

**РОССИЙСКАЯ АССОЦИАЦИЯ ЭКСПЕРТНЫХ ОРГАНИЗАЦИЙ  
ТЕХНОГЕННЫХ ОБЪЕКТОВ ПОВЫШЕННОЙ ОПАСНОСТИ**

## **РОСТЕХЭКСПЕРТИЗА**

**Серия 03**

**Нормативные документы межотраслевого применения  
по вопросам промышленной безопасности и охраны недр**



**ТРУБЧАТЫЕ ПЕЧИ, РЕЗЕРВУАРЫ, СОСУДЫ  
И АППАРАТЫ НЕФТЕПЕРЕРАБАТЫВАЮЩИХ  
И НЕФТЕХИМИЧЕСКИХ ПРОИЗВОДСТВ**

**ТРЕБОВАНИЯ К ТЕХНИЧЕСКОМУ НАДЗОРУ,  
РЕВИЗИИ И ОТБРАКОВКЕ**

**СТО-СА-03-004-2009**

**2010**

РОССИЙСКАЯ АССОЦИАЦИЯ ЭКСПЕРТНЫХ ОРГАНИЗАЦИЙ  
ТЕХНОГЕННЫХ ОБЪЕКТОВ ПОВЫШЕННОЙ ОПАСНОСТИ

**РОСТЕХЭКСПЕРТИЗА**  
Серия 03

Нормативные документы межотраслевого применения  
по вопросам промышленной безопасности и охраны недр

*Рекомендовано к применению  
Федеральной службой по экологическому,  
технологическому и атомному надзору:  
Письмо от 22.01.2010 г. № 08-01-05/209*

**ТРУБЧАТЫЕ ПЕЧИ, РЕЗЕРВУАРЫ, СОСУДЫ И АППАРАТЫ  
НЕФТЕПЕРЕРАБАТЫВАЮЩИХ И НЕФТЕХИМИЧЕСКИХ  
ПРОИЗВОДСТВ**

**ТРЕБОВАНИЯ К ТЕХНИЧЕСКОМУ НАДЗОРУ, РЕВИЗИИ  
И ОТБРАКОВКЕ**

СТО-СА-03-004-2009

чески  
печи,  
еских  
1-004-

льных  
ся на  
ощей

энев

Волгоград  
Издательство ВГПУ  
«Перемена»  
2010

УДК 621.64  
ББК 35.514  
Т 776

Разработан открытым акционерным обществом «Всероссийский научно-исследовательский и конструкторско-технологический институт оборудования нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности» (ОАО «ВНИКТИнефтехимоборудование»).

Рекомендован Ростехнадзором в качестве документа межотраслевого применения (письмо № 08-01-05/209 от 22.01.2010 г.).

Утвержден протоколом № 5 заседания Ученого совета  
ОАО «ВНИКТИнефтехимоборудование» от 16.12.2008 г.

Авторский коллектив:

*А.Е. Стародубцев, И.М. Серов, И.В. Мартынов, В.Ф. Решетов,  
В.И. Козинцев (ОАО «ВНИКТИнефтехимоборудование»), А.А. Шаталов,  
Г.М. Селезнев (Федеральная служба по экологическому, технологическому  
и атомному надзору), а также ведущие специалисты  
ОАО «ВНИКТИнефтехимоборудование» А.Е. Додонов, А.И. Тютин, В.И. Мухин,  
Ю.И. Самохин, Е.В. Филимонов, А.Е. Фоляниц, В.С. Еошгаров и др.*

Т 776 **Трубчатые печи, резервуары, сосуды и аппараты нефтеперерабатывающих и нефтехимических производств. Требования к техническому надзору, ревизии и отбраковке. СТО-СА-03-004-2009 / Ассоциация «Ростехэкспертиза», ОАО «ВНИКТИнефтехимоборудование». — Волгоград: Изд-во ВГПУ «Перемена», 2010. — 156 с.**

ISBN 978-5-9935-0179-6

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

Стандарт предназначен для специалистов, осуществляющих деятельность по надзору за техническим состоянием оборудования в нефтеперерабатывающей, химической, нефтехимической, нефтяной, газовой и других смежных отраслях промышленности.

Настоящий документ разработан взамен «Инструкции по техническому надзору, методам ревизии и отбраковке трубчатых печей, резервуаров, сосудов и аппаратов нефтеперерабатывающих и нефтехимических производств. ИГН-93».

ISBN 978-5-9935-0179-6

ББК 35.514  
Ростехэкспертиза, 2010  
ОАО «ВНИКТИнефтехимоборудование», 2010  
Оформление, Издательство ВГПУ  
«Перемена», 2010



МИНИСТЕРСТВО ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ  
И ЭКОЛОГИИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ  
ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА  
ПО ЭКОЛОГИЧЕСКОМУ, ТЕХНОЛОГИЧЕСКОМУ  
И АТОМНОМУ НАДЗОРУ

ул. Дзержинская, д. 4, корп. 8, Москва, 105086  
Телефон: (495) 263-97-75 Факс: (495) 413-69-02  
E-mail: post@nec.gov.ru; info@nec.gov.ru  
www.nec.gov.ru  
ИНН: 50-07-006786 ОГРН: 10250006786

Генеральному директору  
НО Ассоциация «Ростехэкспертиза»

Б.П. Туманяну

115088, г. Москва,  
ул. Шарикоподшипниковская, 4

22.01.2010 № 02-01-05/209  
На № 86 от 22.01.2010

Управление по надзору за взрывопожароопасными и химически опасными объектами рассмотрело представленный стандарт "Трубчатые печи, резервуары, сосуды и аппараты нефтеперерабатывающих и нефтехимических производств. Технический надзор, ревизия и отбраковка" (СТО-СА-03-004-2009) и сообщает следующее:

Представленный документ не противоречит требованиям национальных норм и правил в области промышленной безопасности и может применяться на предприятиях нефтехимической и нефтегазоперерабатывающей промышленности.

Заместитель начальника Управления по надзору  
за взрывопожароопасными  
и химически опасными объектами

Г.М. Селезнев

С.П. Гончар  
(495) 657-91-80

## Содержание

1 Трубчатые печи.....	6
1.1 Область применения.....	6
1.2 Основные положения.....	6
1.3 Надзор во время эксплуатации.....	7
1.4 Содержание и методы ревизии.....	9
1.5 Нормы отбраковки.....	14
1.6 Техническая документация.....	18
Приложение А (обязательное). Отбраковочные размеры печных труб и калачей (отводов).....	20
Приложение Б (обязательное). Таблица размеров отверстий под развальцовку в корпусах двойников.....	49
Приложение В (обязательное). Таблица отбраковочных размеров двойников.....	50
Приложение Г (рекомендуемое). Паспорт-журнал печи.....	51
Приложение Д (рекомендуемое). Акт ревизии и отбраковки трубчатой печи.....	54
Приложение Е (рекомендуемое). Журнал ревизии змеевиков.....	56
Приложение Ж (рекомендуемое). Журнал ревизии и ремонта гарнитуры, металлоконструкций и строительной части печи.....	59
Приложение И (рекомендуемое). Акт испытания змеевиков печи на плотность и прочность.....	61
2 Стальные вертикальные резервуары.....	62
2.1 Область применения.....	62
2.2 Основные положения.....	62
2.3 Надзор в период эксплуатации.....	63
2.4 Периодичность и объем ревизий.....	65
2.5 Методы и содержание ревизий.....	67
2.6 Допускаемые отклонения и нормы отбраковки элементов резервуаров.....	72
2.7 Особенности эксплуатации и технического надзора за резервуарами с плавающей крышей или понтоном.....	79
2.7.1 Надзор в период эксплуатации.....	79
2.7.2 Объем ревизий и их периодичность.....	81
2.7.3 Методы и содержание ревизий.....	82
2.7.4 Допускаемые отклонения и нормы отбраковки элементов резервуаров.....	85
2.8 Перечень необходимой документации при эксплуатации резервуаров.....	86
Приложение К (рекомендуемое). Журнал осмотров резервуаров.....	88
Приложение Л (рекомендуемое). Акт осмотра резервуара.....	89
Приложение М (рекомендуемое). Акт ревизии и отбраковки элементов резервуара.....	91

Приложение Н (обязательное). Рекомендации по выбору коэффициента прочности сварных швов.....	94
Приложение П (рекомендуемое). Паспорт вертикального стального цилиндрического резервуара.....	95
Приложение Р (рекомендуемое). Акт сдачи резервуара в ремонт.....	102
Приложение С (рекомендуемое). Акт приемки резервуара из ремонта.....	103
Приложение Т (обязательное). Периодичность осмотров оборудования стальных вертикальных резервуаров.....	104
Приложение У (обязательное). Требования к швам сварных соединений по результатам контроля неразрушающими методами (в соответствии со СНиП 3.03.01-87).....	105
3 Сосуды и аппараты.....	107
3.1 Область применения.....	107
3.2 Основные положения.....	107
3.3 Надзор во время эксплуатации.....	109
3.4 Техническое освидетельствование.....	111
3.5 Виды работ, выполняемых при техническом освидетельствовании.....	113
3.6 Нормы отбраковки.....	120
3.7 Общие указания по ремонту сосудов.....	127
3.8 Техническая документация.....	127
Приложение Ф (рекомендуемое). Книга учета и освидетельствования сосудов, работающих под давлением свыше 0,07 МПа (0,7 кгс/см <sup>2</sup> ).....	130
Приложение Х (рекомендуемое). Перечень сосудов, которые должны подвергаться дополнительным освидетельствованиям, испытаниям и исследованиям.....	131
Приложение Ц (рекомендуемое). Коррозионная карта.....	132
Приложение Ш (рекомендуемое). Акт отбраковки элементов сосуда (ов).....	133
Приложение Щ (обязательное). Методические указания по гидравлическому испытанию сосудов, работающих под давлением.....	134
Приложение Э (обязательное). Допустимые классы дефектности сварных соединений при радиографическом контроле.....	137
Приложение Ю (обязательное). Прелельные значения твердости основного металла и сварных соединений для различных марок сталей.....	138
4 Экспертиза промышленной безопасности.....	139
Перечень основных нормативно-технических документов по проектированию, изготовлению, монтажу, эксплуатации, техническому надзору и ремонту оборудования нефтеперерабатывающих и нефтехимических предприятий.....	140

## 1 Трубчатые печи

### 1.1 Область применения

Настоящий раздел Стандарта распространяется на трубчатые печи технологических установок (цехов) нефтеперерабатывающих, газоперерабатывающих и нефтехимических предприятий, работающие с давлением в змеевике до 16 МПа (160 кгс/см<sup>2</sup>).

### 1.2 Основные положения

1.2.1 Стандарт 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.

1.2.2 Стандарт содержит технические требования к элементам технологических трубчатых печей:

- а) трубчатому змеевику (печные трубы, двойники (ретурбенды), калачи, отводы);
- б) каркасу и гарнитуре (несущие металлоконструкции, трубные решетки, трубные и кирпичные подвески, кронштейны для кирпичей, шиберы и т. д.);
- в) футеровке;
- г) газоходам;
- д) дымовым трубам;
- е) воздухоподогревателям (рекуператорам);
- ж) горелкам;
- з) приборам контроля управления и противоаварийной защиты (в т. ч. системы сигнализации и блокировок).

**Примечание** — Границами трубчатого змеевика следует считать первые ответные фланцы на входе и выходе продукта, если фланец находится от печи на расстоянии не более 1 метра для шатровых 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 угловые ретурбенды.

1.2.3 При приемке новой печи в эксплуатацию и приемке отдельных узлов и деталей печи после ремонта (реконструкции) необходимо руководствоваться соответствующими разделами:

- а) проекта;
- б) настоящего Стандарта;
- в) действующих Правил и руководящих документов Ростехнадзора.

1.2.4 Изменения конструкции печи или ее элементов, замена материалов, а также изменения состава сырья, производительности, технологических параметров в сторону увеличения должны подтверждаться обоснованиями (согласованием) организации — автора проекта или специализированной организации, имеющей разрешение Ростехнадзора.

Входной контроль сборочных единиц проводится в соответствии с РД 26-02-80-2004 «Змеевики сварные для трубчатых печей. Требования к проектированию, изготовлению и поставке» [92] и «Типовым положением о входном контроле материалов, комплектующих изделий и оборудования на предприятиях нефтепереработки и нефтехимии» [93].

1.2.5 На основании настоящего Стандарта на каждом предприятии должны быть составлены инструкции с учетом конкретных условий и особенностей эксплуатации печей.

### 1.3 Надзор во время эксплуатации

1.3.1 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 [5; 6; 105 и др.].

1.3.2 Надзор за эксплуатацией трубчатых печей ведется:

- ежесменно — обслуживающим персоналом с записью в сменном журнале;
- ежедневно — инженерно-техническими работниками установки (цеха) с отражением результатов в сменном журнале;
- 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.

1.3.3 Надзор в период эксплуатации (ежесменный и ежедневный) включает:

- а) контроль за правильностью соблюдения рабочих параметров, т.е. проверку соответствия их регламенту;
- б) контроль за правильностью ведения режима горения.

**Примечания**

- 1 Не допускается касание пламени факелов форсунок поверхности труб змеевиков.
- 2 Не допускается эксплуатация змеевиков камер конвекции в условиях точки росы — ниже 130°C.

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;
- отдулин на трубах;
- пропуска продукта в двойниках;

г) наблюдение за состоянием огнеупорной футеровки, изоляции, температурных швов и крыши печи;

д) наблюдение за наличием и исправностью измерительных и регулирующих приборов, систем сигнализации и блокировок;

е) наблюдение за состоянием фундамента, обшивки каркаса печи, опорных стоек, несущих балок и ферм, обслуживающих лестниц и площадок;

ж) наблюдение за состоянием дымовых труб и их вертикальностью (состояние фундамента, крепление дымовых труб к фундаменту, состояние поясов (обечаяек) и сварных швов металлических дымовых труб, доступных для осмотра, состояние железобетонных и кирпичных труб, их стяжек и колец и др.);

з) наблюдение за исправностью осветительных приборов и средств пожаротушения.

