1$  мм после тщательной зачистки труб;

д) измерение толщин стенок труб и калачей (отводов) выполняется переносными ультразвуковыми толщиномерами с точностью измерения  $\pm 0,1$  мм в местах наиболее вероятного износа; для калачей (отводов), если они сварные, - вблизи продольного шва и на каждой половине; для цельных - на наибольшем и наименьшем радиусе закругления.

**Примечания:** 1. Если замеры стенок элементов змеевика печи показали, что их толщины находятся в пределах, близких к отбраковочным величинам, то в дальнейшем контроль этих элементов проводится в каждый ремонт.  
2. Если наблюдается увеличенная скорость износа элементов змеевика печи (труб, двойников, калачей), то предприятию рекомендуется устанавливать укороченный межремонтный пробег, исходя из опыта эксплуатации;

е) определение твердости металла печных труб и калачей (отводов) из закаливаемых сталей (15X5M, 12X8BФ, 15X5BФ, X9M, 15X5M-У, 1X2M1, 15XM и др.) во время капитальных ремонтов (выборочно), аварийных остановок, при нарушении процесса паровоздушного выжиг кокса, а также при установке в печь новых труб и калачей (отводов). Места проверок и их объем для уже эксплуатируемых змеевиков устанавливаются службой технического надзора предприятия, а для вновь устанавливаемых элементов змеевика из закаливаемых сталей необходима проверка твердости металла каждого элемента;

ж) проведение, в необходимых случаях по указанию службы технического надзора, проверки химического состава сталей труб (калачей), металлографических исследований и механических испытаний образцов, вырезанных из труб и сварных стыков.

1.3.6. Змеевики трубчатых печей, выполненные из сталей типа 18-10 (08X18H10T, 12X18H10T и т. п.) и работающие в средах, вызывающих межкристаллитную коррозию, в необходимых случаях (коррозионное разрушение, замена труб и отводов и т. п.) должны быть проверены на наличие ее путем выборочной вырезки образцов из труб, калачей, сварных стыков и их металлографического исследования.

1.3.7. Ревизия конвекционной части змеевика печи сопровождается проведением испытания его на прочность.

При этом давление и время выдержки при пробном давлении должны соответствовать требованиям проекта или указанным в паспорте завода-изготовителя змеевика.

**Примечания:** 1. Необходимо учитывать, что при гидроиспытании напряжения в стенках змеевика не должны превышать 90% предела текучести материала труб при температуре 20°C.  
2. В сомнительных случаях по указанию службы технического надзора может производиться выборочный демонтаж труб и калачей камер конвекции с их последующей ревизией.

1.3.8. После любого вскрытия змеевика, замены или подвальцовки печных труб, замены двойников, применения сварки для ремонта, а также при износе элементов трубчатого змеевика до величин, приближающихся к отбраковочным размерам, он должен быть подвергнут гидравлическому испытанию пробным давлением, предусмотренным в проекте.

Гидравлическому испытанию змеевик печи подвергается и в том случае, когда невозможно применить полностью перечисленные выше методы ревизии элементов змеевика в недоступных местах и есть основание предполагать наличие дефектов.

1.3.9. При отсутствии в проекте или паспорте печи указаний о величине пробного давления рекомендуется устанавливать величину этого давления не выше значения, определенного по формуле:

$$P_{\text{пр}} = 1,25 P_{\text{раб}} \cdot \frac{[\sigma]_{20}}{[\sigma]_t},$$

где  $P_{\text{пр}}$  - величина пробного давления при гидравлическом испытании, кгс/см<sup>2</sup>;

$P_{\text{раб}}$  - рабочее давление, кгс/см<sup>2</sup>;

$[\sigma]_{20}$  - допускаемое напряжение для металла змеевика при расчете на действие внутреннего давления при температуре 20°C, кгс/см<sup>2</sup>;



$[\sigma]_f$  – допускаемое напряжение для металла змеевика при расчете на действие внутреннего давления при рабочей температуре, кгс/см<sup>2</sup>.

Для гидравлического испытания используют воду при температуре от +5 до +40°С или другие некоррозионные, неядовитые, невзрывоопасные жидкости, например, керосин, дизельное топливо, легкие масляные фракции.

Время выдержки змеевика под пробным давлением не более 10 минут. После снижения давления до рабочего провести полный осмотр змеевика.

1.3.10. Для отдельных печей, в которых затруднено проведение гидроиспытания змеевиков (например, в печах с неотключаемыми коллекторами, футерованными торкрет-бетоном, или в печах, змеевики которых практически трудно полностью освободить от воды, а вода не допускается по технологии), разрешается проведение пневматического испытания змеевиков по специально разработанной инструкции, предусматривающей необходимые меры безопасности и утверждаемой главным инженером предприятия.

Величина испытательного давления при пневмоиспытаний змеевиков принимается равной величине подобного давления при гидроиспытании.

1.3.11. Результаты опрессовки (гидроиспытаний или пневмоиспытаний) змеевика печи необходимо оформить актом проверки на плотность и прочность (см. приложение [1.8.](#)).

1.3.12. Ревизия двойников проводится выборочно в каждый ремонт и полностью в капитальный ремонт и включает следующие виды контроля:

- а) внешний осмотр, производимый в каждый ремонт, с целью выявления трещин, раковин, следов остаточной деформации ушек;
- б) осмотр с целью выявления забоин на уплотняющей поверхности под пробки, коррозионно-эрозионного износа внутренней поверхности, производимый при вскрытии пробок;
- в) замер толщин стенок двойников и толщин мостов между отверстиями под пробки в местах видимого износа, осуществляемый ультразвуковыми толщиномерами или другим мерительным инструментом с точностью измерения не менее  $\pm 0,2$  мм, при замене труб или при вскрытии пробок для замера внутреннего диаметра труб;
- г) замеры диаметра гнезда под трубы и глубины уплотнительных канавок под развальцовку, производимые в случае демонтажа труб и при установке нового двойника; номинальные размеры гнезд под развальцовку в корпусах двойников в зависимости от толщины стенок труб приведены в приложении [1.2.](#);
- д) определение твердости металла двойников из закаливаемых сталей, производимое выборочно при капитальных ремонтах, аварийных остановках (на двойниках, подвергшихся воздействию высоких температур), а также при установке в печь новых двойников - не менее чем в 3 точках на каждом. Как правило, твердость проверяется на ушках двойников и на перемычках между отверстиями под пробки и трубы.

**Примечание.** В отдельных случаях, при условии удовлетворительного состояния двойников, разрешается в капитальный ремонт проводить их ревизию выборочно, чередуя каждый ремонт.

1.3.13. Ревизия деталей двойников заключается во внешнем осмотре пробок, траверс и нажимных болтов после их очистки и промывки. При осмотре пробок определяют наличие забоин на уплотнительных поверхностях и устанавливают степень износа пробок. Пробки с карманами для термопар тщательно осматривают с помощью лупы в местах сварки кармана с пробкой для выявления трещин и износа сварного шва. В капитальные ремонты обязательной является опрессовка карманов на стенде с выдачей акта на опрессовку, выборочно проверяется твердость нажимных болтов и траверс.

Траверсы и нажимные болты проверяются на наличие трещин, вмятин, изгибов и износа резьбы. Состояние резьбы траверсы и болта проверяется вворачиванием болта в траверсу, болт должен свободно, но без качания, вворачиваться.

1.3.14. Перед установкой новых двойников необходимо:

- а) проверить твердость устанавливаемых двойников и труб (твердость двойника должна быть выше твердости труб), а также твердость элементов двойника (нажимного болта, траверсы, пробки), при этом твердость болта должна быть выше твердости траверсы и пробки (см. табл. [1.1.](#));
- б) измерить расстояние между осями трубных отверстий; допуски на отклонения в зависимости от диаметра труб приведены в приложении [1.3.](#);
- в) проверить правильность установки конической пробки с использованием мела проворачиванием ее в гнезде; при необходимости привалочные поверхности притирают наждачной пастой;
- г) осмотреть канавки и пояски в корпусе двойника с целью, выявления забоин, рисок и других дефектов, которые могут привести к нарушению герметичности.

1.3.15. Ревизия металлоконструкций и гарнитуры печи производится в каждый ремонт и сводится к их внешнему осмотру с целью выявления остаточных деформаций, осмотру сварных швов и болтовых соединений, замеру в необходимых случаях остаточных толщин их элементов.

1.3.16. Ревизия кладки и футеровки трубчатых печей производится в каждый ремонт и включает:

а) наружный осмотр, в результате которого выявляется состояние кирпичной кладки и жаростойкого бетона торцевых и боковых стен, пода, горизонтального и наклонно сводов, перевальных стен, состояние футеровки форсуночных окон, наружного изоляционного покрытия, панельных горелок;

б) проверку кладки и футеровки на вертикальность;

в) проверку футеровки свода и пода на горизонтальность (во время капитального ремонта);

г) проверку состояния температурных швов и заполнения их асбестовым шнуром.

1.3.17. Ревизия дымоходов (боровов), газовоздушных коробов и шиберов производится при каждой остановке печи на ремонт и включает:

а) визуальный осмотр сводов, стен, пода дымоходов, наружной поверхности и состояния футеровки газовоздушных коробов, состояния и крепления шиберов и их деталей;

б) определение дефектов и отклонений в огнеупорной футеровке или кирпичной кладке дымоходов.

*Пр и м е ч а н и е.* На многопоточных установках, в случае остановки печи на ремонт отдельными камерами, ревизия дымоходов (боровов) производится в капитальный ремонт установки.

1.3.18. Ревизия металлических дымовых труб включает:

а) предварительный внешний осмотр состояния дымовой трубы и ее элементов с использованием бинокля с целью выявления сквозного коррозионного износа листов обечаек конической и цилиндрической части;

б) визуальный осмотр крепления опорных плит и анкерных болтов с целью выявления износа, деформаций и трещин и состояния фундамента трубы (неравномерная осадка, наличие выкрашивания и сквозных трещин).

*Пр и м е ч а н и е.* Вышеуказанные осмотры проводятся в каждый ремонт печи;

в) измерение толщин стенок обечаек трубы с помощью ультразвуковых толщиномеров. Периодичность и объем замеров устанавливаются отделом технического надзора, но не реже одного раза в 5 лет.

При контроле толщин стенки трубы обращать особое внимание на места наиболее вероятного коррозионного износа (нижние пояса и цилиндрическая часть вершины дымовой трубы, особенно в местах вблизи сварных швов);

г) визуальную проверку при капитальных ремонтах печей состояния сварных швов обечаек труб;

д) проверку в период плановых и аварийных ремонтов состояния футеровки дымовой трубы; предварительно перед капитальным ремонтом при работающей печи рекомендуется использовать метод тепловизионного контроля за состоянием дымовой трубы;

е) проверку вертикальности дымовых труб с помощью теодолита не реже одного раза в год в первые пять лет эксплуатации, в дальнейшем - по мере необходимости, но не реже одного раза в 5 лет.

1.3.19. Ревизия кирпичных и железобетонных дымовых труб включает следующее:

а) общий осмотр трубы, осуществляемый с земли с помощью бинокля.

При неудовлетворительном состоянии кладки кирпичную трубу осматривают более детально, используя при этом ходовые скобы, автоподъемники, монтажные люльки, крепящиеся к оголовку трубы (после проверки на исправность), или переставные леса, обращая внимание на состояние кладки, наличие выветриваний, на дефекты и плотность прилегания стяжных колец.

При осмотре железобетонных труб обращается внимание на состояние закладных элементов, состояние прутков гарнитуры бетона, прочность соединения ствола трубы с фундаментом, состояние бетона между царгами;

б) проверку дымовых труб на вертикальность с помощью теодолита проводят не реже одного раза в год в первые пять лет эксплуатации, в дальнейшем - по мере необходимости, но не реже одного раза в 5 лет.

1.3.20. Ревизия трубчатых воздухонагревателей (рекуператоров) производится в капитальные ремонты печей и сводится к осмотру их элементов в

доступных местах, определению степени износа трубок, определению неплотностей перетоков в трубах воздухопроводов и дымопроводов.

1.3.21. Ревизия форсунок в горелок производится в плановые ремонты и сводится к следующему:

- а) внешнему осмотру корпуса форсунки, завихрителя, паромазутной головки, газового коллектора, сопла, запорной арматуры;
- б) внешнему осмотру беспламенной горелки (состояние корпуса горелки, трубок, керамических призм и их прилегания к корпусу).

1.3.22. Ревизия дымососов и воздуходувок производится в плановые ремонты этих видов оборудования.

1.3.23. Ревизия и отбраковка трубопроводов обвязки трубчатых печей производятся в соответствии с [РД 38.13.004-86](#) «Эксплуатация и ремонт технологических трубопроводов под давлением до 10,0 МПа (100 кгс/см<sup>2</sup>)» [147].

#### 1.4. НОРМЫ ОТБРАКОВКИ

1.4.1. Элементы змеевика (трубы и отводы), установленные в печи, подлежат отбраковке в следующих случаях:

- а) при наличии на них разрывов, трещин, свищей, прогаров, видимых отдулин;
- б) когда на наружной поверхности после снятия окалины обнаружены видимые трещины;
- в) когда твердость труб и отводов
  - из закаливаемых сталей (15X5М, 12X8ВФ, 15X5ВФ, X9М, 15X5М-У, 12X2М1 (1X2М1) превышает 270 ед. НВ и когда она менее: 140 ед. НВ - для сталей 15X5М, 12X8ВФ, 15X5ВФ, X9М; 170 ед. НВ - для стали 15X5М-У; 120 ед. НВ - для стали 12X2М1 (1X2М1);
  - из углеродистых сталей превышает 170 ед. НВ и когда она менее 120 ед. НВ;
- г) когда толщины стенок вследствие коррозии, эрозии или обгорания достигли отбраковочных величин, приведенных в приложении [1.1.](#); в отдельных случаях, при необходимости уточнения отбраковочных величин, необходимые расчеты выполняются в соответствии с РТМ 26-02-84 «Методика расчета на прочность элементов печей, работающих под давлением» [41] с привлечением специализированной организации;
- д) когда трубы в результате неравномерного нагрева получили деформацию:
  - для горизонтальных змеевиков с двойниками - в виде прогибов более 2 диаметров труб на всю длину;
  - для горизонтальных и вертикальных змеевиков с отводами - в виде прогибов более 3 диаметров труб на всю их длину;
  - для любых змеевиков - в виде прогибов, приводящих к соприкосновению труб между собой или со стенками камер и другими элементами печи;
- е) при наличии трещин, отколов на отбортовке;
- ж) при увеличении внутреннего диаметра трубы в двойнике и за двойником до значений, приведенных в приложении [1.1.](#);
- з) когда наружный диаметр труб увеличился до величин, приведенных в приложении [1.1.](#)

1.4.2. Двойники подлежат замене в следующих случаях:

- а) при достижении размеров элементов корпуса отбраковочных величин, приведенных в приложении [1.3.](#);
- б) при поломке ушек, наличии трещин на ушках и корпусе, угрожающих безопасной эксплуатации двойника;
- в) при износе (повреждениях) уплотнительных поверхностей под пробки;
- г) при твердости металла двойника из закаливаемых сталей (20X5МЛ, 20X5ТЛ, 20X8ВЛ и т. д.) менее 160 ед. НВ и более 280 ед. НВ; при твердости отливок из углеродистых сталей марок 20Л, 25Л ниже 160 ед. НВ и более 220 ед. НВ;

1.4.3. Твердость деталей вновь устанавливаемых двойников должна быть в соответствии с табл. [1.1.](#)

Таблица 1.1

Твердость деталей двойников после термообработки (по ТУ 26-02-33-82)

Наименование детали	Марка стали	Твердость по Бринеллю, ед. НВ	Термообработка
Болт нажимной	Сталь 30ХМА	235-302	В состоянии закалки и отпуска
Траверса	Сталь 30ХМА	187-229	В состоянии нормализации

Пробка	Сталь X5M Ст. 20, Ст.25	Не более 175 Не более 140	В состоянии нормализации или отжига
--------	----------------------------	------------------------------	-------------------------------------

1.4.4. Диаметры гнезда под развальцовку в двойниках не должны превышать номинальный наружный диаметр трубы более чем на 2 мм; бортики канавок под развальцовку не должны иметь поперечных рисок и забоин.

1.4.5. Пробки двойников отбраковываются в следующих случаях:

- а) при уменьшении расстояния между хвостовиком пробки и корпусом двойника до 5 мм;
- б) при износе ее толщины на 50% и более;
- в) при износе уплотнительной поверхности пробки, не подлежащей восстановлению;
- г) при наличии на уплотнительной (конической) поверхности пробки выбоин, рисок и других дефектов, приводящих к нарушению герметичности двойника.

1.4.6. Траверы двойника отбраковываются при смятии (износе) плечиков свыше 5 мм, при наличии трещин, изгибов, при износе резьбы.

1.4.7. Болты, получившие значительные прогибы или имеющие износ резьбы, подлежат отбраковке.

1.4.8. Сварные швы в элементах змеевиков печи по результатам внешнего осмотра бракуются, если будут выявлены следующие дефекты:

- а) трещины всех видов и направлений;
- б) коррозия сварных соединений до остаточной толщины, равной или ниже отбраковочной.

1.4.9. Сварные швы по результатам металлографических исследований, рентгено-гамма-просвечивания или ультразвуковой дефектоскопии бракуются, если будут выявлены следующие дефекты:

- а) трещины всех видов и направлений, расположенные в металле шва, по линии сплавления и в околошовной зоне основного металла, в том числе и микротрещины, выявляемые при микроисследовании;
- б) межкристаллитная коррозия, коррозионное растрескивание; в этом случае сварные швы подлежат полному удалению;
- в) непровары, неметаллические включения, поры и др. дефекты, которые по своим размерам превышают допустимые величины, установленные действующими нормативными документами на сварные швы трубопроводов I категории ([РД 38.13.004-86](#) «Эксплуатация и ремонт технологических трубопроводов под давлением до 10,0 МПа», [ГОСТ 23055-78](#) «Классификация сварных соединений по результатам радиографического контроля»).

1.4.10. Твердость сварных соединений из сталей 15X5M, 12X8ВФ, X9M, 15X5M-У, 1X2M1, 15XM не должна превышать 270 ед. НВ (при сварке одноименными электродами типа ЦЛ-17 и др.).

1.4.11. Элементы гарнитуры и металлоконструкции отбраковываются в следующих случаях:

- а) при обрывах трубных подвесок (в том числе у проушин для соединения с серьгами), при наличии трещин и деформаций (изломов) нижних волок подвесок, при разрушении решеток конвекционной части змеевика;
- б) при обгорании (расплавлении) кирпичных кронштейнов и подвесок;
- в) при обгорании или коррозионном износе металлоконструкций (лестницы, площадки, элементы ферм, стяжки, стальной кожух печи, кровля).

Вопрос о замене того или, иного элемента металлоконструкций или гарнитуры решается отделом технического надзора совместно с ИТР установки с учетом обеспечения безопасной эксплуатации печи.

1.4.12. Футеровка из прямого огнеупорного или обычного строительного красного кирпича в цокольной части перевальных стен, боковых стен ниже форсунок, кладки форсуночных амбразур и футеровка металлической дымовой трубы, выполненные на растворе, подлежат отбраковке (ремонту):

- а) если имеются выгоревшие места ни глубину 1/2 кирпича в 2 и более смежных рядах кладки по ширине 3/4 кирпича;
- б) если плоскость стены не вертикальна, имеет выпучины, впадины и отклонения от вертикали более чем на 1/2 кирпича;
- в) если наблюдается расслоение и выкрашивание огнеупорного кирпича в кладке на 1/2 кирпича.

1.4.13. Футеровка из фасонного огнеупорного кирпича торцевых и боковых стен выше форсунок, горизонтального или наклонного сводов подлежит отбраковке (ремонту):

- а) если имеет место выпадение огнеупорного кирпича из кладки;
- б) в случае обгорания или обрыва специальной кирпичной подвески;

в) если наблюдаются расслоение и выкрашивание огнеупорного кирпича в кладке на 1/2 его толщины.

1.4.14. футеровка перевальных стен подлежит ремонту, если:

- а) плоскость стены не вертикальна, имеет выпучины более 1/2 кирпича по всей длине или отдельно в каждом пролете;
- б) обгорело или ослабло крепление подвесного и выступов замкового кирпича;
- в) имеется лопнувший кирпич в 2 смежных рядах кладки или наблюдается расслоение или выкрашивание кирпича на 1/4 его толщины.

1.4.15. Пробивка температурных швов асбестовым шнуром производится:

- а) если имеет место выгорание или выпадение асбестового шнура из кладки;
- б) при замене дефектных участков кирпичной кладки, в которой имеются температурные швы.

1.4.16. Кирпичная кладка борова подлежит ремонту:

- а) если пол дымохода имеет выпучины или провалы на поверхности, равные высоте 1 кирпича и более;
- б) если имеют место расслоения или выкрашивания кирпича на своде и стенках на 1/2 кирпича и более;
- в) если наблюдается провисание кирпичной кладки в сводовой части дымохода с выпадением замкового кирпича;
- г) при наличии пустот под полом или оседании борова.

1.4.17. Металлические дымовые трубы подлежат ремонту:

- а) при наличии дефектов в сварных швах (трещины, коррозионный износ);
- б) при отклонении оси дымовой трубы от вертикали на величину более 0,004Н (Н - высота трубы в рассматриваемой точке);
- в) при достижении толщины стенок обечаек отбраковочных размеров.

Отбраковку металлических дымовых труб по толщинам - стенок обечаек производить путем проверки их на прочность с учетом ветровых и сейсмических нагрузок по методикам действующих нормативных документов, но при этом отбраковочные толщины стенок труб  $S$  должны быть не ниже указанных в табл. 1.2.

Таблица 1.2

Отбраковочные толщины стенок дымовых труб

	Участки трубы	Отбраковочные нормы
1	Верхняя треть высоты трубы	$S = 0,5 S_{np}$
2	Средняя треть высоты трубы	$S = 0,65 S_{np}$
3	Нижняя треть высоты трубы	$S = 0,75 S_{np}$

Примечание.  $S_{np}$  - проектная толщина стенки обечаек трубы.

1.4.1.8. Ремонт кладки кирпичной дымовой трубы производится в случае:

- а) появления вертикальных или наклонных трещин в верхней части дымовой трубы или в ее средней части с раскрытием до 30 мм;
- б) нарушения вертикальности ствола трубы (при отклонении оси трубы от вертикали на величину более 0,002 высоты трубы или более 150 мм);
- в) если имеют место разрушения и выкрашивания кирпичной кладки у основания дымовой трубы на 1/2 кирпича и более.

1.4.19. Ремонт железобетонных дымовых труб производится в случае:

- а) появления трещин с раскрытием более 20 мм с нарушением прочности армирующих элементов;
- б) появления сколов, расслоений по телу дымовой трубы в результате воздействия дымовых газов и атмосферных условий.

1.4.20. Все дымовые трубы (металлические, кирпичные, железобетонные) подлежат ремонту при нарушении целостности и исправности стяжных колец, ходовых скоб, стремянок с ограждениями, площадок для обслуживания, устройств молниезащиты, сигнальных осветительных устройств.

1.4.21. Теплоизоляция печи подлежит замене:

- а) когда под влиянием температуры и коррозионных сред изоляционный слой теряет свои качества;

б) при отсутствии засыпки между кожухом и футеровкой (засыпка уплотнилась или просыпалась).

При наличии трещин в теплоизоляционном покрытии последнее необходимо ремонтировать.

## 1.5. ТЕХНИЧЕСКАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

1.5.1. Формы документов являются рекомендуемыми. При ведении предприятием документации по своим формам обязательным является содержание в них данных, указанных в прилагаемых формах.

1.5.2. До ввода печи в эксплуатацию после строительства, капитального ремонта или реконструкции должна быть подготовлена (составлена и утверждена) эксплуатационная техническая документация (технологическая инструкция, режимные карты, результаты теплотехнических испытаний и наладки режима печи, инструкции по эксплуатации горелочных устройств) в соответствии с [53].

1.5.3. На каждую печь, кроме указанной в п. 1.5.2., составляется и ведется в цехе (на установке) следующая техническая документация:

1. При сдаче печи в эксплуатацию после монтажа - исполнительная техническая документация, составляемая в процессе сооружения, испытаний, в соответствии с требованиями действующих документов.

2. Паспорт (журнал) печи с приложениями технической документации на ее основные части и трубные элементы (схем расположения дымовых труб, печных труб и других элементов змеевика, гарнитуры и металлоконструкций и т. д.).

Паспорт должен содержать сведения, отражающие:

- теплотехнические характеристики печи;

- технические характеристики змеевика печи и других частей печи;

- техническое состояние основных частей печи и элементов трубчатого змеевика (записи о проведенных осмотрах, освидетельствованиях, ремонтах (заменах), испытаниях и их результатах);

рекомендуемая форма паспорта печи приведена в приложении 1.4.

3. Акт ревизии и отбраковки трубчатой печи, являющийся основным документом, отражающим текущее техническое состояние после проведения ревизии; он составляется не менее чем в 2 экземплярах, один из которых хранится в отделе технического надзора (ОТН), а другой - в цехе (на установке); форма акта приведена в приложении 1.5.

Пр и м е ч а н и е. Все результаты проведенных ревизий могут быть отражены в специальных журналах (см. приложения 1.6., 1.7.). Отдельные журналы могут не заводиться, если по существующей практике эти сведения (результаты ревизии) отражаются в паспорте на печь.

4. Акт испытания змеевиков печи на прочность и плотность, представляемый после проведения ремонтных работ и в других случаях, указанных в п. 1.3.8. (форма акта приведена в приложении 1.8.).

5. Документация, представляемая при сдаче-приемке печи из ремонта и подтверждающая качество проведенных ремонтных работ (сертификаты на материалы, журналы сварочных работ, заключения о просвечивании сварных стыков, акты на испытания и протоколы по контролю УЗД отдельных элементов, дефектная ведомость и др.) в соответствии с действующим «Положением о планово-предупредительном ремонте технологического оборудования: предприятий нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности» и другими нормативно-техническими документами.

## ПРИЛОЖЕНИЕ 1.1

## Отбраковочные размеры печных труб и калачей (отводов)

№ п/п	Наименование и шифр		Наименование экрана или номер потока	Рабочие условия		Материал труб	Размер труб (D х δ), мм	Отбраковочные размеры печных труб, мм				Материал											
	установок	печей		t <sub>max</sub> выхода, °С	P <sub>max</sub> входа, кгс/см <sup>2</sup>			Увеличение внутреннего диаметра за двойником	Увеличение внутреннего диаметра в двойнике	Увеличение наружного диаметра	Толщина стенки трубы												
1	Установки первичной переработки нефти АВТ-11, АВТ-12, АВТ-12/1, АВТ-12/1 М, АВТ-12/2, АВТ-12/3, АВТ-12/7 М, АТ, АТ-6	П-1; П-2	Все экраны и потоки	420	29	15X5M	152x8	145	146	157	3,5	15X5M											
						Сталь 10	152x8	145	146	157	3,5	Сталь											
						15X5M	127x8	120	121	132	3,5	15X5M											
						Сталь 10	127x8	120	121	132	3,5	Сталь											
						15X5M	102x6	96	97	106	3,0	15X5M											
						Сталь 10	102x6	96	97	106	3,0	Сталь											
						15X5M	89x6	83	84	92	3,0	15X5M											
						Сталь 10	89x6	83	84	92	3,0	Сталь											
2	АВТ-1, АВТ-2 (ПО «Пермнефтеоргсинтез»)	П-2 П-3	Конвекция	420	13	15X5M	219x10	-	-	224	4,0	15X5M											
			Конвекция	370	16	15X5M	127x8	120	121	132	3,5	15X5M											
3	АВТ-3 (ПО «Пермнефтеоргсинтез»)	П-3	Радиация	380	20	15X5M	219x10	-	-	224	4,0	15X5M											
						15X5M	273x10	-	-	279	4,0	15X5M											
4	АВТ-4, АВТ-6 ПО «Пермнефтеоргсинтез»)	П-1 П-2	Конвекция и радиация	365	20	15X5M	127x10	120	121	132	4,0	-											
			Конвекция и радиация	330	16	15X5M	102x10	96	97	106	3,0	-											
5	Висбрекинг АТ-6 (ПО «Пермнефтеоргсинтез»)	П-1 П-2	Конвекция и радиация	475	25	15X5M	127x10	119	121	132	4,0	-											
			Конвекция и радиация	350	25	15X5M	102x10	95	97	106	3,5	-											
6	ЭЛОУ-АВТ-6 (Саратовский НПЗ)	П-1/1,2, 3	Радиация	380	26	12Cr Mo20,5	152x8	-	-	157	3,5	12Cr Mo20,5											
			Конвекция	360	26	12Cr Mo20,5	152x8	-	-	157	3,5	12Cr Mo20,5											
			Пароперегреватель	400	11	12Cr Mo20,5	152x8	-	-	157	3,5	12Cr Mo20,5											
		П-2	Радиация	230	26	12Cr Mo20,5	219x8	-	-	224	5,0	12Cr Mo20,5											
			Конвекция	210	26	12Cr Mo20,5	152x8	-	-	157	3,5	12Cr Mo20,5											
			Радиация	410	14	12Cr Mo20,5	219x8	-	-	224	5,0	12Cr Mo20,5											
		П-3	Конвекция	390	14	12Cr Mo20,5	152x8	-	-	157	3,5	12Cr Mo20,5											
			Пароперегреватель	420	14	12Cr Mo20,5	152x8	-	-	157	3,5	12Cr Mo20,5											
			Радиация	410	19,0	15X5M	152,4x8	-	-	157	3,5	15X5M											
			Конвекция	430	18,6	15X5M	152,4x8	-	-	157	3,5	15X5M											
7	ЭЛОУ-АВТ-7 (СП «Петрокам»)	П-1/1 П-1/2 П-1/3	Все экраны	410	18,6	15X5M	152,4x8	-	-	157	3,5	15X5M											
													П-2	Конвекция	250	23	15X5M	152,4x8	-	-	157	3,5	15X5M
		П-3	Конвекция	-	14	15X5M	152x8	-	-	157	3,5	15X5M											
													Радиация	440	-	15X5M	152x8	-	-	157	3,5	15X5M	
		8	Вторичная перегонка 22/1, 22/2, 22/3, 22/4	П-1 П-2	Все экраны	360	20	15X5M	152x8	145	146	157											3,5
Сталь 10	152x8							145	146	157	3,5	15X5M											
9	Вторичная перегонка бензина 12/1 (Рязанский НПЗ)	П-201	Радиация	220	5,2	15X5M	219x10	-	-	224	4,0	15X5M											
			Конвекция	91	9,7	15X5M	152x8	-	-	157	3,5	15X5M											
		П-301	Радиация	220	4	Сталь 20	219x8	-	-	224	4Д	Сталь											
			Конвекция	177	8	10Г2	219x8	-	-	224	4\$	10Г2											
		П-302	Радиация	200	7,5	15X5M	152x8	-	-	157	3,5	15X5M											
			Конвекция	200	7,5	15X5M	152x8	-	-	157	3,5	15X5M											
10	Вакуумная перегонка	П-1	Под и потолок	420	-	Сталь 10	152x8	144	146	157	4,0	Сталь											
			Конвекция	-	2	Сталь 10	102x8	96	97	106	3,0	Сталь											
			Конвекция	-	2	Сталь 10	127x8	120	121	132	3,5	Сталь											
11	Стабилизация бензина	П-1	Под и потолок, конвекция	240	24	15X5M	102x10	94	96	106	4,0	15X5M											
12	Термокрекинг 15/5, 15/2	ПТС	Конвекция	До 420	До 56	15X5M	127x10	117	119	132	5,0	15X5M											
			Под	До 465	До 50	15X5M	127x10	116	118	132	5,5	15X5M											
			Потолок	До 495	До 40	15X5M	127x10	115	117	132	6,0	15X5M											