1.3.4 При периодическом надзоре (комиссией) наряду с операциями контроля и наблюдения, указанными в 1.3.3, рекомендуется дополнительно:

а) проверять по картограммам приборов основные технологические параметры работы печи как на момент проверки, так и за предыдущее время (выборочно);

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

в) осуществлять контроль за исправностью автоматических регуляторов давления топлива, за функционированием световой и звуковой сигнализации;

г) проводить проверку тяги на соответствие ее проектным данным.

1.3.5 По результатам периодического надзора оформляется акт, который утверждается главным инженером предприятия и вручается начальнику цеха.

1.3.6 Печи подлежат экспертизе промышленной безопасности, если:

- выработали установленный проектом расчетный срок службы или ресурс;
- не имели установленный расчетный срок службы и находились в эксплуатации более 20 лет;
- выработали разрешенный к дальнейшей эксплуатации ресурс остаточной работоспособности, установленный предыдущей экспертизой промышленной безопасности;
- временно находились в эксплуатации или в условиях на параметрах, превышающих расчетные;
- отсутствует паспорт печи или по требованию органов Ростехнадзора.

## 1.4 Содержание и методы ревизии

1.4.1 Ревизия элементов и узлов трубчатых печей проводится во время проведения плановых ремонтов, периодичность которых устанавливается «Положением о планово-предупредительном ремонте технологического оборудования предприятий нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности» [22] с учетом изменений к нему.

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

1.4.3 Ревизия трубчатых печей производится работниками службы технического надзора совместно с механиком и начальником установки (цеха).

1.4.4 Ревизия змеевика печи проводится в каждый плановый ремонт и включает следующие операции:

а) наружный осмотр всех труб, калачей (отводов) в радиантной части печи и в конвекционной части в доступных местах (включая пароперегреватели) с целью выявления коррозии поверхностей, прогаров, отдулин, трещин, свищей, прогибов и состояния сварных швов; 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; контроль выполняется предельными калибрами (скобами) или другими инструментами, обеспечивающими точность измерения  $\pm 0,5$  мм, с целью выявления недопустимого изменения наружного диаметра; измерение по реперам (в случае их наличия) накопленной деформации ползучести для аустенитных сталей с занесением результатов в паспорт печи;

в) измерение толщин стенок труб и калачей (отводов) проводится для радиантной части змеевиков печей полностью; для конвекционной части змеевика печи — в доступных местах.

Измерение толщин стенок труб и калачей (отводов) выполняется переносными ультразвуковыми толщиномерами с точностью измерения  $\pm 0,1$  мм в местах наиболее вероятного износа; для штампосварных калачей (отводов) — вблизи продольного шва и на каждой половине; для цельных — на наибольшем и наименьшем радиусах закругления и в нейтральной зоне;

г) измерение внутреннего диаметра труб в двойниках проводится для радиантных змеевиков в зависимости от скорости коррозии:

- до 0,1 мм/год — выборочно из различных температурных зон, при обнаружении износа проводится измерение в объеме 100%;
- от 0,1 до 0,3 мм/год — выборочно из различных температурных зон, в объеме 100% через ремонт;
- свыше 0,3 мм/год — в объеме 100%.

Для конвекционной части змеевика печи измерение внутреннего диаметра труб в двойниках проводится в доступных местах.

При выборочном контроле объем и места замеров внутренних диаметров труб в двойниках устанавливаются службой технического надзора, исходя из опыта эксплуатации печей на данном предприятии.

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.

#### 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.

д) определение твердости металла печных труб и калачей (отводов) из закаливаемых сталей (15X5M, 12X8BФ, 15X5BФ, X9M, 15X5M-Y, 1X2M1, 15XM и др.) производится выборочно. Места проверок и их объем для уже эксплуатируемых змеевиков устанавливаются службой технического надзора предприятия, а для вновь устанавливаемых элементов змеевика из закаливаемых сталей проводится проверка твердости металла каждого элемента;

е) 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.

1.4.5 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 межкристаллитной коррозии путем выборочной вырезки образцов из змеевика печи.

1.4.6 Перед установкой в печь новых элементов змеевиков 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 внешний осмотр устанавливаемых элементов и проверку на допускаемые отклонения в соответствии с действующими ГОСТами, нормами или техническими условиями;

в) проверить твердость металла устанавливаемых элементов;

г) провести толщинометрию элементов в соответствии с п.1.4.4;

д) провести 100%-ный неразрушающий контроль сварных швов труб и элементов змеевика, сваренных в процессе монтажа и ремонта.

1.4.7 Ревизия двойников проводится выборочно (при соблюдении порядка очередности) в каждый ремонт и полностью при увеличении износа (коррозии) и включает следующие виды контроля:

а) внешний осмотр, производимый в каждый ремонт, с целью выявления трещин, раковин, деформации ушек, следов пропуска продукта;

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 Б;

д) определение твердости металла двойников из закаливаемых сталей, производимое выборочно при каждом ремонте, аварийных остановках (на двойниках, подвергшихся воздействию высоких температур) и 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.

1.4.8 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 вворачиваться свободно, без качания.

1.4.9 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;

б) измерить расстояние между осями трубных отверстий; допуски на отклонения в зависимости от диаметра труб приведены в приложении В;

в) проверить правильность установки конической пробки с использованием мела проворачиванием ее в гнезде; при необходимости привалочные поверхности притирают шлифовальной пастой;

г) осмотреть канавки и пояски в корпусе двойника с целью выявления забоин, рисок и других дефектов, которые могут привести к нарушению герметичности.

1.4.10 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.

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

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

$$P_{\text{пр}} = 1,25 P_{\text{раб}} \frac{[\sigma]_{20}}{[\sigma]_k}, \quad (1.1)$$

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 материала змеевика и его элементов при температуре 20°С, кгс/см<sup>2</sup>;

$[\sigma]_k$  — допускаемое напряжение для материала змеевика и его элементов при расчетной температуре, кгс/см<sup>2</sup>.

Необходимо учитывать, что при гидроиспытании напряжения в стенках змеевика не должны превышать 90% предела текучести материала элементов змеевиков при температуре 20°С.

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. При заполнении змеевика испытываемой жидкостью воздух должен быть удален полностью. Давление при испытании должно контролироваться двумя манометрами одного типа, предела измерения, одинакового класса точности и цены делений.

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

1.4.12 Для отдельных печей, в которых затруднено проведение гидроиспытания змеевиков (например, в печах с неотключаемыми коллекторами, заполненных катализатором, 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 пневмоиспытании змеевиков принимается равной величине пробного давления при гидроиспытании.

1.4.13 Результаты опрессовки (гидроиспытаний или пневмоиспытаний) змеевика печи необходимо оформить актом проверки на плотность и прочность.

1.4.14 Ревизия металлоконструкций и гарнитуры печи проводится в каждый плановый ремонт и сводится к их внешнему осмотру с целью выявления остаточных деформаций, осмотру сварных швов и болтовых соединений, замеру остаточных толщин их элементов.

1.4.15 Ревизия кладки и футеровки трубчатых печей проводится в каждый плановый ремонт и включает:

а) наружный осмотр, в результате которого выявляется состояние кирпичной кладки и жаростойкого бетона торцевых и боковых стен, пода, горизонтального и наклонного сводов, перевальных и настильных 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;

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

1.4.16 Ревизия дымоходов (боровов), газовоздушных коробов и шиберов проводится в каждый плановый 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.

Примечание — На многопоточных установках, в случае остановки печи на ремонт отдельными камерами, ревизия дымоходов (боровов) проводится в капитальный ремонт установки.

1.4.17 Ревизия дымовых промышленных труб проводится в соответствии с ПБ 03-445-02 [77] и РД 03-610-03 [78].

1.4.18 Ревизия трубчатых воздухонагревателей (рекуператоров) проводится в капитальные ремонты печей и сводится к осмотру их элементов в доступных местах, определению степени износа трубок, определению неплотностей перегородок в трубах воздухопроводов и дымопроводов.

1.4.19 Ревизия горелок проводится в каждый плановый ремонт в соответствии с их инструкциями по эксплуатации и сводится к следующему:

а) внешнему осмотру корпуса, завихрителя, паромазутной головки, газового коллектора, сопла, запорной арматуры;



б) внешнему осмотру беспламенной горелки (состояние корпуса, трубок, керамических призм и их прилегания к корпусу).

1.4.20 При надзоре, ревизии и отбраковке рекуператоров и горелочных устройств, приборов контроля управления и противоаварийной защиты следует руководствоваться положениями РД 3688-00220302-003-04 [91].

1.4.21 Ревизия дымоходов и воздуходувок проводится в каждый ремонт этих видов оборудования.

1.4.22 Ревизия и отбраковка трубопроводов обвязки трубчатых печей производятся в соответствии с ПБ 03-585-03 «Правила устройства и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов» [84] и СА 03-005-07 «Технологические трубопроводы нефтеперерабатывающей, нефтехимической и химической промышленности. Требования к устройству и эксплуатации» [85].

1.4.23 При аварийном ремонте печи объем ревизии устанавливается службой технического надзора с составлением соответствующего документа и утверждением его руководством предприятия.

### 1.5 Нормы отбраковки

1.5.1 Элементы змеевика (трубы и отводы), установленные в печи, подлежат отбраковке:

- а) при наличии на них разрывов, трещин, свищей, прогаров, отдулин;
- б) если твердость труб и отводов из закаливаемых сталей (15Х5М, 12Х8ВФ, 15Х5ВФ, Х9М, 15Х5М-У, 12Х2М1 (1Х2М1)) превышает 240 ед. НВ;
- в) если толщины стенок вследствие коррозии, эрозии или обгорания достигли отбраковочных величин, приведенных в приложении А; в отдельных случаях при необходимости уточнения отбраковочных величин, а также при условиях, когда расчетная температура металла превышает 425°С для змеевиков, изготовленных из углеродистых, 490°С — из низколегированных (хромомолибденовых, хромовольфрамованадиевых) и 590°С — из аустенитных сталей, необходимые расчеты выполняются в соответствии с РТМ 26-02-67-84 «Методика расчета на прочность элементов печей, работающих под давлением» [89] и РД 10-249-98 «Расчет на прочность стационарных котлов и трубопроводов пара и горячей воды» [90] с привлечением специализированной организации;
- г) если 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 калачами — 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;
- д) при наличии трещин, отколов на отбортовке труб в двойнике;
- е) при увеличении внутреннего диаметра трубы в двойнике и за двойником до значений, приведенных в приложении А;
- ж) когда наружный диаметр труб увеличился до величин, приведенных в

приложении А; при необходимости уточнения отбраковочных величин необходимые расчеты выполняются в соответствии с [89] с привлечением специализированной организации.

1.5.2 Двойники подлежат замене в следующих случаях:

- а) при достижении размеров элементов корпуса отбраковочных величин, приведенных в приложении В;
- 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 (20Х5МЛ, 20Х5ТЛ, 20Х8ВЛ и т. д.) более 280 ед. НВ; при твердости отливок из углеродистых сталей марок 20Л, 25Л и более 220 ед. НВ.

1.5.3 Твердость деталей вновь устанавливаемых двойников должна быть в соответствии с таблицей 1.1.

Т а б л и ц а 1.1 — Твердость деталей двойников после термообработки

Наименование детали	Марка стали	Твердость по Бринелю, ед. НВ	Термообработка
Болт нажимной	30ХМА	235—302	В состоянии закалки и отпуска
Траверса	30ХМА	187—229	В состоянии нормализации
Пробка	Х5М 20. 25	Не более 175 Не более 140	В состоянии нормализации или отжига

1.5.4 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.

1.5.5 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.

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

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

1.5.8 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.

1.5.9 Сварные швы по результатам металлографических исследований, рентгеногаммапросвечивания или ультразвуковой дефектоскопии бракуются, если будут выявлены следующие дефекты:

а) трещины всех видов и направлений, расположенные в металле шва, по линии сплавления и в околосшовной зоне основного металла, в том числе и микротрещины, выявляемые при микроисследовании;

б) межкристаллитная коррозия, коррозионное растрескивание;

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 [65, 85].

1.5.10 Твердость сварных соединений из сталей 15X5М, 12X8ВФ, X9М, 15X5М-У, 1X2М1, 15ХМ не должна превышать 270 ед. НВ (при сварке однородными электродами типа ЦЛ-17 и др.).

1.5.11 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 полок 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, крыша).

1.5.12 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 на 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 наблюдаются расслоение и выкрашивание огнеупорного кирпича в кладке на 1/2 кирпича.

1.5.13 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.

1.5.14 Футеровка перевальных и настильных 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.

1.5.15 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.

1.5.16 Кирпичная кладка борова подлежит ремонту:

а) если под 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.

1.5.17 Металлические дымовые трубы подлежат ремонту:

а) при наличии дефектов обечаек и их сварных швов (трещины, коррозионный износ);

б) при отклонении оси дымовой трубы от вертикали на величину более 0,003H [77] (H — 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 таблице 1.2.

Т а б л и ц а 1.2 — Отбраковочные толщины стенок дымовых труб

Участки трубы	Отбраковочные нормы
1. Верхняя треть высоты трубы	S = 0.5 Spr
2. Средняя треть высоты трубы	S = 0.65 Spr
3. Нижняя треть высоты трубы	S = 0.75 Spr
Пр и м е ч а н и е. Spr — проектная толщина стенки обечаек трубы.	

1.5.18 Ремонт кладки кирпичной дымовой трубы проводится 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 приведенной в таблице 1 ПБ 03-445-02 [77]);

в) если имеют место разрушения и выкрашивания кирпичной кладки у основания дымовой трубы на 1/2 кирпича и более.