		ПЛС	Под и потолок Конвекция	До 535 До 400	До 45 До 65	15X5M 15X5M	102x10 102x10	89 91	92 94	106 106	6,5 5,5	15X5M 15X5M
13	Термокрекинг 15/5 (спиральный змеевик)	ПТС (П-1) ПЛС (П-2)	Конвекция Радиантные камеры Конвекция Радиантная камера	440 505 400 575	45 - 12 До 60	15X5M 12X18H10T 15X5M 12X18H10T	127x10 127x10 127x10 102x10	117 - 119 -	119 - 121 -	152 132 132 106	5,0 5Д 4,0 5,5	15X5M 12X18 15X5M 12X18
14	ТК-2 (ПО «Пермнефтеоргсинтез»)	П-1	Радиация, спиральный змеевик Радиация, боковой экран Конвекция	510 510 510	56 56 56	12X18H10T 12X18Ж0T 20X23H18	133x10 114x6 114x6	- - -	- - -	138 119 119	5,0 4,5 4,5	12X18 12X18 20X23
15	Комбинированный термокрекинг	ПЛК  ПГК  ППГ-1  ППГ-2  Бойлерная печь	Конвекционная секция Боковые и потолочные экраны Конвекционная секция Боковые и потолочные экраны Конвекционная секция Боковые экраны Потолочный экран Конвекционная секция Боковые экраны Потолочный экран Радиантный экран	445 470 450 545 180 220 320 180 220 350 380	55 45 50 40 18 10 2 18 10 2 18	15X5M 15X5M 15X5M 15X5M 15X5M 15X5M 15X5M 15X5M 15X5M 15X5M 15X5M	114x10 102x10 114x10 102x10 114x10 127x10 140x8 102x10 102x10 102x10 102x10	104 91 104 89 107 120 133 96 96 96 96	107 94 107 92 108 121 135 97 97 97 97	119 106 119 106 119 132 144 106 106 106 106	5,0 5,5 5,0 6,5 3,5 3,5 3,5 3,0 3,0 3,0 3,0	15X5M 15X5M 15X5M 15X5M 15X5M 15X5M 15X5M 15X5M 15X5M 15X5M 15X5M
16	Комбинированный крекинг	П-1  П-1а  П-2	Конвекционная секция Подовый экран Потолочный экран Конвекционная секция Подовый и потолочный экраны Конвекционная секция Подовый экран Потолочный экран	470 490 540 250 350 470 500 540	55 45 38 15 10 65 53 41	15X5M 15X5M 15X5M 15X5M 15X5M 15X5M 15X5M 15X5M	127x10 127x10 127x10 127x10 127x10 102x10 102x10 102x10	117 115 114 120 120 92 90 89	119 118 117 121 121 95 93 92	132 132 132 132 132 106 106 106	5,0 6,0 6,5 3,5 3,5 5,0 6,0 6,5	15X5M 15X5M 15X5M 15X5M 15X5M 15X5M 15X5M 15X5M
17	Каталитический крекинг 43-102		Конвекция Под Потолок	- 490 490	30 - -	15X5M 15X5M 15X5M	89x6 102x8 127x8	83 94 119	85 96 121	92 106 132	3,0 4,0 4,0	15X5M 15X5M 15X5M
18	Каталитический крекинг с пылевидным катализатором 1А-1М	Т-20	Конвекционная секция и радиация	400	12	15X5M	152x8	144	146	157	4,0	15X5M
19	Каталитический риформинг 35/1 Блок 35/1	П-1  П-2	Под и потолок Конвекция Поток сырья № 1 Конвекция Радиация	550 - 550 550 - 550	- 30 30 30 30 30	15X5M 15X5M 15X5M 15X5M 15X5M 15X5M	152x10 152x10 89x8 102x10 152x10 127x10	138 140 79 89 138 116	140 142 82 93 140 119	157 157 92 106 157 132	7,0 6,0 5,0 6,5 7,0 5,5	15X5M 15X5M 15X5M 15X5M 15X5M 15X5M
20	Каталитический риформинг 35-5		I, II, III ступень Конвекция	525 450	50 50	15X5M-Y 15X5M-Y	219x17 219x10	- -	- -	224 224	12,0 5,0	15X5M 15X5M
21	Каталитический риформинг 35-6		Поток I и II	525	29	15X5M-Y	219x11	-	-	224	7,0	15X5M
22	Каталитический риформинг 35-11/300	П-1  П-2-3	Конвекция, камера гидроочистки Камера № 1-3 (риформинга) Конвекция и потолок	365 525 173	50 50 20	15X5M-Y 15X5M-Y Сталь 20	219x9 219x17 108x6	- - -	- - -	224 224 113	6,0 12,0 3,5	15X5M 15X5M Сталь
23	Каталитический риформинг ЛГ-35-8/300Б	П-1  П-2  П-3	Радиация Конвекция Конвекция I ст. радиации II ст. радиации III ст. радиации Радиация	420 - 430 530 530 530 400	- 50 30 30 30 30 9	X9M1 X9M1 X9M1 1X2M1 1X2M1 1X2M1 12MX	159x9 159x9 108x5* 76x7 108x10 108x8 89x4*	- - - - - - -	- - - - - - -	164 164 113 79 113 113 92	6,0 6,0 3,5 4,5 6,0 6,0 3,0	X9M1 X9M1 X9M1 1X2M 1X2M 1X2M 12MX
24	Л-35-8/300Б	П-1 П-2	Конвекция и радиация Конвекция и I, II, III ст.	420 530	50 30	12X8ВФ 15X5M-Y	159x9 108x5*	- -	- -	164 113	6,0 3,5	12X8Б 15X5M



			радиации			15X5M-Y 15X5M-Y	108x9 76x7	- -	- -	113 79	6,0 4,5	15X5M 15X5M
25	ЛГ-35-П/300-95	П-1	<b>Гидроочистка</b> Конвекция Радиация <b>Риформинг</b> I ст. радиации II ст. радиации III ст. радиации	- 420	50 50	X9M1 X9M1	219x8 108x6*	- -	- -	224 113	6,5 4,0	X9M1 X9M1
		П-2,3 П-4		530 530 530 255 400	50 50 50 26 9	1X2M1 1X2M1 1X2M1 Сталь 10 15X5M	74x7* 108x12 108x8 108x6 89x4*	- - - - -	- - - - -	79 113 113 113 92	5,0 8,0 6,0 3,5 3,0	1X2M 1X2M 1X2M Сталь 15X5M
26	Л-35-11/600	П-1	<b>Гидроочистка</b> Конвекция Радиация <b>Риформинг</b> Конвекция I ст. радиации II ст. радиации III ст. радиации Конвекция Радиация	- 425	50 -	15X5M-Y 15X5M-Y	219x9 219x9	- -	- -	224 224	6,0 6,5	15X5M 15X5M
		П-2		430 525 525 525 - 255	54 54 54 54 23 23	15X5M-Y 15X5M-Y 15X5M-Y 15X5M-Y Сталь 20 Сталь 20	219x9 219x18 219x18 219x18 159x6 219x6	- - - - - -	- - - - - -	224 224 224 224 164 224	6,0 14,0 13,0 12,0 3,5 4,0	15X5M 15X5M 15X5M 15X5M Сталь Сталь
27	ЛЧ-35-11/600	П-602	Конвекция I, II, III ст. радиации.	390 530	50 50	1X2M1 1X2M1	108x5 76x7	- -	- -	113 79	3,5 5,5	1X2M 1X2M
		П-601 П-603	Конвекция, радиация	420 380	47,5 10	1X2M1 15X5M 12MX	108x8 152x8 102x5	- - -	- - -	113 157 106	6,5 5,5 3,5	1X2M 15X5M 12MX
28	ЛЧ-35-11/600 (Рязанский НПЗ)	П-602	7 камер змеевиков	520	45	15X5M 1X2M1 12X1MФ 15X5M	76x8 76,8 76x10 108x10	- - - -	- - - -	79 79 79 113	3,5 3,5 3,5 4,5	15X5M 1X2M 12X1M 15X5M
29	ЛЧ-35-11/1000 (Московский НПЗ)	П-101	Конвекция Радиация	380 450	47 47	17102,5 (15X5M) 17102,5(15X5M)	152x8 152x8	- -	- -	157 157	4,0 5,0	17102 17102
		П-102	Конвекция Радиация	295 330	25 25	12022,1 (Сталь 20) 12022,1 (Сталь 20)	152x6 152x6	- -	- -	157 157	3,5 3,5	12022 12022
		П-103	1 ступень, Конвекция Радиация	476 530	22 22	15313,5 (12X2M1) 15313,5 (12X2M1)	108x6 108x8	- -	- -	113 113	3,5 3,5	- -
		П-104	Конвекция Радиация	290 320	26 26	12022,1 (Сталь 20) 12022,1 (Сталь 20)	152x6 152x6	- -	- -	157 157	3,5 3,5	12022 12022
		П-105	Радиация	400	7	17102,2 (15X5M)	127x7	-	-	132	3,0	17102
30	Гидроочистка масел Г-24	П-1 П-2 П-3	Радиация Конвекция Конвекция Радиация	420 - - 420	- 49 49 -	12X8ВФ 12X8ВФ 12X18Н10Т 12X18Н10Т	127x10 127x10 127x10 127x10	- - - -	- - - -	132 132 132 132	6,0 5,5 5,0 5,5	12X8F 12X8F 12X18 12X18
31	Гидроочистка 24/1		Радиация Конвекция	460 -	- 45	15X5M 15X5M	152x11 152x11	- 140	- 142	157 157	6,5 6,0	15X5M 15X5M
32	Гидроочистка 24/6	П-1-2 П-3-4	Радиация Конвекция Радиация и конвекция	430 - 320	- 56 6	12X18Н10Т 15X5M 15X5M	219x10 159x13 159x6	- - -	- - -	224 164 164	6,5 6,5 3,5	12X18 15X5M 15X5M
33	Гидроочистка дизельного топлива	П-102 (П-202)	Радиация, конвекция	350	8	Сталь 10	127x6	-	-	132	3,5	Сталь
34	Л-24/7 ЛЧ-24/7	П-1-2 П-3-4 П-101 (П-201)	Радиация Конвекция Радиация, конвекция Конвекция Радиация	425 425 310 - 420	40 40 10 50 -	08X18Н10Т 12X8ВФ 15X5M 15X5M 15X5M	219x10 159x10 159x6 168x10 168x10	- - - - -	- - - - -	224 164 164 172 172	6,0 5,0 3,5 5,0 6,0	08X18 12X8F 15X5M 08X18 08X18
35	Л-24-8РТ	П-1 П-2	Конвекция Радиация Конвекция Радиация	300 360 240 270	55 55 16 16	08X18Н10Т 08X18Н10Т Сталь 20 Сталь 20	152x7 152x8 152x6 152x6	- - - -	- - - -	157 157 157 157	5,0 5,5 3,5 3,5	08X18 08X18 Сталь Сталь
36	Л-24-9РТ	П-1	Конвекция	300	55	08X18Н10Т	152x7	-	-	157	5,5	08X18

		П-2	Радиация Конвекция Радиация	360 240 270	55 17 17	08X18H10T Сталь 20 Сталь 20	219x10 152x6 152x6	- - -	- - -	224 157 157	7,5 3,5 3,5	08X18 Сталь Сталь
37	Л-24-9x2PT	П-1 П-2	Конвекция Радиация Конвекция Радиация	370 400 300 345	52 52 15 15	08X18H10T 08X18H10T Сталь 20 Сталь 20	152x7 152x7 152x6 152x6	- - - -	- - - -	157 157 157 157	5,5 5,5 3,5 4,0	08X18 08X18 Сталь Сталь
38	Гидроочистка Л-24/300 Л-24/600	П-101, 101a	Радиация, конвекция	420	56	15X5M-Y	159x11	-	-	164	6,0	15X5M
39	ЛЧ-24/2000 (ПО «Горькнефтеоргсинтез»)	П-201/1,2	Радиация Конвекция Секция подогрева ВСГ	400 324 300	46 46 11,5	12X18H10T 12X18H10T 15X5M	152x8 152x8 152x6	- - -	- - -	- - -	4,0 4,0 3,0	12X18 12X18 15X5M
40	Установка гидроочистки оренбургского конденсата	П-1 П-5	Конвекция, радиация Конвекция Радиация	380 210	26 20	15X5M 15X5M 15X5M	152x8 152x8 219x8	- - -	- - -	157 157 224	4,0 3,5 5,0	15X5M 15X5M 15X5M
41	АГФУ	П-1 П-2/3	Под и потолок, конвекция Под и потолок, конвекция	320 230	25 13	15X5M 15X5M 15X5M 15X5M	127x8 219x8 159x8 152x8	117 - - -	119 - - -	132 224 164 157	5,0 5,0 5,0 5,0	15X5M 15X5M 15X5M 15X5M
42	ЦГФУ	П-1, П-2, П-3, П-4, П-5	Под и потолок, конвекция, боковые экраны	165	25	Сталь 20	152x8	144	146	157	4,0	Сталь
43	ЦГФУ-1, II, III (ПО «Куйбышевнефтеоргсинтез»)	П-1, П-2, П-3, П-4, П-5	Все потоки (I-IV)	До 150	25	Сталь 10	152x8	144	146	157	4,0	Сталь
44	Сероочистка	П-1, 2, 3	Радиация, конвекция	400	9,5	15X5M	152x8	-	-	157	4,0	15X5M
45	64-1	П-1, 2	Все экраны	330	20	Сталь 20 15X5BФ	152x8 152x8	- -	- -	157 157	3,5 3,5	Сталь 15X5M
46	64-2М	П-1	Радиация I поток Конвекция II, III поток	330 300	10,5 9,5	15X5M Сталь 20	152x8 102x8	- -	- -	157 106	3,5 3,5	15X5M Сталь
47	Деасфальтизация 36/1, 36/2, 36/4, 36/5	П-1	Под и потолок, конвекция, радиация	290	45	15X5M 15X5M	102x10 152x8	92 142	94 144	106 157	5,0 5,0	15X5M 15X5M
48	Фенольная очистка масел 37	П-1 П-2, 3	Под и потолок конвекция Под и потолок, конвекция	300 350 -	10 - 18	Сталь 10 15X5M 15X5M	89x6 152x8 127x8	83 145 120	85 146 121	92 157 132	3,0 3,5 3,5	Сталь 15X5M 15X5M
49	Дуосол 36/37	П-1, П-2/3, П-7 П-4, П-6 П-5/8	Радиация и конвекция Радиация, конвекция Радиация, конвекция	До 380 До 350 До 360	25 26 10	15X5M, сталь 20, сталь 10 15X5M сталь 20 15X5M, сталь 10, сталь 20	152x8 102x8 152x8 152x8 102x8 102x6	144 94 142 142 95 95	146 96 144 144 97 97	157 106 157 157 106 106	4,0 4,0 5,0 5,0 3,5 3,5	15X5M сталь сталь 15X5M сталь 15X5M сталь
50	Контактная очистка масел 42/2, 42/3	П-3	Под и потолок, конвекция	210	14	Сталь 10	60x6	54	56	64	3,0	Сталь
51	Г43-107 (Московский НПЗ)	П-101 П-102	Радиация Конвекция Радиация Конвекция	450 420 420 420	60 60 16 16	08X18H10T 15X5M 15X5M 12X18H10T	219x10 152x8 219x10 152x8			224 157 224 157	6,0 5,0 4,0 3,5	08X18 - 15X5M 12X18
52	Л 16/1	П-1, 2 П-3, 4	Потолок и под Конвекция Радиация, конвекция	430 - 380	- 58 8	12X18X10T 15X5M 15X5M	219x10 159x11 152x8	- - 145	- - 146	224 164 157	7,0 6,5 3,5	12X18 15X5M 15X5M
53	Установка 17/1	П-2	Конвекционная секция Подовый и потолочный экраны	150 400	15 6	15X5M 15X5M	102x8	96 96	97 97	106 106	3,0 3,0	15X5M 15X5M
54	Установка 17/2 (ПО «Ярославнефтеоргсинтез»)	П-1	Радиации и конвекция	350	10	15X5M	152x8	145	146	157	3,5	Сталь
55	Установка Л И-150 (ПО	П-1	Радиация	450	-	15X5M	152x8	-	-	157	6,0	15X5M

	«Ярославнефтеоргсинтез»)	П-2	Конвекция Радиация	- 400	49 4	15X5M 15X5M	89x6 89x6	- -	- -	92 92	3,5 3,5	15X5M 15X5M
56	Битумная 19/1, 19/3, 19/5	П-1	Под и потолок, конвекции	310	9	Сталь 10	89x8	83	85	92	3,0	Сталь
57	Битумная 19/6	P-1	Реакторы	265	8	15X5M Сталь 20	152x8 152x8	145 145	146 146	157 157	3,5 3,5	15X5M Сталь
		P-2	Все зоны	320	16	15X5M	108x10	101	103	113	3,5	15X5M
58	Битумная 19/10	П-1, 2	Радиация	275	25	15X5M	89x10	83	85	92	3,0	15X5M
			Конвекция	275	25	15X5M	89x6	83	85	92	3,0	15X5M
59	Битумная (Мажейкский НПЗ)	П-1	Конвекция	325	10	15X5M	108x9	-	-	113	3,5	15X5M
			Радиация	395	10	15X5M	108x9	-	-	113	3,5	15X5M
						15X5M	127x8	-	-	132	4,0	15X5M
						15X5M	152x8	-	-	157	3,5	15X5M
						15X5M	219x10	-	-	224	4,0	15X5M
						15X5M	325x15	-	-	340	5,0	-
60	Битумная (Мозырский НПЗ)	П-1	Конвекция		9	Сталь 20	102x6	-	-		3,0	Сталь
			Радиация	401		15X5M	102x6	-	-		3,0	15X5M
						15X5M	152x8	-	-		3,5	15X5M
						15X5M	219x9	-	-		4,0	15X5M
61	Битумная (Павлодарский НПЗ)	П-1	Конвекция	405	10	15X5M	108x6	-	-	113	3,0	15X5M
			Радиация	405	10	15X5M	219x10	-	-	224	4,0	15X5M
						15X5M	273x12	-	-	281	4,5	15X5M
						15X5M	325x14	-	-	334	5,0	-
62	Полунепрерывное коксование 21 - 10	П-1	Подовый экран	410	25	15X5M	127x10	118	120	132	4,5	15X5M
			Потолочный экран	410	25	15X5M	102x10	94	96	106	4,0	15X5M
		П-2	Подовый и потолочный экраны	515	40	15X5M	127x10	115	118	132	6,0	15X5M
			Конвекция	320	25	Сталь 10	102x10	95	97	106	3,5	Сталь
		П-3	Конвекция	320	25	Сталь 10	127x10	119	121	132	4,0	Сталь
			Конвекция	400	40	15X5M	102x10	92	95	106	5,0	15X5M
			400	40	15X5M	127x10	116	118	132	5,5	15X5M	
63	21-10/3М (ПО «Пермнефтеоргсинтез»)	П-1	Конвекция	360	16	15X5M	127x10	120	121	132	3,5	-
		П-2	Радиация (спиральный)	510	25	12X18H10T	133x10	-	-	138	4,0	12X18
64	Установка замедленного коксования (УЗК)	П-101 П-301 П-302		404	5	15X5M	152	-	-	157	5,0	
				505	30	15X5M	114	-	-	119	5,5	
				530	18		114	-	-	119	5,0	
							152	-	-	157	5,5	
65	ЭП-60 (ПО «Пермнефтеоргсинтез»)		Конвекция	450	11	12X18H10T 20X23H18	114x6 114x6	- -	- -	119 119	3,5 3,5	12X18 20X23
			Радиация	785	4	20X23H18	140x8	-	-	144	4,5	20X23
66	ЭП-60, ЭП-75		Конвекция	475	10	Сталь 20	114x6	106	108	119	3,5	Сталь
				650	10	12X18H10T	114x4	106	108	119	4,0	12X18
						12X18H10T	140x8	132	134	144	4,0	
						20X23H18	114x6	106	108	119	4,0	20X23
			Радиация			20X23H18	140x8	132	134	144	4,0	
				840	4	20X23H18	140x8	126	128	144	7,0	20X23
			20X20H14C2	114x7	103	105	119	5,5	20X23			
67	ЭП-300 (ПО «Горькнефтеоргсинтез»)	F-01 A, B F-99 A, B	Змеевики конвекции	580	4,7	15X5M	102x6	-	-	106	3,5	15X5M
						12X18H10T	102x6	-	-	106	3,5	12X18
			Змеевики радиации	850	2,5	45X25H20	102x6	-	-	106	3,5	45X25
						45X25H20	125x9,5	-	-	135	3,5	45X25
						45X25H35	125x9,5	-	-	135	5,0	45X25
68	Пиролиз (Горьковский нефтемаслозавод)		Испарительная секция	400	16	15X5M	89x7	-	-	92	3,0	15X5M
			Парозмеевиковая секция	720	4	12X18H9T	152x6	-	-	157	3,0	12X18
69	ЭП-450 (ПО «Нижнекамскнефтехим»)	F-BA-101+109	Конвекция		4	Углеродистая сталь	141x6,5	-	-	145	3,5	Углеродистая сталь
							89x5,5	-	-	92	3,0	5Cr-1,18Cr-1,18Ni
							73x5,2	-	-	76	3,0	18Cr-1,18Ni
		F-BA-121/	Радиация				73x5,2	-	-	76	3,0	18Cr-1,18Ni
							85x8	-	-	89	5,0	25Cr-1,18Ni
							114x9	-	-	119	5,5	Углеродистая сталь
			159x9,5	-	-	164	5,5					

		122				5Cr-1/2Mo, 18Cr-8Ni 25Cr-20Ni	102x5,75 102x5,75 138x6,6 138x9,1	- - - -	- - - -	106 106 142 142	3,0 3,0 5,0 6,0	5Cr-1, 18Cr- 25Cr-
70	Установка «Жекса» Новоуфимского НПЗ	F-202 F-203	Радиация	570	38,6	12X2M1	114x6,4	-	-	119	5,0*	12X2M
71	Комбинированная установка ЛК-6У	П-101, 102 П-201	Конвекция Радиация Конвекция	- 380 -	22 - 29	15X5M 15X5M 12X8ВФ 15X5M	152x7 152x8 152x6 152x6	- - - -	- - - -	157 157 157 157	4,0 4,0 4,0 4,0	15X5M 15X5M 12X8F 15X5M
			Радиация	400 400 400	- - -	12X8ВФ 15X5M 0X18Н10Т	219x7 219x9 219x7	- - -	- - -	224 224 224	5,0 6,0 5,0	12X8F 15X5M 0X18F
		П-202 П-203	Конвекция, радиация Конвекция	До 265 443	22,5 44	Сталь 20 1X2M1 1X2M1 15X5M 15X5M 1X2M1	152x6 159x7 159x8 159x7 159x8 108x7	- - - - - -	- - - - - -	157 164 164 164 164 113	3,5 5,5 5,5 5,5 5,5 5,5	Сталь 1X2M 1X2M 15X5M 15X5M 1X2M 1X2M
			Радиация I и II ст.	530	44	15X5M 1X2M1	159x8 108x9	- -	- -	113 164 164 113	5,5 6,5 6,5 5,5	1X2M 15X5M 15X5M 1X2M
			Радиация III ст.	530	44	1X2M1 1X2M1	108x7 108x9	- -	- -	113 113 113 113	5,5 5,5 5,5 5,5	1X2M 1X2M 1X2M 1X2M
		П-204 П-205 П-301	Конвекция и радиация Радиация Конвекция	252 320 -	22,5 6 62,5	Сталь20 15X5M 12X8ВФ, 08X18Н10Т	152x6 108x4 152x7	- - -	- - -	157 113 157	3,5 3,0 5,0	Сталь 15X5M 12X8F
		П-302	Радиация Конвекция Радиация	400 - 380	- 49 -	08X18Н10Т 12X8ВФ 08X18Н10Т	219x10 152x7 152x8	- - -	- - -	224 157 157	8,5 5,0 5,5	08X18 12X8F 08X18
72	ЛК-6У (Мажейский НПЗ)	П-102 № 1 П-102 № 2	Конвекция Конвекция Радиация	206 206 235	30 30 30	Сталь 20 Сталь 20 Сталь 20	152x6 152x6 152x6	- - -	- - -	157 157 157	3,5 3,5 4,0	Сталь Сталь Сталь
73	КМ-2 (ПО «Ярославнефтеоргсинтез»)	1,2П -101 П-102	Радиация Конвекция Радиация	420 260 380	0,2 4,2 0,25	15X5M 15X5M 15X5M	219x12 152x8 219x12	- - -	- - -	224 157 224	4,0 3,5 4,0	15X5M 15X5M 15X5M
			Конвекция	297	4,8	15X5M	152x8	-	-	157	3,5	15X5M
		П-201	Радиация Конвекция	250 250	22 22	15X5M 15X5M	219x9 152x8	- -	- -	224 157	5,0 4,0	15X5M 15X5M
			Радиация	210	0,4	15X5M	152x8	-	-	157	3,5	15X5M
		1,2П -301	Конвекция	130	3,8	15X5M	114x6	-	-	119	3,5	15X5M
		3П-301	Радиация	220	20,2	15X5M	152x8	-	-	157	3,5	15X5M
		3П-302	Радиация Конвекция	220 220	8 8	15X5M 15X5M	152x8 114x6	- -	- -	157 119	3,5 3,5	15X5M 15X5M
			Радиация	220	25	15X5M	152x8	-	-	157	4,0	15X5M
			Конвекция	220	25	15X5M	152x8	-	-	157	4,0	15X5M
		1,2П -304	Радиация Конвекция	230 230	6,7 6,7	15X5M 15X5M	219x9 152x8	- -	- -	224 157	3,5 3,5	15X5M 15X5M
		П-305	Радиация	210	7,4	15X5M	152x8	-	-	157	3,5	15X5M
						15X5M	219x9	-	-	224	3,5	15X5M
		П-401	Радиация Конвекция	180 166	3,0 10,5	Сталь 20 Сталь 20	152x8 114x12	- -	- -	157 119	4,0 4,0	Сталь Сталь
		1П-402	Радиация Конвекция	180 100	3,0 4,6	Сталь 20 Сталь20	114x8 89x6	- -	- -	119 92	4,0 3,5	Сталь Сталь
		3П-402	Радиация Конвекция	180 100	3 6,7	Сталь 20 Сталь 20	219x8 152x8	- -	- -	224 157	3,5 3,5	Сталь Сталь
		1,2,3П-	Радиация	420	42	15X5M	152x8	-	-	157	4,5	15X5M

		501 1,2П-601 П-701 П-801	Конвекция Радиация Радиация Конвекция Радиация Конвекция	240 420 340 225 400 400	48 40,7 1,7 1,7 5,0 5,0	Сталь 20 15X5M 15X5M Сталь 20 15X5M 15X5M	152x6 108x6 152x8 114x12 152x8 152x6	- - - - - -	- - - - - -	157 143 157 119 157 157	4,0 4,0 4,0 4,0 4,0 4,0	Сталь 15X5M 15X5M Сталь 15X5M 15X5M
74	Установка КМ-3 (Волгоградский НПЗ)	П-101 П-201 П-1 П-401 П-402 П-403 П-501 П-502 П-902	Радиация Конвекция Радиация Конвекция Радиация Конвекция Радиация Конвекция Радиация Конвекция Радиация Конвекция Радиация Конвекция Радиация Конвекция Радиация Конвекция Радиация Конвекция	400 400 400 400 335 335 350 350 360 350 200 200 180 180 300 300	57 57 56 56 9 9 11 11 11 6 13 13 14 14 11 11 11 14 14 11 11	08X18H10 15X5M 15X5M 15X5M Сталь 20 10Г2 15X5M 15X5M 15X5M « 12X18H10T » Сталь 20 Сталь 20 Сталь 20 15X5M 15X5M	219x10 159x8 219x10 152x7 159x6 114x7 152x6 114x8 152x6 114x6 152x8 114x6 152x6 114x6 152x8 114x6 152x6 114x6 152x8 114x8	- -	- -	224 164 224 157 164 119 157 119 157 119 157 119 157 119 157 119 157 119 157 119 157 119	7,0 5,0 7,0 5,0 3,0 3,0 3,0 3,0 3,0 3,0 3,0 3,0 3,0 3,0 3,0 3,0 3,0 3,0 3,0 3,0 3,0 3,0	08X18 15X5M 15X5M 15X5M Сталь 10Г2 15X5M 15X5M 15X5M 12X18 Сталь Сталь Сталь 15X5M 15X5M 15X5M 15X5M 15X5M 15X5M 15X5M 15X5M
75	«Детол» (Рязанский НПЗ)	Н-101 Н-901	Радиация Конвекция	280 280	12 12	15X5M 15X5M	102x5 102x5	96 96	97 97	106 106	3,0 3,0	15X5M 15X5M
76	Водородная 41-1	Печь конверсий		420	1,5	45X25H20C2, 10X23H18	168x6	- -	- -	172	3,5	45X25 10X23
77	Установка В-5 «водородная» (АО «Уфимский НПЗ»)	П-1(П-2)	Радиация	900	2,5	X23H18	168x8	-	-		6,0	
78	конверсия водорода (Московский НПЗ)	П-201	Змеевик пирогаза Змеевик пусковой Змеевик подогрева исходного газа	840 420 400	25 25 30	45X25H20C 15X5M 15X5M	114x12 114x7 76x5	- - -	- - -	119 119 79	10,3 3,0 3,0	- 15X5M 15X5M
79	СЖК омыление		Секция подогрева и выдержки Секция испарения	320 375	30 30	15XM 15XM	133x8 159x8	- -	- -	138 164	4,0 4,0	15XM 15XM
80	Установка регенерации отработанных масел (УРОМ) (Кременчугский НПЗ)	П-201 П-301 П-401 П-501 П-601	Радиация Радиация « » «	330 230 315 365 394	5,2 37,2 47 48,4 2,2	15X5M Сталь 20 15X5M 15X5M 15X5M 15X5M	114x6 114x8 60x6 114x6 114x6 219x8	- - - - - -	- - - - - -	119 119 63 119 119 224	3,0 3,5 3,0 3,5 3,5 4,0	15X5M Сталь 15X5M 15X5M 15X5M 15X5M
81	Установка термической обработки стоков (УТОСВ) (Кременчугский НПЗ)	П-1/1 П-1/2	Радиация Конвекция	200	24	Сталь 20 Сталь 20	219x7 152x6	- -	- -	224 157	4,0 3,0	Сталь Сталь
82	КТ-1 (Павлодарский НПЗ)	П-101 П-102 П-601 П-701	Конвекция, радиация Конвекция, радиация Конвекция, радиация Конвекция, радиация	410 400 430 500	60 8 10 23	08X18H10T 08X18H10T 15X5M 15X5M 15X5M 15X5M 15X5M 15X5M	152x10 219x14 152x8 219x10 152x8 219x10 114x11 127x11	- - - - - - - -	- - - - - - - -	157 224 157 224 157 224 119 132	5,0 7,0 4,0 5,0 4,0 5,0 4,0 5,0	08X18 08X18 15X5M 15X5M 15X5M 15X5M 15X5M 15X5M
83	Блок подготовки сырья установки «Парекс» (Мозырский НПЗ)	П-101	Конвекция Радиация	- 330	8,2 8	15X5M 15X5M 15X5M	152x8 152x8 219x10	- - -	- - -	157 157 224	3,5 3,5 4,0	15X5M 15X5M 15X5M
84	Установка «Парекс» (ПО «Горькнефтеорг- синтез»)	П-1 RSK- 301	Конвекция Радиация Конвекция Радиация	312 380 307	8,1 25,5 7,0	15X5M 15X5M 15X5M 08X18H10T 08X18H10T Сталь 20	108x6 152x8 219x8 38x3,5 57x4 159x5	- - - - - -	- - - - - -	113 157 224 40 60 164	3,0 3,0 3,5 2,0 2,0 3,0	15X5M 15X5M 15X5M 08X18 08X18 Сталь

		MSK301 Камера 0- 101	Конвекция, радиация	380	14,0	Сталь 20 12 XM 15XM	108x4 159x6 159x5	- - -	- - -	113 164 164	3,0 3,0 3,0	Сталь 12 XM 15XM
		MSK301 камера 0- 102	Конвекция, радиация	380	13,2	08X18H10T 08X18H10T	159x6 89x4	- -	- -	164 92	3,0 2,5	08X18 08X18

\* При замене труб предпочтение отдавать трубам с большей толщиной.