1.5.19 Ремонт железобетонных дымовых труб производится в соответствии с [77] 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.

1.5.20 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.

При крене дымовой трубы выше допуска вследствие нарушения несущей способности основания необходимо принять меры по предотвращению дальнейшего развития дефекта и его устранению. Работы (демонтаж верхней части трубы железобетонной, кирпичной; укрепление основания; выправление крена металлической трубы) должны выполняться по специальному разработанному проекту специализированной организацией при постоянном наблюдении за вертикальностью ствола.

1.5.21 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.

## 1.6 Техническая документация

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

1.6.2 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 [105].

1.6.3 На каждую печь, кроме документации, указанной в 1.6.2, составляется и ведется в цехе (на установке) следующее:

1 При сдаче печи в эксплуатацию после монтажа или реконструкции — 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; рекомендуемая форма паспорта печи приведена в приложении Г.

3 Паспорт промышленной трубы, составленный в соответствии с приложением 1 ПБ 03-445-02 [77].

4 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 Д.

Примечание — Все результаты проведенных ревизий могут быть отражены в специальных журналах (см. приложения Е, Ж). Отдельные журналы могут не заводиться, если по существующей практике эти сведения (результаты ревизии) отражаются в паспорте на печь.

5 Акт испытания змеевиков печи на прочность и плотность, оформляемый после проведения ремонтных работ и в других случаях, указанных в 1.4.10 (форма акта приведена в приложении И).

6 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 методами дефектоскопии отдельных элементов, дефектная ведомость и др.) в соответствии с действующей документацией по ремонту технологического оборудования и другими нормативно-техническими документами.

**Приложение А  
(обязательное)**

**Отбраковочные размеры печных труб и калачей (отводов)**

№ п/п	Наименование и шифр		Наименование экрана или номер потока	Рабочие условия		Материал труб
	установок	печей		t <sub>max</sub> вы- хода, °С	P <sub>max</sub> входа, кгс/см <sup>2</sup>	
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	15Х5М сталь 10 15Х5М сталь 10 15Х5М сталь 10 15Х5М сталь 10
2	АВТ-1, АВТ-2 (ООО «ЛУКОЙЛ-Пермнефтеоргсинтез»)	П-1	Конвекция, радиация	365	20	15Х5М
		П-2	Конвекция, радиация	420	15	15Х5М
3	АВТ-4, АВТ-6 (ООО «ЛУКОЙЛ-Пермнефтеоргсинтез»)	П-1	Конвекция и радиация	365	20	15Х5М
		П-2	Конвекция и радиация	330	16	15Х5М
		Р-403	Конвекция	350	6,1	GA3350-P5 (15Х5М)
			Радиация	420	6,1	GA3350-P5 (15Х5М)
4	Висбрекинг АТ-6 (ООО «ЛУКОЙЛ-Пермнефтеоргсинтез»)	П-1	Конвекция и радиация	425	25	15Х5М
		П-2	Конвекция и радиация	350	25	15Х5М
		П-1 (15-10)	Конвекция и радиация	110	16	15Х5М
		П-1 (15-20)	Конвекция	150	9	12Х18Н10Т
		Радиация	150	9	12Х18Н10Т	
5	АТ-6 (ЗАО «Рязанская нефтесерабатывающая компания»)	П-1	Конвекция	250	10,9	15Х5М
		Радиация	320	10,9	15Х5М	
		П-2	Конвекция	280	14,9	15Х5М
			Радиация	361	14,9	15Х5М
		П-3	Конвекция	280	14,9	15Х5М
			Радиация	361	14,9	15Х5М
		П-4	Конвекция	280	20,2	15Х5М
			Радиация	297	20,2	15Х5М
		П-5	Конвекция	210	20,4	15Х5М
			Радиация	245,5	20,4	15Х5М

Размер труб (Ди х б), мм	Отбраковочные размеры труб, мм				Материал отвода	Размер калача (отвода), мм	Отбраковочная толщина стенки калача (отвода), мм
	Увеличение внутреннего диаметра за двойником	Увеличение внутреннего диаметра в двойнике	Увеличение наружного диаметра	Толщина стенки трубы			
152x8	145	146	157	3,5	15Х5М	-	4,0
152x8	145	146	157	3,5	сталь 10	-	4,0
127x8	120	121	132	3,5	15Х5М	219x12	4,0
127x8	120	121	132	3,5	сталь 10	-	4,0
102x6	96	97	106	3,0	15Х5М	-	4,0
102x6	96	97	106	3,0	сталь 10	-	4,0
89x6	83	84	92	3,0	15Х5М	-	4,0
89x6	83	84	92	3,0	сталь 10	-	4,0
152x8	145	146	157	3,5	15Х5М	-	5,0
152x8	145	146	157	3,5	15Х5М	-	-
219x10	-	-	224	4,0	15Х5М	219x12	5,0
127x10	120	121	132	4,0	-	-	-
102x10	96	97	106	3,0	-	-	-
141,3x6,6	-	-	146	3,5	15Х5М	141,3x6,6	4,0
141,3x6,6	-	-	146	3,5	15Х5М	141,3x6,6	4,0
168,3x7,1	-	-	173	3,5	15Х5М	168,3x7,1	4,0
219x8	-	-	224	4,0	15Х5М	219x8	4,5
273x10	-	-	278	5,0	15Х5М	273x10	5,0
127x10	119	121	132	4,0	-	-	-
102x10	95	97	106	3,5	-	-	-
127x10	119	120	132	4,0	-	-	-
114x6	-	-	119	3,0	12Х18Н10Т	114x6	3,0
133x10	-	-	138	4,0	12Х18Н10Т	133x10	4,0
108x6	-	-	113	3,5	15Х5М	108x6	4,0
159x8	-	-	164	4,5	15Х5М	159x10	5,5
159x8	-	-	164	3,5	15Х5М	159x10	4,0
219x8	-	-	224	4,5	15Х5М	219x11	5,5
159x8	-	-	164	3,5	15Х5М	108x6	4,0
219x8	-	-	224	4,5	15Х5М	159x10	5,5
108x6	-	-	113	3,5	15Х5М	159x10	4,0
159x8	-	-	164	4,5	15Х5М	219x11	5,5
108x6	-	-	113	3,5	15Х5М	108x6	4,0
159x8	-	-	164	4,5	15Х5М	159x10	5,5

№ п/п	Наименование и шифр установок печей		Наименование экрана или номер потока	Рабочие условия		Материал труб		
				t <sub>max</sub> выхода, °С	P <sub>max</sub> входа, кгс/см <sup>2</sup>			
6	1А/1М (УККФ) (ЗАО «Рязанская нефтеперерабатывающая компания»)	П-1	Конвекция	220	22.1	15X5M		
			Радиация	350	22.1	15X5M		
7	ЭЛОУ-АВТ-5 (ОАО «Куйбышевский НПЗ»)	П-201А	Конвекция	303	9,7	A335-P5 (15X5M)		
			Радиация	359	9,7	A335-P5 (15X5M)		
		П-201Б	Радиация	303	8,9	A335-P5 (15X5M)		
			Конвекция	222	18,4	A106 Gr.B (сталь 20)		
		П-401А,Б	Радиация	233	9,1	A335-P5 (15X5M)		
			Конвекция	343	5,7	A335-P5 (15X5M)		
			Пароперегреватель	446	9,7	A335-P5 (15X5M)		
			Радиация	437	5,7	A335-P5 (15X5M)		
8	ЭЛОУ-АВТ-6 (ОАО «Саратовский НПЗ»)	П-1/1, 2, 3	Радиация	380	26	12Cr Mo20.5		
			Конвекция	360	26	12Cr Mo20.5		
			Пароперегреватель	400	11	12Cr Mo20.5		
		П-2	Радиация	230	26	12Cr Mo20.5		
			Конвекция	210	26	12Cr Mo20.5		
		П-3	Радиация	410	14	12Cr Mo20.5		
			Конвекция	390	14	12Cr Mo20.5		
			Пароперегреватель	420	14	12Cr Mo20.5		
		9	ЭЛОУ-АВТ-7 (СП «Петрокам»)	П-1/1 П-1/2 П-1/3	Все экраны	410	19,0	15X5M
						430	18,6	15X5M
	410				18,6	15X5M		
П-2	Конвекция			250	23	15X5M		
	Радиация			250	23	15X5M		
П-3	Конвекция			-	14	15X5M		
	Радиация			440	-	15X5M		
10	Вторичная перегонка 22/1, 22/2, 22/3, 22/4	П-1 П-2	Все экраны	240	20	15X5M		
						Сталь 10		
					15X5M			
					Сталь 10			
					15X5M			
					Сталь 10			

Размер труб (Dн x δ), мм	Отбраковочные размеры труб, мм				Материал отвода	Размер калача (отвода), мм	Отбраковочная толщина стенки калача (отвода), мм
	Увеличение внутреннего диаметра за двойником	Увеличение внутреннего диаметра в двойнике	Увеличение наружного диаметра	Толщина стенки трубы			
108x6 159x8	-	-	113	3,5	15X5M	108x6	4,0
	-	-	164	4,5	15X5M	159x10	5,5
168,3x7,1	-	-	173	3,5	A234-WP5 (15X5M)	168,3x7,1	4,0
168,3x7,1	-	-	173	3,5	A234-WP5 (15X5M)	168,3x7,1	4,0
168,3x7,1	-	-	173	3,5	A234-WP5 (15X5M)	168,3x7,1	4,0
168,3x7,1	-	-	173	3,5	A234-WPB (сталь 20)	168,3x7,1	4,5
168,3x7,1	-	-	173	3,5	A234-WP5 (15X5M)	168,3x7,1	4,0
88,9x7,62	-	-	93	3,5	A234-WP5 (15X5M)	88,9x3,5	3,5
114,3x6	-	-	119	3,5	A234-WP5 (15X5M)	114,3x6	3,5
88,9x7,62	-	-	93	3,5	A234-WP5 (15X5M)	88,9x7,62	3,5
114,3x7,92	-	-	119	3,5	A234-WP5 (15X5M)	114,3x8,0	3,5
141,3x7,92	-	-	146	4,0		141,3x8,0	4,0
152x8	-	-	157	3,5	12Cr Mo20.5	152x12	4,5
152x8	-	-	157	3,5	12Cr Mo20.5	152x12	4,0
152x8	-	-	157	3,5	12Cr Mo20.5	152x12	4,0
219x8	-	-	224	5,0	12Cr Mo20.5	219x14	6,0
152x8	-	-	157	3,5	12Cr Mo20.5	152x12	4,0
219x8	-	-	224	5,0	12Cr Mo20.5	219x14	6,0
152x8	-	-	157	3,5	12Cr Mo20.5	152x12	4,0
152x8	-	-	157	3,5	12Cr Mo20.5	152x12	4,0
152,4x8	-	-	157	3,5	15X5M	152,4x9	4,0
152,4x8	-	-	157	3,5	15X5M	152,4x9	4,0
152,4x8	-	-	157	3,5	15X5M	152,4x9	4,0
152,4x8	-	-	157	3,5	15X5M	152,4x12	4,0
219,1x8	-	-	224	3,5	15X5M	219x14	4,0
152x8	-	-	157	3,5	15X5M	152x12	4,0
152x8	-	-	157	3,5	15X5M	152x10	4,0
152x8	145	146	157	3,5	15X5M		4,0
152x8	145	146	157	3,5	Сталь 10		4,0
127x8	120	121	132	3,5	15X5M		4,0
127x8	120	121	132	3,5	Сталь 10		4,0
102x8	95	97	106	3,0	15X5M		4,0
102x8	95	97	106	3,0	Сталь 10		4,0

№ п/п	Наименование и шифр установок печей		Наименование экрана или номер потока	Рабочие условия		Материал труб
				тип и температура выходя: °С	Рmax ввода, кг/см <sup>2</sup>	
11	Вторичная перегонка бензина 12/1 (ЗАО «Рязанская нефтеперерабатывающая компания»)	П-201	Радиация	220	5,2	15X5M
			Конвекция	91	9,7	15X5M
		П-301 П-302	Радиация	220	4	Сталь 20
			Конвекция	177	8	10Г2
			Радиация	200	7,5	15X5M
Конвекция	200	7,5	15X5M			
12	Вакуумная перегонка	П-1	Под и потолок	420	-	Сталь 10
			Конвекция	-	2	Сталь 10 Сталь 10
13	Стабилизация бензина	П-1	Под и потолок, конвекция	240	24	15X5M
14	Термокрекинг 15/5, 15/2	ПТС	Конвекция	До 420	До 56	15X5M
			Под	До 465	До 50	15X5M
			Потолок	До 495	До 40	15X5M
		ПЛС	Под и потолок	До 535	До 45	15X5M
			Конвекция	До 400	До 65	15X5M
15	Термокрекинг 15/5 (спиральный змеевик)	ПТС (П-1) ПЛС (П-2)	Конвекция	440	45	15X5M
			Радианг. камеры	505	-	12X18H10T
			Конвекция	400	12	15X5M
			Радиантная камера	530	До 60	12X18H10T
16	ТК-2 (ООО «ЛУКОЙЛ-Пермнефтеоргсинтез»)	П-1	Радиация, спиральный змеевик	510	56	12X18H10T
			Радиация, боковой экран	510	56	12X18H10T
			Конвекция	510	56	20X23H18
17	Комбинированный термокрекинг	ПЛК	Конвекционная секция	445	55	15X5M
			Боковые и потолочные экраны	470	45	15X5M
			Конвекционная секция	450	50	15X5M
		ПГК	Боковые и потолочные экраны	545	40	15X5M
			Конвекционная секция	180	18	15X5M
			Боковые экраны	220	10	15X5M
		ППГ-1	Потолочный экран	320	2	15X5M
			Конвекционная секция	180	18	15X5M
			Боковые экраны	220	10	15X5M
		ППГ-2	Потолочный экран	350	2	15X5M
			Конвекционная секция	180	18	15X5M
			Боковые экраны	220	10	15X5M
		Бойлерная печь	Радиантный экран	380	18	15X5M