\*\* Отбраковочные толщины труб и отводов даны до момента наработки печами 200 тыс. ч

Пр и м е ч а н и я: 1. Приведенные нормы отбраковки не распространяются на проектируемые и вновь сооружаемые печи.

2. Отбраковку элементов змеевиков необходимо производить с учетом их износа до следующей ревизии.

3. Отбраковочные толщины стенок труб и отводов змеевиков печей установок пиролиза приведены без учета внутреннего науглероженного слоя.

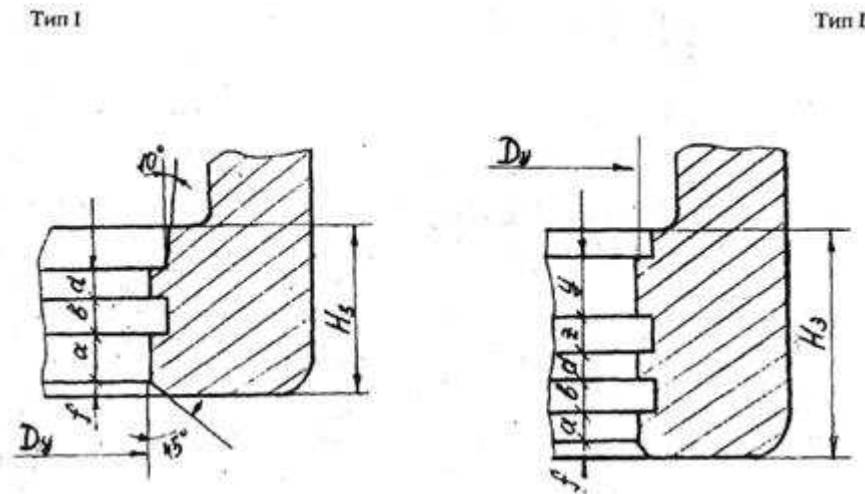
4. Отбраковочные размеры калачей (отводов) по толщине стенки приведены для случаев, когда они изготовлены крутоизогнутыми (т.е.  $D_{нар} \approx R_{гиба}$ ), за исключением позиций, где указано, что они гнутые, т.е. рядом с указанными размерами отвода стоит обозначение «гн», для гнутых отводов (т.е. при отношении  $R_{гиба} / D_{наруж} \geq 3$ ) их отбраковочные толщины стенок принимаются равными отбраковочным размерам соответствующих прямых труб.

5. Отбраковочные толщины стенок труб и отводов змеевиков печей установок каталитического риформинга и предварительной гидроочистки бензина приведены на момент наработки их до проектного (разрешенного) срока службы (100 тыс. часов); отбраковка элементов змеевиков печей указанных установок, проработавших свыше разрешенного срока службы, производится в соответствии с документами, специально разработанными для них (РД РТМ 38.14.006-86) [40].

6. Отбраковочные размеры змеевиков печей, не вошедших в данную таблицу и имеющих отличия от приведенных данных по рабочим параметрам и др. (давление, температура, материал, размеры труб, отводов), разрабатываются или уточняются ВНИКТИнефтехимоборудование в каждом конкретном случае после предоставления предприятиями исходных данных для расчетов и согласовываются с проектной организацией в установленном порядке.

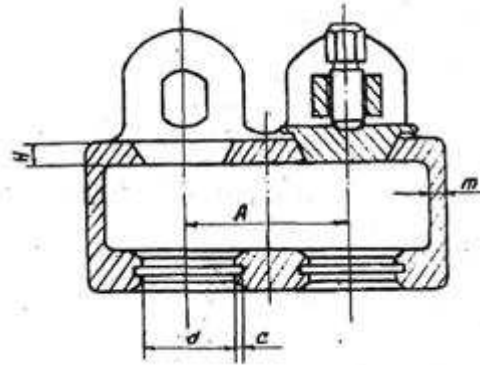
## ПРИЛОЖЕНИЕ 1.2.

Таблица размеров отверстий под развальцовку в корпусах двойников, мм



Двойник		D <sub>y</sub>	a	f	b	d	z	y	H <sub>3</sub>
ступень	тип								
25	I	60	10	2	8	7	-	-	30
		89	12	3	10	9	-	-	40
		102	14	3	11	10	-	-	45
		127	14	3	18	10	-	-	52
		152	14	3	21	10	-	-	55
64	II	102	10	3	13	10	13	10	65
		127	10	3	13	10	13	10	65
		100	102	14	3	16	10	16	10

Таблица отбраковочных размеров двойников



Ступень	Наружный диаметр печных труб, мм (D <sub>y</sub> )	Расстояние между центрами, мм (A)	Нормы отбраковки, мм			При уменьшении глубины канавки (C)
			по толщине (m)	по толщине уплотняющего пояса (H)	по диаметру (d)	
25	60	120	6	10	62	Менее одного миллиметра
	89	150	7	12	91	
	102	172	8	12	104	
	127	215	10	15	129	
	127	250	10	15	129	
	152	275	10	15	154	
	152	305	10	15	154	
64	102	203	14	15	104	
	127	250	16	20	129	
	152	275	18	25	154	
100	102	203	20	25	104	

П р и м е ч а н и е. Отбраковку двойников по толщинам стенок производить с учетом их износа до следующей ревизии.

## ПАСПОРТ-ЖУРНАЛ ПЕЧИ

Печь \_\_\_\_\_  
 Дата ввода в эксплуатацию \_\_\_\_\_  
 Установка \_\_\_\_\_ Цех \_\_\_\_\_  
 Паспорт составлен \_\_\_\_\_ 19 \_\_\_\_ г.  
 Кем составлен \_\_\_\_\_

## 1. ХАРАКТЕРИСТИКА ПЕЧИ

## 1.1. Теплотехническая

Тип печи \_\_\_\_\_  
 Тип змеевиков \_\_\_\_\_



Проектная теплопроизводительность \_\_\_\_\_

Производительность по сырью \_\_\_\_\_

а) проектная \_\_\_\_\_

б) фактическая \_\_\_\_\_

Производительность сырья по потокам \_\_\_\_\_

Перерабатываемое сырье \_\_\_\_\_

Температура по потокам (вход, выход) \_\_\_\_\_

Температура дымовых газов на перевале \_\_\_\_\_

Давление по потокам (вход, выход) \_\_\_\_\_

### 1.2. Техническая

Количество труб по экранам, их размеры, материал \_\_\_\_\_

Характеристики отводов (двойников), количество их по экранам, материал \_\_\_\_\_

### 1.3. Отбраковочные размеры для труб и отводов

Экраны	Размеры труб (отводов), мм	Материал труб (отводов)	Увеличение наружного диаметра труб, мм	Отбраковочная толщина стенки трубы, мм	Отбраковочная толщина стенки отвода, мм
1	2	3	4	5	6

--	--	--	--	--	--	--	--

#### 1.4. Отбраковочные размеры для двойников, мм

Степень давления	Условный диаметр труб ( $D_v$ )	Расстояние между центрами двойников	Увеличение внутреннего диаметра трубы в двойнике	Увеличение внутреннего диаметра трубы за двойником	Отбраковочная толщина стенки двойника(м)	Отбраковочная толщина уплотняющего пояса (Н)	Отбраковочный диаметр гнезда двойника под трубы (d)	Отбраковочная глубина канавки под развальцовку (с)
1	2	3	4	5	6	7	8	9

#### 1.5. Проектные данные по футеровке печи

Наименование кладки	Наименование требуемого материала	Ед. измерения	Кол-во	Масса, т	Примечание
Кладка торцовых стен	ОК-1	шт.			
	ОК-5	«			
	ОК-20	«			
	ОК-24	«			
	ОК-31, 32, 33, 34	«			
Кладка фронтальных стен ниже форсунок	ОК-79	«			
	Кирпич шамотный нормальный	м <sup>3</sup>			
	ОК-47	«			
Кладка форсуночных окон		«			
Кладка фронтальных стен выше форсунок		«			
Кладка перевальных стен и т.д.		«			

#### 1.6. Результаты осмотров элементов трубчатого змеевика

Дата	Результаты осмотров	Ф.И.О., должность и подпись ответственного лица
	(Указать осмотренные части: экран, камеры, под, потолочный, боковой)	

Примечание. Отвести необходимое количество страниц.

#### 1.7. Сведения о выполненных ревизиях, испытаниях и проверках змеевика печи

Дата	Места и объемы проведенных работ по контролю, ревизиям, испытаниям	Должность, Ф.И.О., подпись представителя технадзора
	а) по трубам змеевика б) по отводам (двойникам)	

| в) по гарнитуре и металлоконструкциям |

Примечание. Отвести необходимое количество страниц.

**1.8 Сведения о проведенных осмотрах и ревизиях дымовой трубы, огнеупорной кладки, изоляции печи**

Дата	Наименование частей печи и результаты осмотров	Ф.И.О., должность и подпись ответственного лица

Примечание. Отвести необходимое количество страниц.

**1.9. Записи о ремонтах и авариях**

А) ремонты:

Дата, вид ремонта	Описание проведенного ремонта	Простой в ремонтах	Дата ввода после ремонта	Ф.И.О., . должность и подпись ответственного за ремонт

Б) аварии:

Дата аварии	Описание аварии	Причина аварии	Простой ввиду аварии	Хранение акта об аварии

Примечание. По окончании ремонта после проведения гидроиспытаний змеевика выполняется соответствующая запись с указанием пробного давления.

**1.10. Перечень прилагаемых к паспорту документов.**

1. Паспорт металлической дымовой трубы.
2. Схемы змеевиков.
- 3.. Заводские сертификаты на изготовление змеевиков.
4. Документы о согласовании отступлений от проекта при монтаже.
5. Акты приемки скрытых работ (дата и номер).
6. Документы (сертификаты и др.), удостоверяющие качество сварочных работ.
7. Журнал сварочных работ.
8. Акт испытания змеевиков печи на плотность и прочность.
9. Заключение по просвечиванию сварных монтажных швов.
10. Документы о результатах проверок и обследований (рекомендации, заключения и др.)

Приложение к паспорту печи

**ПАСПОРТ**

**металлической дымовой трубы**

Предприятие-изготовитель \_\_\_\_\_

Тип \_\_\_\_\_

Заводской номер \_\_\_\_\_

Дата выпуска \_\_\_\_\_

Масса трубы \_\_\_\_\_

**I. Сведения об основных элементах трубы**

Наименование элементов трубы	Ед. измерения	Кол-во	Наименование материала	ГОСТ на материал	Размеры: высота (H), толщина (S), HxS, мм	Сведения о сварке	
						вид сварки	электроды, сварочная проволока
Коническая часть							
Цилиндрическая часть							
Опорное кольцо							
Кольцо жесткости							

Дымовая труба изготовлена в соответствии с ТУ № \_\_\_\_\_

и чертежами № \_\_\_\_\_

Установлена на установке № \_\_\_\_\_

печь № \_\_\_\_\_

Дата установки \_\_\_\_\_

(кем и когда)

**Схема дымовой трубы****II. Сведения о ревизии и ремонте дымовой трубы  
(дата, объем, результаты)****ПРИЛОЖЕНИЕ 1.5**СОГЛАСОВАНО  
Начальник ОТН

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 19 г.

УТВЕРЖДАЮ  
Главный механик

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 19 г.

**АКТ  
ревизии и отбраковки трубчатой печи**

установки № \_\_\_\_\_ цеха \_\_\_\_\_

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 19 г.

Комиссия в составе: \_\_\_\_\_

Ст. механика цеха \_\_\_\_\_

Инженера ОТН по печам  
Начальника установки №  
Механика установки №  
произвели ревизию печи  
установки №

\_\_\_\_\_ цеха № \_\_\_\_\_

Трубы радиантных камер и трубы конвекции проверены по наружному диаметру внешним осмотром и измерением

Увеличений наружного диаметра труб свыше отбраковочных размеров, видимых трещин (крипп) не обнаружено, за исключением:

Произведены замеры толщин стенок труб и отводов, внутреннего диаметра труб в двойниках и за двойниками, толщин стенок двойников

Проведены другие операции по ревизии (замеры твердости элементов, стилоскопирование, УЗК и др.)

Проверено испытание \_\_\_\_\_ труб змеевиков на прочность давлением Р<sub>и</sub>

Остальной гарнитуре и металлоконструкциям печи ревизия была произведена следующим образом: серьги трубных подвесок и трубных решеток путем обстукивания молотком, трубные и кирпичные подвески печей внешним осмотром

Данные по ревизии труб, отводов, гарнитуры и металлоконструкций печи занесены в журналы (дать полное наименование)

Данные по ревизии кладки, изоляции, футеровки печи, боровов, дымовых труб и т.д.

В результате ревизии обнаружено (внести основные дефекты и неисправности, выявленные при ревизии):

Указанные в настоящем акте дефекты устранены, а именно:

---

---

---

---

---

К акту приложена следующая документация, а именно:

- 1) схемы змеевиков печи с указанием мест обнаружения дефектов, мест расположения точек замеров;
  - 2) акт испытания змеевиков печи;
  - 3) другие документы (схемы, чертежи, протоколы), отражающие объем и результаты ревизий
- 
- 
- 
- 
- 
- 
- 
- 
- 
- 
- 

Ст. механик цеха № \_\_\_\_\_

Начальник установки № \_\_\_\_\_

Механик установки № \_\_\_\_\_

Инженер по печам отдела технадзора \_\_\_\_\_

### ЖУРНАЛ ревизии змеевиков

Печь \_\_\_\_\_  
Установка \_\_\_\_\_  
Цех \_\_\_\_\_  
Начат « \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 19 \_\_\_\_ г.  
Окончен « \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 19 \_\_\_\_ г.

#### Результаты ревизии труб и отводов

Наименование экрана и потока печи \_\_\_\_\_ Номер трубы (отвода) по схеме \_\_\_\_\_

Дата ревизии	Данные о результатах замеров						Кол-во наработанных часов	Состояние сварных соединений	Места и результаты цветной и ультразвуковой дефектоскопии металла трубы (отвода), рентгеноконтроля сварных соединений	Твердость трубы (отвода) из стали 15X5M	Причина замены трубы (отвода)	Результаты стилоскопирования или химического анализа	ГОСТ, ТУ на устанавливаемую трубу (отвод)	Подпись лица, проводившего ревизию
	Наружный диаметр труб (отводов), мм	Толщина стенки труб (отводов), радиусгиба отвода, мм	Способ изготовления отвода	Марка стали	Прогиб труб, мм	Толщина внутреннего науглероженного слоя, мм								
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15

Пр и м е ч а н и е. На каждую трубу (отвод) отводится страница или несколько страниц (в зависимости от частоты проведения ревизий).

#### Результаты ревизии двойников

Наименование секции или экрана печи \_\_\_\_\_ Наименование двойника по схеме \_\_\_\_\_

Дата ревизии	№ чертежа, нормаль или ТУ на двойник, материал	Толщина стенки двойника, мм (m)	Толщина моста между отверстиями под пробки, мм (H)	Диаметр очка двойника, мм (d)	Глубина канавки под развальцовку, мм (C)	Твердость, ед. НВ	Результаты осмотра			Характер ремонта или причина замены	Результаты стилоскопирования	Внутренний диаметр трубы в двойнике, мм	Внутренний диаметр трубы за двойником, мм	Состояние развальцовки	Места и результаты дефектоскопии двойника неразрушающими методами контроля	Подпись лица, проводившего ревизию
							траверса	пробка	болты							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17

Пр и м е ч а н и е. На каждую трубу (отвод) отводится страница или несколько страниц (в зависимости от частоты проведения ревизий).

## ПРИЛОЖЕНИЕ 1.7

**ЖУРНАЛ**  
**ревизии и ремонта гарнитуры, металлоконструкций**  
**и строительной части печи**

Печь \_\_\_\_\_

Установка \_\_\_\_\_

Цех \_\_\_\_\_

Составлен \_\_\_\_\_

Начат « \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 19 \_\_\_\_ г.

Окончен « \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 19 \_\_\_\_ г.

**1. Результаты ревизии гарнитуры и металлоконструкций печи**

Наименование элементов печи

Дата ревизии	Место расположения	Марка элемента (тип)	Ед. измерения	Кол-во	Результаты ревизии и принимаемые меры	Материал	Подпись лица, ответственного за безопасную эксплуатацию печи	Примечание

**2. Записи о результатах ревизии футеровки, кладки и изоляции печи типа \_\_\_\_\_**

Наименование	Дата	Результаты ревизии	Принимаемые меры	Подпись ответственного лица
Кладка торцевых стен Кладка фронтальных стен ниже форсунок Кладка форсуночных окон Кладка фронтальных стен выше форсунок Кладка горизонтального свода Кладка наклонного свода Кладка перевальных стен Кладка газоходов Изоляция торцевых стен Изоляция фронтальных стен Футеровка свода Футеровка пода и т.д.				

**3. Записи о проведенных ремонтах**



Вид ремонта \_\_\_\_\_

Дата выполнения работ	Наименование работ	измерения	Объем работ	Материал, марка кирпича	Ед. измерения	Подписи ответств. лиц	Примечание
	Ремонт торцевых стен Ремонт боковых стен ниже форсунок Ремонт футеровки форсуночных окон Ремонт боковых стен выше форсунок Ремонт горизонтального свода Ремонт кладки газохода Ремонт торкретпокрытия дымовой трубы Ремонт изоляции свода и стен печи Другие работы	м <sup>3</sup>			шт.		

Примечание. В таблице приводится примерный перечень работ, который может меняться в зависимости от типа печи.

**ПРИЛОЖЕНИЕ 1.8****АКТ****испытания змеевиков печи на плотность и прочность**

Дата \_\_\_\_\_

ОБЪЕКТ цех № \_\_\_\_\_

Установка \_\_\_\_\_

Мы, нижеподписавшиеся:

Представители заказчика:

Нач. цеха (установки)

Механик цеха

Инженер ОТН

Представители подрядчика

составили настоящий акт в том, что произведено гидравлическое испытание змеевиков  
печи

Рабочее давление (максимальное)

Давление при гидроиспытании на прочность

выдержкой в течение - мин.

При давлении, сниженном до рабочего, змеевики печей осмотрены.

Течей, свищей, недопустимых деформаций не обнаружено.

Змеевики, перечисленные в настоящем акте, признаны выдержавшими испытания.

Подписи:

**2. СТАЛЬНЫЕ ВЕРТИКАЛЬНЫЕ РЕЗЕРВУАРЫ****2.1. ОБЩИЕ УКАЗАНИЯ**

2.1.1. Настоящий раздел «Инструкции» распространяется на наземные, стальные вертикальные цилиндрические резервуары низкого давления (до 200 мм

вод. ст.), а также на резервуары, работающие без избыточного давления.

2.1.2. Приемку новых резервуаров после монтажа необходимо проводить в соответствии с действующими нормативно-техническими документами с учетом порядка, изложенного во «Временном положении по приемке законченных строительством объектов».

2.1.3. Все работы по эксплуатации, техническому надзору, ревизиям и ремонту, а также ремонтные и аварийные работы на территории эксплуатирующихся резервуаров (и вновь вводимых или временно не эксплуатирующихся) должны производиться в полном соответствии с требованиями «Инструкции», «Общих правил взрывобезопасности для взрыво- и пожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств», технологического регламента и технологических инструкций, а также действующих правил безопасности, других нормативно-технических документов, указаний вышестоящих и инспектирующих организаций.

2.1.4. Каждый действующий резервуар должен: соответствовать проекту; иметь технический паспорт; быть оснащенным комплектом оборудования, предусмотренного проектом; иметь номер, четко написанный на корпусе, согласно технологической карте.

На вертикальные цилиндрические резервуары в зависимости от назначения рекомендуется устанавливать следующее оборудование, отвечающее требованиям стандартов и обеспечивающее безопасную эксплуатацию и снижение потерь хранимого продукта от испарения:

- дыхательные и предохранительные клапаны;
- огневые предохранители;
- приборы контроля и сигнализации (уровнемеры, сниженные пробоотборники ПСР, сигнализаторы уровня, манометры, приборы и средства автоматизации систем противоаварийной защиты и др.);
- противопожарное оборудование;
- приемораздаточные патрубки, вентиляционные патрубки;
- люки-лазы, люки световые и люки замерные.

2.1.5. Все производственные операции с резервуарами следует производить в полном соответствии с технологическим регламентом и технологическими производственными инструкциями, разработанными для конкретных резервуаров на основе действующих «Правил технической эксплуатации резервуаров» [92] с учетом особенностей и условий эксплуатации, обеспечивая безопасность обслуживания и постоянную надежность конструкции.

Для каждой категории эксплуатационных и ремонтных работников в производственных инструкциях с учетом местных условий должны быть отражены:

- служебные обязанности работников, занимающихся эксплуатацией, обслуживанием и ремонтом резервуаров;
- порядок проведения основных технологических операций, работ по обслуживанию, сварочных и других ремонтных работ;
- необходимые мероприятия по технике безопасности и пожарной безопасности.

2.1.6. Знание и соблюдение инструкций, указанных в п. 2.1.5, а также положений настоящей «Инструкции», обязательно для всех лиц, связанных с эксплуатацией, надзором к ремонту резервуаров.

2.1.7. Лица, ответственные за безопасность эксплуатации резервуаров, должны назначаться приказом по предприятию.

2.1.8. На каждом предприятии на основе настоящей «Инструкции» должны быть составлены инструкции по техническому надзору, методам ревизии и отбраковке, учитывающие особенности условий эксплуатации своих резервуаров.

## 2.2. НАДЗОР В ПЕРИОД ЭКСПЛУАТАЦИИ

2.2.1. Эксплуатируемые на предприятиях резервуары и их оборудование периодически должны осматриваться в соответствии с табл. 2.1.

Таблица 2.1

### ПЕРИОДИЧНОСТЬ ОСМОТРОВ РЕЗЕРВУАРОВ В ПРОЦЕССЕ ЭКСПЛУАТАЦИИ

Вид осмотра	Периодичность
1. Ежедневный осмотр обслуживающим персоналом	Не реже 1 раза в сутки
2. Осмотр лицами, ответственными за безопасную эксплуатацию резервуаров	Не реже 2 раз в месяц
3. Осмотр комиссией	Не реже 1 раза в 6 месяцев

- Примечания. 1. В случае необходимости, по усмотрению лиц, ответственных за безопасную эксплуатацию, для отдельных резервуаров устанавливается осмотр обслуживающим персоналом каждую вахту (вахтовый осмотр).
2. Для отдельных резервуаров вместимостью 1000 куб.м и менее при хранении не коррозионных продуктов разрешается проводить осмотр комиссией не реже одного раза в год при условии, что имеющийся опыт эксплуатации этих резервуаров подтверждает их надежное техническое состояние.
3. Периодичность осмотров резервуаров с плавающими крышами (понтонами) приведена в п. [2.6.2](#).

2.2.2. Ежедневный осмотр резервуаров обслуживающим персоналом проводится в процессе эксплуатации.

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

При осмотре корпуса резервуара необходимо проверять (визуально) сварные соединения и основной металл в доступных местах, особое внимание обращая 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. У резервуаров, особенно с подогревательными устройствами, необходимо проверять температуру продукта в соответствии с технологической картой (технологическим регламентом).

О всех замеченных при осмотре неполадках и дефектах должно быть немедленно сообщено руководству цеха (парка) с принятием необходимых мер и обязательной записью в вахтовом журнале.

При обнаружении таких дефектов, как трещин, отпотин, свищей в сварных швах или в основном металле листов стенки, а также при появлении ненормального шума в резервуаре, переливов, течей в швах корпуса (а у теплоизолированных резервуаров быстрого намокания или течи из-под изоляции) 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 зачистке и подготовке к ремонту.

Примечание. Подчеканка трещин или отдельных свищей запрещается; допускается их ликвидация на кровле и 2-3 верхних поясах резервуара безогневыми способами (холодной пайкой или клеевыми композициями) по соответствующей технологии, например [\[146\]](#).

2.2.3. Лица, ответственные за безопасную эксплуатацию резервуаров, должны производить осмотр резервуаров, их оборудования и арматуры в соответствии с требованиями пункта [2.2.2](#) и приложения [2.7.](#), как правило, без опорожнения резервуара от продукта с записью результатов осмотра в «Журнал осмотров резервуаров» (приложение [2.1.](#)).

2.2.4. Комиссия в составе начальника цеха (парка), старшего механика цеха (парка) и представителя технического надзора проводит осмотр с целью выявления технического состояния резервуара без освобождения его от продукта. При этом, при необходимости, привлекаются представители служб главного энергетика и эколога, КИПиА, защиты от коррозии и техники безопасности.

2.2.5. При осмотре комиссией необходимо проверить:

- 1) оснащение резервуара комплектом оборудования в соответствии с проектом и действующими нормативными документами;
- 2) режим эксплуатации резервуара в соответствии с технологической картой (максимальный уровень налива продукта, максимальную температуру его хранения, соответствие скорости наполнения и опорожнения резервуара пропускной способности дыхательной арматуры, наличие технологической карты в производственных помещениях для обслуживающего персонала);
- 3) правильность ведения технической документации;
- 4) 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), при необходимости по усмотрению комиссии производится частичное снятие теплоизоляции для контроля состояния корпуса и сварных швов;
- 5) исправность уровнемерного устройства и соблюдение норм налива, разрешенных технологической картой;

- 6) герметичность фланцевых соединений, сальниковых уплотнений арматуры;
- 7) состояние дыхательных механических и предохранительных гидравлических клапанов и другого оборудования, находящегося снаружи;
- 8) работу обогревающих устройств;
- 9) состояние заземления и молниезащиты;
- 10) состояние обвалования, отмостки, а также лестниц, перил, площадок обслуживания.

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

- 1) наличие на резервуарах (для светлых нефтепродуктов, сырой нефти и дизельного топлива) дыхательных клапанов непримерзающего типа НДКМ, их исправность и установку на коротком прямом штуцере, а у резервуаров с темными нефтепродуктами - исправность вентиляционных патрубков;
- 2) отсутствие снега в месте примыкания корпуса к днищу.

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

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

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

2.2.8. 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 толщин стенок резервуара, если таковые производились.

### 2.3. ВИДЫ, ОБЪЕМ РЕМОНТОВ, РЕВИЗИЙ И ИХ ПЕРИОДИЧНОСТЬ

2.3.1. Резервуары, находящиеся в эксплуатации, подвергаются текущему, среднему и капитальному ремонтам.

Текущий ремонт проводят, как правило, без освобождения резервуара от продукта; средний и капитальный ремонты выполняются с полным освобождением от продукта и подготовкой его для внутреннего осмотра и работ.

#### ПРИМЕРНЫЙ ПЕРЕЧЕНЬ РАБОТ ПО КАЖДОМУ ВИДУ РЕМОНТА

**ТЕКУЩИЙ РЕМОНТ:** работы по подготовке резервуаров к зимнему или летнему периодам эксплуатации (проверка клапанов, снятие кассет огнепреградителей и др.), ремонт кровли, верхних поясов корпуса без применения огневых работ, ремонт оборудования, расположенного с наружной стороны резервуара; ремонт наружного защитного покрытия, изоляции (при необходимости).

**СРЕДНИЙ РЕМОНТ:** работы, связанные с зачисткой, дегазацией резервуара; замена отдельных листов корпуса, кровли, днища с применением сварочных и огневых работ, удаление дефектных сварных швов, ремонт или замена оборудования; выравнивание неравномерной просадки резервуара; полная ревизия резервуара, испытание на прочность и плотность отдельных узлов и резервуара в целом, работы по антикоррозионным покрытиям внутри и покраска резервуара снаружи (по необходимости), ремонт обвалования.

**КАПИТАЛЬНЫЙ РЕМОНТ:** работы, предусмотренные средним ремонтом, работы по замене большого объема дефектных частей корпуса, днища, кровли и оборудования; ремонт основания и отмостки, полная ревизия резервуара, испытание на прочность и плотность.

2.3.2. Периодичность для каждого вида ремонтов резервуаров устанавливается в соответствии с табл. 2.2.

Таблица 2.2

#### ПЕРИОДИЧНОСТЬ РЕМОНТОВ РЕЗЕРВУАРОВ

Вид ремонта	Периодичность
Текущий	В соответствии с п. 2.3.3
Средний	В соответствии с табл. 2.3
Капитальный	По мере необходимости (п. 2.3.5.)

2.3.3. Текущий ремонт, как правило, проводится один раз в 6 месяцев, предпочтительно в периоды подготовки к зимней или летней эксплуатации резервуаров.

Для отдельных резервуаров вместимостью 1000 куб.м и менее при хранении в них не коррозионных продуктов допускается проводить ремонт не реже одного раза в год, при условии, что имеющийся опыт эксплуатации этих резервуаров подтверждает их надежное техническое состояние.

2.3.4. Периодичность средних ремонтов для резервуаров устанавливается в зависимости от их типа, конструкции, вместимости и фактической скорости коррозии их наиболее изнашиваемых основных несущих элементов (днища, стенки корпуса, кровли) в соответствии с табл. 2.3.

Таблица 2.3

### ПЕРИОДИЧНОСТЬ ВНУТРЕННИХ ОСМОТРОВ (ВО) И СРЕДНИХ РЕМОНТОВ (СР) СТАЛЬНЫХ ВЕРТИКАЛЬНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ

(не реже 1 раза за период, в годах)

Вместимость, м <sup>3</sup>	Скорости коррозии, мм/год		
	До 0,1	От 0,1 до 0,3	Свыше 0,3
От V = 100 до V = 700	12	8	4
От V > 700 до V = 5000	10	6	3
От V > 5000	10	5	3

Пр и м е ч а н и я. 1. В отдельных случаях при техническом обосновании допускается увеличение периодичности среднего ремонта не более чем на 30% от указанной в таблице, после осмотра и проверки технического состояния резервуара комиссией под руководством главного инженера предприятия.

2. Если по технологическим причинам необходимо останавливать резервуар на зачистку чаще, чем указано в табл. 2.3, то допускается ремонт совмещать с одной из зачисток.

3. Периодичность ремонтов резервуаров с плавающей крышей (понтон) приведена в табл. 2.9, подраздела 2.6.

2.3.5. Срок капитального ремонта назначается для каждого резервуара на основании результатов эксплуатационных осмотров и ревизий с учетом его фактического износа, особенностей условий эксплуатации и анализа технического состояния.

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

2.3.7. При подготовке резервуара к ремонту и в процессе того или иного вида ремонта осуществляют ревизии резервуара и его оборудования. Результаты ревизии учитываются при составлении дефектной ведомости на резервуар.

2.3.8. Ревизия резервуара при текущем ремонте проводится путем внешнего осмотра корпуса, кровли, основания и наружного оборудования, учитывая требования пп. 2.2.5. и 2.2.6. Результаты ревизии оформляют в соответствии с пп. 2.2.8.

2.3.9. При среднем ремонте резервуара выполняются все операции по ревизии при текущем ремонте и кроме того:

- 1) внутренний осмотр поверхностей и сварных швов резервуара (днища, стенки) и оборудования, находящегося снаружи и внутри;
- 2) ревизия вспомогательного оборудования (арматуры, трубопроводов, средств КИПиА и др.) с частичной или полной разборкой;
- 3) осмотр стыковых швов окраек днища и швов в месте примыкания стенки корпуса к днищу (снаружи и внутри резервуара), а также сварных соединений стенки и кровли (в первую очередь в местах, подверженных коррозии, со следами потеков, деформаций); в этих местах рекомендуется провести выборочный контроль неразрушающими методами;
- 4) замер толщины металла стенок корпуса, днища, кровли;
- 5) контроль просадки резервуара путем нивелирования окрайки днища и центра резервуара;
- 6) проверка геометрической формы резервуара и вертикальности его стенки;
- 7) проверка состояния заземления и молниезащиты;
- 8) проверка противопожарного оборудования (пенные камеры, стояки пенокамер, места присоединения пожарных шлангов к стоякам);
- 9) испытания на прочность и плотность (в случаях, если при ремонте проводились исправления просевшего основания и огневые работы на корпусе и днище, а также по требованию представителя технического надзора).

Примечания: 1. Для резервуаров, в которых по температурным условиям, эксплуатации возможно интенсивное инееобразование и перекрытие дыхательных клапанов, выполняется проверка установки последних на коротком прямом штуцере диаметром не менее 200 мм или проводятся другие мероприятия, способствующие исправной работе дыхательных и предохранительных клапанов в зимнее время.

2. Проверка вертикальности стенки корпуса для резервуаров вместимостью 2000 куб. м 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.

3. Нивелировка производится для резервуаров вместимостью 2000 куб. м и более не реже 1 раза в год в первые пять лет эксплуатации. В последующие годы нивелировка производится не реже 1 раза в 5 лет.

Для резервуаров вместимостью до 2000 куб. м, у которых основание стабилизировалось (что подтверждают протоколы неоднократных нивелировок), контрольные нивелировки можно производить не реже 1 раза в 10 лет.

2.3.10. В период капитального ремонта при ревизии выполняются те же операции, что и при среднем ремонте, кроме того дополнительно:

1) проводится проверка осмотром всех стыковых вертикальных швов и мест пересечений вертикальных швов с горизонтальными двух нижних поясов внутри и снаружи резервуара с использованием лупы; сомнительные участки вертикальных стыков и места пересечений вертикальных швов с горизонтальными, а также все вновь сваренные при ремонте швы подвергаются радиографическому контролю;

2) стыковые швы окраек днища и швы в месте примыкания стенки корпуса к днищу подвергаются проверке осмотром с применением лупы внутри и снаружи резервуара; для уточнения состояния сомнительных стыковых швов окрайки и пересечения стыков окрашен днища со швом в месте примыкания корпуса к днищу для резервуаров объемом 2000 м<sup>3</sup> и выше необходимо проверить эти пересечения одним из способов: цветной дефектоскопией, просвечиванием рентгено-гамма-лучами, ультразвуковым методом;

3) проводится 100%-ный наружный осмотр сварных соединений кровли, коробов, понтонов и плавающих крыш; дефектные участки подвергаются ремонту, после чего проводится проверка вакуум-камерой или керосиновой пробой на плотность;

4) проверяется состояние основания и отмостки, контролируется положение резервуара нивелирной съемкой до и после гидравлического испытания.

2.3.11. Ревизия резервуара при ремонтах проводится администрацией цеха с участием представителя технического надзора с привлечением, при необходимости, представителей других служб (КИПиА, ОГЭ).

2.3.12. Результаты ревизии оформляются «Актом ревизии и отбраковки элементов резервуара». Акт утверждается главным механиком предприятия или другим ответственным лицом по усмотрению технического руководства предприятия (рекомендуемая форма приведена в приложении 2.2.).

2.3.13. Если в результате ревизии появились сомнения в несущей способности отдельных конструкций или всего резервуара, то необходимо провести дополнительное обследование, которое включает контроль сварных стыков в большем объеме (в сомнительных местах и выборочно), проведение испытания механических свойств и химического состава металла образцов, вырезанных непосредственно из элементов резервуара, испытание на прочность и плотность, расчет на прочность.

При необходимости привлекаются специализированные организации.

Результаты ревизии и дополнительного обследования служат основанием для оценки технического состояния резервуара и решения вопроса о возможности и сроке его дальнейшей эксплуатации при полных или ограниченных эксплуатационных нагрузках.

## 2.4. МЕТОДЫ И СОДЕРЖАНИЕ РЕВИЗИЙ

2.4.1. При осмотре каждого вида резервуарного оборудования необходимо проверить:

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

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

3) исправность дыхательных клапанов, 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;

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

- 5) исправность шарнира и прокладочных колец в замерном люке;
- 6) чистоту пакетов с гофрированными пластинами, плотность и герметичность крышки в огневом предохранителе;
- 7) исправность, герметичность змеевиковых пароподогревателей у резервуаров с подогревом продукта;
- 8) наличие и исправность диафрагмы и гаек с прокладками на концах пенопроводов в пеносливной камере у резервуаров с пенотушением;
- 9) правильность действия хлопушки или подъемной шарнирной трубы (подъем должен быть плавным и легким) в приемораздаточных патрубках; исправность состояния троса и крепления его к лебедке;
- 10) правильность показаний прибора замера уровня.

2.4.2. 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:

- 1) внутренние поверхности и сварные соединения стенок, кровли, днища, мест примыкания корпуса к днищу снаружи и внутри, места врезки люков и резервуарного оборудования;
- 2) исправность внутреннего оборудования;
- 3) состояние элементов перекрытия (радиальных балок, стропильных полуферм и др.), для чего, в случае необходимости, производится вырезка участков кровли размером 0,5×0,5 м в местах примыкания фермы к корпусу и других местах по усмотрению службы технического надзора;
- 4) состояние внутреннего антикоррозионного покрытия или элементов протекторной защиты.

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

Работы по измерению толщины стенок ультразвуковыми толщиномерами выполняют согласно инструкциям на эти приборы и «Инструкции по ультразвуковому контролю сварных соединений технологического оборудования» (РДИ 38.18.002-83), разработанной ВНИКТИнефтехимоборудование (Волгоград, 1983) [34].

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

**СТЕНКА РЕЗЕРВУАРА:** измеряются толщины листов на 2 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 куб. м до 1000 куб. м - в 3 листах;
- от 1000 куб. м до 5000 куб. м - в 6 листах;
- 10000 куб. м 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 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 средняя арифметическая величина из всех его измерений. При расчетной оценке прочности пояса стенки используется минимальная величина из всех измеренных его листов.

**ДНИЩЕ:** измеряется толщина во всех местах, подверженных коррозии; в необходимых случаях для уточнения зон коррозионного износа выполняют дополнительный объем измерений, используя координатную сетку (100×100 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.

**КРОВЛЯ:** 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.

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

Кроме того, замер отклонений образующих сотенки 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 допускаемых отклонений образующих стенки резервуара указаны в п. [2.5.4.](#) (табл. [2.7.](#)) данной «Инструкции».

2.4.5. Проверка состояния днища резервуара включает:

- 1) нивелировку окрайки днища;
- 2) проверку наличия хлопунгов, вмятин;
- 3) проверку состояния сварных швов, коррозионного состояния листов днища, замер толщины листов.

2.4.6. Нивелировка по окрайке днища выполняется для определения горизонтальности наружного контура днища с помощью прибора (нивелира).

Допускаемые отклонения наружного контура днища приведены в подразделе [2.5.](#), табл. [2.6.](#) настоящей «Инструкции».

Нивелировка наружного контура днища резервуара проводится в теплое время года.

Резервуар должен иметь строго зафиксированные контрольные точки по окрайке днища, расположенные через каждые 6 м. При этом каждый резервуар имеет:

вместимостью	1000 куб. м	- 6 контрольных точек;
«	2000 куб. м	- 8 контрольных точек;
«	3000 куб. м	- 10 контрольных точек;
«	5000 куб. м	- 12 контрольных точек;
«	10000 куб. м	- 18 контрольных точек;
«	20000 куб. м	- 24 контрольных точек;

2.4.7. Проверку наличия хлопунгов, 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.

2.4.8. Контроль качества сварных соединений при ревизии и ремонте резервуара осуществляется в соответствии с требованиями действующих государственных, отраслевых стандартов, строительных норм и правил [[17-22](#), [24](#), [28-30](#), [34,35](#), [64](#)].

Контроль качества сварных соединений включает:

- 1) наружный осмотр;
- 2) испытание на герметичность керосином, вакуум-камерой и другими способами;
- 3) неразрушающие методы контроля.

Наружному осмотру подвергаются 100% всех сварных соединений, выполненных при ремонтных работах. Осмотр производят невооруженным глазом и в сомнительных участках - через лупу 6-8 кратного увеличения для выявления возможных дефектов.

Испытанию на герметичность подвергаются все сварные соединения, выполненные в период ремонтных работ.

Все вновь сваренные при ремонте швы должны быть подвергнуты радиографическому или ультразвуковому контролю.

2.4.9. Резервуары низкого давления после монтажа испытываются в соответствии со [СНиП 3.03.01-87](#) [[64](#)] на прочность и устойчивость избыточным давлением, которое принимается на 25% больше проектной величины, а вакуумом - на 50% больше проектной величины, если в проекте нет других указаний; продолжительность нагрузки при этом 30 минут.

Стационарная крыша резервуара испытывается при полностью заполненном водой резервуаре на давление, превышающее проектное на 10%. Давление создается либо непрерывным заполнением резервуара водой при закрытых люках и штуцерах, либо нагнетанием сжатого воздуха. Контроль давления осуществляется U-образным манометром, выведенным по отдельному трубопроводу за обвалование.

Испытание резервуаров повышенного давления производят в соответствии с требованиями, приведенными в проекте, с учетом их конструктивных особенностей.

Испытание резервуара без давления производят только на расчетную гидростатическую нагрузку наливом воды до высоты, предусмотренной проектом.

2.4.10. Каждый резервуар после ремонта, как правило, 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.

Резервуар, залитый водой, испытывают с выдерживанием под этой нагрузкой (без избыточного давления):

вместимостью до 10000 куб. м - не менее 24 часов;

свыше 10000 куб. м - не менее 72 часов.

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

При обнаружении течи из-под края днища или появлении мокрых пятен на поверхности отмостки необходимо прекратить испытание, слить воду, установить и устранить причину течи.

Если в процессе испытания будут обнаружены свищи, течи и трещины в швах стенки (независимо от величины дефекта), испытание должно быть прекращено и вода слита до уровня:

а) при обнаружении дефекта в поясах от I до VI на один пояс ниже расположения дефекта;

б) при обнаружении трещин в поясах от VII и выше - до V пояса.

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

2.4.12. Резервуар считается выдержавшим гидравлическое испытание, если в процессе испытания и по истечении установленного времени испытания на поверхности стенки резервуара, в сварных швах, по краям днища или из-под днища не появится течи, мокрых пятен на отмостке и если уровень воды не будет снижаться.

## 2.5. ДОПУСКАЕМЫЕ ОТКЛОНЕНИЯ И НОРМЫ ОТБРАКОВКИ, ЭЛЕМЕНТОВ РЕЗЕРВУАРОВ

2.5.1. Допускаемые отклонения фактических размеров оснований и фундаментов при монтаже и эксплуатации новых резервуаров от проектных не должны превышать величин, приведенных в табл. 2.4.

Таблица 2.4

Отклонение	Предельное отклонение, мм, для резервуаров объемом, м		
	100-700	1000-5000	10000-50000
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
2. Отклонение отметок поверхности периметра основания, определяемых в зоне расположения крайков	+10	+15	-
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

2.5.2. Допускаемые отклонения фактических геометрических размеров и форм стальных конструкций новых резервуаров при монтаже и эксплуатации не должны превышать значений, приведенных в табл. 2.5.

Таблица 2.5

Отклонение		Допускаемое отклонение, мм
Днище		
1.	Отклонение отметок наружного контура в зависимости от объема резервуара	Табл. 2.6.
2.	Высота хлопунов при диаметре днища: до 12 м (предельная площадь хлопуна 2 кв. м) св. 12 м (предельная площадь хлопуна 5 кв. м)	150 180
Стенка		
3.	Отклонение величины внутреннего радиуса резервуара на уровне днища от проектной: при радиусе до 12 м включительно при радиусе свыше 12 м	±20 ±30
4.	Отклонение высоты стенки от проектной, смонтированной: из рулонных заготовок высотой: до 12 м из рулонных заготовок высотой: до 18 м из отдельных листов	±20 ±25 ±30
5.	Отклонение образующих от вертикали	Табл. 2.7
6.	Выпучины или вмятины на поверхности вдоль образующей	Табл. 2.8
Крыша:		
7.	Разность отметок смежных узлов верха радиальных балок ферм на опрах	20

### 2.5.3. Допускаемые отклонения наружного контура днища:

Таблица 2.6

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

Пр и м е ч а н и е. При превышении допускаемых отклонений в соответствующих местах под днищем подбивают гидрофобный грунт.

### 2.5.4. Предельные отклонения от вертикали образующих стенки резервуаров. (±), мм:

Таблица 2.7

Вместимость резервуара, куб. м	Номер пояса, начиная с нижнего											
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
100-700	10	20	30	40	45	50	-	-	-	-	-	-
1000-5000	15	25	35	45	55	60	65	70	75	80	-	-
10000-20000	20	30	40	50	60	70	75	80	85	90	90	90
30000-50000	30	40	50	60	70	75	80	85	90	90	90	90

Пр и м е ч а н и я. 1. Предельные отклонения даны для стенок из листов шириной 1,5 м. В случае применение листов другой ширины предельные отклонения образующих стенки от вертикали на уровне всех промежуточных поясов следует определять интерполяцией.

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

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

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

5. Указанные в таблице отклонения должны удовлетворять 75% произведенных замеров по образующим. Для остальных 25% замеров допускаются предельные отклонения на 30%

больше, с учетом их местного характера.

6. Для отдельных резервуаров, эксплуатирующихся не более 25 лет и имеющих отклонения от вертикали выше указанных в табл. 2.7 и примечании 5, допускается временная эксплуатация на основании заключения специализированной организации при условии, что эти отклонения не прогрессируют.

2.5.5. Для резервуаров, находящихся в эксплуатации длительное время (более 25 лет), допускаются отклонения от вертикали выше указанных в табл. 2.7 (но не более, чем вдвое), при условии их стабилизации и отсутствия значительных (неплавных) переломов в нижних поясах корпуса.

2.5.6. Допускаемые выпучины или вмятины на поверхности стенки вдоль образующей (для новых резервуаров):

Таблица 2.8

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

2.5.7. Для длительно эксплуатирующихся резервуаров местные отклонения стенки корпуса при наполненном резервуаре не должны превышать следующих величин:

1) стрела прогиба каждого пояса в пределах его высоты - 15 мм;

2) отклонения поверхности вмятины или выпучины корпуса от прямой, соединяющей нижний и верхний края деформированного участка вдоль образующей, без учета стрелы прогиба пояса при длине дефектного места:

до 1 500 мм - 20 мм,

от 1 500 до 3 000 мм - 35 мм,

от 3 000 до 4 500 мм - 45 мм,

от 4 500 до 6 000 мм - 60 мм;

3) глубина вмятин в пределах двух верхних поясов не более 200 мм;

4) размер стрелы прогиба горизонтального гофра:

не более 30 мм при толщине листов 4 мм;

« 40 мм » 5 мм;

« 50 мм » 6 мм;

« 60 мм » 7-8 мм.

При размерах гофра больше допускаемых участок с гофром подлежит исправлению.

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

2.5.9. Допустимые величины осадки основания и хлопунгов днища резервуаров, длительное время находящихся в эксплуатации, не должны превышать следующих величин:

1) отклонения от горизонтальности наружного контура днища (окрайки) резервуаров вместимостью от 2000 куб. м до 10 000 куб. м для двух соседних точек с расстоянием 6м - не более 80 мм, для диаметрально противоположных точек - не более 150 мм;

для резервуаров вместимостью 700-1000 куб. м величины отклонений не должны превышать 75%, а для резервуаров 100-400 куб. м - 50% от величин, указанных выше;

2) высота хлопунгов на днище:

- не более 200 мм при предельной площади 2 кв. м;

- не более 220 мм при предельной площади 5 кв. м.

При отклонениях основания более указанных или при наличии зон днищ с большей высотой хлопунгов (или меньшей площадью хлопунгов), 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.

3. Результаты нивелирной съемки фиксируются на специальной схеме, прикладываемой к «Акту ревизии и отбраковки элементов резервуара».

2.5.10. По внешнему виду сварные швы должны удовлетворять следующим требованиям:

- 1) иметь гладкую или равномерно чешуйчатую поверхность (без наплывов, прожогов, сужений и прерывов) и плавный переход к основному металлу;
- 2) наплавленный металл должен быть плотным по всей длине шва, не иметь трещин и дефектов в виде пор, шлаковых включений и т.п.;
- 3) подрезы основного металла на продольных вертикальных швах нижних поясов стенки резервуаров не допускаются.

На остальных продольных и всех поперечных швах допустимыми могут быть лишь следующие наружные дефекты:

подрезы глубиной до 5% толщины свариваемого проката, но не более 1 мм;

удлиненные и сферические одиночные дефекты глубиной до 10% толщины свариваемого 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 - до 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);

4) отклонения размеров швов сварных соединений от проектных не должны превышать величин, указанных в стандартах [16-22].

\*Длина оценочного участка выбирается из табл. 2 приложения 2.8

2.5.11. Допустимые размеры дефектов и допустимые отклонения в сварных швах, обнаруживаемые неразрушающими (физическими) методами контроля (радиографическим, ультразвуковым), должны быть в соответствии с действующими стандартами и правилами ([ГОСТ 7512-82](#) [29], [ГОСТ 23055-78](#) [30], [СНиП 3.03.01-87](#) [64] и др.) и приведены в приложении 2.8.

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.

2.5.12. После выполнения толщинометрии замеренные толщины листов металла сравниваются с отбраковочными, установленными для различных элементов резервуара.

2.5.13. Отбраковочная толщина листов для каждого пояса стенки резервуара определяется по формуле:

$$\delta_{отб} = \frac{(n_1 \cdot \gamma \cdot H_i + n_2 \cdot p) D \cdot K}{2m \cdot R_H \cdot \varphi}, \text{ м}$$

где:  $\delta_{отб}$  - отбраковочная толщина листов, вычисленная для каждого пояса стенки; если отбраковочная величина получилась менее 2 мм, то она принимается равной 2 мм; для резервуаров вместимостью свыше 5000 куб. м отбраковочная толщина трех верхних поясов должна быть не менее проектной, уменьшенной на 30%;

$\gamma = r \cdot g$  - удельный вес хранимого продукта, МН/куб.м;

$r$  - плотность хранимого продукта, кг/куб.м;

$g$  - ускорение свободного падения, м/с<sup>2</sup>;

$H_i$  - 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

$$H_i = H_H - (i - 1)h_{II},$$

где  $i$  - номер рассчитываемого пояса,  $i = 1, 2, 3, 4, \dots, 8$ ;

$H_H$  - установленная высота уровня налива жидкости в резервуаре, м;

$h_{II}$  - высота пояса резервуара, м;

$p$  - избыточное давление под кровлей резервуара, МПа;

$D$  - диаметр резервуара, м;

$n_1$  - коэффициент перегрузки по жидкости, принимается равным 1,1;

$n_2$  - коэффициент перегрузки по газу, принимаемый равным 1,2;

$m$  - коэффициент условий работы, принимаемый в соответствии со [СНиП 2.09.03-85 \[10\]](#):

для нижнего пояса  $m = 0,7$ ;

для остальных поясов  $m = 0,8$ ;

$\varphi$  - расчетный коэффициент прочности, принимаемый для вертикальных швов различных типов сварных соединений с учетом способов их контроля по соответствующей технической документации (проектной и др.) или в соответствии с приложением [2.3](#);

$K$  - коэффициент надежности по материалу, принимаемый в соответствии со [СНиП II-23-81 \[7\]](#) в зависимости от марки стали: для углеродистой и низколегированной сталей  $K=1,05$ ;

$R_H$  - нормативное сопротивление (МПа) прокатной стали, равное минимальному значению предела текучести стали листов, выбираемое по [СНиП II-23-81 \[7\]](#); если имеющиеся сертификатные данные металла листов соответствуют ГОСТ, то  $R_H = \sigma_T$ , где  $\sigma_T$  - предел текучести, принимается по этому ГОСТу; при наличии сведений о механических свойствах и химическом составе каждого листа рассматриваемого пояса в формулу отбраковки допускается подставлять  $R_H = \sigma_{Tmin}$ , где  $\sigma_{Tmin}$  - 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 среднем 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 проводить при сниженном уровне налива воды, определяемого расчетом.

3. Для отдельных резервуаров значения некоторых коэффициентов и других величин, входящих в эту формулу, принимаются с учетом результатов дополнительного обследования и комплексной оценки прочности несущих элементов резервуаров с участием специализированной организации.

2.5.14. При среднем или капитальном ремонте замене подлежат все листы поясов стенки, фактическая толщина которых менее полученной в результате расчета отбраковочной величины.

2.5.15. Если листы с уменьшенной толщиной не заменяются, то необходимо выполнить конструктивное усиление стенки или снизить уровень налива продукта до высоты, при пересчете на которую отбраковочная величина будет уже меньше фактической толщины. Допустимая высота налива определяется расчетом.

Конструктивное усиление резервуара можно осуществить в соответствии с «Рекомендациями по восстановлению несущей способности стальных вертикальных резервуаров путем их усиления», разработанными во ВНИКТИнефтехимоборудование [\[84\]](#).

2.5.16. 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.

2.5.17. Листы кровли резервуара отбраковываются и заменяются при коррозионном износе на 50% и более от проектной величины, а также с переломами и резкими изгибами.

2.5.18. Несущие конструкции покрытий (фермы, прогоны, балки) резервуара отбраковываются при уменьшении толщины профиля на 30% и более от

проектной величины.

2.5.19. 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.

Размер участков, подлежащих удалению, определяется в зависимости от конкретных размеров, количества и расположения дефектов и выбранного метода ремонта.

2.5.20. 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:

- 1) нижний утор резервуара должен быть выше окружающей отмостки и должен быть обеспечен отвод атмосферных осадков от резервуара;
- 2) не допускаются наличие всякой растительности и скопление воды и снега у контура резервуара;
- 3) 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.

2.5.21. Обвалование должно соответствовать проекту. Поврежденное обвалование или не удовлетворяющее противопожарным нормам подлежит исправлению.

## 2.6. ОСОБЕННОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ И ТЕХНИЧЕСКОГО НАДЗОРА ЗА РЕЗЕРВУАРАМИ С ПЛАВАЮЩЕЙ КРЫШЕЙ ИЛИ ПОНТОНОМ

### 2.6.1. НАДЗОР В ПЕРИОД ЭКСПЛУАТАЦИИ

2.6.1.1. Приемка резервуаров с плавающей крышей или понтоном в эксплуатацию после монтажа или ремонта производится в соответствии с п. [2.1.2.](#)-[2.1.3.](#) Кроме того, должна быть представлена техническая документация на плавающие крыши (металлические и неметаллические понтоны), на конструкцию уплотняющих затворов и акты испытания на герметичность коробов плавающей крыши (понтон) после их монтажа, а также документы, подтверждающие применение в плавающих крышах, понтонах, затворах и в другом резервуарном оборудовании синтетических, резинотехнических или других полимерных материалов, отвечающих специальным техническим требованиям для каждого конкретного вида изделия и удовлетворяющих требованиям охраны труда и пожарной безопасности.

2.6.1.2. Осмотр резервуаров с плавающей крышей (понтон) в процессе эксплуатации производится:

- 1) ежесменно (ежедневно) - обслуживающим персоналом с записью в вахтовом журнале, а также, независимо от этого, перед каждым наполнением или опорожнением;
- 2) еженедельно - лицом, ответственным за безопасную эксплуатацию резервуаров, или механиком с росписью и отражением отмеченных замечаний в вахтовом журнале, также рекомендуется производить осмотр резервуаров указанными лицами в соответствии с п. [2.6.1.3.](#) в периоды резкой смены погоды и температуры (после метели, заморозков или оттепели);

3) периодически, не реже 1 раза в 3 месяца - комиссией в составе начальника цеха (парка), механика и представителя технического надзора. При этом привлекаются представители служб главного энергетика, КИПиА и техники безопасности.

Осмотр комиссией производится в соответствии с графиком, утвержденным главным инженером предприятия.

**Примечание.** Осмотр комиссией резервуаров вместимостью 1000 куб.м и ниже допускается проводить не реже одного раза в 6 месяцев при условии, что имеющийся опыт эксплуатации этих резервуаров подтверждает их надежное техническое состояние.

2.6.1.3. При ежесменном (ежедневном) и еженедельном осмотрах необходимо проверить:

- 1) положение плавающей крыши (понтон), ее горизонтальность - отсутствие видимого крена;
- 2) 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 допускается накопление снега на плавающей крыше толщиной более 0,1 м и односторонний нанос снега или односторонняя наледь на стенке резервуара;

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

- 4) наличие следов касания плавающей крыши (понтон) о стенки резервуара;
- 5) состояние кольцевого уплотняющего затвора;
- 6) состояние системы водоспуска с центральной части крыши, положение задвижки водоспуска (задвижка должна быть открыта);
- 7) состояние системы заземления;
- 8) состояние катушек лестницы;
- 9) общее внешнее состояние резервуара в соответствии с п. [2.2.2](#).

О всех замеченных при осмотре неполадках и дефектах следует немедленно сообщить руководству цеха (парка), принять необходимые меры к устранению, сделать соответствующую запись в вахтовом журнале.

2.6.1.4. Осмотр арматуры и оборудования резервуаров (сифонных кранов, задвижек, огнепреградителей, хлопушек, лестниц, водоспуска) производится механиком или лицом, ответственным за безопасную эксплуатацию резервуаров, не реже двух раз в месяц.

2.6.1.5. При периодическом осмотре комиссией, кроме указанного в п. [2.2.5](#), проверяется:

1) оснащение и работа 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.);

2) техническое состояние понтона (через световой или монтажный люк), плавающей крыши (с верхней площадки резервуара), уплотняющего затвора, катушек лестницы, системы заземления;

3) герметичность коробов и отсеков;

4) погружение плавающей крыши.

Погружение плавающей крыши не должно превышать 300 мм;

5) состояние окраски плавающей крыши (проверяется 2 раза в год - весной и осенью);

6) фактическое состояние резервуара, правильность ведения технической документации и технологического режима в соответствии с требованиями п. [2.2.5](#).

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

Результаты осмотра оформляются актом в соответствии с п. [2.2.8](#).

## 2.6.2. ВИДЫ, ОБЪЕМ РЕМОНТОВ, РЕВИЗИЙ И ИХ ПЕРИОДИЧНОСТЬ

2.6.2.1. При выполнении ремонтных работ и ревизий резервуаров с плавающей крышей или понтоном должны соблюдаться требования подраздела [2.3](#) и настоящего подраздела.

2.6.2.2. Перечень работ по каждому виду ремонта - см. п. [2.3.1](#); кроме того, выполняются:

в средний ремонт - работы по замене отдельных листов коробов и центральной части плавающей крыши, понтона, уплотняющих затворов;

в капитальный ремонт - работы по частичной или полной замене плавающей крыши, понтона.

2.6.2.3. Периодичность ремонтов резервуаров с плавающей крышей или понтоном:

1) текущие ремонты - не реже одного раза в год;

2) средние ремонты - в соответствии с табл. [2.9](#), в зависимости от вместимости и фактической скорости коррозии наиболее изношенных элементов;

3) капитальный ремонт - по мере необходимости.

Таблица 2.9

### ПЕРИОДИЧНОСТЬ СРЕДНИХ РЕМОНТОВ РЕЗЕРВУАРОВ С ПЛАВАЮЩЕЙ КРЫШЕЙ ИЛИ ПОНТОНОМ (не реже одного раза за период, в годах)

Вместимость, м <sup>3</sup>	Скорость коррозии, мм/год		
	до 0,1	от 0,1 до 0,3	свыше 0,3

От $V \geq 100$ до $V = 700$	10	6	3
От $V > 700$ до $V = 5000$	8	5	3
От $V > 5000$ до $V = 20000$	6	4	3
От $V > 20000$	5	4	3

**Примечание.** В отдельных случаях допускается увеличение периодичности среднего ремонта не более чем на 30% от указанной в таблице после осмотра и проверки технического состояния резервуара комиссией под руководством главного инженера предприятия.

2.6.2.4. Ревизия резервуаров с плавающей крышей (понтон) при текущем ремонте выполняется без освобождения от хранимого продукта путем внешнего осмотра в соответствии с требованиями пп. [2.6.1.3.](#)- [2.6.1.5.](#)

2.6.2.5. В период проведения среднего ремонта при ревизии должны выполняться следующие работы по проверке технического состояния плавающей крыши (понтон):

- 1) визуальный осмотр основных элементов резервуаров с плавающей крышей (понтон);
- 2) замер толщины стенок коробов и центральной части крыши понтон;
- 3) проверка технического состояния уплотняющих затворов;  
при затворе фирмы «Виггинс - проверка на герметичность заделки зазоров в отверстиях для крепления затвора к стенке коробов (уплотнение болтов);
- 4) измерения зазоров между понтон или плавающей крышей и стенкой резервуара;
- 5) операции, указанные в п. [2.3.9.](#)

**Примечание.** Замер толщин стенок корпуса, кровли, коробов и центральной части плавающих крыш рекомендуется проводить дополнительно, не реже одного раза между средними ремонтами.

2.6.2.6. В период проведения капитального ремонта при ревизии выполняются все операции, перечисленные в п. [2.3.10](#) и п. [2.6.2.5](#), кроме того проводится 100%-ный наружный осмотр сварных соединений понтон и плавающей крыши. После ремонта дефектных участков - проверка сварных швов вакуум-камерой или керосиновой пробой на герметичность.

### 2.6.3. МЕТОДЫ И СОДЕРЖАНИЕ РЕВИЗИЙ

2.6.3.1. При ревизии резервуаров с плавающей крышей или понтон должны соблюдаться требования подраздела [2.4](#) и настоящего подраздела.

2.6.3.2. Визуальный осмотр поверхности понтон проводится через люк-лаз в третьем поясе резервуара (в нижнем положении понтон), а осмотр плавающей крыши - с верхней площадки резервуара.

При этом проверяются:

- 1) плотность прилегания уплотняющего затвора понтон или плавающей крыши к стенке резервуара, к центральной стойке или другим направляющим стойкам, трубам пробоотборника ПСР, УДУ;
- 2) нет ли отпотин или нефтепродукта на ковре понтон или плавающей крыши или в коробах;
- 3) горизонтальность поверхности понтон (отсутствие видимого крена);
- 4) надежность крепления к понтону или плавающей крыше и исправность проводов для отвода статического электричества;
- 5) исправность катушек лестницы, водоспуска и другого оборудования, установленного на плавающей крыше.

2.6.3.3. Полный осмотр понтон или плавающей крыши производится в ремонт при положении их на настенных кронштейнах или опорных стойках.

При этом необходимо проверить:

- 1) чистоту поверхности понтон или плавающей крыши - отсутствие продуктов коррозии, грязи;
- 2) толщину металла коробов и центральной части плавающей крыши или понтон;
- 3) состояние несущих конструкций плавающей крыши или понтон (ферм, прогонов, балок, щитов, настила);
- 4) сварные швы коробов и центральной части понтон или плавающей крыши;
- 5) исправность оборудования, установленного на понтоне или плавающей крыше (клапанов, УДУ, ПСР и др.);
- 6) исправность работы конструкций уплотняющего затвора, состояние петлевого затвора между понтон или плавающей крышей и стенкой резервуара;



7) исправность устройства для отвода статического электричества, устройства водоспуска, катушек лестницы и других устройств плавающей крыши.

2.6.3.4. При капитальном ремонте резервуаров с плавающей крышей или понтоном, в случае ремонта понтона или плавающей крыши, необходимо выполнить следующие замеры:

1) отклонений от вертикали направляющих стоек плавающей крыши или понтона.

Вертикальность направляющих плавающей крыши (понтон) проверяется с помощью отвеса, опущенного от верха направляющей до верха коробов;

2) отклонений от вертикали наружного кольцевого листа коробов плавающей крыши или понтона.

Измерение отклонения производится с помощью отвеса и линейки с миллиметровыми делениями;

3) отклонений от горизонтальности верхних кромок наружных кольцевых листов коробов плавающей крыши (понтон).

Горизонтальность верхних кромок кольцевых листов определяется нивелировкой.