Размер труб (Dн x δ), мм	Отбраковочные размеры труб, мм				Материал отвода	Размер калача (отвода), мм	Отбраковочная толщина стенки калача (отвода), мм
	Увеличение внутреннего диаметра за двойником	Увеличение внутреннего диаметра в двойнике	Увеличение наружного диаметра	Толщина стенки трубы			
219x10	-	-	224	4,0	15X5M	219x11	4,0
152x8	-	-	157	3,5	15X5M	152x10	3,5
219x8	-	-	224	4,0	Сталь 20	219x11	4,0
219x8	-	-	224	4,0	10Г2	219x11	4,0
152x8	-	-	157	3,5	15X5M	152x10	3,5
152x8	-	-	157	3,5	15X5M	152x10	3,5
152x8	144	146	157	4,0	Сталь 10		4,0
102x8	96	97	106	3,0	Сталь 10		4,0
127x8	120	121	132	3,5	Сталь 10		4,0
102x10	94	96	106	4,0	15X5M		4,0
127x10	117	119	132	5,0	15X5M		6,5
127x10	116	118	132	5,5	15X5M		7,0
127x10	115	117	132	6,0	15X5M		7,0
102x10	89	92	106	6,5	15X5M		7,5
102x10	91	94	106	5,5	15X5M		5,5
127x10	117	119	132	5,0	15X5M		6,5
127x10	-	-	132	5,5	12X18H10T		7,0
127x10	119	121	132	4,0	15X5M		5,0
102x10	-	-	106	5,5	12X18H10T		7,0
133x10	-	-	138	5,0	12X18H10T		5,5
114x6	-	-	119	4,5	12X18H10T	114x12	5,5
114x6	-	-	119	4,5	20X23H18	114x12	6,0
114x10	104	107	119	5,0	15X5M		6,0
102x10	91	94	106	5,5	15X5M		6,0
114x10	104	107	119	5,0	15X5M		6,0
102x10	89	92	106	6,5	15X5M		8,0
114x10	107	108	119	3,5	15X5M		4,0
127x10	120	121	132	3,5	15X5M		4,0
140x8	133	135	144	3,5	15X5M		4,0
102x10	96	97	106	3,0	15X5M		4,0
102x10	96	97	106	3,0	15X5M		4,0
102x10	96	97	106	3,0	15X5M		4,0
102x10	96	97	106	3,0	15X5M		4,0

№ п/п	Наименование и шифр установок печей	Наименование экрана или номер потока	Рабочие условия		Материал труб	
			t <sub>max</sub> выхода, °С	P <sub>max</sub> входа, кгс/см <sup>2</sup>		
18	Комбинированный термокрекинг	II-1	Конвекционная секция	470	55	15X5M
			Подовый экран	490	45	15X5M
			Потолочный экран	540	38	15X5M
		II-1а	Конвекционная секция	250	15	15X5M
			Подовый и потолочный экраны	350	10	15X5M
		II-2	Конвекционная секция	470	65	15X5M
			Подовый экран	500	53	15X5M
			Потолочный экран	540	41	15X5M
19	Висбрекинг (ООО «ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез»)	P-1, P-1A	Конвекция Радиация	470	35	A213-T9 (X9M)
20	Каталитический крекинг 43-102		Конвекция Под Потолок	- 490 490	30 - -	15X5M 15X5M 15X5M
21	Каталитический крекинг с пылевидным катализатором 1А-1М	T-20	Конвекционная секция и радиация	400	12	15X5M
22	Каталитический реформинг 35/1 Блок 35/1	II-1	Под и потолок	550	-	15X5M
			Конвекция	-	30	15X5M
			Поток сырья № 1	550	30	15X5M
				550	30	15X5M
		II-2	Конвекция Радиация	- 550	30 30	15X5M 15X5M
23	Каталитический реформинг 35/5		I, II, III ступени	525	50	15X5M-У
			Конвекция	450	50	15X5M-У
24	«Пар-изом» 35/5 (ООО «ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез»)	II-1	Радиация	270	39	15X5M-У
			Конвекция	150	39	15X5M-У
25	Каталитический реформинг 35/6		Потоки I и II	525	29	15X5M-У
26	Каталитический реформинг 35-11/300	II-1	Конвекция, камера гидроочистки	365	50	15X5M-У
			Камера № 1—3 (реформинга)	525	50	15X5M-У
		II-2-3	Конвекция и потолок	173	20	сталь 20

## ТРУБЧАТЫЕ ПЕЧИ

Размер труб (Ди х δ), мм	Отбраковочные размеры труб, мм				Материал отвода	Размер калача (отвода), мм	Отбраковочная толщина стенки калача (отвода), мм
	Увеличение внутреннего диаметра за двойником	Увеличение внутреннего диаметра в двойнике	Увеличение наружного диаметра	Толщина стенки трубы			
127x10	117	119	132	5.0	15X5M		6.0
127x10	115	118	132	6.0	15X5M		7.0
127x10	114	117	132	6.5	15X5M		8.0
127x10	120	121	132	3.5	15X5M		4.0
127x10	120	121	132	3.5	15X5M		4.0
102x10	92	95	106	5.0	15X5M		6.0
102x10	90	93	106	6.0	15X5M		7.0
102x10	89	92	106	6.5	15X5M		7.5
101.6x9.6	-	-	105	4.0	A234-WP9 (X9M)	101.6x9.6	5.0
101.6x9.6	-	-	105	4.5	(X9M)	101.6x9.6	5.5
89x6	83	85	92	3.0	15X5M		4.0
102x8	94	96	106	4.0	15X5M		4.5
127x8	119	121	132	4.0	15X5M		6.0
152x8	144	146	157	4.0	15X5M		4.0
152x10	138	140	157	7.0	15X5M		8.5
152x10	140	142	157	6.0	15X5M		8.5
89x8	79	82	92	5.0	15X5M		6.0
102x10	89	93	106	6.5	15X5M		7.0
152x10	138	140	157	7.0	15X5M		8.5
127x10	116	119	132	5.5	15X5M		7.0
219x17	-	-	224	12.0	15X5M-У	219x21	17.0
219x10	-	-	224	7.0	15X5M-У	219x12	10.0
219x17	-	-	224	6.0	15X5M-У	219x28	8.0
219x10	-	-	224	5.0	15X5M-У	219x12	8.0
219x11	-	-	224	7.0	15X5M-У	219x13	10.0
219x9	-	-	224	6.0	15X5M-У	219x11	7.0
219x17	-	-	224	12.0	15X5M-У	219x19	16.0
108x6	-	-	113	3.5	сталь 20	108x8	4.0

№ п/п	Наименование и шифр		Наименование экрана или номер потока	Рабочие условия		Материал труб
	установок	печей		t <sub>max</sub> выхода, °С	P <sub>max</sub> входа, кг/см <sup>2</sup>	
27	Каталитический реформинг ЛГ-35-8/300Б	П-1	Радиация	420	-	X9M1
			Конвекция	-	50	X9M1
			Конвекция	430	30	X9M1
		П-2	I ст. радиации	530	30	1X2M1
			II ст. радиации	530	30	1X2M1
			III ст. радиации	530	30	1X2M1
П-3	Радиация	400	9	12MX		
	Конвекция и радиация	420	50	12X8ВФ		
28	Л-35-8/300Б	П-1	Конвекция и радиация	420	50	12X8ВФ
		П-2	Конвекция и I, II, III ст. радиации	530	30	15X5M-Y 15X5M-Y 15X5M-Y
29	ЛГ-35-11/300-95	П-1	Гидроочистка	-	50	X9M1
			Конвекция	-	50	X9M1
			Радиация	420	50	X9M1
		П-2, 3	I ст. радиации	530	50	1X2M1
			II ст. радиации	530	50	1X2M1
			III ст. радиации	530	50	1X2M1
П-4	Конвекция	255	26	сталь 10		
	Радиация	400	9	15X5M		
30	Л-35-11/600	П-1	Гидроочистка	-	50	15X5M-Y
			Конвекция	-	50	15X5M-Y
			Радиация	425	-	15X5M-Y
			Конвекция	430	54	15X5M-Y
			I ст. радиации	525	54	15X5M-Y
		П-2	II ст. радиации	525	54	15X5M-Y
			III ст. радиации	525	54	15X5M-Y
			Конвекция	-	23	сталь 20
			Радиация	255	23	сталь 20
			Конвекция	390	50	1X2M1
31	ЛЧ-35-11/600	П-602	I, II, III ст. радиации	530	50	1X2M1 1X2M1
			Конвекция, радиация	420	47,5	15X5M
			Радиация	380	10	12MX
		П-601 П-603	Конвекция	480	39	15X5M
			Радиация:	530	39	15X5M
			I—6-я камеры 7-я камера			15X5M 15X5M

Размер труб (Dн x δ), мм	Отбраковочные размеры труб, мм				Материал отвода	Размер калача (отвода), мм	Отбраковочная толщина стенки калача (отвода), мм
	Увеличение внутреннего диаметра за двойником	Увеличение внутреннего диаметра	Увеличение наружного диаметра	Толщина стенки трубы			
159x9	-	-	164	6,0	X9M1	159x12,5	9,0
159x9	-	-	164	6,0	X9M1	159x12,5	9,0
108x5*	-	-	113	3,5	X9M1	108x5(гн)	3,5
76x7	-	-	79	4,5	1X2M1	76x7(гн)	5,0
108x10	-	-	113	6,0	1X2M1	108x10(гн)	6,5
108x8	-	-	113	6,0	1X2M1	108x8(гн)	6,5
89x4*	-	-	92	3,0	12MX	89x4(гн)	3,0
159x9	-	-	164	6,0	12X8ВФ	159x12	9,0
108x5*	-	-	113	3,5	15X5M-Y	108x5(гн)	3,5
108x9	-	-	113	6,0	15X5M-Y	108x9(гн)	6,5
76x7	-	-	79	4,5	15X5M-Y	76x7(гн)	5,0
219x8	-	-	224	6,5	X9M1	219x14	7,0
108x6*	-	-	113	4,0	X9M1	108x6(гн)	4,0
76x7*	-	-	79	5,0	1X2M1	76x7(гн)	5,0
108x12	-	-	113	8,0	1X2M1	108x12(гн)	8,0
108x8	-	-	113	6,0	1X2M1	108x8(гн)	6,0
108x6	-	-	113	3,5	сталь 10	108x8	3,5
89x4*	-	-	92	3,0	15X5M	89x4(гн)	3,0
219x9	-	-	224	6,0	15X5M-Y	219x12	6,5
219x9	-	-	224	6,5	15X5M-Y	219x12	8,0
219x9	-	-	224	6,0	15X5M-Y	219x12	8,0
219x18	-	-	224	14,0	15X5M-Y	219x22	18,0
219x18	-	-	224	13,0	15X5M-Y	219x22	18,0
219x18	-	-	224	12,0	15X5M-Y	219x22	14,0
159x6	-	-	164	3,5	сталь 20	159x8	4,5
219x6	-	-	224	4,0	сталь 20	219x8	5,0
108x5	-	-	113	3,5	1X2M1	118x16	4,0
76x7	-	-	79	5,5	1X2M1	89x14	7,0
108x8	-	-	113	6,5	1X2M1	133x20	13,0
152x8	-	-	157	5,5	15X5M	152x18	9,0
102x5	-	-	106	3,5	12MX	102x5(гн)	3,5
108x8	-	-	113	4,5	15X5M	108x12/14	6,0
76x8	-	-	79	4,5	15X5M	76x8	5,0
108x8	-	-	113	5,5	15X5M	108x8	6,5

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



№ п/п	Наименование и цифр установок печей		Наименование экрана или номер потока	Рабочие условия		Материал труб
				tmax вы- хода, °С	Pmax входа, кгс/см <sup>2</sup>	
33	ЛЧ-35-11/1000 (ОАО «Московский НИЗ»)	П-101	Конвекция	380	47	17102.5 (15X5M)
			Радиация	450	47	17102.5 (15X5M)
		П-102	Конвекция	295	25	12022.1 (сталь 20)
			Радиация	330	25	12022.1 (сталь 20)
		П-103	Конвекция	476	22	15313.5 (12X2M1)
			Радиация	530	22	15313.5 (12X2M1)
		П-104	Конвекция	290	26	12022.1 (сталь 20)
			Радиация	320	26	12022.1 (сталь 20)
		П-105	Радиация	400	7	17102.5 (15X5M)
		34	ЛФ-35/21-1000 (ООО «ЛУКОЙЛ- Нижегород- нефтеоргсинтез»)	200Н1	Конвекция, радиация	343
200Н2	Конвекция, радиация			243	13.7	A333-Gr6 (сталь 20)
300Н1, 2.3.4	Радиация			548	5.26	A335-GrP9 (X9M)
300Н5	Конвекция, радиация			231	14.5	A333 Gr.6 (сталь 20)
35	Гидроочистка масел Г-24	П-1	Радиация	420	-	12X8ВФ
		П-2	Конвекция	-	49	12X8ВФ
		П-3	Конвекция	-	49	12X18Н10Т
			Радиация	420	-	12X18Н10Т
36	Гидроочистка 24/1	Радиация	460	-	15X5M	
		Конвекция	-	45	15X5M	
37	Гидроочистка 24/6	П-1-2	Радиация	430	-	12X18Н10Т
			Конвекция	-	56	15X5M
		П-3-4	Радиация и конвекция	320	6	15X5M
38	Гидроочистка дизельного топлива	П-102 (П-202)	Радиация, конвекция	350	8	Сталь 10
39	ЛЧ-24/7 ЛЧ-24/7	П-1-2	Радиация	425	40	08X18Н10Т
			Конвекция	425	40	12X8ВФ
		П-3-4	Радиация, конвекция	310	10	15X5M
			Конвекция	-	50	15X5M
	П-101 (П-201)	Радиация	420	-	15X5M	