Нивелировка производится на каждом коробе не менее чем в трех точках;

4) 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 табл. [2.10](#).

2.6.3.5. Обследование и ревизия резервуаров с понтоном из синтетических материалов типа ПСМ включают в себя:

1) проверку соответствия назначения понтона и хранимого в резервуаре продукта.

Не разрешается в резервуаре с понтоном ПСМ хранение ароматических углеводородов (бензола, толуола и других растворителей и спиртов);

2) проверку соответствия условий работы понтона требованиям проекта (температура хранимого продукта должна быть в пределах +40°C);

3) осмотр заземляющего устройства для защиты от статического электричества, который проводится при каждом ремонте понтона или резервуара, но не реже 1 раза в два года. Сопротивление заземляющего устройства допускается не более 10 Ом;

4) 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;

5) 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.

2.6.3.6. Полный осмотр неметаллического понтона внутри резервуара производят на опорном устройстве (по мере надобности).

При этом проверяется:

1) герметичность швов ковra и отсутствие разрывов в нем и затворе;

2) отсутствие зазора между затворами и стенкой резервуара (при наличии зазора последний измеряется по ширине и длине);

3) степень изношенности затвора (затвор считается изношенным, если трущаяся о стенки резервуара резиновая обкладка изнашивается до обнажения тканевого материала);

4) работоспособность уровнемера, плавность хода поплавка и измерительной ленты, исправность короба прибора, отсутствие обрыва токоотводов заземления.

2.6.3.7. При осмотре понтонов типа ПСМ в период среднего или капитального ремонтов, кроме проверок операций по п. [2.6.3.6](#), необходимо проверить:

1) состояние стенок резервуара (недопустимы острые выступы, наличие приваренных деталей и другие дефекты, препятствующие движению понтона);

2) ширину зазора между кольцом жесткости понтона и стенкой резервуара в 8-12 точках; допускаемые величины отклонений см. табл. [2.10](#);

3) 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.

2.6.3.8. Вопросы ревизии и отбраковки понтонов из алюминия или других материалов (например, из ППУ) 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.

2.6.3.9. Плавающие крыши и понтоны вновь устанавливаемые или прошедшие ремонт, необходимо испытать на герметичность керосином или вакуум-камерой с учётом следующих требований:

1) 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 (500 мм рт. ст.) для сварных соединений листов толщиной до 4 мм и не менее 0,08 МПа (600 мм рт. ст.) для соединений листов большей толщины.

Появление пузырьков указывает на наличие неплотностей;

2) сварные соединения стенки с днищем проверяются керосином или вакуум-камерой.

Для ускорения проверки можно смачивать швы керосином, подогретым до 60-70°C.

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.

2.6.3.10. 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.

2.6.3.11. По мере подъема и опускания плавающей крыши (понтон) в процессе гидравлического испытания производят:

1) зачистку шлифовальной машинкой внутренней поверхности стенки от брызг наплавленного металла, заусенцев и других острых выступов;

2) замеры зазоров между верхней кромкой наружной стенки коробов плавающей крыши или понтона и стенкой резервуара.

Замеры выполняют в зоне стыков между поясами на расстоянии 50-100 мм против каждого вертикального шва стенки (при необходимости - между швами) линейкой с миллиметровыми делениями;

3) замеры зазоров между направляющими трубами и патрубками в плавающей крыше (понтоне).

Допустимые отклонения величин зазоров приведены в табл. 2.10. подраздела 2.6.4.

## 2.6.4. ДОПУСКАЕМЫЕ ОТКЛОНЕНИЯ И НОРМЫ ОТБРАКОВКИ

2.6.4.1. При ревизии резервуаров с плавающей крышей или понтоном необходимо руководствоваться величинами допускаемых отклонений и нормами отбраковки, приведенными в подразделе 2.5 и настоящем подразделе.

2.6.4.2. Допускаемые отклонения при монтаже плавающей крыши (понтон);

Таблица 2.10

Отклонение		Допускаемая величина отклонения, мм
1	Разность отметок верхней кромки наружного вертикального кольцевого листа коробов плавающей крыши (понтон): для соседних коробов для любых других коробов	30 40
2	Отклонение направляющих плавающей крыши (понтон) от вертикали на всю высоту в радиальном и тангенциальном направлениях	25
3	Отклонение зазора между направляющей и патрубком плавающей крыши или понтона (при монтаже на днище)	20
4	Отклонение наружного кольцевого листа коробов плавающей крыши (понтон) от вертикали на всю высоту листа	10
5	Отклонение величины зазоров между наружным кольцевым листом короба плавающей крыши (понтон) и стенкой резервуара (при монтаже на днище)	10
6	Отклонение трубчатых стоек от вертикали при опирании на них плавающей крыши	30

2.6.4.3. Допускаемые величины отклонения образующих стенки от вертикали для резервуаров с плавающей крышей (понтон) не должны превышать значений, указанных в табл. 2.7; при этом зазор между стенкой резервуара и плавающей крышей или понтоном должен находиться в пределах, обеспечиваемых конструкцией затвора.

2.6.4.4. Допускаемые отклонения величин зазоров, контролируемых при гидравлических испытаниях резервуаров с плавающей крышей или понтоном:

Таблица 2.11

	Отклонение	Допускаемая величина отклонения, мм
1	Отклонение величин зазоров между верхней кромкой наружной стенки коробов плавающей крыши (понтон) и стенкой резервуара от номинального значения: для резервуаров $V < 2000 \text{ м}^3$ для резервуаров $V \geq 2000 \text{ м}^3$	$\pm 40$ $+ 100, - 80$
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	$\pm 12$ $\pm 20$

2.6.4.5. Наряду с данными табл. [2.10-2.11](#) следует руководствоваться требованиями проекта по допускаемым величинам отклонений, контролю качества работ и испытанию резервуаров.

2.6.4.6. Плавающая крыша (понтон) подлежит отбраковке и ремонту в случаях:

когда снижена живучесть плавающей крыши (понтон) 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 и снижения ее плавучести и остойчивости и в других случаях.

2.6.4.7. 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.

## 2.7. ПЕРЕЧЕНЬ НЕОБХОДИМОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ РЕЗЕРВУАРОВ

2.7.1. 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 нормативных документов

по монтажу и приемке [[5](#), [68](#)]

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

2.7.3. На каждый эксплуатирующийся резервуар в цехах, парках, производствах ведется следующая техническая документация:

1) паспорт (рекомендуемая форма - приложение [2.4](#)); для резервуаров с понтоном или плавающей крышей прилагается технический паспорт на понтон или плавающую крышу, а также документация на уплотняющие затворы;

2) акты осмотров резервуаров, акты ревизии 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 (рекомендуемая форма акта ревизии и отбраковки - приложение [2.2](#));

3) график осмотров и ремонтов резервуаров;

4) дефектная ведомость;

5) акты сдачи резервуара в ремонт и приемки из ремонта (рекомендуемые формы - приложения [2.5](#), [2.6](#));

6) акты испытания резервуара после приемки или последнего ремонта;

7) инструкция по эксплуатации и техническому надзору, методам ревизии и нормам отбраковки элементов резервуаров, разработанная на основе настоящей «Инструкции», с учетом особенностей эксплуатации;

8) журнал эксплуатационных осмотров резервуаров (приложение [2.1](#));

9) типовой или индивидуальный проект, по которому сооружен резервуар.

2.7.4. По окончании ремонта резервуара необходимо произвести полную запись о выполненных ремонтных 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:

- 1) чертежи, связанные с ремонтом;
- 2) сертификаты на металлические элементы и электросварочные материалы, применяемые при ремонте, или акты на их испытания;
- 3) копии дипломов сварщиков;
- 4) журнал сварочных работ;
- 5) акты испытания элементов резервуара (днища, кровли и др.) после ремонта;
- 6) акт испытания резервуара в целом после ремонта;
- 7) заключения о просвечивании швов, о нивелировках окрайки днища, о проверке заземления;
- 8) дефектная ведомость.

### ПРИЛОЖЕНИЕ 2.1

#### Журнал осмотров резервуаров

№ п/п	Цех №, резерв, парк №	№ и тип резервуара	Дата осмотра	Результат осмотра	Отметка об устранении неисправности	Ф.И.О. и подпись ответ. лица	Примечание

### ПРИЛОЖЕНИЕ 2.2

УТВЕРЖДАЮ  
 Главный механик \_\_\_\_\_  
 « \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 199 г.

#### АКТ ревизии и отбраковки элементов резервуара

№ \_\_\_\_\_ объекта \_\_\_\_\_  
 « \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 199 г.

№ п/п	Наименование элементов резервуаров	Метод контроля	Результат ревизии	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 резервуара	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 окрайки или середины днища, замер толщины листов	Указать коррозионное состояние, наличие хлопунгов, 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, исправность 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 просвечивании сварных швов с указанием номеров пленок, мест просвечивания рентгено-, гамма-лучами или другими способами контроля сварных швов.
3. Протоколы нивелировки окрайки или середины днища, акты проверки заземления и грозовой защиты, проверки вертикальности стенки и геометрической формы.
4. Другие документы (схемы, чертежи, протоколы), отражающие объем и результаты ревизий.

Начальник цеха \_\_\_\_\_

Ст. механик цеха \_\_\_\_\_

Представитель ОТН \_\_\_\_\_

## ПРИЛОЖЕНИЕ 2.3

### Рекомендации по выбору коэффициента прочности сварных швов

При расчете на прочность и определении отбраковочных величин сварных листовых элементов резервуаров в расчетные формулы вводятся коэффициенты прочности сварных соединений ( $\varphi$ ).

Для различных типов сварных швов с учетом способов их контроля для углеродистых и низколегированных сталей рекомендуются следующие значения коэффициентов прочности сварных соединений ( $\varphi$ ):

- 1) для стыковых швов, выполненных двусторонней или односторонней (с подваркой корня шва) автоматической, полуавтоматической или ручной сваркой, обеспечивающей полный провар по всей толщине стыкуемых элементов, при условии проведения физического контроля качества шва (рентгено- и гаммаграфирования, ультразвуковой дефектоскопии) принимается равным 1;
- 2) для стыковых швов, выполненных двусторонней сваркой или односторонней с подваркой корня шва полуавтоматическим или ручным способом, при обычных методах контроля качества шва (наружном осмотре, замере размеров швов и т.д.) принимается не более 0,86;
- 3) для сварных соединений внахлестку при наличии швов с двух сторон принимается не более 0,8;
- 4) для сварных соединений встык с внутренними или внешними накладками, выполненных меловыми электродами для углеродистых «кипящих» сталей (имеющих пониженную ударную вязкость) при обычных методах контроля качества шва принимается не более 0,7; при условии проведения физического контроля качества этих швов и устранения обнаруженных недопустимых дефектов принимается не более 0,9.

## ПРИЛОЖЕНИЕ 2.4

(рекомендуемое)

### ПАСПОРТ цилиндрического вертикального резервуара

Паспорт на резервуар должен содержать сведения, отражающие техническую характеристику, техническое состояние и данные по ревизии, ремонту.

1. Емкость \_\_\_\_\_

2. Проект, по которому изготовлен \_\_\_\_\_

(указать номер типового

проекта или организацию, выполнившую индивидуальный проект)

3. Тип (марка) \_\_\_\_\_

(указать сварной, клепаный, полистовой сборки

как рулонного типа, с понтоном, плавающей крышей, с

газоуравнительной системой и др. особенностями)

4. Дата составления паспорта \_\_\_\_\_

5. Лицо, ответственное за эксплуатацию \_\_\_\_\_

(номер приказа,

должность, Ф.И.О.)

6. Место установки \_\_\_\_\_

(указать наименование предприятия, цех,

объект)

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, куб. м \_\_\_\_\_

(фактическая)

вес резервуара, т \_\_\_\_\_

высота резервуара, м \_\_\_\_\_

высота стенки, м \_\_\_\_\_

диаметр, м \_\_\_\_\_

толщина листов по поясам, мм:

№ 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:

№ п/п	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-паз			
6	Управление хлопушкой			
7	Прибор для замера уровня			

8	Подъемная труба
9	Кран сифонный
10	Змеевики для подогрева
11	Пенокамера
12	Пенопровод
13	Задвижка коренная
14	Грозозащита и т.д.

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 каждого промежуточного испытания и результаты испытания

(указать 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

(указать даты ввода в эксплуатацию, первого наполнения резервуара продуктом)

26. Подписи представителей заказчика и строительно-монтажных организаций

(перечислить)

27. Даты и результаты внутренних осмотров технического состояния (комиссией):

№ п/п	Дата	Результат осмотра	Ф.И.О., подпись ответственного за эксплуатацию

28. Записи о проведенных проверках работы понтона или плавающей крыши, их уплотняющих затворов или другого специального оборудования

(дата, результаты)

29. Записи о проведении ревизии (результаты нивелировки и проверок осадки резервуара, отклонений от вертикали, толщинометрии, качества сварных швов и др.).

30. Записи о проведенных специальных обследованиях

(дата, результаты)



31. Запись об авариях, ремонтах и реконструкциях.

32. 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) детализовочные чертежи (развертки боковой поверхности стенки, днища, кровли с указанием толщин листов);
- 3) заводские сертификаты на изготовленные стальные конструкции;
- 4) документы о согласовании отступлений от проекта при монтаже;
- 5) акты приемки скрытых работ (дата и номер);
- 6) документы (сертификаты 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 специального оборудования в процессе эксплуатации все сведения об этом оборудовании 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, в количестве установленных кольцевых бандажей, о допустимом уровне наполнения усиленного резервуара и сроке его обследования.

## ПРИЛОЖЕНИЕ 2.5

Предприятие \_\_\_\_\_

Цех \_\_\_\_\_

### АКТ №

#### сдачи резервуара в ремонт

от «\_\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 199 г.

Настоящий акт составлен о том, что закончены работы по подготовке резервуара

№ \_\_\_\_\_ объемом \_\_\_\_\_ куб.м  
к \_\_\_\_\_ ремонту путем \_\_\_\_\_

(указать выполнение операций: освобождение, зачистку,

дегазацию, пропарку, хранимый продукт)

Состояние резервуара после зачистки: \_\_\_\_\_

(указать степень зачистки и готовность его для ведения

огневых и др. работ)

Установлены заглушки на \_\_\_\_\_

Резервуар сдали:  
Начальник цеха (парка) \_\_\_\_\_

Ст. механик цеха (парка) \_\_\_\_\_

Резервуар приняли:  
Ответственные исполнители  
ремонтной организации \_\_\_\_\_

Согласовано: \_\_\_\_\_

Представитель пожарной охраны  
Зам. главного инженера по ТБ \_\_\_\_\_

**ПРИЛОЖЕНИЕ 2.6**

УТВЕРЖДАЮ  
Главный механик \_\_\_\_\_  
«\_\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 199 г.

Предприятие \_\_\_\_\_  
Цех \_\_\_\_\_

**АКТ**  
**приемки резервуара из ремонта**  
**от «\_\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 199 г.**

Настоящий акт составлен о том, что закончены ремонтные работы и произведена приемка резервуара № \_\_\_\_\_ объемом \_\_\_\_\_ куб. м из \_\_\_\_\_ ремонта Резервуар подвергался ремонту с «\_\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 199 г. Резервуар подвергался ремонту с «\_\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 199 г. согласно дефектной ведомости № \_\_\_\_\_ от «\_\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 199 г. и акта ревизии и отбраковки от «\_\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 199 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, указать максимальную высоту налива)

Главный механик \_\_\_\_\_

Зам. главного инженера по ТВ \_\_\_\_\_

Начальник отдела технадзора \_\_\_\_\_

Ст. механик цеха (парка) \_\_\_\_\_

Начальник цеха (парка) \_\_\_\_\_

Ответственный исполнитель подрядной организации \_\_\_\_\_

Начальник РМЦ \_\_\_\_\_

Представитель пожарной охраны \_\_\_\_\_

**ПРИЛОЖЕНИЕ 2.7**

**Периодичность осмотров оборудования стальных вертикальных 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 холодное время. При температуре воздуха ниже -30°C - через 3-4 дня
4. Гидравлический (предохранительный) клапан	В соответствии с инструкцией завода-изготовителя, но не реже 2 раз в месяц в теплее время года и не реже 1 раза в 10 дней в холодной время
5. Огневой предохранитель	В теплое время 1 раз в месяц, в холодное - 1 раз в 10 дней
6. Диск-отражатель	1 раз в квартал
7. Вентиляционный патрубок	1 раз в месяц
8. Пенокамеры и пеногенераторы	1 раз в месяц
9. Прибор 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	То же
12. Задвижка (запорная)	То же
13. Боковое управление хлопушкой	То же
14. Сифонный кран	То же

**ПРИЛОЖЕНИЕ 2.8**

**ТРЕБОВАНИЯ  
к швам сварных соединений по результатам**

**контроля неразрушающими методами  
(в соответствии со [СНиП 3.03.01-87](#)):**

а) по результатам радиографического контроля (табл. [1](#))

Таблица 1

Типы сварных соединений, внутренние дефекты	Требования к качеству, допустимые размеры дефектов
1. Сведения, 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 конце шва Удлиненные и сферические дефекты: одиночные образующие цепочку или скопление	Высота до 15% толщины свариваемого проката, но не более 3 мм  Высота не более значений $h^*$ Высота не более 0,5 $h$ Длина не более длины оценочного участка Протяженность не более отношения $S^*/h$ Расстояния между близлежащими концами не менее 200 мм Суммарная площадь на оценочном участке не более $S$
удлиненные непровары, цепочки и скопления пор, соседние по длине шва суммарные в продольном сечении шва	
3. Швы сварных соединений конструкций, возводимых или эксплуатируемых в районах с расчетной температурой ниже 40°C до минус 65°C, а также конструкций, рассчитанных на выносливость Непровары, несплавления, удлиненные дефекты, цепочки и скопления дефектов Одиночные сферические дефекты	Не допускаются Высота не более 0,5 $h$ Расстояние между соседними дефектами не менее удвоенной длины оценочного участка

\* Значения  $h$  и  $S$  следует принимать по табл. [2](#).

Допустимые размеры одиночных дефектов и длина оценочного участка при радиографическом контроле (табл. [2](#))

Таблица 2

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

Обозначения, принятые в табл. [2](#):

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

Пр и м е ч а н и я: 1. Чувствительность контроля устанавливается по третьему классу согласно [ГОСТ 7512-82](#).

2. При оценке за высоту дефектов  $h$  следует принимать следующие размеры их изображений на радиограммах:

для сферических пор и включений - диаметр;  
для удлиненных пор и включений - ширину;

б) по результатам ультразвукового контроля (табл. 3)

Таблица 3

Сварные соединения	Наименьшая толщина элемента в сварном соединении, мм	Длина оценочного уч., мм	Фиксируемая эквивалентная площадь одиночного дефекта, кв. мм		Допустимое число одиночных дефектов на оценочном уч., шт.
			наименьшая поисковая	допустимая оценочная	
Стыковые, угловые тавровые, нахлесточные	Св. 6 до 10	20	5	7	1
	« 10 « 20	25	5	7	2
	« 20 « 30	30	5	7	3
	« 30 « 60	30	7	10	3

**Примечание.** В швах сварных соединений конструкций, возводимых или эксплуатируемых в районах с расчетной температурой ниже минус 40°С до минус 65°С, а также конструкций, рассчитанных на выносливость, допускаются внутренние дефекты, эквивалентная площадь которых не превышает половины значения допустимой оценочной площади, указанной в табл. 3. При этом наименьшую поисковую площадь необходимо уменьшать в два раза. Расстояния между дефектами должны быть не менее удвоенной длины оценочного участка.

### 3. СОСУДЫ И АППАРАТЫ

#### 3.1. ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Настоящая «Инструкция» распространяется на все стальные сосуды и аппараты неогневого действия, в том числе и на теплообменные аппараты, работающие под давлением свыше 0,07 МПа (0,7 кгс/см<sup>2</sup>) до 10,0 МПа (100 кгс/см<sup>2</sup>), находящиеся в эксплуатации на предприятиях нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности, и определяет порядок технического надзора, методы, периодичность и объем проведения ревизий, нормы отбраковки элементов сосудов (аппаратов), а также формы ведения технической документации.

#### 3.2. ОБЩИЕ УКАЗАНИЯ

3.2.1. При эксплуатации, ревизии и ремонте сосудов (аппаратов) наряду с настоящей «Инструкцией» необходимо руководствоваться указаниями следующих нормативных документов:

- 1) [«Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением»](#), утвержденные Госгортехнадзором СССР 27 ноября 1987 года (далее по тексту «Правила»);
- 2) «Технические указания - регламент по эксплуатации оборудования установок каталитического риформинга и гидроочистки, работающего в водородосодержащих средах» (взамен Регламента 1972 года), утвержденные ВПО «Союзнефтеортсинтез» МНХП СССР и ВПО «Союзнефтехиммаш» МХНМ СССР в марте 1983 года;
- 3) [«Правила пожарной безопасности при эксплуатации нефтеперерабатывающих предприятий»](#) (ППБ-79), утвержденные МНХП СССР 23 января 1979 года;
- 4) [«Общие правила взрывобезопасности для взрыво- и пожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств»](#), утвержденные ГГТН СССР 6 сентября 1988 года;
- 5) [ОСТ 26-291-87](#) «Сосуды и аппараты стальные сварные. Технические требования»;
- 6) «Руководящие указания по эксплуатации, ревизии и ремонту пружинных предохранительных клапанов» (РУПК-78), утвержденные МНХП СССР 13 декабря 1977 года, с изменениями: письмо МНХП СССР и ГГТН СССР 1979 года и письмо Управления ГМ и ГЭ МНХП СССР 1987 года;
- 7) «Регламент проведения в зимнее время пуска, остановки и испытаний на плотность аппаратуры химических и нефтеперерабатывающих заводов, а также газовых промыслов и газобензиновых заводов», утвержденный МНХП СССР 8 июня 1972 года;
- 8) «Методика оценки ресурса остаточной работоспособности технологического оборудования нефтеперерабатывающих, нефтехимических и химических

производств»;

9) «Инструкция по определению скорости коррозии металла стенок корпусов сосудов и трубопроводов на предприятиях Миннефтехимпрома СССР»;

10) «Эксплуатация и ремонт технологических трубопроводов под давлением до 10,0 МПа (100 кгс/см<sup>2</sup>). РД 38.13-004-86»;

11) «Сосуды и аппараты. Общие технические условия на ремонт корпусов. ОТУ-2-92»;

12) требования проектов и другие нормативно-технические документы, указания вышестоящих и инспектирующих организаций.

3.2.2. Эксплуатация сосудов (аппаратов) разрешается только при наличии паспорта установленной формы с полным комплектом документов, требуемых в соответствии с п. 6.2.3 «Правил».

3.2.3. Наружная поверхность сосудов (аппаратов) должна быть предохранена от коррозии в соответствии с проектом. Крепеж должен быть защищен антикоррозионной смазкой, удовлетворяющей условиям эксплуатации.

3.2.4. Переустройство сосудов (аппаратов) производится по согласованию с автором проекта (заводом-изготовителем), а при отсутствии таковых - по документации, разработанной или согласованной организацией, имеющей лицензию органов Госгортехнадзора на проведение работ такого рода.

3.2.5. Все сосуды (аппараты) должны учитываться в специальной книге учета и освидетельствования сосудов (приложение 3.1), которая составляется лицом, ответственным по надзору за техническим состоянием и эксплуатацией сосудов, совместно с лицом, ответственным за исправное и безопасное действие сосудов, и хранится в отделе технического надзора.

Допускается замена ведения книги компьютерным учетом или составлением и ведением на каждый сосуд (аппарат) индивидуальных карточек учета или других документов, содержащих все необходимые сведения.

Лицо, ответственное за исправное состояние и безопасное действие сосудов (аппаратов), совместно с представителем технического надзора, ответственным по надзору за техническим состоянием и эксплуатацией сосудов, составляют перечень сосудов (аппаратов), которые должны подвергаться дополнительным освидетельствованиям, испытаниям и исследованиям (приложение 3.2.). Перечень должен согласовываться с начальником отдела технического надзора и утверждаться главным инженером (механиком) предприятия.

3.2.6. Трубопроводы, обвязывающие недействующие сосуды (аппараты), должны быть демонтированы или отключены от последних заглушками с видимым разрывом.

Заглушки при давлении до 10,0 МПа (100 кгс/см<sup>2</sup>) должны отвечать требованиям руководящего документа «Эксплуатация и ремонт технологических трубопроводов под давлением до 10,0 МПа (100 кгс/см<sup>2</sup>)» [РД 38.13.004-86](#).

3.2.7. На основании настоящей «Инструкции» и нормативных документов, перечисленных в п. 3.2.1., на каждом предприятии должна быть составлена производственная инструкция по безопасной эксплуатации, надзору, методам ревизии, отбраковке сосудов (аппаратов) с учетом их особенностей и конкретных условий работы.

### 3.3. НАДЗОР ВО ВРЕМЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ

3.3.1. При эксплуатации сосудов (аппаратов) должен строго соблюдаться установленный для них регламент, предусмотренный технологией производства, а также требования действующих норм и инструкций, перечисленных в п. 3.2.1 настоящей «Инструкции».

3.3.2. Лицом, ответственным за безопасное действие сосудов (аппаратов), является начальник установки (участка, цеха) или другой инженерно-технический работник, которому подчинен персонал, обслуживающий сосуды. Это лицо назначается приказом по предприятию и должно быть аттестовано на знание «Правил» и других нормативных документов в соответствии с «Положением о порядке проверки знаний правил, норм и инструкций по безопасности у руководящих работников и специалистов предприятий, организаций и объектов, подконтрольных Госгортехнадзору России».

На время отпуска или отсутствия этого лица ответственность за безопасное действие сосудов (аппаратов) возлагается на лицо, заменяющее его по должности. В этом случае знания этого лица также должны быть проверены в соответствии с вышеуказанным «Положением».

3.3.3. Надзор за безопасной эксплуатацией сосудов (аппаратов) производится путем наружного осмотра и по показаниям приборов КИПиА:

1) ежемесячно обслуживающим персоналом технологической установки с записью в вахтенном журнале;

2) ежедневно лицом, ответственным за исправное состояние и безопасное действие сосудов (аппаратов), с подписью и отражением отмеченных замечаний в вахтенном журнале;

3) периодически, не реже чем 1 раз в год, лицом, осуществляющим надзор за сосудами (аппаратами) на предприятии, совместно с лицом, ответственным за их исправное состояние и безопасное действие.

По результатам периодического обследования составляется акт в двух экземплярах с указанием сроков устранения выявленных нарушений. Один экземпляр акта вручается начальнику технологического цеха (установки), второй хранится в службе технического надзора.

3.3.4. При периодическом обследовании проверяется:

- 1) состояние сосудов (аппаратов) путем наружного осмотра;
- 2) наличие и работоспособность приборов и систем контроля, управления и противоаварийной защиты;
- 3) устранение замечаний по предыдущему обследованию и выполнение мероприятий по безопасной эксплуатации, намеченных актами расследования аварий, протоколами технических совещаний, приказами и предписаниями органов Госгортехнадзора и отдела технического надзора предприятия;
- 4) наличие и полнота технической документации по эксплуатации и ремонту;
- 5) учет наработки циклов нагружения сосудов (аппаратов), работающих в циклическом режиме;
- 6) обученность обслуживающего персонала (выборочно).

3.3.5. При наружном осмотре сосудов (аппаратов) необходимо:

- 1) осмотреть сосуды (аппараты), убедиться в их исправном состоянии, при этом особое внимание обратить на следующие возможные дефекты:
  - пропуски и потения в основном металле и металле сварных швов, для теплоизолированных аппаратов - намокание теплоизоляции, течь из-под изоляции, а также нарушение ее целостности;
  - наличие трещин, отслаиваний, отдулин;
  - наличие видимых деформаций;
  - неукомплектованность крышек, люков и фланцевых соединений крепежными изделиями, неправильная сборка крепежа, дефекты резьбы;
  - течи во фланцевых соединениях и сигнальных отверстиях укрепляющих колец штуцеров и люков (сигнальные отверстия должны быть постоянно открытыми, всегда очищенными от краски и загрязнений), в резьбовых соединениях муфт и бобышек;
  - повышенную вибрацию, более 0,2 мм (пиковое значение) на частоте 40 Гц;
- 2) проверить наличие и исправность:
  - таблички с надписями о разрешенном давлении и сроках следующего технического освидетельствования;
  - арматуры, приборов КИПиА, предохранительных устройств и блокировок в соответствии с проектом и технологическим регламентом;
  - пломб и табличек на предохранительных клапанах, а также пломб или клейм с отметкой о проведении проверки на манометрах;
  - состояние фундамента, анкерных болтов, опорных конструкций (особенно в местах приварки их к корпусу), переходных лестниц и обслуживающих площадок, на которых не должно быть посторонних предметов, оборудования и т.п.;
  - целостность изоляции или наружного защитного покрытия;
  - состояние осветительных приборов, заземления и молниезащиты;
- 3) проверить (выборочно) ведение технологического режима по показаниям самопишущих и показывающих приборов, анализам и записям в режимных листах и вахтенном журнале и соответствие этих данных технологическим картам и паспортам сосудов (аппаратов).

3.3.6. Во время эксплуатации теплообменных аппаратов обслуживающему персоналу и ИТР установки необходимо обращать внимание на следующие основные признаки неисправностей:

- 1) значительное ухудшение теплообмена между двумя теплоносителями, которое определяется по изменению их температуры на входе и выходе из аппарата при постоянстве потоков;
- 2) уменьшение производительности аппарата;
- 3) попадание одного теплоносителя в другой, из трубного пространства - в межтрубное или наоборот (в зависимости от давления), определяемое по качеству теплоносителя с меньшим давлением после теплообменного аппарата.

3.3.7. Эксплуатация сосудов (аппаратов) не допускается:

- 1) при истечении срока очередного освидетельствования, если не имеется разрешения на перенос срока;

- 2) при отсутствии в паспорте разрешения на эксплуатацию;
- 3) если давление или температура в сосуде (аппарате) поднимаются выше разрешенных, несмотря на соблюдение всех требований, указанных в инструкции по обслуживанию и технологическом регламенте;
- 4) при обнаружении в элементах, определяющих прочность сосуда (аппарата), дефектов в виде трещин, выпучин, пропусков или потения в сварных швах, намокания изоляции или течи из-под нее (для заизолированных сосудов), а также течи во фланцевых, резьбовых и других соединениях, при неукомплектованности крепежными деталями;
- 5) при возникновении пожара, непосредственно угрожающего сосуду (аппарату);
- 6) при неисправности приборов КИП, предохранительных и блокировочных устройств.

При запрещении эксплуатации сосуда (аппарата) необходимо произвести запись в паспорте сосуда с указанием причины и поставить в известность руководство предприятия.

3.3.8. Порядок аварийной остановки сосуда (аппарата) и последующего его ввода в работу должен быть указан в разработанной и утвержденной главным инженером инструкции по режиму работы и безопасному обслуживанию сосудов (аппаратов).

### 3.4. ПЕРИОДИЧНОСТЬ ТЕХНИЧЕСКОГО ОСВИДЕТЕЛЬСТВОВАНИЯ

3.4.1. Основным методом определения технического состояния и возможности дальнейшей эксплуатации сосуда (аппарата), работающего под давлением, на который распространяются требования настоящей «Инструкции», является периодическое техническое освидетельствование.

Техническое освидетельствование сосуда (аппарата) производится путем:

- 1) наружного осмотра;
- 2) внутреннего осмотра;
- 3) гидравлического или пневматического испытания на прочность и герметичность.

3.4.2. Объем, методы и периодичность технического освидетельствования сосуда (аппарата) должны быть определены предприятием-изготовителем, указаны в его паспорте или прилагаемой конструкторской документации (сборочном чертеже, инструкции по эксплуатации и т.п.).

В случае отсутствия таких указаний техническое освидетельствование сосудов (аппаратов) должно производиться в соответствии с требованиями табл. 3.1-3.4.