Размер труб (Ди х δ), мм	Отбраковочные размеры труб, мм				Материал отвода	Размер ка- лача (отво- да), мм	Отбра- ковочная толщина стенки калача (отвода), мм
	Увеличе- ние внут- реннего диаметра за двой- ником	Увеличе- ние внут- реннего диаметра в двой- нике	Увеличение наружного диаметра	Толщина стенки трубы			
152x8	-	-	157	4.0	17102.5 (15X5M)	152x10	5.5
152x8	-	-	157	5.0	17102.5 (15X5M)	152x10	7.5
152x6	-	-	157	3.5	12022.1 (сталь 20)	152x8	3.5
152x6	-	-	157	3.5	12022.1 (сталь 20)	152x8	3.5
108x6	-	-	113	3.5	-	-	4.0
108x6	-	-	113	3.5	-	-	4.5
152x6	-	-	157	3.5	12022.1 сталь 20)	152x8	4.0
152x6	-	-	157	3.5	12022.1 (сталь 20)	152x8	4.0
127x7	-	-	132	3.0	17102.5 (15X5M)	127x8	3.0
168.3x10.9	-	-	173	6.0	A234-WP9 (X9M)	168.3x13	8.0
168.3x7.11	-	-	173	3.5	A234-WPB (сталь 20)	168.3x8	4.0
88.9x5.5	-	-	92	3.0	-	-	-
114.3x6	-	-	119	3.0	-	-	-
168.3x7.11	-	-	173	3.5	A234-WPB (сталь 20)	168.3x8	4.0
127x10	-	-	132	6.0	12X8ВФ		7.0
127x10	-	-	132	5.5	12X8ВФ		6.5
127x10	-	-	132	5.0	12X18Н10Т		5.0
127x10	-	-	132	5.5	12X18Н10Т		5.5
152x11	-	-	157	6.5	15X5M		7.5
152x11	140	142	157	6.0	15X5M		7.0
219x10	-	-	224	6.5	12X18Н10Т	219x12	8.5
159x13	-	-	164	6.5	15X5M	159x15	8.5
159x6	-	-	164	3.5	15X5M	159x8	4.0
127x6	-	-	132	3.5	Сталь 10	152x12	6.0
219x10	-	-	224	6.0	08X18Н10Т	219x12	10.0
159x10	-	-	164	5.0	12X8ВФ	159x12	7.5
159x6	-	-	164	3.5	15X5M	159x8	4.0
168x10	-	-	172	5.0	08X18Н10Т	194x20	6.0
168x10	-	-	172	6.0	08X18Н10Т	194x20	7.0

№ п/п	Наименование и шифр		Наименование экрана или номер потока	Рабочие условия		Материал труб
	установок	печей		t <sub>max</sub> вы- хода, °С	P <sub>max</sub> входа, кгс/см <sup>2</sup>	
40	Л-24-8РТ	П-1	Конвекция Радиация	300 360	55 55	08X18H10T 08X18H10T
		П-2	Конвекция Радиация	240 270	16 16	сталь 20 сталь 20
41	Л-24-9РТ	П-1	Конвекция Радиация	300 360	55 55	08X18H10T 08X18H10T
		П-2	Конвекция Радиация	240 270	17 17	сталь 20 сталь 20
42	Л-24-9х2РТ	П-1	Конвекция Радиация	370 400	52 52	08X18H10T 08X18H10T
		П-2	Конвекция Радиация	300 345	15 15	сталь 20 сталь 20
43	Гидроочистка Л-24/300, Л-24/600	П-101, П-101а	Радиация, конвекция	420	56	15X5M-Y
44	ЛЧ-24/2000 (ООО «ЛУКОЙЛ- Нижегород- нефтеоргсинтез»)	П-201/ 1.2	Радиация	400	46	12X18H10T
			Конвекция Секция подо- грева ВСГ	324 300	46 11,5	12X18H10T 15X5M
45	Фтористоводородного алкилирования (ООО «ЛУКОЙЛ- Нижегород- нефтеоргсинтез»)	5-Н3001	Радиация,	205,5	14,8	сталь 20
			конвекция	205,5	14,8	сталь 20 сталь 20
46	Установка гидроочи- стки оренбургского конденсата	П-1	Конвекция, радиация	380	26	15X5M
		П-5	Конвекция Радиация	210	20	15X5M 15X5M
47	АГФУ	П-1	Под и потолок, конвекция	320	25	15X5M
		П-2/3	Под и потолок, конвекция	230	13	15X5M 15X5M 15X5M
48	ЦГФУ	П-1, П-2, П-3, П-4, П-5	Под и потолок, конвекция, боковые экраны	165	25	сталь 20
49	Сероочистка	П-1, 2, 3	Радиация, конвекция	400	9,5	15X5M
50	64-1	П-1, 2	Все экраны	330	20	сталь 20 15X5ВФ
51	64-2М	П-1	Радиация I поток	330	10,5	15X5M
			Конвекция II, III потоки	300	9,5	сталь 20

Размер труб (Dн x δ), мм	Отбраковочные размеры труб, мм				Материал отвода	Размер ка- лача (отво- да), мм	Отбра- ковочная толщина стенки калача (отвода), мм
	Увеличе- ние внут- реннего диаметра за двой- ником	Увели- чение внутрен- него диаметра в двой- нике	Увеличение наружного диаметра	Толщина стенки трубы			
152x7	-	-	157	5,0	08X18H10T	152x9	7,0
152x8	-	-	157	5,5	08X18H10T	152x10	7,5
152x6	-	-	157	3,5	сталь 20	152x6	4,0
152x6	-	-	157	3,5	сталь 20	152x6	4,0
152x7	-	-	157	5,5	08X18H10T	152x12	6,5
219x10	-	-	224	7,5	08X18H10T	219x16	10,5
152x6	-	-	157	3,5	сталь 20	152x10	4,0
152x6	-	-	157	3,5	сталь 20	152x10	4,0
152x7	-	-	157	5,5	08X18H10T	152x12	6,5
152x7	-	-	157	5,5	08X18H10T	152x12	6,5
152x6	-	-	157	3,5	сталь 20	152x10	4,0
152x6	-	-	157	4,0	сталь 20	152x10	4,0
159x11	-	-	164	6,0	15X5M-Y	159x15	6,0
152x8	-	-	-	4,0	12X18H10T	152x12	5,0
152x8	-	-	-	4,0	12X18H10T	152x12	5,0
152x6	-	-	-	3,0	15X5M	159x8	4,0
159x8	-	-	164	3,0	сталь 20	159x8	4,0
219x8	-	-	224	4,0	сталь 20	219x9	5,0
152x6	-	-	157	3,0	сталь 20	152x6	4,0
152x8	-	-	157	4,0	15X5M	152x12	5,0
152x8	-	-	157	3,5	15X5M	156x10	5,0
219x8	-	-	224	5,0	15X5M	221x12	5,0
127x8	117	119	132	5,0	15X5M		5,0
219x8	-	-	224	5,0	15X5M		5,0
159x8	-	-	164	5,0	15X5M		5,0
152x8	-	-	157	5,0	15X5M		5,0
152x8	144	146	157	4,0	сталь 20		4,0
152x8	-	-	157	4,0	15X5M		4,0
152x8	-	-	157	3,5	сталь 20		4,0
152x8	-	-	157	3,5	15X5ВФ		4,0
152x8	-	-	157	3,5	15X5M	152x12	4,0
102x8	-	-	106	3,5	сталь 20	102x16	4,0

№ п/п	Наименование и цифр		Наименование экрана или номер потока	Рабочие условия		Материал труб
	установок	печей		t <sub>max</sub> вых. °С	Р <sub>max</sub> входа, кгс/см <sup>2</sup>	
52	Деасфальтизация 36/1, 36/2, 36/4, 36/5	П-1	Под и потолок, конвекция, радиация	290	45	15X5M 15X5M
53	36/30 (ООО «ЛУКОЙЛ-Пермнефтеоргсинтез»)	П-2Р	Конвекция, радиация	270	38	15X5M
54	Фенольная очистка масел 37	П-1	Под и потолок, конвекция	300	10	сталь 10
		П-2, 3	Под и потолок, конвекция	350 -	- 18	15X5M 15X5M
55	А37/3 (ЗАО «Рязанская нефтеперерабатывающая компания»)	П-4	Конвекция Радиация	260	7.3	15X5M
				287	7.3	15X5M
56	Дуосол 36/37	П-1, П-2/3, П-7	Радиация и конвекция	До 380	25	15X5M, сталь 20, сталь 10
		П-4, П-6	Радиация, конвекция	До 350	26	15X5M, сталь 20
		П-5/8	Радиация, конвекция	До 360	10	15X5M, сталь 10, сталь 20
57	39/2 (ООО «ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез»)	П-101/1,2	Радиация, конвекция	310	11	сталь 20
58	Контактная очистка масел 42/2, 42/3	П-3	Под и потолок, Конвекция	210	14	сталь 10
59	40/3	П-102	Конвекция Радиация Пароперегреватель	160	18.8	сталь 20
				250	18.8	сталь 20
				350	10	сталь 20
60	Г43-107 (ОАО «Московский НПЗ»)	П-101/1	Радиация Конвекция	420	54	08X18H10T
				380	54	08X18H10T
		П-102	Радиация Конвекция Радиация Конвекция	260	18	15X5M
				330	18	15X5M
				420	54	08X18H10T
				380	54	15X5M
61	Гидрокрекинг (ООО «ЛУКОЙЛ-Пермнефтеоргсинтез»)	10-ВА-101	Конвекция, радиация	399	117.6	A335-P9 (X9M)
		10-ВА-201	Конвекция, радиация	393	5.1	A335-P9 (X9M)
		10-ВА-501	Конвекция, радиация	400	113.3	A335-P9 (X9M)

Размер труб (Ди х б), мм	Отбраковочные размеры труб, мм				Материал отвода	Размер калача (отвода), мм	Отбраковочная толщина стенки калача (отвода), мм
	Увеличение внутреннего диаметра за двойником	Увеличение внутреннего диаметра в двойнике	Увеличение наружного диаметра	Толщина стенки трубы			
102x10 152x8	92	94	106	5.0	15X5M		5.0
	142	144	157	5.0	15X5M		5.0
152x8	-	-	157	5.0	15X5M	152x10	5.5
89x6	83	85	92	3.0	сталь 10		3.5
152x8 127x8	145	146	157	3.5	15X5M		4.0
	120	121	132	3.5	15X5M		4.0
89x6	-	-	92	3.0	15X5M	89x6	3.5
219x8	-	-	224	4.5	15X5M	219x8	5.0
159x8	-	-	164	4.0	15X5M	159x8	4.5
108x6	-	-	113	3.0	15X5M	108x6	3.5
89x6	-	-	92	3.0	15X5M	89x6	3.5
152x8	144	146	157	4.0	15X5M,		4.0
102x8	94	96	106	4.0	сталь 20, сталь 10		4.0
152x8	142	144	157	5.0	15X5M,		5.0
152x8	142	144	157	5.0	сталь 20		5.0
102x8	95	97	106	3.5	15X5M,		3.5
102x6	95	97	106	3.5	сталь 10, сталь 20		3.5
152x8	-	-	157	4.0	сталь 20	152x10	5.0
60x6	54	56	64	3.0	сталь 10		3.5
152x8	-	-	157	4.5	сталь 20	152x10	5.5 ш/с 7.0
152x8	-	-	157	4.5	сталь 20	152x10	5.5 ш/с 7.0
152x8	-	-	157	4.5	сталь 20	159x10	5.5
219x10			224	7.0	08X18H10T	219x11	9.5 ш/с 13.0
152x8			157	5.0	15X5M	152x10	7.0
219x10			224	5.0	15X5M	219x16	5.5 ш/с 10.0
152x8			157	4.0	15X5M	152x8	5.0
219x10			224	7.0	08X18H10T	219x11	9.0 ш/с 13.0
152x8			157	6.0	15X5M	152x10	8.0
101.6x12.4	-	-	105	10.0	A234-WP9 (X9M)	101.6x13	11.0
219x8	-	-	224	5.0	A234-WP9 (X9M)	219x8	5.0
101.6x11	-	-	105	кон-9,5 рад. 10.0	A234-WP9 (X9M)	101.6x13	11.0

№ п/п	Наименование и шифр установок печей		Наименование экрана или номер потока	Рабочие условия		Материал труб
				Тmax вых-да, °С	Тmax входа, кгс/см <sup>2</sup>	
62	Л 16/1	П-1, 2	Потолок и под	430	-	12X18H10T
		П-3, 4	Конвекция Радиация, конвекция	- 380	58 8	15X5M 15X5M
63	Установка 17/1	П-2	Конвекционная	150	15	15X5M
			секция Подовый и пото- лочный экраны	400	6	15X5M
64	Установка 17/2 (ПО «Ярославнефте- оргсинтез»)	П-1	Радиация и конвекция	350	10	15X5M
65	Установка ЛИ-150 (ПО «Ярославнефте- оргсинтез»)	П-1	Радиация Конвекция	450 -	- 49	15X5M 15X5M
		П-2	Радиация	400	4	15X5M
66	Битумная 19/1, 19/2, 19/3	П-1	Под и потолок, конвекция	310	9	сталь 10
67	Битумная 19/6	Р-1	Реакторы	265	8	15X5M, сталь 20
		Р-2	Все зоны	320	16	15X5M
68	Битумная 19/10	П-1, 2	Радиация	275	25	15X5M
			Конвекция	275	25	15X5M
69	Битумная (Мажейкйский НПЗ)	П-1	Конвекция	325	10	15X5M
			Радиация	395	10	15X5M
						15X5M
						15X5M
70	Битумная (Мозырекий НПЗ)	П-1	Конвекция		9	сталь 20
						15X5M
			Радиация	401		15X5M
						15X5M
71	Битумная (Павлодарский НПЗ)	П-1	Конвекция	405	10	15X5M
			Радиация	405	10	15X5M
						15X5M
						15X5M
						15X5M
						15X5M
72	Полунепрерывное коксование 21-10	П-1	Подовый экран	410	25	15X5M
			Потолочный экран	410	25	15X5M
		П-2	Подовый и пото- лочный экраны	515	40	15X5M
			П-3	Конвекция	320	25
					320	25
			Конвекция	400	40	15X5M
		400	40	15X5M		
73	Битумная 19/5 (ЗАО «Рязанская нефтеперерабаты- вающая компания»)	П-4/5	Конвекция и радиация	220	9,5	15X5M

Размер труб (Ди х Д), мм	Отбраковочные размеры труб, мм				Материал отвода	Размер кала- ча (отво- да), мм	Отбра- ковочная толщина стенки калача (отвода), мм
	Увеличе- ние внут- реннего диаметра за двой- ником	Увели- чение внутрен- него диаметра в двой- нике	Увеличение наружного диаметра	Толщина стенки трубы			
219x10	-	-	224	7.0	12X18H10T		8,5
159x11	-	-	164	6,5	15X5M		8,0
152x8	145	146	157	3,5	15X5M		4,0
102x8	96	97	106	3,0	15X5M		4,0
	96	97	106	3,0	15X5M		4,0
152x8	145	146	157	3,5	Сталь 25Л	-	-
152x8	-	-	157	6,0	15X5M	152x8	7,0
89x6	-	-	92	3,5	15X5M	89x7	4,0
89x6	-	-	92	3,5	15X5M	89x6	3,5
89x8	83	85	92	3,0	сталь 10		3,5
152x8	145	146	157	3,5	15X5M,		4,0
152x8	145	146	157	3,5	сталь 20		4,0
108x10	101	103	113	3,5	15X5M		4,0
89x10	83	85	92	3,0	15X5M		4,0
89x6	83	85	92	3,0	15X5M		3,5
108x9	-	-	113	3,5	15X5M	108x6	4,5
108x9	-	-	113	3,5	15X5M	108x8	4,5
127x8	-	-	132	4,0	15X5M	127x8	5,0
152x8	-	-	157	3,5	15X5M	152x8	5,0
219x10	-	-	224	4,0	15X5M	219x11	6,0
102x6	-	-		3,0	сталь 20	102x8	4,0
102x6	-	-		3,0	15X5M	102x8	4,0
152x8	-	-		3,5	15X5M	152x8	4,0
219x9	-	-		4,0	15X5M	219x11	6,0
108x6	-	-	113	3,0	15X5M	108x8	3,0
219x10	-	-	224	4,0	15X5M	219x10	4,0
273x12	-	-	281	4,5	15X5M	273x10	4,5
127x10	118	120	132	4,5	15X5M		4,5
102x10	94	96	106	4,0	15X5M		4,0
127x10	115	118	132	6,0	15X5M		7,0
102x10	95	97	106	3,5	сталь 10		4,0
127x10	119	121	132	4,0	сталь 10		4,0
102x10	92	95	106	5,0	15X5M		5,0
127x10	116	118	132	5,5	15X5M		5,5
108x6	-	-	113	3,5	15X5M	108x6	4,0

№ п/п	Наименование и шифр установок печей		Наименование экрана или номер потока	Рабочие условия		Материал труб
				tmax выхода, °С	Услов. Rmax ввода, кг/с·м²	
74	21-10/3М (ООО «ЛУКОЙЛ-Пермнефтеоргсинтез»)	П-1 П-2	Конвекция Радиация (спиральный)	360	16	15X5М
				510	25	12X18Н10Т
75	Установка замедленного коксования (УЗК)	П-101 П-301 П-302	Конвекция Радиация Радиация	404	5	15X5М
				505	30	15X5М
				530	18	15X5М 15X5М
76	ЭП-60 (ООО «ЛУКОЙЛ-Пермнефтеоргсинтез»)		Конвекция Радиация	450	11	12X18Н10Т 20X23Н18
				785	4	20X23Н18
77	ЭП-60, ЭП-75		Конвекция Радиация	475	10	сталь 20
				650	10	12X18Н10Т 12X18Н10Т 20X23Н18 20X23Н18
				840	4	20X23Н18 20X23Н18 20X20Н14С2
78	ЭП-300 (ОАО «Сибур-Нефтехим»)	F-01 A, B F-09 A, B	Змеевики конвекции Змеевики радиации	580	4,7	15X5М 12X18Н10Т 45X25Н20
				850	2,5	45X25Н20 45X25Н35
79	Пиролиз (Горьковский нефте-маслозавод)		Секции: Испарительная Парозмеевниковая	400	16	15X5М
				720	4,0	12X18Н9Т
80	ЭП-450 (ОАО «Нижнекамнефтехим»)	E-BA-101+109	Конвекция Радиация	300	12,4	сталь 20 сталь 20 5Cr-1/2 Mo 18Cr-8Ni
				609		25Cr-20Ni 25Cr-20Ni 25Cr-20Ni
				860	4,0	25Cr-20Ni 25Cr-20Ni 25Cr-20Ni
		E-BA-121/122	Конвекция Радиация	640	13,5	сталь 20 5Cr-1/2 Mo 18Cr-8Ni
				870	4,5	25Cr-20Ni 25Cr-20Ni
81	Установка «Жекаса», Новоуфимский НПЗ	F-202 F-203	Радиация	535	38,6	12X2M1
82	ЛК-6У (Мажейкяйский НПЗ)	П-102 №1 П-102 №2	Конвекция Конвекция Радиация	206	30	сталь 20
				206	30	сталь 20
				235	30	сталь 20

Размер труб (Ди х δ), мм	Отраковочные размеры труб, мм				Материал отвода	Размер казача (отвода), мм	Отраковочная толщина стенки казача (отвода), мм
	Увеличение внутреннего диаметра за двойником	Увеличение внутреннего диаметра в двойнике	Увеличение наружного диаметра	Толщина стенки трубы			
127x10	120	121	132	3,5	-	-	-
133x10	-	-	138	4,0	12X18Н10Т	133x10	4,0
152	-	-	157	5,0			
114	-	-	119	5,5			
114	-	-	119	5,0			
152	-	-	157	5,5			
114x6	-	-	119	3,5	12X18Н10Т	116x12	3,5
114x6	-	-	119	3,5	20X23Н18	116x12	3,5
140x8	-	-	-	4,5	20X23Н18	142x12	6,5
114x6	106	108	119	3,5	сталь 20	114x8	4,0
114x6	106	108	119	4,0	12X18Н10Т	114x8	4,0
140x8	132	134	144	4,0		140x12	5,0
114x6	106	108	119	4,0	20X23Н18	114x8	4,0
140x8	132	134	144	4,0		140x12	5,0
140x8	126	128	-	7,0	20X23Н18	140x12	10,0
114x7	103	105	-	5,5	20X20Н14С2	114x12	9,0
102x6	-	-	106	3,5	15X5М	102x8	4,0
102x6	-	-	106	3,5	12X18Н10Т	102x8	4,0
102x6	-	-	106	3,5	45X25Н20	102x8	4,5
125x9,5	-	-	-	3,5	45X25Н20	125x9,5	4,5
125x9,5	-	-	-	3,5	45X25Н35	125x9,5	4,5
89x7	-	-	92	3,0	15X5М		3,0
152x6	-	-	157	3,0	12X18Н9Т		4,0
141x6,5	-	-	145	3,5	сталь 20		4,0
89x5,5	-	-	92	3,0	сталь 20		3,5
73x5,2	-	-	76	3,0	5Cr-1/2 Mo		3,5
73x5,2	-	-	76	3,0	18Cr-8Ni		3,5
85x8	-	-	-	5,0	25Cr-20Ni		7,0
114x9	-	-	-	5,5	25Cr-20Ni		7,5
159x9,5	-	-	-	5,5	25Cr-20Ni		7,0
102x5,75	-	-	106	3,0	сталь 20		3,5
102x5,75	-	-	106	3,0	5Cr-1/2 Mo,		3,5
102x5,75	-	-	106	3,0	18Cr-8Ni		3,5
138x6,6	-	-	-	5,0	25Cr-20Ni		7,5
138x9,1	-	-	-	6,0	25Cr-20Ni		8,5
114x6,4	-	-	119	5,5 (на 230 тыс ч)	12X2M1	114x8	7,4 (на 230 тыс ч)
152x6	-	-	157	3,5	сталь 20	152x8	5,0
152x6	-	-	157	3,5	сталь 20	152x8	5,0
152x6	-	-	157	4,0	сталь 20	152x8	5,5

№ п.п.	Наименование и шифр установок	Наименование печей	Наименование экрана или номер потока	Рабочие условия		Материал труб	
				t <sub>max</sub> выхода, °С	P <sub>max</sub> входа, кг/см <sup>2</sup>		
83	Комбинированная установка ЛК-6У	П-101, 102	Конвекция	-	22	15X5M	
			Радиация	380	-	15X5M	
			Конвекция	-	29	12X8ВФ	
		П-201	Конвекция	-	-	15X5M	
			Радиация	400	-	12X8ВФ	
			«	400	-	15X5M	
			«	400	-	0X18H10T	
			Конвекция, радиация	До 265	22.5	сталь 20	
			П-203	Конвекция	443	44	1X2M1
				Конвекция			1X2M1
			П-204	Конвекция и радиация			15X5M
				Радиация I и II ст.	530	44	1X2M1
				Радиация III ст.	530	44	1X2M1
		П-205	Конвекция			1X2M1	
			Конвекция	252	22.5	сталь 20	
		П-301	Радиация	320	6	15X5M	
			Конвекция	-	62.5	12X8ВФ, 08X18H10T	
П-302	Радиация	400	-	08X18H10T			
	Конвекция	-	49	12X8ВФ			
		Радиация	380	-	08X18H10T		
84	Установка КМ-3 (ООО «ЛУКОЙЛ-Волгоград-нефтепереработка»)	П-101	Радиация	400	5.7	08X18H10	
			Конвекция	400	5.7	15X5M	
		П-201	Радиация	400	5.6	15X5M	
			Конвекция	400	5.6	15X5M	
		П-1	Радиация	335	9	сталь 20	
			Конвекция	335	9	10Г2	
		П-401	Радиация	350	11	15X5M	
			Конвекция	350	11	15X5M	
		П-402	Радиация	360	11	15X5M	
			Радиация	350	6	12X18H10T	
		П-501	Радиация	200	13	сталь 20	
			Конвекция	200	13	сталь 20	
		П-502	Радиация	180	14	сталь 20	
			Конвекция	180	14	сталь 20	
		П-902	Радиация	300	11	15X5M	
			Конвекция	300	11	15X5M	

Размер труб (Ди x дл), мм	Отборочные размеры труб, мм				Материал отвода	Размер калача (отвода), мм	Отборочная толщина стенки калача (отвода), мм
	Увеличение внутреннего диаметра за двойником	Увеличение внутреннего диаметра	Увеличение наружного диаметра	Толщина стенки трубы			
152x7	-	-	157	4.0	15X5M	152x8	4.5
152x8	-	-	157	4.0	15X5M	152x10	5.0
152x6	-	-	157	4.0	12X8ВФ	152x8	4.5
152x6	-	-	157	4.0	15X5M	152x8	4.5
219x7	-	-	224	5.0	12X8ВФ	219x11	6.0
219x9	-	-	224	6.0	15X5M	219x11	6.0
219x7	-	-	224	5.0	0X18H10T	219x10	5.5
152x6	-	-	157	3.5	сталь 20	152x8	5.0
159x7	-	-	164	5.5	1X2M1	159x9	6.5
159x8	-	-	164	5.5	1X2M1	159x9	6.5
159x7	-	-	164	5.5	15X5M	159x9	6.5
159x8	-	-	164	5.5	15X5M	159x9	6.5
108x7	-	-	113	5.5	1X2M1	108x8	6.5
			113	5.5	1X2M1	108x7(гн)	5.5
159x8	-	-	164	6.5	15X5M	159x11	8.0
			164	6.5	15X5M	159x8(гн)	6.5
108x9	-	-	113	5.5	1X2M1	108x12	8.0
			113	5.5	1X2M1	108x9(гн)	6.0
108x7	-	-	113	5.5	1X2M1	108x8	6.5
			113	5.5	1X2M1	108x7(гн)	5.5
108x9	-	-	113	5.5	1X2M1	108x9(гн)	6.0
			113	5.5	1X2M1	108x12	8.0
152x6	-	-	157	3.5	сталь 20	152x8	5.0
108x4	-	-	113	3.0	15X5M	108x6	4.0
152x7	-	-	157	5.0	12X8ВФ, 08X18H10T	152x10	6.5
219x10	-	-	224	8.5	08X18H10T	219x14	11.5
152x7	-	-	157	5.0	12X8ВФ	152x9	7.0
152x8	-	-	157	5.5	08X18H10T	152x10	7.0
219x10	-	-	224	7.0	08X18H10	219x11	9.0
159x8	-	-	164	5.0	15X5M	159x11	7.0
219x10	-	-	224	7.0	15X5M	219x11	9.5
152x7	-	-	157	5.0	15X5M	152x11	7.0
159x6	-	-	164	3.0	сталь 20	159x8	4.0
114x7	-	-	119	3.0	10Г2	114x8	4.0
152x6	-	-	157	3.0	15X5M	152x8	4.0
114x8	-	-	119	3.0	15X5M	114x8	4.0
152x6	-	-	157	3.0	15X5M	152x8	4.0
114x6	-	-	119	3.0	12X18H10T	114x8	4.0
152x8	-	-	157	3.0	сталь 20	152x11	4.0
114x6	-	-	119	3.0	сталь 20	114x8	4.0
152x6	-	-	157	3.0	сталь 20	152x8	4.0
114x6	-	-	119	3.0	сталь 20	114x8	4.0
152x8	-	-	157	3.0	15X5M	152x8	4.0
114x8	-	-	119	3.0	15X5M	114x8	4.0