Таблица 3.1

#### ПЕРИОДИЧНОСТЬ ТЕХНИЧЕСКИХ ОСВИДЕТЕЛЬСТВОВАНИЙ СОСУДОВ, ЗАРЕГИСТРИРОВАННЫХ В ОРГАНАХ ГОСГОРТЕХНАДЗОРА

Наименование	Ответственным по надзору	Специалистом организации, получившей лицензию ГГТН на проведение технических освидетельствований	
		наружный и внутренний осмотр	гидравлическое испытание пробным давлением
1. Сосуды работающие со средой, вызывающей коррозию металла со скоростью не более 0,1 мм/год	6 лет	6 лет	12 лет
2. Сосуды, работающие со средой, вызывающей коррозию металла со скоростью более 0,1 мм/год до 0,3 мм/год	2 года	4 года	8 лет
3. Сосуды, работающие со средой, вызывающей коррозию металла со скоростью более 0,3 мм/год	1 год	4 года	8 лет

Таблица 3.2

#### ПЕРИОДИЧНОСТЬ ТЕХНИЧЕСКИХ ОСВИДЕТЕЛЬСТВОВАНИЙ СОСУДОВ, НЕ ПОДЛЕЖАЩИХ РЕГИСТРАЦИИ В ОРГАНАХ ГОСГОРТЕХНАДЗОРА

Наименование	Наружный и внутренний осмотр	Гидравлическое испытание пробным давлением
--------------	------------------------------	--



1. Сосуды, работающие со средой, вызывающей коррозию металла со скоростью не более 0,1 мм/год	6 лет	12 лет
2. Сосуды, работающие со средой, вызывающей коррозию металла со скоростью более 0,1 мм/год до 0,3 мм/год	2 года	8 лет
3. Сосуды, работающие со средой, вызывающей коррозию металла со скоростью более 0,3 мм/год	1 год	8 лет

Таблица 3.3

**ПЕРИОДИЧНОСТЬ ТЕХНИЧЕСКИХ ОСВИДЕТЕЛЬСТВОВАНИЙ ТЕПЛООБМЕННЫХ АППАРАТОВ С ВЫДВИЖНОЙ СИСТЕМОЙ ТРУБНЫХ ПУЧКОВ, ЗАРЕГИСТРИРОВАННЫХ В ОРГАНАХ ГОСГОРТЕХНАДЗОРА**

Наименование	Ответственным по надзору	Специалистом организации, получившей лицензию ГГТН на проведение технических освидетельствований	
	наружный и внутренний осмотр	наружный и внутренний осмотр	гидравлическое испытание пробным давлением
Теплообменные аппараты, работающие со средой, вызывающей коррозию металла со скоростью:	При каждом демонтаже трубного пучка, но не реже:		
1) не более 0,1 мм/год	12 лет	12 лет	12 лет
2) более 0,1 мм/год до 0,3 мм/год	8 лет	8 лет	8 лет
3) более 0,3 мм/год	1 год	4 года	8 лет

Таблица 3.4

**ПЕРИОДИЧНОСТЬ ТЕХНИЧЕСКИХ ОСВИДЕТЕЛЬСТВОВАНИЙ ТЕПЛООБМЕННЫХ АППАРАТОВ С ВЫДВИЖНОЙ СИСТЕМОЙ ТРУБНЫХ ПУЧКОВ, НЕПОДЛЕЖАЩИХ РЕГИСТРАЦИИ В ОРГАНАХ ГОСГОРТЕХНАДЗОРА**

Наименование	Наружный и внутренний осмотр	Гидравлическое испытание пробным давлением
Теплообменные аппараты, работающие со средой, вызывающей коррозию металла со скоростью:	При каждом, демонтаже трубного пучка, но не реже:	
1) не более 0,1 мм/год	12 лет	12 лет
2) более 0,1 мм/год до 0,3 мм/год	8 лет	8 лет
3) более 0,3 мм/год	1 год	8 лет

Табл. [3.1-3.2](#) периодичности технического освидетельствования сосудов составлены на основании постановления Госгортехнадзора № 10 от 13.04.1987 года.

Табл. [3.3-3.4](#) периодичности технического освидетельствования теплообменных аппаратов с выдвижной системой трубных пучков составлены на основании постановления Госгортехнадзора № 7 от 10.03.1981 года.

3.4.3. Сосуды (аппараты), эксплуатируемые в условиях, вызывающих ухудшение химического состава или прочностных свойств металла, независимо от скорости коррозии при температуре стенки корпуса 450 °С и выше, подверженные межкристаллитной коррозии и коррозионному растрескиванию металла, должны подвергаться техническому освидетельствованию в сроки и объемах, предусмотренных табл. 10-11 «Правил устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением».

3.4.4. Техническое освидетельствование, помимо инспектора Госгортехнадзора, может производить организация, имеющая лицензию на выполнение таких работ, выданную органами Госгортехнадзора.

3.4.5. Скорость коррозионного износа металла корпуса определяется по каждому сосуду (аппарату) либо по представителю из группы сосудов (аппаратов), работающих в одной и той же среде, при одинаковых рабочих условиях и материальном исполнении, в соответствии с «Инструкцией по определению скорости коррозии металла стенок корпусов сосудов и трубопроводов на предприятиях Миннефтехимпрома СССР», утвержденной Миннефтехимпромом СССР 18 октября 1983 г.

3.4.6. На каждом предприятии-владельце сосудов (аппаратов) составляется и утверждается главным инженером предприятия перечень сосудов (приложение 3.5) с указанием скорости коррозионного износа металла стенок корпусов сосудов (аппаратов) и периодичности их технического освидетельствования.

Пересмотр и переутверждение перечня производятся не реже одного раза в два года.

В случае изменения условий эксплуатации сосудов (аппаратов), вызывающих увеличение (снижение) скорости коррозии металла, в указанный перечень вносятся уточнения и дополнения.

3.4.7. Результат технического освидетельствования должен быть записан в паспорт сосуда (аппарата) лицом, производившим освидетельствование, с указанием разрешенных параметров эксплуатации и сроков следующего освидетельствования.

Отметка о проведенном техническом освидетельствовании о сроке следующего освидетельствования также делается в книге учета и освидетельствования сосудов (аппаратов).

3.4.8. Если при освидетельствовании будут обнаружены дефекты, снижающие прочность сосуда (аппарата), то его эксплуатация может быть разрешена при пониженных параметрах (давление и температура).

Возможность эксплуатации сосуда (аппарата) при пониженных параметрах должна быть подтверждена расчетом на прочность, при этом должен быть проведен поверочный расчет пропускной способности предохранительных клапанов.

3.4.9. Если при техническом освидетельствовании окажется, что сосуд (аппарат), вследствие имеющихся дефектов, находится в состоянии, опасном для дальнейшей эксплуатации, работа такого сосуда (аппарата) должна быть запрещена.

### **3.5. ВИДЫ РАБОТ, ВЫПОЛНЯЕМЫХ ПРИ ТЕХНИЧЕСКОМ ОСВИДЕТЕЛЬСТВОВАНИИ**

3.5.1. Проведению технических освидетельствований сосудов (аппаратов) должно предшествовать изучение технической документации с целью анализа конструкции и материального исполнения, рабочих условий (давление, температура, среда), информации о имевших место отказах и их причинах, выполненных ремонтных работах и результатах предыдущих технических освидетельствований.

3.5.2. Техническое освидетельствование выполняется после подготовки сосуда (аппарата) в соответствии с требованиями п. 6.3.5 «Правил» и других действующих документов по технике безопасности.

3.5.3. Наружный осмотр сосуда (аппарата) производится в объеме, предусмотренном п. 3.3.5, как правило, без снятия изоляции. Частичное или полное удаление последней должно быть в том случае, если есть признаки, указывающие на возможность возникновения дефектов металла корпуса и сварных швов под изоляцией (следы промокания, перегрева, отслоения и т.д.).

3.5.4. При внутреннем осмотре сосудов (аппаратов) с защитным покрытием (футеровка, плакировка, эмали и т.п.) оно должно быть частично или полностью удалено, в том случае, если имеются признаки, указывающие на возможность возникновения дефектов металла под защитным покрытием (неплотность футеровки, отдушины плакирующего слоя или гуммировки и т.п.).

Дефектная часть покрытия удаляется в границах, определенных лицом, производящим техническое освидетельствование.

3.5.5. При техническом освидетельствовании наиболее тщательному контролю подлежат те участки сосудов (аппаратов), где вероятнее всего происходит максимальный износ: застойные зоны, места скопления влаги и продуктов, вызывающих коррозию, места раздела фаз «жидкость-газ», места изменения направления потоков, штуцеры входа и выхода продуктов, стенки в местах входа и выхода продукта, трубы погружных холодильников в зоне раздела фаз «вода-воздух» и др.

3.5.6. При внутреннем осмотре сосудов (аппаратов) особое внимание должно быть обращено на выявление следующих дефектов:

1) на поверхности металла корпуса:

трещин, надрывов, коррозии стенок;

язв, раковин в литых корпусах;

вскрытых плен, заковов, усадочных рыхлостей в кованных корпусах;

выпучин, возникающих вследствие расслоения металла, работающего в сероводородосодержащих средах;

наличие щелочного растрескивания, особенно при температурах стенок выше 80°C, в местах скопления и конденсации щелочи и в местах концентрации

напряжений.

2) изменение геометрий корпуса в результате деформации стенок в виде выпучин, вмятин, гофр;

3) в сварных швах - трещин, свищей, пор, видимых непроваров, подрезов, коррозии;

4) в сосудах (аппаратах) с защитными покрытиями: разрушения футеровки, в том числе неплотностей слоев футеровочных плиток;

трещин в гуммировочном, свинцовом или ином покрытии;

сколов (отслоений) эмали, вскрытия пор, находящихся внутри эмали;

трещин, отдулин лакирующего слоя и металлических вкладышей;

дефектов металла корпуса в местах поврежденного защитного покрытия.

3.5.7. Элементы сосудов (аппаратов): обечайки, днища, крышки, колпаки, плавающие головки, штуцеры и т.п., у которых при наружном и внутреннем осмотрах замечены явная коррозия или другие дефекты, сопровождающиеся износом стекой, а также выборочно по поверхностям, где явная коррозия не замечена, подвергаются замеру толщин стенок.

Замеры толщины стенки производятся неразрушающими методами с использованием ультразвуковых приборов или путем засверловки и измерения толщины стенки мерительным инструментом с погрешностью  $\pm 0,1$  мм, а для толщин более 20 мм - с погрешностью не более  $\pm 0,5\%$  от измеряемой величины.

Предпочтение следует отдавать ультразвуковой толщинометрии.

На сосудах (аппаратах), работающих в средах, вызывающих межкристаллитную коррозию и коррозионное растрескивание под напряжением, сквозные засверловки с последующей их заделкой методом электродуговой сварки не допускаются.

Выбор мест и количества измеряемых точек по определению толщины стенки сосуда (аппарата), выбор методов неразрушающего контроля осуществляет лицо, производящее освидетельствование.

Если при первичном объеме контроля выявляются дефекты, то его объем должен быть удвоен, а в случае неудовлетворительных результатов объем контроля должен быть 100%-ным.

Результаты замеров и фактическое расположение точек замеров отражаются в коррозионной карте (приложение 3.5), а на корпусе сосуда (аппарата) краской отмечаются места замеров, которые являются предпочтительными при проведении толщинометрии во время последующих освидетельствований.

3.5.8. Элементы сосудов и аппаратов, доступ к которым для определения остаточной толщины неразрушающими методами контроля затруднен, должны разбираться и проверяться отдельно.

3.5.9. Места наиболее вероятного возникновения трещин в элементах сосудов и аппаратов, в том числе и сварные швы, контролируются внешним осмотром с применением оптических приборов, а при необходимости - методом цветной, ультразвуковой дефектоскопии или другими методами неразрушающего контроля.

Выбор методов неразрушающего контроля сварных соединений производится в соответствии с [ОСТ 26-2079-80](#) «Швы сварных соединений сосудов и аппаратов, работающих под давлением. Выбор методов неразрушающего контроля».

Чувствительность и разрешающая способность выбранного метода должны обеспечивать надежное выявление недопустимых дефектов. Объем контроля определяется в соответствии с «Правилами», [ОСТ 26-291-87](#) и с учетом отраслевых инструкций по контролю.

Недоступные для контроля ультразвуковой дефектоскопией или радиографическим методом швы сварных соединений проверяются в соответствии с «Инструкцией по контролю сварных соединений, недоступных для проведения радиографического и ультразвукового контроля. РД 26-11-01-85».

3.5.10 При обнаружении на корпусе сосуда (аппарата) выпучин, вмятин для каждого деформированного участка необходимо выполнить:

1) замеры для определения размеров участка и фактической величины прогиба;

2) осмотр наружной и внутренней поверхностей с дефектоскопией цветным методом зон повышенного напряжения; ,

3) замер толщины металла в месте максимальной стрелы прогиба или на дефектной поверхности по квадратной сетке с размером, назначенным лицом, производящим освидетельствование, и на «здоровом» металле для сравнения результатов;

4) замер твердости металла с наружной или внутренней поверхности в зоне максимальной стрелы прогиба, а также на «здоровом» металле для сравнения результатов;

- 5) проверку правильности геометрической формы корпуса с оценкой степени его овальности (п. 3.6.3);
- б) при необходимости, геодезическую проверку вертикальности расположения сосуда (аппарата);
- 7) при необходимости, исследование микроструктуры металла неразрушающим (безобразцовым) методом путей снятия реплик (оттисков) на наружной или внутренней поверхности на дефектном и «здоровом» участках для сравнения результатов;
- 8) цветную или магнитопорошковую дефектоскопию участков, на которых обнаружены поверхностные дефекты;
- 9) ультразвуковой или радиационный контроль обнаруженных дефектов в металле;
- 10) при необходимости, контрольную вырезку металла для исследования химического состава, физико-механических свойств и структуры металла;
- 11) установление причины образования дефекта корпуса.

Решение о необходимости ремонта деформированного участка принимается лицом, производящим освидетельствование. Такое решение может быть принято на базе обследования дефектного участка на прочность и работоспособность сосуда (аппаратах, выполненного с привлечением специализированной научно-исследовательской организации по изготовлению или ремонту (организации, имеющей лицензию на право выдачи заключения о дальнейшей эксплуатации сосуда).

3.5.11. При осмотре сварных швов поверхность сварного шва и прилегающего к нему участка основного металла, шириной не менее 20 мм в обе стороны шва, должна быть зачищена от шлака и других загрязнений до металлического блеска.

В случае сомнения в качестве сварных соединений лицо, производящее освидетельствование, может назначить дополнительный контроль неразрушающими методами (замер твердости металла сварного шва, зоны термического влияния и основного металла, ультразвуковой или радиационный контроль, стилоскопирование, исследование микроструктуры неразрушающим (безобразцовым) методом путем снятия реплик (оттисков) на шве и зонах термического влияния или контрольную вырезку образца для исследования.

3.5.12. При выявлении во время осмотра дефектов в защитном покрытии стенки сосуда (аппарата) должны быть очищены в этих местах до металла, при обнаружении дефектов металла (например, коррозии) и их распространения под защитное покрытие, последнее должно быть удалено для выявления границ дефекта.

В местах разрушенного защитного покрытия необходимо произвести толщинометрию металла, а при необходимости и контроль сварных швов одним из неразрушающих методов.

3.5.13. С целью более тщательного контроля качества покрытия из неметаллических материалов - лакокрасочные покрытия, покрытия из эмали, винилпласта, полиэтилена, гуммировочные и др., за исключением сосудов и аппаратов, защищенных футеровкой или торкрет-бетоном, они должны испытываться на сопротивление электрическому току искровым индуктором или лакокрасочным дефектоскопом (например, ЛКД-1). При этом выявляются проколы, микропоры, трещины и т.п.

3.5.14. При внутреннем осмотре аппаратов колонного типа, кроме состояния поверхности и сварных швов корпуса, проверяется:

- 1) состояние глухих сегментов, сливных карманов, опорных колец, каркаса, упорных уголков и других элементов внутренних устройств, а также состояние сварных швов;
- 2) состояние колпачков, желобов и полужелобов, сливных пластин (патрубков), гребенок, опорных балок, ниппелей и других деталей тарелок;
- 3) состояние крепежных деталей;
- 4) отсутствие короблений, переломов и деформаций отдельных деталей и тарелок в целом;
- 5) состояние фланцевых соединений внутренних устройств (маточников, распределительных устройств и т.п.).

Осмотр указанных деталей внутренних устройств должен сопровождаться легким простукиванием молотком весом 0,5-1,0 кг.

Состояние несущих элементов, кроме осмотра и простукивания, должно оцениваться и путем замера остаточных толщин металла.

3.5.15. Правильность сборки тарелок и допускаемые при этом отклонения определяются действующими отраслевыми стандартами на соответствующие тарелки и [ОСТ 26-291-87](#) «Сосуды и аппараты стальные сварные. Общие технические условия».

Результаты проверки сборки внутренних устройств колонны после осмотра и ремонта при необходимости оформляются актом, подписанным администрацией цеха.

3.5.16. При установке новых деталей сосудов и аппаратов (элементов обечаек, днищ, патрубков, фланцев) из легированной стали необходимо произвести

стилоскопирование или химический анализ металла и соединяющих их сварных швов. При установке новых деталей из сталей, склонных к закалке, - замеры твердости металла и сварных швов.

3.5.17. При внутреннем осмотре кожухотрубчатых теплообменников необходимо проверить:

- 1) состояние и степень износа всех элементов аппарата и сварных швов, в том числе и степень износа трубок пучка (змеевика);
- 2) состояние развальцовки труб в трубных решетках;
- 3) состояние уплотнительных поверхностей трубных решеток, крышек, распределительных камер и фланцевых соединений;
- 4) отсутствие расслоений, вспучиваний и других дефектов в двухслойных сталях.

При осмотре кожухотрубчатых теплообменных аппаратов с неподвижной решеткой (тип Н и К) особого внимания требует контроль сварного шва приварки трубной решетки к кожуху аппарата. При необходимости он должен быть проверен радиационным методом или ультразвуковой дефектоскопией по всей длине.

3.5.18. Рекомендуемые места замеров толщины стенок кожухотрубчатых теплообменных аппаратов с выдвижной трубной системой расположены:

- 1) на корпусе - по верхней и нижней образующей, не менее чем в трех точках, а также вблизи штуцеров входа и выхода продукта;
- 2) на распределительной камере - по нижней и верхней образующей, не менее чем в двух точках;
- 3) на крышках корпуса, распределительной камеры и плавающей головки - по образующей, не менее чем в трех точках, расположенных внизу, сверху и в зоне раздела фаз.

При этом замеры должны производиться в местах, где ранее были выявлены следы коррозии или уменьшение толщины стенок.

3.5.19. Состояние секций погружных и оросительных холодильников и конденсаторов определяется путем:

- 1) осмотра наружной поверхности труб змеевиков при каждом плановом ремонте;
- 2) замера толщины стенок труб змеевиков в местах, подверженных износу, при каждом капитальном ремонте;
- 3) осмотра внутренней и наружной сторон крышек секций «Лумус» для выявления трещин и коррозии стенок.

Замер толщины стенок крышек производится каждый ремонт, внутренний осмотр - по результатам толщинометрии, но не реже чем через один капитальный ремонт.

3.5.20. Результаты внутреннего осмотра должны заноситься в паспорт сосуда (аппарата) лицом, ответственным по надзору за техническим состоянием и эксплуатацией сосудов (аппаратов) на предприятии. При наличии выявленных дефектов оформляется акт отбраковки элементов сосуда (аппарата) (приложение 3.3) в двух экземплярах за подписью лиц, проводивших освидетельствование. При этом один экземпляр акта вручается мастеру (механику), выполняющему ремонтные работы.

3.5.21. Сосуды (аппараты), которые невозможно осмотреть изнутри в силу их конструктивных особенностей, должны подвергаться ультразвуковой толщинометрии и дефектоскопии, выполняемой с наружной поверхности, в местах постоянного контроля, а также в местах предполагаемого наибольшего эрозионно-коррозионного воздействия среды.

Объем контрольных операций при этом устанавливается службой технического надзора совместно с лицом, ответственным за исправное состояние и безопасное действие сосуда, с таким расчетом, чтобы полученная информация позволяла судить о техническом состоянии всех несущих элементов сосуда (аппарата).

Кроме того, сосуд (аппарат) должен быть подвергнут гидравлическому испытанию на пробное давление. Рекомендуется гидравлическое испытание проводить в сопровождении акустико-эмиссионного (АЭ) контроля с последующей идентификацией зарегистрированных дефектов методом дефектоскопии.

3.5.22. Выполнение работ по АЭ-контролю должно производиться по специальной методике, составленной специалистами, имеющими разрешение (лицензию) органов Госгортехнадзора на право контроля сосудов (аппаратов) с применением метода АЭ-контроля, или согласованной со специализированной организацией.

3.5.23. Гидравлическое испытание сосудов (аппаратов), за исключением литых, должно производиться пробным давлением  $P_{np}$ , определяемым по формуле:

$$P_{\text{г}} = 1,25 P_p \frac{[\sigma]_{20}}{[\sigma]_t}$$

где  $P_p$  - разрешенное давление сосуда (аппарата), МПа (кгс/см<sup>2</sup>);

$[\sigma]_{20}$ ,  $[\sigma]_t$  - допускаемые напряжения для материала сосуда (аппарата) или его элементов соответственно при 20°C и рабочей температуре, МПа (кгс/см<sup>2</sup>).

Отношение  $[\sigma]_{20} / [\sigma]_t$  принимается по тому из использованных материалов элементов (обечайки, днища, фланцы, крепеж, патрубки и др.), для которого оно является наименьшим.

Гидравлическое испытание сосудов (аппаратов), изготовленных из литья, должно производиться пробным давлением, определяемым по формуле:

$$P_{\text{г}} = 1,5 P_p \frac{[\sigma]_{20}}{[\sigma]_t}$$

Гидравлическое испытание сосудов (аппаратов) производится в соответствии с методическими указаниями (приложение [3.8](#)).

Для гидравлического испытания должна использоваться вода с температурой не ниже +5°C и не выше +40°C.

Разность температур стенок сосуда (аппарата) и окружающего воздуха не должна вызывать выпадения влаги на поверхности стенок сосуда.

3.5.24. Гидравлическое испытание допускается заменять пневматическим (сжатым воздухом или инертным газом), если проведение гидравлического испытания невозможно вследствие следующих причин:

- 1) большое напряжение от массы воды в сосуде (аппарате) или фундаменте;
- 2) трудно удалить из сосуда (аппарата) воду;
- 3) возможно нарушение внутренних покрытий сосуда (аппарата);
- 4) температура окружающего воздуха ниже 0°C.

3.5.25. Для сосудов (аппаратов), для которых невозможно проведение гидравлического испытания, работы по техническому освидетельствованию выполняются в следующем объеме:

- 1) наружный и внутренний осмотры;
- 2) ультразвуковая толщинометрия элементов в местах постоянного контроля, а также в местах предполагаемого наибольшего коррозионно-эрозионного воздействия среды, определяемых службой технического надзора и лицом, ответственным за исправное состояние и безопасное действие сосуда (аппарата);
- 3) расчет на прочность основных несущих элементов (корпуса, днища);
- 4) пневматическое испытание на пробное давление с АЭ-контролем в соответствии с п. [3.5.27](#).

3.5.26. Для сосудов (аппаратов), для которых невозможно проведение как внутреннего осмотра, так и гидравлического испытания, работы по техническому освидетельствованию выполняются в следующем объеме:

- 1) внешний и внутренний осмотр элементов в доступных местах;
- 2) ультразвуковая толщинометрия в соответствии с п. [3.5.25.2](#);
- 3) ультразвуковая дефектоскопия или радиографирование сварных швов в местах наибольшего коррозионно-эрозионного воздействия среды;
- 4) расчет на прочность несущих элементов (корпуса и днища);
- 5) пневматическое испытание на пробное давление с АЭ-контролем в соответствии с п. [3.5.27](#).

3.5.27. Пневматическое испытание должно проводиться с контролем состояния сосуда (аппарата) методом акустической эмиссии по специальной инструкции, предусматривающей необходимые меры безопасности и утвержденной главным инженером предприятия.

Величина испытательного давления  $P_{\text{исп}}$  принимается равной величине пробного гидравлического давления.

Давление в сосуде (аппарате) должно повышаться плавно, с промежуточными остановками в течение 10-15 минут через каждые 25 % пробного

давления.

При промежуточных остановках проверяется по манометру отсутствие пропусков. Только при положительных результатах проверки приступают к дальнейшему подъему давления.

Длительность подъема давления должна составлять:

до 0,1 МПа ( $<1,0 \text{ кгс/см}^2$ ) - 15-20 мин.;

от 0,1 МПа ( $1,0 \text{ кгс/см}^2$ ) до 1,0 МПа ( $10 \text{ кгс/см}^2$ ) - 60-90 мин.;

от 1,0 МПа ( $10 \text{ кгс/см}^2$ ) до 5,0 МПа ( $50 \text{ кгс/см}^2$ ) - 60-90 мин.;

от 5,0 МПа ( $50 \text{ кгс/см}^2$ ) до  $P_{\text{исп}}$  - 25-30 мин.

Под пробным давлением сосуд (аппарат) должен находиться 5 мин., после чего давление плавно, в течение 25-30 мин., снижается до рабочего и производится осмотр сосуда (аппарата).

Обстукивание сосуда (аппарата) под давлением запрещается.

При обнаружении пропусков давление в сосуде (аппарате) должно быть полностью снято, и устранена причина пропусков. Сброс давления производится так же плавно, как и подъем.

После устранения дефектов испытания проводятся повторно.

Устранение дефектов и подтяжка крепежных соединений на сосудах (аппаратах), находящихся под давлением, не допускаются.

3.5.28. Сосуды (аппараты), у которых воздействие среды может вызвать ухудшение химического состава и механических свойств металла, а также сосуды (аппараты), у которых температура стенки при работе превышает  $450 \text{ }^\circ\text{C}$ , должны подвергаться дополнительному освидетельствованию техническим персоналом предприятия в соответствии с инструкцией, утвержденной главным инженером.

Результаты дополнительных освидетельствований должны быть занесены в паспорт сосуда (аппарата).

3.5.29. Техническое освидетельствование реакторов и регенераторов с торкрет-бетонной футеровкой включает в себя:

1) наружный осмотр и проверку фактических температур корпуса при эксплуатации по имеющимся поверхностным термопарам или тепловизионным методом контроля наружной поверхности;

2) внутренний осмотр корпуса с удалением торкрет-бетона в местах, где выявлена температура наружной стенки, превышающая регламентную;

3) проверку состояния металла корпуса внешним осмотром и определение его твердости;

4) вырезка контрольных образцов металла корпуса или проведение металлографических исследований безобразцовым методом, при необходимости.

По реакторам риформинга и гидроочистки руководствоваться требованиями «Технических указаний - регламента по эксплуатации оборудования установок каталитического риформинга и гидроочистки, работающего в водородосодержащих средах»;

5) гидравлическое испытание водой (без катализатора) или жидким невзрыво- и пожароопасным, неядовитым продуктом по специально разработанной инструкции.

После гидроиспытания сушка торкрет-бетонной футеровки производится (если нет конкретных указаний) по следующему режиму:

1) подъем температуры до  $150^\circ\text{C}$  со скоростью не более  $15^\circ\text{C}$  в час - 10 часов;

2) выдержка при  $150^\circ\text{C}$  - 24 часа;

3) подъем температуры до  $300^\circ\text{C}$  со скоростью не более  $15^\circ\text{C}$  в час - 10 часов;

4) выдержка при  $300^\circ\text{C}$  - 24 часа.

Подъем температуры от  $300^\circ\text{C}$  до рабочей - по регламенту вывода установки на режим.

По согласованию со специализированной организацией допускается замена гидравлического испытания пневматическим испытанием инертным газом в соответствии с требованиями п. [3.5.27](#).

3.5.30. Сосуды (аппараты), работающие под давлением вредных веществ (взрывоопасные или токсичные жидкости и газы) 1, 2, 3, 4-го классов опасности по [ГОСТ 12.1.007](#), должны подвергаться испытанию на герметичность. Испытания проводятся техническим персоналом предприятия в соответствии с производственной инструкцией, утвержденной главным инженером предприятия.

3.5.31. При испытании сосудов (аппаратов) на герметичность должны соблюдаться следующие требования:

- 1) испытание проводится при очередном техническом освидетельствовании, а также после ремонта с применением сварки и при разгерметизации;
- 2) испытание проводят, как правило, после положительных результатов испытания на прочность и плотность;
- 3) испытание проводят воздухом или инертным газом давлением, равным рабочему;
- 4) если продолжительность испытания на герметичность не указана в проекте, ее устанавливает само предприятие.

Продолжительность испытания на герметичность должна быть не менее 24 часов для вновь установленных или прошедших ремонт сосудов (аппаратов) и не менее 4 часов - при периодических испытаниях;

5) падение давления в сосуде (аппарате) за время испытания определяется по формуле:

$$\Delta P = \frac{100}{t} \times \left( 1 - \frac{P_k \times T_n}{P_n \times T_k} \right)$$

где  $\Delta P$  - падение давления за 1 час, % от испытательного давления;

$P_n, P_k$  - сумма манометрического и барометрического давлений в начале и конце испытания, МПа (кгс/см<sup>2</sup>);

$T_n, T_k$  - абсолютная температура в сосуде в начале и конце испытания, °К;

$t$  - продолжительность испытания, ч;

б) величина допускаемого падения давления при дополнительном испытании сосуда (аппарата) на герметичность определяется проектом с учетом специфических свойств среды (токсичность, взрывоопасность), а при отсутствии указаний в проекте должна приниматься:

для сосудов (аппаратов), вновь установленных, перед пуском в эксплуатацию с токсичными средами - не более 0,1 % в час, со взрывоопасными, легковоспламеняющимися и активными газами (в т.ч. и сжиженными) - не более 0,2% в час;

для сосудов (аппаратов), отремонтированных с помощью сварки, при периодических технических освидетельствованиях, а также при разгерметизации - не более 0,5% в час.

В том случае, когда потери давления превышают указанные нормы, необходимо найти места утечек и устранить их.

3.5.32. Результаты испытания на герметичность оформляются актом.

Сосуд (аппарат) признается прошедшим техническое освидетельствование и допускается к дальнейшей эксплуатации при отсутствии дефектов, снижающих его прочность.

### 3.6. НОРМЫ ОТБРАКОВКИ

3.6.1. Элементы сосудов и аппаратов (в том числе и литых), определяющие их прочность, должны отбраковываться:

1) если при толщинометрии выявится, что под действием коррозии и эрозии уменьшилась толщина металла стенки (обечаек корпуса, днищ, крышек, заглушек, штуцеров и др.) до значений, определенных расчетами по действующим методикам ([ГОСТ 14249](#), [ГОСТ 24755](#), [ГОСТ 24756](#), [ГОСТ 24757](#), [ГОСТ 25215](#), [ГОСТ 25221](#), [ГОСТ 26202](#) и др.) или по паспорту, с учетом всех действующих нагрузок (внутреннего или наружного давления, весовых, ветровых, сейсмических, температурных и пр.) без учета прибавки на коррозию (отбраковочный размер);

2) если расчетная толщина стенки (без учета прибавки на коррозию) оказалась меньше величины, указанной ниже, то за отбраковочный размер принимается величина:

для обечаек и днищ сосудов (аппаратов) - 4 мм;

для кожухотрубчатых теплообменных аппаратов (толщина стенок кожуха, распределительной камеры, обечайки крышки и днища) - в соответствии с табл. [3.5](#);

для патрубков - в соответствии с табл. [3.6](#).