№ п/п	Наименование и шифр установок печей		Наименование экрана или номер потока	Рабочие условия		Материал труб
				tmax вых. °С	Pmax вх. кг/см <sup>2</sup>	
85	КМ-2 (ПО «Ярославнефтеоргсинтез»)	1.2П -101	Радиация	420	0.2	15X5M
			Конвекция	260	4.2	15X5M
		П-102	Радиация	380	0.25	15X5M
			Конвекция	297	4.8	15X5M
		П-201	Радиация	250	22	15X5M
			Конвекция	250	22	15X5M
		1.2П -301	Радиация	210	0.4	15X5M
			Конвекция	130	3.8	15X5M
		3П-301	Радиация	220	20.2	15X5M
			Радиация	220	8	15X5M
		3П-302	Конвекция	220	8	15X5M
			Радиация	220	25	15X5M
		3П-303	Конвекция	220	25	15X5M
			Радиация	230	6.7	15X5M
		-304	Конвекция	230	6.7	15X5M
			Радиация	210	7.4	15X5M
		П-401	Радиация	180	3.0	сталь 20
			Конвекция	166	10.5	сталь 20
		1П-402	Радиация	180	3.0	сталь 20
			Конвекция	100	4.6	сталь 20
		3П-402	Радиация	180	3	сталь 20
			Конвекция	100	6.7	сталь 20
		1,2,3П -501	Радиация	420	42	5X5M
Конвекция	240		48	сталь 20		
1,2П -601	Радиация	420	40,7	15X5M		
	Радиация	340	1.7	15X5M		
П-701	Конвекция	225	1.7	сталь 20		
	Радиация	400	5.0	15X5M		
П-801	Конвекция	400	5.0	15X5M		
	Радиация	280	12	15X5M		
86	"Дегол" (ЗАО «Рязанская неф- теперерабатывающая компания»)	Н-101	Радиация	280	12	15X5M
		Н-901	Конвекция	280	12	15X5M
		П-1	Конвекция	290	36.5	08X18H10T
			Радиация	365	36.5	08X18H10T
87	Водородная 41-1	Печь конвер- сии		420	1.5	45X25H20C2 X23H18
88	Установка В-5 «Во- дородная» (АО «Уфимский НПЗ»)	П-1 (П-2)	Радиация	900	2.5	X23H18
89	УПВ (ОАО «Московский НПЗ»)	П-201	Змеевик пиро- газа	840	25	45X25H20C
			Змеевик пуско- вой	420	25	15X5M
			Змеевик подо- грева исходного газа	400	30	15X5M

Размер труб (Ди х дл), мм	Отраковочные размеры труб, мм				Материал отвода	Размер ка- лача (отво- да), мм	Отбра- ковочная толщина стенки калача (отвода), мм
	Увеличе- ние внут- реннего диаметра за двой- ником	Увели- чение внутрен- него диаметра в двой- нике	Увеличение наружного диаметра	Толщина стенки трубы			
219x12	-	-	224	4.0	15X5M	219x12	5.0
152x8	-	-	157	3.5	15X5M	152x10	4.5
219x12	-	-	224	4.0	15X5M	219x12	4.5
152x8	-	-	157	3.5	15X5M	152x10	4.5
219x9	-	-	224	5.0	15X5M	219x10	6.0
152x8	-	-	157	4.0	15X5M	152x10	5.0
152x8	-	-	157	3.5	15X5M	152x10	4.5
114x6	-	-	119	3.5	15X5M	114x8	4.5
152x8	-	-	157	3.5	15X5M	152x10	4.5
159x8	-	-	157	3.5	15X5M	159x10	4.0
114x6	-	-	119	3.5	15X5M	114x10	4.0
152x8	-	-	157	4.0	15X5M	152x10	4.0
152x8	-	-	157	4.0	15X5M	152x8	4.0
219x9	-	-	224	3.5	15X5M	219x10	4.0
152x8	-	-	157	3.5	15X5M	152x10	4.0
152x8	-	-	157	3.5	15X5M	152x10	4.5
219x9	-	-	224	3.5	15X5M	219x11	4.5
152x8	-	-	157	4.0	сталь 20	152x10	4.0
114x12	-	-	119	4.0	сталь 20	114x12	4.0
114x8	-	-	119	4.0	сталь 20	114x9	4.0
89x6	-	-	92	3.5	сталь 20	89x6	3.0
219x8	-	-	224	3.5	сталь 20	219x11	4.0
152x8	-	-	157	3.5	сталь 20	152x10	4.0
152x8	-	-	157	4.5	15X5M	152x10	6.0
152x6	-	-	157	4.0	сталь 20	152x10	5.5
108x6	-	-	113	4.0	15X5M	108x6	4.0
152x8	-	-	157	4.0	15X5M	152x10	4.5
114x12	-	-	119	4.0	сталь 20	114x12	4.0
152x8	-	-	157	5.0	15X5M	152x10	5.5
152x6	-	-	157	5.0	15X5M	152x8	5.5
102x5	96	97	106	3.0	15X5M	102x10	3.0
102x5	96	97	106	3.0	15X5M	102x10	3.0
152x8	-	-	157	4.5	08X18H10T	108x6	5.5
219x10	-	-	224	5.5	08X18H10T	159x10	6.5
168x6	-	-	172	3.5	45X25H20C2 X23H18		4.0
168x8	-	-		6.0			
115.2x12	-	-	116.4	10.3	-	-	-
114x7	-	-	119	3.0	15X5M	114x9	3.0
76x5	-	-	79	3.0	15X5M	76x6	3.0

№ п/п	Наименование и шифр установок печей	Наименование экрана или номер потока	Рабочие условия		Материал труб	
			tmax выхода, °С	Рmax входа, кгс/см <sup>2</sup>		
90	УПВ (ООО «ЛУКОЙЛ-Пермнефтеоргсинтез»)	21-ВА-101	Радиация	882	26	X25H35
			Змеевик парогенератора	258	46,5	SA106B (сталь 20)
			Змеевик нагрева парогазовой смеси	566	27,8	A312TP304H (08X18H10T)
			Змеевик подогрева воды	248	47,2	SA106B (сталь 20)
			Змеевик пароперегревателя I степени	399	45,4	A335P22 (12X2M1)
			Змеевик пароперегревателя II степени	415	45,4	A335P11 (15XM)
			Змеевик подогревателя газа I степени	371	32,69	SA106B (сталь 20)
			Змеевик подогревателя газа II степени	439	32,69	SA106B (сталь 20)
91	УПВ (ЗАО «Рязанская нефтеперерабатывающая компания»)	ОН-2001	Радиация	908	31,5	X25H35
			Змеевик парогенератора	420	57	SA106B (сталь 20)
			Змеевик смешанного нагрева	568	39,2	A312TP304H (08X18H10T)
			Змеевик подогрева воды	420	58	SA106B (сталь 20)
			Змеевик воздухоподогревателя	495	41,5	A335P11 (15X2M1)
			Змеевик пароперегревателя	511	53,5	A335P11 (15X2M1)
92	УПВГ (ЗАО «Рязанская нефтеперерабатывающая компания»)	ОН-1010	Конвекция (вода)	204	17,2	сталь 20
			Конвекция (пар)	418	16	15X5M
		ОН-1001/11001/2	Радиация	395	10,1	08X18H10T
			Конвекция	321	22	SA106B (сталь 20)
			Радиация	390	95	A312TP347 (08X18H10T)
93	СЖК омыление	Секция подогрева и выдержки	320	30	15XM	
		Секция испарения	375	30	15XM	

Размер труб (Ди х в), мм	Отгравочные размеры труб, мм				Материал отвода	Размер калача (отвода), мм	Отгравочная толщина стенки калача (отвода), мм
	Увеличение внутреннего диаметра за двойником	Увеличение внутреннего диаметра в двойнике	Увеличение наружного диаметра	Толщина стенки трубы			
140x12	-	-	141,4	10,5	-	-	-
88,9x5,49	-	-	92	3,5	SA106B (сталь 20)	88,9x5,49	4,0
88,9x5,49	-	-	92	3,5	A312TP304H (08X18H10T)	88,9x5,49	4,0
88,9x5,49	-	-	92	3,5	SA106B (сталь 20)	88,9x5,49	4,0
88,9x5,49	-	-	92	3,5	A335P11 (15X2M1)	88,9x8	4,5
88,9x5,49	-	-	92	3,5	A335P11 (15XM)	88,9x8	4,5
88,9x5,49	-	-	92	3,5	SA106B (сталь 20)	88,9x5,49	4,0
88,9x5,49	-	-	92	4,0	SA106B (сталь 20)	88,9x5,49	5,0
141,3x12	-	-	142,7	10,7	-	-	-
88,9x5,49	-	-	92	4,0	SA106B (сталь 20)	88,9x5,49	5,0
101,6x5,74	-	-	105	3,5	A312TP304H (08X18H10T)	101,6x5,74	4,5
88,9x5,49	-	-	92	4,0	SA106B (сталь 20)	88,9x5,49	5,0
88,9x5,49	-	-	92	3,5	A335P11 (15X2M1)	88,9x5,49	3,5
88,9x5,49	-	-	92	3,5	A335P11 (15X2M1)	88,9x5,49	4,5
114x8	-	-	119	3,5	сталь 20	114x8	4,0
114x8	-	-	119	3,5	15X5M	114x8	4,0
152x8	-	-	157	4,5	08X18H10T	152x10	5,5
114,3x6	-	-	119	3,5	SA234WPB (сталь 20)	114,3x6	4,0
168,2x10,9	-	-	173	8,0	A403WP347 (08X18H10T)	168,2x10,9	10,0
133x8	-	-	138	4,0	15XM		4,0
159x8	-	-	164	4,0	15XM		5,0



№ п.п.	Наименование и шифр установок печей		Наименование экрана или номер потока	Рабочие условия		Материал труб
				tmax выхода, °С	Рmax входа, кгс/см <sup>2</sup>	
94	Установка регенерации отработанных масел (УРОМ) (Кременчугский НПЗ)	П-201	Радиация	330	5,2	15X5M
		П-301	Радиация	230	37,2	15X5M
		П-401	Радиация	315	47	15X5M
		П-501	Радиация	365	48,4	15X5M
		П-601	Радиация	394	2,2	15X5M
95	Установка производства серной кислоты (ЗАО «Рязанская нефтеперерабатывающая компания»)	12-П163	Конвекция	330	45,5	15X5M
			Радиация	420	45,5	15X5M
96	Установка термической обработки стоков (УТОСВ) (Кременчугский НПЗ)	П-1/1	Радиация	200	24	сталь 20
		П-1/2	Конвекция			сталь 20
97	КТ-1 (Павлодарский НПЗ)	П-101	Конвекция, радиация	410	60	08X18H10T
						08X18H10T
		П-102	Конвекция, радиация	400	8	15X5M
						15X5M
		П-601	Конвекция, радиация	430	10	15X5M
98	Блок подготовки сырья установки «Парекс» (Мозырский НПЗ)	П-101	Конвекция	-	8,2	15X5M
			Радиация	330	8	15X5M
						15X5M
99	Установка «Этилбензол» (ОАО «Салаватнефтеоргсинтез»)	P-011A	Конвекция	300	30	Сталь 1.0305 (сталь 20)
			Радиация	460	30	Сталь 1.7380 (12X2M1)
			Подогреватель	150	7,4	Сталь 1.0305 (сталь 20)
		P-011B	Конвекция	250	30	Сталь 1.0305 (сталь 20)
			Радиация	300	30	Сталь 1.0305 (сталь 20)
			Подогреватель	165	7,4	Сталь 1.0305 (сталь 20)
		P-012	Конвекция	460	30	Сталь 1.7380 (12X2M1)
			Радиация	260	30	Сталь 1.0305 (сталь 20)
			Радиация	460	30	Сталь 1.7380 (12X2M1)
			Подогреватель	165	7,4	Сталь 1.0305 (сталь 20)

Размер зруб (Dn x δ), мм	Отбраковочные размеры труб, мм				Материал отвода	Размер калача (отвода), мм	Отбраковочная толщина стенки калача (отвода), мм
	Увеличение внутреннего диаметра за двойником	Увеличение внутреннего диаметра в двойнике	Увеличение наружного диаметра	Толщина стенки трубы			
114x6	-	-	119	3,0	15X5M		3,5
114x8	-	-	119	3,5	сталь 20		4,0
60x6	-	-	63	3,0	15X5M		3,0
114x6	-	-	119	3,5	15X5M		3,5
114x6	-	-	119	3,5	15X5M		4,0
219x8	-	-	224	4,0	15X5M		4,0
108x7	-	-	113	4,0	15X5M	108x8	5,0
133x8	-	-	138	5,0	15X5M	133x8	6,0
219x7	-	-	224	4,0	сталь 20		4,0
152x6	-	-	157	3,0	сталь 20		4,0
152x10	-	-	157	5,0	08X18H10T		6,0
219x14	-	-	224	7,0	08X18H10T		10,0
152x8	-	-	157	4,0	15X5M		4,0
219x10	-	-	224	5,0	15X5M		5,0
152x8	-	-	157	4,0	15X5M		4,0
219x10	-	-	224	5,0	15X5M		5,0
114x11	-	-	119	4,0	15X5M		5,0
127x11	-	-	132	5,0	15X5M		6,0
152x8	-	-	157	3,5	15X5M	152x10	4,0
152x8	-	-	157	3,5	15X5M	152x10	3,5(гн) 4,0
219x10	-	-	224	4,0	15X5M	221x16	3,5(гн) 4,5 4,0(гн)
139,7x6,3	-	-	145	3,5	Сталь 1.0305 (сталь 20)	139,7x6,3	5,0
168,3x7,1	-	-	173	4,5	Сталь 1.7380 (12X2M1)	168,3x7,1	5,5
139,7x6,3	-	-	145	3,5	Сталь 1.0305 (сталь 20)	139,7x6,3	4,0
114,3x6,3	-	-	119	3,5	Сталь 1.0305 (сталь 20)	114,3x6,3	4,0
139,7x6,3	-	-	145	4,0	Сталь 1.0305 (сталь 20)	139,7x6,3	5,0
168,3x7,1	-	-	173	4,0	Сталь 1.7380 (12X2M1)	168,3x7,1	5,5
139,7x6,3	-	-	145	4,0	-	-	-
139,7x6,3	-	-	145	4,0	-	-	-
114,3x6,3	-	-	119	3,5	Сталь 1.0305 (сталь 20)	114,3x6,3	4,0

## Примечания

1 Приведенные нормы отбраковки не распространяются на проектируемые и вновь сооружаемые печи.