**МИНИМАЛЬНЫЙ ОТБРАКОВОЧНЫЙ РАЗМЕР ДЛЯ КОЖУХОТРУБЧАТЫХ ТЕПЛОБМЕННЫХ АППАРАТОВ ТИПА П, У и С**

Материал	Диаметр, мм		
	500 и ниже	600, 800	1000 и выше
	толщина стенки, мм		
Стали углеродистые, низколегированные, кремнемарганцовистые, хромомолибденовые	3,5	4	5
Стали высоколегированные хромоникелевые	2	3	4

Таблица 3.6

**МИНИМАЛЬНЫЙ ОТБРАКОВОЧНЫЙ РАЗМЕР ДЛЯ ТОЛЩИНЫ СТЕНКИ ПАТРУБКА**

Наружный диаметр, мм	≤ 25	≤ 57	≤ 108(114)	≤ 219	≤ 377	≥ 426
Наименьшая допустимая толщина стенки, мм	1,5	2,0	2,5	3,0	3,5	4,0

3) если в результате коррозии и эрозии за время эксплуатации до очередного технического освидетельствования (ремонта) толщина стенки элементов может выйти за пределы отбраковочного размера, определенного в соответствии с п. [3.6.1.1](#) и п. [3.6.1.2](#);

4) если при контроле сварных швов визуально и неразрушающими методами контроля и металлографическими: исследованиями выявлены дефекты (свищи, трещины всех видов и направлений), расположенные в металле шва, по линии сплавления и в околошовной зоне основного металла, в том числе и микротрещины, выявленные при металлографическом исследовании, межкристаллитная коррозия, коррозия сварных швов с износом их по толщине до отбраковочных величин, коррозионное растрескивание металла;

5) если при ультразвуковом контроле сварных соединений количество дефектов при заданной длине шва превышает нормативное предельно допустимое значение, указанное в конструкторской документации на контролируемый объект в зависимости от его категории; при отсутствии таких норм руководствоваться нормами, указанными в ОСТ 26-2044-83 и другой нормативно-технической документации по контролю;

6) если при радиационном контроле сварных соединений, в зависимости от их вида, класс дефектности ниже нормативно допустимого класса по [ГОСТ 23055](#) (приложение [3.9](#));

7) если при контроле сварных соединений приварки облицовки к корпусу, патрубка, фланцу, а также приварки патрубка штуцера (люка) к корпусу выявлена течь в контрольном отверстии;

8) если твердость основного металла и сварных швов выходит за нормативные значения ([приложение 3.10](#));

9) если остаточная (локальная) деформация корпуса, а также отклонения от прямолинейности и круглости (овальность) превышают допустимые значения (п.п. [3.6.2](#) - [3.6.4](#));

10) если на поверхности кованых обечаек и корпусов выявлены дефекты (язвы, вскрытые плены, усадочные рыхлости и др.), глубиной выходящие за расчетную толщину стенки;

11) если сосуд (аппарат) не выдержал испытание на прочность и плотность.

Сосуд (аппарат), имеющий дефекты, превышающие допустимые значения, может быть допущен к дальнейшей эксплуатации только по заключению специализированной научно-исследовательской организации ([приложение 2](#) «Правил»).

3.6.2. Отклонение образующих обечаек корпуса от прямолинейности не должно быть больше величин, указанных в табл. [3.7](#).

Таблица 3.7

**ОТКЛОНЕНИЕ ОТ ПРЯМОЛИНЕЙНОСТИ ОБРАЗУЮЩЕЙ КОРПУСА СОСУДА (АППАРАТА)**

Сварного из листовых обечаек ( <a href="#">ОСТ 26-291-87</a> )	Кованого, ковано-сварного, вальцованного, штампованного ( <a href="#">ОСТ 24.201.03-90</a> )
20 мм - при длине корпуса до 10 м 30 мм - при длине корпуса свыше 10 м	1. Без внутренних устройств 2 мм на 1 м длины корпуса 10 мм - при длине корпуса до 10 м 20 мм - при длине корпуса свыше 10 м

2. С внутренними устройствами или с антикоррозионной защитой (футеровкой)

На величину номинального зазора между внутренним диаметром корпуса и наружным диаметром устройства на участке установки	0,5 мм на длине 1 м длины корпуса 5,0 мм - при длине корпуса до 10 м 10,0 мм - при длине корпуса свыше 10 м
---	---

3.6.3. Величина относительной овальности  $A$  корпуса сосудов (аппаратов) в любом поперечном сечении не должна превышать 1,0%.

Величина относительной овальности определяется по формулам:

1) в сечении, где отсутствуют штуцеры и люки

$$A = \frac{2(D_{\max} - D_{\min})}{D_{\max} + D_{\min}} \times 100\%$$

2) в сечении, где имеются штуцеры и люки

$$A = \frac{2(D_{\max} - D_{\min} - 0,02d)}{D_{\max} + D_{\min}} \times 100\%$$

где  $D_{\max}$ ,  $D_{\min}$  - соответственно, максимальный и минимальный внутренние (наружные) диаметры корпуса, мм;

$d$  - внутренний диаметр штуцера или люка, мм.

3.6.4. Значение  $A$  для сосудов (аппаратов) с отношением толщины стенки обечайки корпуса к внутреннему диаметру не более 0,01 допускается увеличить до 1,5 %.

3.6.5. Реакторные трубы установок каталитического крекинга с неподвижным катализатором должны быть отбракованы независимо от толщины стенок, если выходные отверстия забиты и не поддаются очистке.

3.6.6. Детали внутренних устройств колонн подлежат отбраковке в следующих случаях:

- 1) если толщины стенок деталей тарелок (желоб, колпачок и др.) составляют 50% и менее от проектных;
- 2) если износ основных несущих элементов тарелок (опорные балки, уголок и диск) составляет 25% и более от проектной толщины;
- 3) при коррозионном или механическом износе крепежных изделий;
- 4) при деформации отдельных деталей и тарелок в целом, если не имеется возможности их исправления;
- 5) в других случаях, когда техническое состояние несущих элементов и тарелок не может обеспечить нормальную работу колонны по эффективности ведения технологического процесса.

3.6.7. Требования к ректификационным тарелкам:

- 1) предельное отклонение от перпендикулярности опорных деталей тарелок, приваренных к корпусу колонного аппарата, к оси корпуса, относительно которой установлены устройства (риски) для выверки вертикальности, не должны превышать значений табл. 3.8;
- 2) отклонение шага между соседними тарелками не должно превышать  $\pm 3$  мм;
- 3) отклонение минимального расстояния от сливной перегородки до вертикальной поверхности уголка приемного кармана (успокаивающей планки) не должно превышать  $\pm 15$  мм.

Отклонение расстояния от нижней кромки сливной перегородки до поверхности, нижележащей при заглубленном приемном кармане, не должно превышать  $\pm 5$  мм на 1 м длины перегородки, но не более  $\pm 15$  мм на всю длину, а при отсутствии заглубленного кармана и наличии успокаивающей планки - не более  $\pm 5$  мм;

4) прогиб секции (полотна) тарелки после установки не должен превышать 3 мм, а высота отдельных выпучин - 2 мм.

3.6.8. Требования к тарелкам решетчатым:

- 1) прогиб секций после их установки не должен превышать 3 мм на длину секции. Допускаются отдельные выпучины высотой до 6 мм площадью 300×300 мм;

2) на тарелке по кромкам щелей допускаются не более 10 несквозных трещин длиной до 5 мм каждая, расположенных в разных местах секций.

Таблица 3.8

### Предельные отклонения от перпендикулярности опорных деталей тарелок

Тип тарелок	Внутренний диаметр колонного аппарата, мм	Предельные отклонения опорной детали одной тарелки, мм
Решетчатые и другие	Тарелки провальные	
	До 2000	2
Клапанные, клапанные балластные, S-образно-клапанные, ситчатые с отбойными элементами, центробежные	От 2000 до 3000	3
	Тарелки с переливами	
	До 3000	3
	От 3000 до 6000	4
Колпачковые, ситчатые, ситчато-клапанные, жалюзийно-клапанные, с двумя зонами контакта фаз	От 6000 и более	5
	До 3000	3
	От 3000 до 4000	4
	От 4000 и более	5

3.6.9. Требования к тарелкам клапанным:

- 1) клапаны после их установки в отверстия секций должны свободно (без заеданий) перемещаться до упора;
- 2) общий прогиб установленной тарелки не должен превышать значений, приведенных в табл. 3.9.

Таблица 3.9

### ОБЩИЙ ПРОГИБ КЛАПАННЫХ ТАРЕЛОК

Внутренний диаметр колонного аппарата, мм	До 3000	От 3000 до 4000	От 4000 и более
Прогиб тарелки, мм	3	4	5

3.6.10. Требования к тарелкам клапанным балластным:

- 1) клапаны после их установки в отверстия секций должны свободно (без заеданий) перемещаться до упора;
- 2) балласты на тарелке должны свободно (без заеданий) перемещаться по направляющим до упора.

3.6.11. Требования к тарелкам S-образно-клапанным:

прогибы S-образного элемента и колпачка не должны превышать 1 мм на 1 м длины, но не более 3 мм на всю длину.

3.6.12. Требования к тарелкам ситчатым с отбойными элементами:

прогиб секций (полотен) после их установки не должен превышать 5 мм.

3.6.13. Требования к тарелкам колпачковым:

1) местные выпучины и кривизна секций (полотен) тарелок не должны превышать 4 мм по всему сечению тарелки, а для тарелки с цельным полотном - 5 мм;

2) верхние торцы паровых патрубков тарелок в сборе должны быть в одной горизонтальной плоскости. Отклонение от плоскости не должно превышать  $\pm 3$  мм;

3) отклонение уровня верхних торцов сливных трубок относительно поверхности тарелок не должно превышать 3 мм. Базой, от которой ведется измерение, служит горизонтальная плоскость, проведенная через верхние торцы сливных труб;

4) перекося колпачков относительно плоскости тарелки, замеряемый от верха прорезей, не должен превышать 2 мм.

3.6.14. Требования к тарелкам ситчатым:

1) прогиб секций (полотен) после перфорации в зажатом состоянии не должен превышать 2 мм на 1 м длины, но не более 5 мм на всю длину.

Допускаются отдельные выпучины высотой до 8 мм на площади до 15% приварных секций (полотен);

2) сегменты и карманы должны иметь взаимно перпендикулярные стороны. Допуск неперпендикулярности сторон не более 2 мм по наибольшей стороне.

3.6.15. Требования к тарелкам ситчато-клапанным:

- 1) отклонения от плоскостности основания тарелки после ее сборки не должны превышать 2 мм на 1 м диаметра, но не более 5 мм на весь диаметр;
- 2) клапаны после их установки в отверстиях секций должны свободно (без заеданий) перемещаться до упора.

3.6.16. Требования к решеткам опорным под насадку:

местные выпучины и кривизна полос для решеток оперных не должны превышать 2 мм на 1 мм длины.

3.6.17. Требования к тарелкам распределительным:

- 1) местные выпучины и кривизна секций (полотен), подготовленных под установку патрубков, не должны превышать 5 мм;
- 2) в собранных и установленных тарелках верхние торцы патрубков должны быть в одной плоскости. Отклонение от плоскостности не должно превышать 3 мм;

3) регулируемые тарелки должны быть установлены в аппарате на регулировочных болтах. Отклонение от горизонтальности не должно превышать 3 мм на 1 м диаметра, но не более 4 мм на весь диаметр.

3.6.18. Требования к тарелкам жалюзийно-клапанным:

- 1) отклонение от плоскостности основания тарелки после ее сборки не должно превышать 2 мм на 1 м диаметра, но не более 5 мм на весь диаметр;
- 2) жалюзи жалюзийного элемента после сборки тарелки должны свободно (без заеданий) проворачиваться до упора.

3.6.19. Требования к тарелкам желобчатым:

1) сегменты глухие, карманы сегментные, а также карманы гидравлических затворов многопоточных тарелок должны иметь взаимно перпендикулярные стороны. Допуск на отклонение от перпендикулярности не должен превышать 2 мм для наиболее длинной детали;

2) зазор между стенкой колпачка и шаблоном при проверке внутреннего профиля колпачка не должен превышать 2 мм.

Кромки рубцов колпачка должны быть ровными;

3) отклонение диаметра желоба с двух концов на длине 50 мм от торцов не должно превышать 1 мм;

4) горизонтальные полки глухих левых и правых сегментов, а также сегментных карманов должны быть установлены перпендикулярно к продольной оси сосуда (аппарата). Допуск на отклонение от перпендикулярности не должен превышать 1 мм на 1 м диаметра, но не более 3 мм на диаметр.

Вертикальные полки должны быть параллельны образующей корпуса сосуда (аппарата). Допуск на отклонение от параллельности не должен превышать 3 мм на всю длину полки.

3.6.20. Крепежные детали подлежат отбраковке при выявлении:

1) вытягивания резьбы, трещин, рваных мест, выкрашивания ниток резьбы глубиной более 0,5 высоты профиля резьбы или длиной, превышающей в витке 0,25 его длины;

2) непрямолинейности стержня крепежной детали, превышающей 0,2 мм на 100 мм ее длины;

3) повреждений боковых граней и ребер гаек и головок болтов, препятствующих затяжке, или уменьшения размера под ключ более чем на 3% от номинальной.

3.6.21. Заусенцы, вмятины глубиной более 0,5 высоты профиля резьбы и длиной, не превышающей 8% длины резьбы, устраняются прогонкой резьбонарезным инструментом.

Шероховатость поверхности резьбы допускается не более Rz 20.

3.6.22. Резьбовые отверстия на элементах сосуда (аппарата) должны отбраковываться при срыве, выкрашивании или коррозионном износе резьбы, а также при прохождении непроходного калибра типа Р-Р по [ГОСТ 6485-69](#), [ГОСТ 2533-88](#) и [ГОСТ 18466-73](#).

3.6.23. Крепежные детали внутренних устройств сосудов (аппаратов) колонного типа из углеродистых сталей рекомендуется изготавливать из коррозионно-стойких материалов.

3.6.24. Трубные решетки кожухотрубчатых теплообменных аппаратов должны отбраковываться при достижении отбраковочных значений их толщин, определенных в соответствии с п. [3.6.1](#), выявлении трещин, а также при отслоении наплавленной поверхности от основного металла.

Трубный пучок рекомендуется отбраковывать при выходе из строя более 30% труб.

Трубные решетки должны иметь гладкие и ровные уплотнительные поверхности под прокладки без поперечных рисок, забоин, пор и раковин.

3.6.25. Крышки секций «Лумус» должны отбраковываться при выявлении трещин или прокорродировавших участков глубиной, превышающей 30% от их первоначальной толщины.

3.6.26. Фланцы штуцеров должны отбраковываться:

- 1) при неудовлетворительном состоянии уплотнительной поверхности - наличии трещин, раковин и других дефектов, не подлежащих ремонту;
- 2) при уменьшении толщины стенки воротника фланца до отбраковочных (расчетных) размеров патрубка,

### 3.7. ОЦЕНКА РЕСУРСА ОСТАТОЧНОЙ РАБОТОСПОСОБНОСТИ\*

\*Ресурс остаточной работоспособности - продолжительность эксплуатации сосуда (аппарата) на допустимых параметрах от данного момента времени до его прогнозируемого предельного состояния.

3.7.1. Ресурс остаточной работоспособности определяется, если сосуд (аппарат):

- 1) выработал ресурс эксплуатации, установленный автором проекта или предприятием-изготовителем;
- 2) не имеет установленного ресурса и находится в эксплуатации 20 и более лет;
- 3) выработал разрешенный к дальнейшей эксплуатации ресурс остаточной работоспособности сверх первоначально установленного ресурса;
- 4) временно находился под воздействием параметров, превышающих расчетные (например, пожар, авария);
- 5) не имеет установленного ресурса и за время работы накопил 1000 и более циклов нагружения;
- 6) по мнению его владельца, требует оценки остаточного ресурса.

3.7.2. Обследование сосудов (аппаратов) с целью определения остаточного ресурса и возможности их дальнейшей эксплуатации должно проводиться по специальным методикам, согласованным с органами Госгортехнадзора РФ [106, 108, 142 и др.].

3.7.3. Эксплуатация сосудов (аппаратов), перечисленных в п. 3.7.1, допускается после получения заключения об их техническом состоянии от организации, имеющей соответствующее разрешение (лицензию).

3.7.4. Лицом, ответственным по надзору за техническим состоянием и эксплуатацией сосуда, должны быть выполнены записи в паспорте аппарата о проведенном обследовании с указанием даты, организации, выдавшей заключение о возможном сроке дальнейшей эксплуатации, и назначенных мероприятиях, обеспечивающих безопасную эксплуатацию, о месте хранения заключения.

### 3.8. ОБЩИЕ УКАЗАНИЯ ПО РЕМОНТУ СОСУДОВ (АППАРАТОВ)

3.8.1. Для поддержания сосуда (аппарата) в исправном состоянии администрация предприятия обязана своевременно проводить его ремонт.

3.8.2. Ремонт сосудов (аппаратов) и их элементов должен производиться только после полного снятия давления, освобождения и очистки от остатков рабочей среды, пропарки, продувки, промывки и подготовки их в соответствии с действующими правилами техники безопасности. Ремонт выполняют по специальной технологии, разработанной ремонтной или специализированной организацией.

3.8.3. Технология ремонта должна разрабатываться с учетом требований проекта, [ОСТ 26-291-87](#), [ОТУ-2-92](#) и других действующих нормативно-технических документов и рекомендаций заводов-изготовителей (например, способы ремонта поврежденных стеклоэмалевых покрытий рекомендуются инструкцией Фастовского машиностроительного завода «Красный Октябрь» «Аппараты эмалированные. Инструкция по эксплуатации». Киев, 1975 [148]).

3.8.4. Работы, связанные с изменениями конструкции сосуда (аппарата), необходимость в которых может возникнуть при эксплуатации и ремонте, должны быть согласованы с организацией-разработчиком технического проекта сосуда (аппарата). При невозможности выполнения этого условия допускается согласование изменений в проекте со специализированной научно-исследовательской организацией, имеющей лицензию на выполнение такого вида работ.

### 3.9. ТЕХНИЧЕСКАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

3.9.1. По сосудам (аппаратам) ведется техническая документация, перечисленная в таблице [3.10](#).

Таблица 3.10

№ п/п	Наименование документов	Ответственные за оформление и ведение документа	Место хранения	Примечание
1	Книга учета и освидетельствования сосудов и аппаратов ( <a href="#">приложение 3.1</a> )	Инженер ОТН	ОТН	
2	Паспорта на сосуды и аппараты	Начальник установки (производства, цеха)	Установка (производство, цех)	
3	Акт отбраковки элементов сосудов (аппаратов) ( <a href="#">приложение 3.7</a> )	Инженер ОТН, механик установки, начальник установки	1 экз. – ОТН 1 экз. - установка (производство, цех)	
4	Разрешение на перенос сроков технического освидетельствования сосудов (аппаратов): внутреннего осмотра, испытания на прочность и плотность	Начальник установки, механик установки, инженер ОТН	1 экз. – ОТН 1 экз. - установка (производство, цех)	
5	Перечень сосудов и аппаратов, которые должны подвергаться дополнительным освидетельствованиям, испытаниям и исследованиям ( <a href="#">приложение 3.2</a> )	Начальник установки, инженер ОТН	1 экз. – ОТН 1 экз. - установка (производство, цех)	
6	Коррозионная карта сосуда (аппарата) ( <a href="#">приложение 3.6</a> )	Начальник установки, инженер, ОТН	В паспорте сосуда (аппарата)	
7	Акт-предписание ОТН по периодической проверке сосудов и аппаратов в рабочем состоянии	Инженер ОТН	1 экз. – ОТН 1 экз. - установка (производство, цех)	
8	Исполнительная техническая документация по ремонту и реконструкции	Ст. механик цеха (производства), начальник установки, механик установки	В паспорте сосуда (аппарата)	
9	График ремонта и технического освидетельствования сосудов (аппаратов)	Начальник установки (производства, цеха)	1 экз. – ОТН 1 экз. - установка (производство, цех)	
10	Протоколы ежегодной проверки знаний персонала, обслуживающего сосуды, работающие под давлением	Начальник установки (производства, цеха)	1 экз. - установка (производство, цех)	
11	Ведомость установочных давлений ППК	Механик установки (производства, цеха), инженер ОТН, мастер цеха по ремонту арматуры	1 экз. – ОТН 1 экз. - установка (производство, цех) 1 экз. - цех по ремонту арматуры	
12	Акты ревизии и ремонта ППК	Мастер цеха по ремонту арматуры, механик установки (производства, цеха)	1 экз. - установка (производство, цех) 1 экз. - цех по ремонту арматуры	
13	Технические паспорта на предохранительные клапаны	Механик установки (производства, цеха)	Установка (производство, цех)	
14	Журнал регистрации контрольных проверок манометров	То же	То же	
15	Общезаводская инструкция по режиму работы и безопасному обслуживанию сосудов, работающих под давлением более 0,07 МПа (0,7 кгс/см <sup>2</sup> )	Начальник установки (производства, цеха), инженер ОТН	1 экз. - установка (производство, цех) 1 экз.- ОТН	
16	Инструкция по монтажу и эксплуатации сосуда (аппарата)	Предприятие-изготовитель	В паспорте сосуда (аппарата)	
17	Схема включения сосуда (аппарата)	Начальник установки (производства, цеха)	То же	
18	Удостоверение о качестве монтажа сосуда (аппарата)	Организация, производившая монтаж	«	
19	Журнал наработки циклов нагружения сосудов, работающих под давлением	Начальник установки (производства, цеха)	Установка (производство, цех)	

Примечание. Формы технической документации, приведенные в приложениях 3.1-3.5, являются рекомендуемыми. Допускается внесение изменений в формы при условии сохранения основного содержания.

## ПРИЛОЖЕНИЕ 3.1

Книга учета и освидетельствования сосудов, работающих под давлением свыше 0,07 МПа (0,7 кгс/см<sup>2</sup>)

№ п/п	Наименование сосуда (аппарата), позиция №	Год начала эксплуатации	Регистрационный № и дата регистрации	Разрешенные параметры		Среда	Скорость коррозии, мм/год	Материал основных частей сосуда или аппарата	Завод-изготовитель, заводской №, год изготовления
				P, МПа (кгс/см <sup>2</sup> )	t, °C				
1	2	3	4	5	6	7 о	8	9	10

Цех № Установка №

Периодичность освидетельствования предприятием	Очередные сроки технического освидетельствования											
	Предприятием						Инспектором Госгортехнадзора					
							В.О.*	Г.И.*	В.О.	Г.И.	В.О.	Г.И.
	план	план	план	план	план	план	план	план	план	план	план	план
факт	факт	факт	факт	факт	факт	факт	факт	факт	факт	факт	факт	
11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23

\* В.О. - внутренний осмотр;

Г.И. - гидравлическое испытание

## ПРИЛОЖЕНИЕ 3.2

СОГЛАСОВАНО

Начальник ОТН

\_\_\_\_\_

«\_\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 199 г.

УТВЕРЖДАЮ

Главный инженер (механик) завода

\_\_\_\_\_

«\_\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 199 г.

## ПЕРЕЧЕНЬ

сосудов (аппаратов) цеха № \_\_\_\_\_, установки № \_\_\_\_\_, которые должны подвергаться дополнительным освидетельствованиям, испытаниям и исследованиям

№ п/п	Наименование сосуда (аппарата)	Поз. №	Зав. №	Рег. №	Параметры			Материал корпуса и защита от коррозии	Вид дополнительного освидетельствования или исследования и объем	Периодичность проведения	Примечание
					$P_{\text{раб.}}$ , МпаЗ (кгс/см <sup>2</sup> )	Среда	t стенки, ° С				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12

Начальник установки (цеха) \_\_\_\_\_

Инженер ОТН \_\_\_\_\_



(КОПИЯ)

ГОСУДАРСТВЕННЫЙ КОМИТЕТ СССР ПО НАДЗОРУ ЗА БЕЗОПАСНЫМ ВЕДЕНИЕМ РАБОТ В ПРОМЫШЛЕННОСТИ И ГОРНОМУ НАДЗОРУ  
(ГОСГОРТЕХНАДЗОР СССР)

## ПОСТАНОВЛЕНИЕ

от 13.04.987г

№ 10

**Об изменении периодичности технических освидетельствований сосудов, предусмотренных статьей 6.3.4. Правил устройства и эксплуатации сосудов, работающих под давлением на предприятиях Миннефтехимпрома СССР**

Государственный комитет СССР по надзору за безопасным ведением работ в промышленности и горному надзору ПОСТАНОВЛЯЕТ:

1. Согласиться с предложением Миннефтехимпрома СССР об изменении периодичности технических освидетельствований сосудов, работающих под давлением, и установить следующие сроки их проведения на предприятиях отрасли.

Внутренние осмотры инспектором:

не реже одного раза в шесть лет при скорости коррозии металла до 0,1 мм/год включительно; не реже одного раза в четыре года при скорости коррозии металла свыше 0,1 мм/год.

Внутренние осмотры предприятием-владельцем сосудов:

не реже одного раза в шесть лет при скорости коррозии металла до 0,1 мм/год включительно; не реже одного раза в два года при скорости коррозии свыше 0,1 мм/год до 0,3 мм/год; не реже одного раза в год при скорости коррозии металла свыше 0,3 мм/год.

Гидравлические испытания сосудов:

не реже одного раза в двенадцать лет при скорости коррозии металла до 0,1 мм/год включительно; не реже одного раза в восемь лет при скорости коррозии металла свыше 0,1 мм/год.

2. Сосуды, эксплуатируемые в условиях, вызывающих снижение прочностных свойств металла, независимо от скорости коррозии при температуре стенки 450°C и выше, а также подверженные межкристаллитной коррозии или коррозионному растрескиванию, должны подвергаться техническим освидетельствованиям в сроки и объемах, предусмотренных действующими Правилами устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением.

3. Предложить Миннефтехимпрому СССР:

3.1. Производственным объединениям и предприятиям совместно с институтом ВНИКТИнефтехимоборудование до 1 июня 1987 г. разработать и утвердить по согласованной с Госгортехнадзором СССР форме передай сосудов с указанием периодичности проведения внутренних осмотров и гидравлических испытаний, условий эксплуатации оборудования и скорости коррозионного износа металла. Данные о скорости коррозии металла внести в паспорт сосудов.

3.2. Обязать лиц, ответственных за исправное состояние и безопасную эксплуатацию сосудов, установить строгий контроль за соблюдением рабочих параметров и состава среды, установленных технологическим регламентом, с целью исключения возможности увеличения скорости коррозии металла эксплуатируемого оборудования.

Председатель комитета

п/п

Н.М. Владыченко

## ПРИЛОЖЕНИЕ 3.4

(Копия)

## ВЫПИСКА ИЗ ПРОТОКОЛА

## заседания Комитета от 19.03.81 г. за № 7

Комитет постановляет:

1. Согласиться с предложением Миннефтехимпрома СССР и установить следующий порядок проведения периодических (в процессе эксплуатации) технических освидетельствовании теплообменников с выдвижной трубной системой, работающих под давлением свыше  $0,7 \text{ кгс/см}^2$  до  $100 \text{ кгс/см}^2$  включительно, применяемых на предприятиях Миннефтехимпрома СССР:

- руководители предприятия производят внутренний осмотр регистрируемых и нерегистрируемых в органах Госгортехнадзора теплообменников после каждой выемки трубной системы;

- на предприятиях должен быть составлен и утвержден главным инженером перечень теплообменников с выдвижной трубной системой и указанием скорости коррозии;

- скорость коррозии должна быть внесена в паспорт теплообменника и коррозионную карту и периодически, во время внутреннего осмотра теплообменника, проверяться. При выявлении увеличения скорости коррозии выше пределов, указанных в паспорте, руководители предприятий должны с привлечением специализированной организации установить причины, разработать и осуществить меры по снижению скорости коррозии и сообщить об этом местным органам Госгортехнадзора;

- правильность ведения режима работы теплообменников должна ежедневно проверяться (по диаграммам регистрирующих приборов) лицом, ответственным за исправное состояние и безопасное действие теплообменников с записью результатов проверки в специальный журнал. В конце года в паспорт теплообменника должна вноситься обобщенная запись об отклонениях от нормального режима работы, имевших место за год.

2. Обязать руководителей Госгортехнадзоров союзных республик и начальников управлений округов поручить инспекторам котлонадзора производить периодическое техническое освидетельствование (внутренний осмотр и гидравлическое испытание) регистрируемых теплообменников, работающих со средой, в которой скорость коррозии не превышает  $0,1 \text{ мм/год}$ , не реже одного раза в 12 лет, а при скорости коррозии металла свыше  $0,1 \text{ мм/год}$  до  $0,3 \text{ мм/год}$  включительно - не реже одного раза в 8 лет. Очередное инспекторское техническое освидетельствование может быть совмещено с внутренним осмотром, проводимым администрацией предприятия (после выемки трубной системы), при условии, что разрыв между сроками этих освидетельствований не превышает двух лет.

Выписка верна:      п/п                      (Чурин В.Н.)

## ПРИЛОЖЕНИЕ 3.5

УТВЕРЖДАЮ

Главный инженер (производственного объединения,  
предприятия)

«\_\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 199 г.

**ПЕРЕЧЕНЬ СОСУДОВ (АППАРАТОВ),  
на которые распространяется постановление Госгортехнадзора СССР**

установка № \_\_\_\_\_ цех № \_\_\_\_\_

№ п/п	Наименование сосуда по технологической схеме	№ сосуда по технологической схеме	Регистрационный № сосуда	Условия эксплуатации рабочие			Материал сосуда	Скорость коррозии металла сосуда, мм/год	Сведения о средствах защиты металла от коррозии	Установленная периодичность технических освидетельствований			Прим.
				среда, состав и концентрация коррозионных агентов	давление, МПа (кгс/см <sup>2</sup> )	температура, °С				Внутренний осмотр		Гидравлическое испытание сосудов	
										Предприятием	инспектором ГТН РФ		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14

Главный механик (энергетик) \_\_\_\_\_  
Начальник отдела технического надзора \_\_\_\_\_

Начальник производства \_\_\_\_\_  
Начальник цеха (установки) \_\_\_\_\_

ПРИЛОЖЕНИЕ 3.6

## КОРРОЗИОННАЯ КАРТА

сосуда (аппарата) \_\_\_\_\_ поз. № \_\_\_\_\_  
установка № \_\_\_\_\_, цех № \_\_\_\_\_

Наименование частей сосуда (аппарата)	Толщина стенки, мм		Результаты замеров						
	первоначальная	отбраковочная	Дата _____ Подпись _____		Дата _____ Подпись _____		Дата _____ Подпись _____		
			№ точки	толщина стенки, мм	№ точки	толщина стенки, мм	№ точки	толщина стенки, мм	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	

Эскиз сосуда (аппарата) или его развертка

**ПРИЛОЖЕНИЕ 3.7**

СОГЛАСОВАНО  
Начальник службы технического надзора

УТВЕРЖДАЮ  
Главный механик предприятия

«\_\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 199 г.

«\_\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 199 г.

**АКТ отбраковки элементов сосуда (ов)**

«\_\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 199 г.

Цех (производство) № \_\_\_\_\_

; установка № \_\_\_\_\_

Мы, нижеподписавшиеся,  
начальник установки (цеха, производства) \_\_\_\_\_  
механик установки (цеха, производства) \_\_\_\_\_  
инженер службы технического надзора \_\_\_\_\_

составили настоящий акт в том, что нами произведено техническое освидетельствование  
сосуда (ов) поз. № : \_\_\_\_\_

в соответствии с требованиями \_\_\_\_\_

наименование нормативно-технического

документа (или перечислить все, что делалось при ремонте)

В результате освидетельствования установлено

Наименование сосуда(ов) (аппаратов)	Поз. №	Наименование элементов сосуда(ов) (аппаратов)	Описание дефектов на элементах сосуда(ов) (аппаратов) и решение об отбраковке	Срок устранения

Начальник установки (цеха, производства) \_\_\_\_\_

Механик установки (цеха, производства) \_\_\_\_\_

Инженер службы технического надзора \_\_\_\_\_

**ПРИЛОЖЕНИЕ 3.8.****МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ПО ГИДРАВЛИЧЕСКОМУ ИСПЫТАНИЮ СОСУДОВ, РАБОТАЮЩИХ ПОД ДАВЛЕНИЕМ\***

\*Далее по тексту «Методические указания»

1. Гидравлические испытания производятся при удовлетворительных результатах внутреннего осмотра. Пробное давление принимается в соответствии с разд. 4.6 «Правил».

Сосуды (аппараты), на которые имеются специальные Государственные стандарты или технические условия, должны испытываться давлением, указанным в этих документах.

Гидравлическое испытание эмалированных сосудов (аппаратов), независимо от рабочего давления, должно производиться пробным давлением, указанным предприятием-изготовителем.

2. Гидравлическое испытание допускается производить водой или другими некоррозионными, неядовитыми, невзрывоопасными, невязкими жидкостями.

3. При гидравлическом испытании перед поднятием давления необходимо убедиться в отсутствии воздуха в сосуде. Поэтому при наполнении сосуда жидкостью воздушник, расположенный в верхней точке сосуда, должен быть открытым.

Если для гидравлического испытания сосуд был заполнен холодной жидкостью и на его стенках появилась роса, то испытание должно производиться только после высыхания стенок сосуда.

Давление в сосуде должно контролироваться двумя манометрами. Оба манометра выбираются одного типа, предела измерения, одинаковых классов точности и цены деления.

Повышение и снижение давления должно быть плавным. Скорости подъема и снижения давления должна быть 0,1-0,2 МПа (1,0-2,0 кгс/см<sup>2</sup>) в минуту.

4. Пробное давление в сосуде должно создаваться насосом, обеспечивающим указанные условия подъема давления. Предпочтение следует отдавать поршневому насосу. Насос должен быть оснащен проверенным манометром с такой шкалой, чтобы предел измерения давления находился во второй трети шкалы.

5. Для предотвращения возможности подъема давления при гидравлическом испытании сверх пробного предохранительный клапан на насосе, предназначенном для проведения гидравлического испытания, необходимо отрегулировать на установочное давление, равное пробному давлению плюс 5 % от расчетного давления.

Пропускная способность предохранительного клапана должна быть равна максимальной производительности насоса.

Допускается для предотвращения возможности превышения давления в сосуде сверх пробного использовать предохранительный клапан сосуда с соответствующей пружиной, отрегулировав его на установочное давление, равное пробному плюс 5 % от расчетного давления. При этом установочное давление не должно превышать пробное более чем на 0,1 МПа (1,0 кгс/см<sup>2</sup>).

6. При гидроиспытании в горизонтальном положении вертикально установленных сосудов высотой более 8 м, заполняемых в рабочих условиях жидкостью, пробное давление следует принимать с учетом гидростатического давления в рабочих условиях.

7. Гидравлическое испытание сосудов колонного типа может производиться, в горизонтальном положении лишь в тех случаях, когда расчетом на прочность будет установлено, что при пробном давлении напряжения во всех элементах сосудов не будут превышать 90 % предела текучести для данной марки стали.

8. В сосудах, имеющих несколько обособленных полостей, каждая полость должна испытываться отдельно пробным давлением в зависимости от расчетного давления в этой полости. Если одна из смежных полостей работает под вакуумом, то при определении пробного давления должно учитываться разрежение.

Порядок проведения испытания должен соответствовать указанному в техническом проекте или инструкции по монтажу и эксплуатации сосуда (аппарата) предприятия-изготовителя.

9. Под пробным давлением сосудов должен находиться в течение 5 мин., затем давление постепенно снижается до расчетного, при котором производится осмотр сосуда, обращая особое внимание на сварные швы и вальцовочные соединения. Если есть признаки пропуска воды через наружную изоляцию (промокание, вздутие), необходимо полностью или частично удалить покрытие.

10. Если во время испытания внутри сосуда слышны удары, шум и стук или происходит падение давления, то гидравлическое испытание прекращается и производится осмотр сосуда для определения причин их проявления и возможных повреждений.

11. Сосуд считается выдержавшим гидравлическое испытание, если не обнаружено признаков разрыва, течи, «слезок» и «потения» в сварных соединениях и на основном металле, видимых остаточных деформаций.

12. Гидравлическое испытание производится под руководством лица, ответственного за исправное состояние и безопасное действие сосуда.

13. Исполнители и лица, ответственные за организацию подготовки и проведения гидравлического испытания сосудов, назначаются распоряжением по цеху (производству).

14. Гидравлическому испытанию сосуда должна предшествовать разработка схемы отключения сосуда от трубопроводов и другого оборудования, а также подключения его к источнику давления с указанием контрольно-измерительных приборов, предохранительных устройств от превышения давления в

испытуемом сосуде и мест их установки.

15. Лицо, ответственное за исправное состояние и безопасное действие сосуда, знакомит исполнителей гидравлического испытания со схемой, определяет их расстановку, проводит инструктаж на рабочем месте каждого исполнителя и устанавливает средства связи между ними.

16. На основании настоящих «Методических указаний» на каждом предприятии разрабатывается инструкция по проведению гидравлического испытания сосудов применительно к условиям предприятия и утверждается главным инженером.

### ПРИЛОЖЕНИЕ 3.9

#### ДОПУСТИМЫЕ КЛАССЫ ДЕФЕКТНОСТИ СВАРНЫХ СОЕДИНЕНИЙ ПРИ РАДИОГРАФИЧЕСКОМ КОНТРОЛЕ

Вид сварных соединений	Группа сосудов по <a href="#">ОСТ 26-291-87</a>			
	1,2,3.	4	5а	5б
	Классы дефектности по <a href="#">ГОСТ 23055-78</a>			
Стыковые	3	4	5	6
Угловые и тавровые	4	5	5	6
Нахлесточные	5	6	6	7

Примечания: 1. Оценку единичных дефектов (пор и включений) по ширине (диаметру) при толщине свариваемых элементов до 45 мм, а также скоплений, независимо от толщины свариваемых элементов, допускается производить по нормам класса 4 вместо класса 3, класса 5 вместо класса 4, класса 6 вместо класса 5, класса 7 вместе класса 6.

2. Скопление пор и включений по длине не должно превышать 1,5 допустимых длин отдельных дефектов по [ГОСТ 23055-78](#).

3. При различной толщине свариваемых элементов максимальный допустимый размер дефекта выбирается по меньшей толщине.

### ПРИЛОЖЕНИЕ 3.10

#### ОЦЕНКА КАЧЕСТВА СВАРНЫХ СОЕДИНЕНИЙ ПО ТВЕРДОСТИ

Марка стали	Допустимые пределы твердости основного металла, ед.	Допустимая твердость металла шва и зоны термического влияния, ед.
	НВ*	НВ, не более
Ст. 2, ст.3, сталь 10, 15, 20, 15К, 16К	120-160	180
18К	120-160	190
20К, 22К	130-190	200
20ЮЧ	140-190	220
09Г2С	120-180	225
10Г2С1	130-190	225
16ГС	120-180	225
10Г2	120-190	225
12МХ	140-180	240
12ХМ	140-170	240
15ХМ	140-200	240
12Х1МФ	130-170	240
10Х2М1 1Х2М1	160-220	240
15Х5М	130-170	240
15Х5МУ	170-235	270
08Х18Н10Т	150-180	200
12Х18Н10Т		
10Х17Н13М2Т		
10Х17Н13М3Т		

\*Допустимое отклонение указанных пределов не должно превышать +20 НВ и -10 НВ

Примечания 1. По заключению специализированной организации в отдельных случаях сосуд (аппарат) может быть допущен к эксплуатации при твердости металла, отличающейся от приведенных значений.

2. Твердость коррозионностойкого слоя и переходного слоя в швах сварных соединений из двухслойной стали не должна быть более 220 НВ.

**Перечень основных нормативно-технических документов по проектированию, изготовлению, монтажу, эксплуатации, техническому надзору и ремонту оборудования нефтеперерабатывающих и нефтехимических предприятий**

№ п/п	Наименование и шифр материала	Ведомство и год утверждения	Примечание
<b>1. ОБЩАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ</b>			
1	<a href="#">СНиП 2.01.07-85</a> Нагрузки и воздействия. Нормы проектирования	Гострой СССР	*
2	<a href="#">СНиП 2.02.01-83</a> Основания зданий и сооружений. Нормы проектирования	То же	*
3	<a href="#">СНиП 2.03.11-85</a> Защита строительных конструкций от коррозии	«	*
4	<a href="#">СНиП 2.03.01-84</a> Бетонные, и железобетонные конструкции	«	*
5	<a href="#">СНиП 3.01.04-87</a> Приемка в эксплуатацию законченных строительством объектов. Основные положения	«	*
6	СНиП II-106-79 Склады нефти и нефтепродуктов. Нормы проектирования	«	*
7	<a href="#">СНиП II-23-81</a> Стальные конструкции. Нормы проектирования	«	*
8	<a href="#">СНиП II-7-81</a> Строительство в сейсмических районах. Нормы проектирования	«	
9	СНиП III-16-80 Бетонные и железобетонные конструкции сборные	«	
10	<a href="#">СНиП 2.09.03-85</a> Сооружения промышленных предприятий	«	
11	ГОСТ 8.380-80 Резервуары стальные вертикальные цилиндрические вместимостью 100-50000 куб.м. Методы и средства поверки	Государственный комитет СССР по стандартам	
12	<a href="#">ГОСТ 1510-84</a> Нефть и нефтепродукты. Маркировка, упаковка, транспортирование и хранение	То же	
13	<a href="#">ГОСТ 380-88</a> Сталь углеродистая обыкновенного качества. Марки	«	
14	<a href="#">ГОСТ 19281-89</a> Прокат стали повышенной прочности. Общие технические условия	«	
15	<a href="#">ГОСТ 19903-74</a> Сталь листовая горячекатаная		
16	<a href="#">ГОСТ 8713-79</a> Сварка под флюсом. Соединения сварные. Основные типы, конструктивные элементы и размеры	« 1979	
17	<a href="#">ГОСТ 14771-76</a> Дуговая сварка в защитном газе. Соединения сварные. Основные типы, конструктивные элементы и размеры	« 1976	
18	<a href="#">ГОСТ 5264-80</a> Ручная дуговая сварка. Соединения сварные. Основные типы, конструктивные элементы и размеры	« 1980	
19	<a href="#">ГОСТ 11534-75</a> Ручная дуговая сварка. Соединения сварные под острыми и тупыми углами. Основные типы, конструктивные элементы и размеры	« 1975	
20	<a href="#">ГОСТ 11533-75</a> Автоматическая и полуавтоматическая дуговая	Государственный комитет СССР по стандартам, 1975	

	сварка под флюсом. Соединения сварные под острыми и тупыми углами. Основные типы, конструктивные элементы и размеры		
21	<a href="#">ГОСТ 15164-78</a> Электрошлаковая сварка. Соединения сварные. Основные типы, конструктивные элементы и размеры	То же, 1978	
22	<a href="#">ГОСТ 23518-79</a> Дуговая сварка в защитных газах. Соединения сварные под острыми и тупыми углами. Основные типы, конструктивные элементы и размеры	« 1979	
23	<a href="#">ГОСТ 5264-80</a> Ручная дуговая сварка. Соединения сварные. Основные типы, конструктивные элементы и размеры	«	
24	<a href="#">ГОСТ 6032-89</a> . Стали и сплавы коррозионностойкие. Методы определения стойкости против межкристаллитной коррозии	«	
25	<a href="#">ГОСТ 5520-79</a> Сталь листовая углеродистая, низколегированная и легированная для котлов и сосудов, работающих под давлением. Технические условия .	«	
26	<a href="#">ГОСТ 3242-79</a> Соединения сварные. Методы контроля качества	«	
27	<a href="#">ГОСТ 12.1.007-76</a> ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности	«	
28	<a href="#">ГОСТ 14782-86</a> Контроль неразрушающий. Соединения сварные. Методы ультразвуковые	«	
29	<a href="#">ГОСТ 7512-82</a> Контроль неразрушающий. Соединения сварные. Радиографический метод	«	
30	<a href="#">ГОСТ 23055-78</a> Контроль неразрушающий. Сварка металлов плавлением. Классификация сварных соединений по результатам радиографического контроля	Государственный комитет по стандартам	
31	Общие правила взрывобезопасности для взрыво- и пожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств	Госгортехнадзор СССР, 1988	
32	Правила пожарной безопасности при эксплуатации нефтеперерабатывающих предприятий (ППБ-79)	Миннефтехимпром СССР, 1979	
33	Положение о планово-предупредительном ремонте технологического оборудования нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности. Часть 1	Миннефтехимпром СССР, 1976, ВНИКТИнефтехимоборудование	
34	РДИ 38.18.002-83 Инструкция по ультразвуковому контролю сварных соединений технологического оборудования	Миннефтехимпром СССР, ВНИКТИнефтехимоборудование	
35	18-03-ИК-74 Инструкция по проведению цветного метода контроля на предприятиях	То же	

## 2. ПЕЧИ

36	<a href="#">СНиП III-24-75</a> Промышленные печи и кирпичные трубы	Госстрой СССР	
37	<a href="#">ГОСТ 550-75</a> Трубы стальные бесшовные для нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности.	Государственный комитет СССР по стандартам	



	Технические условия		
38	ГОСТ 9842-82 Трубы и отводы гнутые стальные	То же	
39	ОСТ 26-02-313-71 Детали литые из серого и жаростойкого чугуна для трубчатых печей. Технические требования	Миннефтехиммаш СССР	
40	РД РТМ 38.14.006-86 Методика определения сроков эксплуатации змеевиков печей установок каталитического риформинга, отработавших проектный ресурс	Миннефтехимпром СССР, ВНИКТИнефтехимоборудование	
41	РТМ 26-02-67-84 Методика расчета на прочность элементов печей, работающих под давлением	Союзнефтехиммаш, 1983	
42	<a href="#">ОСТ 108.031.09-85</a> Котлы стационарные» и трубопроводы пара и горячей воды. Нормы расчета на прочность. Методы определения толщины стенок	Минэнерго маш	*
43	<a href="#">ОСТ 108.031.10-85</a> Котлы стационарные и трубопроводы пара и горячей воды. Нормы расчета на прочность. Определение коэффициентов прочности	« 1985	Взамен ОСТ 108.031.03-75
44	ТУ 26-02-33-82 Двойники печные литые. Печи трубчатые. Детали	Миннефтехиммаш СССР, 1982, ВНИИнефтемаш	
45	ВСН-315-81 ММСС СССР Инструкция по применению облегченных конструкций печей нефтеперерабатывающей промышленности с использованием легкого жаростойкого бетона и теплоизоляционных материалов	Минмонтажспецстрой СССР	
46	Технологическая инструкция по сварке трубопроводов и печных змеевиков из теплоустойчивых хромомолибденовых сталей без термической обработки сварных соединений при изготовлении, монтаже и ремонте нефтеперерабатывающих и нефтехимических установок	Миннефтехимпром СССР, ВНИКТИнефтехимоборудование, 1981	
47	Инструкция по техническому надзору, методам ревизии, отбраковке и ремонту печей установок пиролиза производства этилена	То же, 1986	
48	Временная инструкция по техническому надзору, методам ревизии, отбраковке и ремонту печей пиролиза установок ЭП-300	« 1984	
49	Временная инструкция по техническому надзору, методам ревизии, отбраковке и ремонту печей пиролиза установки ЭП-450 ПО «Нижнекамскнефтехим»	« 1985	
50	Трубчатые печи Каталоги	ВНИИнефтемаш, 1973, 1977, 1990	
51	Горелки для трубчатых печей. Каталоги	ВНИИнефтемаш, 1977, 1985	
52	Указания по расчету железобетонных дымовых труб	НИИ бетона и железобетона (НИИЖБ)	
53	Правила технической эксплуатации трубчатых печей нефтеперерабатывающих и нефтехимических предприятий (Теплотехническая часть) ТП.01.88	Миннефтехимпром СССР, 1988	
54	Инструкция по проектированию паровой защиты технологических	То же,	*

	печей на предприятиях нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности	1976	
55	Инструкция по эксплуатации. Горелки унифицированные газомазутные парового распыливания ГП-1 и ГП-2	ВНИИнефтемаш, 1981	
56	Инструкция по монтажу и эксплуатации ультразвуковой эмульсионно-вихревой комбинированной горелки ГЭВК-500	« 1974	
57	Горелка маложумная инжекционная газомазутная производительностью 5 Гкал/час ГМ-5. Инструкция по эксплуатации	«	
58	ТУ 26-02-971-83 Беспламенные панельные горелки типа ГБП	« 1983	
59	Инструкция по сборке, монтажу и эксплуатации акустической газовой горелки (тип АГГ) печи пиролиза бензина производства этилена ЭП-300	ВПО «Союзнефтеоргсинтез»	
60	Инструкция по эксплуатации. Газомазутная дутьевая горелка ГУ-5М	ВНИИнефтемаш, 1983	
61	Техническое описание и инструкция по эксплуатации. Горелки газовые веерные настольного пламени для трубчатых печей нефтеперерабатывающей промышленности	« 1983	
62	Рекомендации по автоматическому контролю и регулированию технологического режима трубчатых печей, обеспечивающие экономию топливно-энергетических ресурсов	Куйбышевское СКВ НПО «Нефтехимавтоматика», 1986	*

## 3. РЕЗЕРВУАРЫ

63	<a href="#">СНиП III-18-75</a> Металлические конструкции. Глава 4. Дополнительные правила для конструкций цилиндрических вертикальных резервуаров	Госстрой СССР, 1975	
64	<a href="#">СНиП 3.03.01-87</a> Несущие и ограждающие конструкции	«	
65	<a href="#">ГОСТ 9.402-80</a> ЕСЭКС Покрытия лакокрасочные. Подготовка металлических поверхностей перед окрашиванием	Государственный комитет СССР по стандартам	
66	<a href="#">ГОСТ 17032-71</a> Резервуары стальные горизонтальные для нефтепродуктов. Типы и основные размеры	То же	
67	<a href="#">ГОСТ 2517-85</a> Нефть и нефтепродукты. Отбор проб	«	
68	<a href="#">ВСН 311-81</a> ММСС СССР Инструкция по изготовлению и монтажу вертикальных цилиндрических резервуаров	Минмонтажспецстрой СССР, 1982	
69	ВСН 158-83 Инструкция по протекторной защите внутренней поверхности нефтяных резервуаров от коррозии	ВНИИСТ	*
70	ВСН 01-75 Инструкция по проектированию стальных вертикальных резервуаров для нефти и нефтепродуктов	Миннефтехимпром СССР, 1975	*
71	СН 90-60 Указания по применению железобетонных и металлических резервуаров для хранения нефти и нефтепродуктов	Госстрой СССР	*

72	Инструкция по ремонту железобетонных предварительно напряженных резервуаров для нефти	Главтранснефть, 1977	*
73	Инструкция 37-55 по определению вместимости стационарных вертикальных резервуаров для нефтепродуктов (с изменениями и дополнениями)	Госстандарт СССР, 1960	*
74	МСН 177-68 ММСС СССР Инструкция по проведению прочностных испытаний стальных вертикальных цилиндрических резервуаров для нефти и нефтепродуктов	Минмонтажспецстрой СССР, 1968	*
75	МСН 150-67 ММСС СССР Временная инструкция по производству замеров геометрической формы вертикальных цилиндрических резервуаров с понтоном и плавающей крышей для нефти и нефтепродуктов	То же, 1967	*
76	Инструкция по борьбе с пирофорными соединениями при эксплуатации и ремонте нефтезаводского оборудования	Миннефтехимпром СССР, 1974	
77	Временная инструкция по методике обследования старых металлических резервуаров и определения их пригодности к дальнейшей эксплуатации	Главнефтеснаб РСФСР, 1963	
78	Временная инструкция по защите резервуаров от коррозии	М.: Недра, 1982	*
79	Правила и инструкции по технической эксплуатации металлических резервуаров и очистных сооружений	Главнефтеснаб РСФСР, 1975	*
80	Правила технической эксплуатации нефтебаз	Госкомнефтепродукт, 1984	*
81	Временные правила технической эксплуатации резервуаров, оборудованных понтонами из синтетических материалов	ВНИИСПТнефть Миннефтепрома СССР, 1966	*
82	Понтон из синтетических материалов типа ПСМ. Инструкция по монтажу и эксплуатации	Главнефтеснаб. РСФСР, 1974	
83	Рекомендации по расчету резервуаров и газгольдеров на сейсмические воздействия	Госстрой СССР, 1969, ЦНИИСК им. Кучеренко	*
84	Рекомендации по восстановлению несущей способности стальных вертикальных резервуаров путем их усиления	ВНИКТИнефтехимоборудование, 1986	
85	ТУ 86-2009-77 Металлоконструкции стальных вертикальных цилиндрических резервуаров емкостью от 100 до 20000 м <sup>3</sup> для хранения нефтепродуктов	ЦНИИпроект-легконструкция	
86	ТУ 26-02-159-83 Клапаны дыхательные КД2. Клапаны редуционные		
87	ТУ 26-02-850-86 Хлопушки с перепуском чугунные. Резервуары нефтяные. Детали		
88	РД РТМ 26-01-111-78 Резервуары шаровые стальные сварные. Методика расчета на прочность	Северо-Донецкий филиал УКРНИИхиммаша, 1978	*
89	РД 39-30-185-79 Инструкция по эксплуатации стальных понтонов с открытыми отсеками	Минтяжпром СССР, 1979	

90	Рекомендации по выбору и нанесению лакокрасочных материалов для защиты от коррозии металлоконструкций, эксплуатирующихся в сточных водах	Госкомнефтепродукт РСФСР, 1980	*
91	РД 50-156-79 Методические указания. Определение вместимости и градуировка железобетонных цилиндрических резервуаров со сборной стенкой вместимостью до 30 000 м геометрическим методом		*
92	Правила технической эксплуатации резервуаров и инструкции по их ремонту	М.: Недра, 1988	*
<b>4. СОСУДЫ И АППАРАТЫ</b>			
93	<a href="#">ГОСТ 14249-89</a> Сосуды и аппараты. Нормы и методы расчета на прочность	Государственный комитет СССР по стандартам, 1989	Взамен ГОСТ 14249-73
94	<a href="#">ГОСТ 24755-89</a> Сосуды и аппараты. Нормы и методы расчета на прочность укрепления отверстий	То же	
95	<a href="#">ГОСТ 24757-81</a> Сосуды и аппараты. Нормы и методы расчета на прочность. Аппараты колонного типа		
96	<a href="#">ГОСТ 25859-83</a> Сосуды и аппараты стальные. Нормы и методы расчета на прочность при малоцикловых нагрузках	Государственный комитет СССР по стандартам	*
97	<a href="#">ГОСТ 25.504-82</a> Расчеты и испытания на прочность. Методы расчета характеристик сопротивления усталости	То же	*
98	<a href="#">ГОСТ 24756-81</a> Сосуды и аппараты. Нормы и методы расчета на прочность. Определение расчетных усилий для аппаратов колонного типа от ветровых нагрузок и сейсмических воздействий	« 1981	*
99	<a href="#">ГОСТ 25215-84</a> Сосуды и аппараты высокого давления. Обечайки и днища. Нормы и методы расчета на прочность	« 1984	*
100	<a href="#">ГОСТ 25221-82</a> Сосуды и аппараты. Днища и крышки сферические не отбортованные. Нормы и методы расчета на прочность	1982	*
101	<a href="#">ГОСТ 26202-84</a> Нормы и методы расчета на прочность обечаек и днищ от воздействия опорных нагрузок	« 1984	*
102	<a href="#">ГОСТ 6485-69</a> Калибры для конической дюймовой резьбы с углом профиля 60°. Типы. Основные размеры и допуски	« 1969	*
103	<a href="#">ГОСТ 2533-88</a> Калибры для трубной цилиндрической резьбы. Допуски	« 1988	*
104	<a href="#">ГОСТ 18466-73</a> Калибры для метрической резьбы свыше 68 до 200 мм	« 1973	*
105	Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением	Госгортехнадзор СССР, 1987	С изменениями №1, утв. ГГТН РФ, 27.11.87
106	Методика диагностирования технического состояния сосудов и аппаратов, отслуживших установленные сроки службы на	Минтопэнерго РФ, Центрхиммаш, 1992	

	предприятиях Минтопэнерго.		
107	Методика прогнозирования остаточного ресурса безопасной эксплуатации сосудов и аппаратов по изменению параметров технического состояния	Минтопэнерго РФ, Центрхиммаш, 1993	
108	Положение о порядке диагностирования технологического оборудования взрывоопасных производств топливно-энергетического комплекса	Минтопэнерго РФ, 1993	
109	Руководящие указания по эксплуатации и ремонту сосудов и аппаратов, работающих под давлением ниже 0,07МПа (0,7 кгс/см <sup>2</sup> ) и вакуумом (РУА-93)	Департамент нефтепереработки, ВНИКТИнефтехимоборудование, 1994	
110	Инструкция по техническому надзору и эксплуатации сосудов, работающих под давлением, на которые не распространяются Правила Госгортехнадзора (ИТНЭ-93)	То же, 1994	
111	Инструкция по техническому освидетельствованию сосудов, работающих под давлением на предприятиях Миннефтехимпрома СССР	Миннефтехимпром СССР, 1989	
112	Технические указания регламент по эксплуатации оборудования установок каталитического риформинга и гидроочистки, работающего в водородосодержащих средах	ВПО «Союзнефтеоргсинтез» МНХП СССР и ВПО «Союзнефтехиммаш» МХНМ СССР, 1983	Взамен «Технических указаний - регламента», 1972
113	Регламент проведения в зимнее время пуска, остановки и испытаний на плотность аппаратуры химических, нефтеперерабатывающих и нефтехимических заводов, а также газовых промыслов и газобензиновых заводов	Минхиммаш СССР, 1972	*
114	Руководящие указания по эксплуатации, ревизии и ремонту пружинных предохранительных клапанов (РУПК-78)	Миннефтехимпром СССР, 1977, ВНИКТИнефтехимоборудование	*
115	Методические указания по гидравлическому испытанию сосудов, работающих под давлением	ВПО «Союзнефтеоргсинтез», 1985	*
116	Инструкция по определению скорости коррозии металла стенок корпусов сосудов и трубопроводов на предприятиях Миннефтехимпрома СССР	Миннефтехимпром СССР, 1983	
117	Сосуды и аппараты. Общие технические условия на ремонт корпусов (ОТУ 2-92)	Министерство топлива и энергетики Российской Федерации, 1992	Взамен ОТУ-1-79
118	Сосуды и аппараты стальные сварные. Требования к монтажу и эксплуатации (ТПОО.00.000Д1)	ВНИИнефтемаш, 1985	
119	<a href="#">ОСТ 26-291-87</a> Сосуды и аппараты стальные сварные. Общие технические требования	Миннефтехиммаш СССР, 1987	
120	<a href="#">ОСТ 24.201.03-90</a> Сосуды и аппараты высокого давления. Общие технические условия	Минтяжмаш, 1990	
121	ОСТ 26-1046-87 Сосуды и аппараты высокого давления. Нормы и методы расчета на прочность	Миннефтехиммаш СССР, 1987	Взамен ОСТ 26-1046-74

122	ОСТ 26-01-1-85 Сосуды и аппараты эмалированные. Общие технические условия	НИИэмальхиммаш, 1985	Взамен ОСТ 26-01-1-79, ОСТ 26-01-ЭД1-1-80
123	ОСТ 26-01-949-80 Сосуды и аппараты стальные эмалированные. Нормы и методы расчета на прочность	Миннефтехиммаш СССР, 1980	Взамен ОСТ 26-01-949-74
124	ОСТ 26-09-2585-86 Техника криогенная и криогенно-вакуумная. Сосуды и камеры. Нормы расчета на прочность, устойчивость и долговечность сварных конструкций	Минхиммаш СССР, 1990 .	
125	Общие технические условия на ремонт кожухотрубчатых теплообменников (УО 38.011.85-83)	Миннефтехимпром СССР, 1983, ВНИКТИнефтехимоборудование	
126	Теплообменники кожухотрубчатые. Общее руководство по централизованному ремонту (РД 38.19.008-87)	Миннефтехимпром СССР, 1988, ВНИКТИнефтехимоборудование	
127	Контроль герметичности кожухотрубчатой теплообменной аппаратуры (РТМ 26-370-80)	ВНИИПТхимнефтеаппаратуры, 1981	
128	ОСТ 26-01-66-86 Тарелки колпачковые стальных колонных аппаратов, параметры, конструкция и размеры	УкрНИИхиммаш, 1986	
129	ОСТ 26-02-1401-76 Тарелки клапанные прямоточные для аппаратов колонного типа. Параметры, конструкция и основные размеры		Взамен ОН 26-02-29-66
130	ОСТ 26-02-536-78 Тарелки ректификационные S-образно-клапанные для аппаратов колонного типа. Параметры, конструкция, основные размеры. Технические требования	Миннефтехиммаш СССР, 1978	Взамен ОСТ 26-536-72
131	ОСТ 26-02-2061-80 Тарелки клапанные; балластные для аппаратов колонного типа. Конструкция, основные размеры	То же, 1980	
132	ОСТ 26-01-151-82 Сосуды и аппараты стальные сварные для низкотемпературного газоразделения, Технические требования, правила приемки и методы испытаний	« 1982	
133	Сосуды и аппараты, работающие под давлением. Газовые и жидкостные методы контроля герметичности	Миннефтехиммаш СССР, ВНИИПТхимнефтеаппаратуры	*
134	ОСТ 26-2079-80 Швы сварных соединений сосудов и аппаратов, работающих под давлением. Выбор методов неразрушающего контроля		
135	<a href="#">РД 26-10-87</a> Методические указания. Оценка надежности химического и нефтяного оборудования при поверхностном разрушении		
136	РД 26-11-01-85 Инструкция по контролю сварных соединений, недоступных для проведения радиографического и ультразвукового контроля		*
137	РД 26-11-21-88 Надежность изделий химического и нефтяного машиностроения. Система контроля и оценка надежности машин в		*

	эксплуатации. Методика оценки показателей надежности по результатам эксплуатационных наблюдений (испытаний)		
138	РД 50-694-90 Методические указания. Надежность в технике; Вероятностный метод расчета на усталость сварных конструкций		*
139	Правила устройства и безопасной эксплуатации поршневых компрессоров, работающих на взрывоопасных и токсичных газах	М.: Металлургия, 1972	
140	Методика ультразвукового контроля металла и сварных соединений биметаллических аппаратов	ВНИКТИнефтехимоборудование, 1988	
141	Рекомендации по проведению ультразвукового контроля основного металла технологического оборудования	То же	
142	Методика оценки ресурса остаточной работоспособности технологического оборудования нефтеперерабатывающих, нефтехимических и химических производств	Миннефтехимпром СССР, ВНИКТИнефтехимоборудование, 1991	
143	Положение о порядке проверки знаний правил, норм и инструкций по безопасности у руководящих работников и специалистов предприятий, организаций и объектов, подконтрольных Госгортехнадзору России	Утв. Постановлением Госгортехнадзора России №11 от 19.5.93	*
144	ОСТ 26-2044-83 Швы стыковых и угловых сварных соединений сосудов и аппаратов, работающих под давлением. Методика ультразвукового контроля	Миннефтехиммаш СССР, 1983	
145	РД 26-6-87 Методические указания. Сосуды и аппараты стальные. Методы расчета на прочность с учетом смещения кромок сварных соединений, угловатости и некруглости обечаек	НИИХИММАШ, 1987	
146	Руководящий документ по применению клеевых композиций для ремонта аппаратов, резервуаров и трубопроводов предприятий отрасли	ВНИКТИнефтехимоборудование, 1992	
147	<a href="#">РД 38.13.004-86</a> Эксплуатация и ремонт технологических трубопроводов под давлением до 10,0 МПа (100 кгс/см <sup>2</sup> )	Миннефтехимпром СССР, ВНИКТИнефтехимоборудование, 1988	
148	Аппараты эмалированные. Инструкция по эксплуатации	Фастовский машиностроительный завод «Красный Октябрь». Киев, 1975	*

\* Приведены в качестве справочных.