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

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

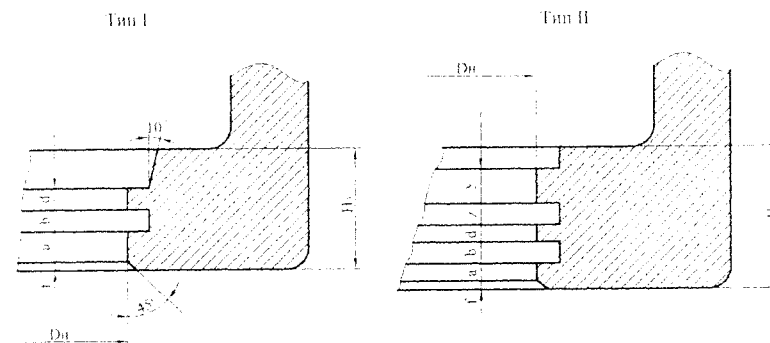
4 Отбраковочные размеры калачей (отводов) по толщине стенки приведены для случаев, когда они изготовлены крутоизогнутыми (т.е.  $D_{нар} \approx R$  гйба), за исключением позиций, где указано, что они гнутые, т.е. рядом с указанными размерами отвода стоит обозначение «гн». для гнутых отводов (т.е. при отношении  $R$  гйба/ $D_{нар} \geq 3$ ) 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 парботки 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) [82]. Допустимое значение наружного диаметра для труб из аустенитных сталей устанавливается после проведения испытаний на ползучесть специализированной организацией.

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.

**Приложение Б**  
**(обязательное)**

Таблица размеров отверстий под развальцовку в корпусах двойников



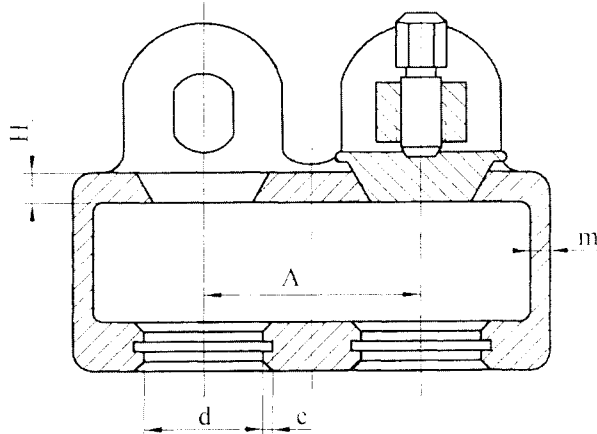
В миллиметрах

Двойник		D <sub>нар</sub>	a	f	b	d	z	y	H <sub>з</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	75

Рисунок Б.1

**Приложение В  
(обязательное)**

**Таблица отбраковочных размеров двойников**



Ступень	Наружный диаметр печных труб, мм (Dн)	Расстояние между центрами, мм (А)	Нормы отбраковки, мм			При уменьшении глубины канавки (С)	
			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		
64	152	305	10	15	154		
	102	203	14	15	104		
	127	250	16	20	129		
100	152	275	18	25	154		
100	102	203	20	25	104		

Примечание — Отбраковку двойников по толщинам стенок производить с учетом их износа до следующей ревизии.

Рисунок В.1

**Приложение Г  
(рекомендуемое)**

**Паспорт-журнал печи**

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

**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

Ступень давления	Паружный диаметр трубы	Расстояние между центрами двойников	Увеличение внутреннего диаметра трубы в двойнике	Увеличение внутреннего диаметра трубы за двойником	Отбраковочная толщина стенки двойника (m)	Отбраковочная толщина уплотняющего пояса (П)	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 ОК-5 ОК-20 ОК-24 ОК-31, 32, 33, 34 ОК-79	шт. « « « «			
Кладка фронтальных стен ниже форсунок	Кирпич шамотный нормальный	м <sup>3</sup>			
Кладка фронтальных стен выше форсунок	ОК-47	«			
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 гидротестирования змеевика выполняется соответствующая запись с указанием пробного давления.

## 1.10 Перечень прилагаемых к паспорту документов

- 1 Паспорт металлической дымовой трубы (составить по форме приложения 1 ПБ 03-445-02).
- 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 Д  
(рекомендуемое)**

СОГЛАСОВАНО

Начальник ОТН

«\_\_\_» \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

УТВЕРЖДАЮ

Главный инженер (главный механик)

«\_\_\_» \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

**АКТ**  
ревизии и отбраковки трубчатой печи установки № \_\_\_\_ пеха  
от «\_\_\_» \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

Комиссия в составе:

Ст. механик пеха \_\_\_\_\_

Инженера ОТН по печам \_\_\_\_\_

Начальника установки № \_\_\_\_\_

Механика установки № \_\_\_\_\_

произвели ревизию печи \_\_\_\_\_

установки № \_\_\_\_\_ пеха № \_\_\_\_\_

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

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

Произведены замеры толщины стенок труб и отводов, внутреннего диаметра труб в двойниках и за двойниками, толщины стенок двойников \_\_\_\_\_

Проведены другие операции по ревизии (замеры твердости элементов, стилокопирование, УЗК и др.) \_\_\_\_\_

Проведено испытание \_\_\_\_\_ труб змеевиков на прочность давлением Рн \_\_\_\_\_

Остальной гарнитуре и металлоконструкциям печи ревизия была произведена следующим образом: серьи 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. \_\_\_\_\_

**ТРУБЧАТЫЕ ПЕЧИ**

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 пеха № \_\_\_\_\_

Начальник установки № \_\_\_\_\_

Механик установки № \_\_\_\_\_

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

**Приложение Е  
(рекомендуемое)**

**Журнал ревизии змеевиков**

Печь \_\_\_\_\_  
 Установка \_\_\_\_\_  
 Цех \_\_\_\_\_  
 Начат « \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20 \_\_\_\_ г.  
 Окончен « \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20 \_\_\_\_ г.

**Результаты ревизии труб и отводов**

Наименование экрана и потока печи \_\_\_\_\_

Номер трубы (отвода) по схеме \_\_\_\_\_

Дата ревизии	Данные о результатах замеров						8	9	10	11	12	13	14	15
	1	2	3	4	5	6								
Наружный диаметр труб (отводов), мм	Толщина стенки труб (отводов), мм	Толщина ступицы (отводов), мм	Способ изготовления труб (отводов)	Марка стали	Прогноз труб, мм	Толщина внутреннего углеродистого железного слоя, мм	Количество наработанных часов	Состояние сварных соединений	Места и результаты ультразвуковой дефектоскопии металла труб (отводов), рентгеноконтроля сварных соединений	Твердость труб (отводов) ПЗ	Причина замеры труб (отводов)*	Результаты сплошного контроля или измерения скорости анализа	ГОСТ, на основании которого проводилась ревизия	Подпись лица, проводившего ревизию
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15

\* — Для наглядности рекомендуется приложить к выходу из строя труб показывать условными обозначениями, например:

⊙ — увеличение диаметра выше норматива;

⊕ — коррозия труб;

⊗ — замер в ретурбеле;

⊕ — замер за ретурбелом;

⊙ — прогар трубы;

и т.д.

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

Приложение Ж  
(рекомендуемое)

ЖУРНАЛ  
ревизии и ремонта гарнитуры, металлоконструкций  
и строительной части печи

Печь \_\_\_\_\_  
Установка \_\_\_\_\_  
Цех \_\_\_\_\_  
Составлен \_\_\_\_\_  
Начат « \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20 \_\_\_\_ г.  
Окончен « \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20 \_\_\_\_ г.

Результаты ревизии двойников

Наименование секции или экрана печи _____		Наименование двойника по схеме _____														
Дата ревизии	Характеристика	Толщина между стержнями	Толщина двойника	Толщина между стержнями	Толщина двойника	Твердость	Результаты осмотра	Характер ремонта	Результаты	Виды работ	Виды работ	Состояние	Методы	Полученные		
		мм	мм	мм	мм	ед. ИВ	графа перед	или причина	таблица	диаметр	диаметр	валы	тоскопика	лица		
		двойника	двойника	двойника	двойника	двойника	двойника	двойника	двойника	двойника	двойника	двойника	двойника	двойника		
		мм	мм	мм	мм	мм	мм	мм	мм	мм	мм	мм	мм	мм		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17

Примечание — На каждый двойник отводится страница или несколько страниц (в зависимости от частоты проведения ревизии).

## 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	Ед. измерения	Объем работ	Материал, марка	Ед. измерения	Подпись ответственных 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 топочного покрытия дымовой трубы						
	Ремонт изоляции свода и стен печи						
	Другие работы						

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

Приложение II  
(рекомендуемое)

## АКТ

## испытания змеевиков печи на плотность и прочность

Дата \_\_\_\_\_

ОБЪЕКТ пех № \_\_\_\_\_

Установка \_\_\_\_\_

Мы, нижеподписавшиеся:

Представители заказчика:

Нач. пеха (установки) \_\_\_\_\_

Механик цеха \_\_\_\_\_

Инженер ОТН \_\_\_\_\_

Представители подрядчика \_\_\_\_\_

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

Рабочее давление (максимальное) \_\_\_\_\_

Давление при гидрониспытании 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 Область применения

2.1.1 Настоящий раздел Стандарта 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 Стандарт определяет порядок технического надзора за эксплуатацией, виды, объем ремонтов, ревизий и их периодичность, методы и содержание ревизий, критерии и нормы отбраковки основных элементов резервуаров (в том числе с плавающей крышей или понтоном), а также рекомендует формы ведения технической документации.

### 2.2 Основные положения

2.2.1 Все работы по эксплуатации, техническому надзору, ревизиям и ремонту, а также ремонтные и аварийные работы на резервуарах должны производиться в полном соответствии с требованиями Стандарта, «Общих правил взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств. ПБ 09-540-03» [5], технологического регламента и технологических карт, а также других действующих правил безопасности, нормативно-технических документов, указаний вышестоящих и инспектирующих организаций.

2.2.2 Каждый действующий резервуар должен соответствовать проекту; иметь технический паспорт; быть оснащенный комплектом оборудования, предусмотренным проектом; иметь номер, четко написанный на стенке резервуара, согласно технологической карте и обозначенный в его паспорте. В соответствии с технологической картой на стенке резервуара около уровнера и на крыше около замерного люка наносится несмываемой краской значение базовой высоты и максимального предельного уровня наполнения, на стенке резервуара с понтоном, кроме того, надпись «с понтоном»; на резервуаре с понтоном должна быть указана предельно допустимая высота верхнего положения понтона. Все резервуары подлежат обязательной регистрации в службе технического надзора предприятия.

2.2.3 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» [116] с учетом особенностей и условий эксплуатации.

2.2.4 Знание и соблюдение положений настоящего Стандарта обязательно для всех лиц, связанных с эксплуатацией, надзором и ремонтом резервуаров.

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

2.2.6 На каждом предприятии на основе настоящего Стандарта должны быть составлены инструкции по техническому надзору, методам ревизии и отбраковке, учитывающие особенности условий эксплуатации своих резервуаров.

### 2.3 Надзор в период эксплуатации

2.3.1 Эксплуатируемые на предприятиях резервуары и их оборудование периодически должны осматриваться в соответствии с таблицей 2.1.

Т а б л и ц а 2.1 — Периодичность осмотров резервуаров в процессе эксплуатации

Вид осмотра	Периодичность
1. Сменный осмотр обслуживающим персоналом	Не реже 1 раза в смену
2. Осмотр лицом, ответственным за безопасную эксплуатацию резервуаров	Не реже 2 раз в месяц
3. Осмотр комиссией	Не реже 1 раза в 6 месяцев

Пр и м е ч а н и е — Для отдельных резервуаров вместимостью 1000 м<sup>3</sup> и менее при хранении некоррозионных продуктов разрешается проводить осмотр комиссией не реже одного раза в год при условии, что имеющийся опыт эксплуатации этих резервуаров подтверждает их надежное техническое состояние.

2.3.2 Сменный осмотр резервуаров обслуживающим персоналом проводится в процессе эксплуатации.

Осмотру подвергаются фундамент, отмостка, стенка резервуара, наружная часть окрайки днища, крыша, площадки обслуживания, лестницы, устройства молниезащиты и заземления, теплоизоляция, штуцера, люки, анкерные крепления, а также оборудование, находящееся снаружи.

При осмотре резервуара необходимо проверять (визуально) сварные соединения и основной металл в доступных местах, особое внимание обращая на швы нижних поясов стенки и в местах приварки стенки к днищу, 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).

Обо всех замеченных при осмотре неполадках и дефектах должно быть немедленно сообщено руководству цеха (парка) с принятием необходимых мер и обязательной записью в журнале осмотров резервуаров (рекомендуемая форма приведена в приложении К).

При обнаружении таких дефектов, как трещины, отпотины, свищи в сварных швах или в основном металле листов стенки, а также при появлении ненормального шума в резервуаре, течей в швах стенки (а у теплоизолированных резервуаров быстрого намокания или течи из-под изоляции) или из-под днища должны быть приняты меры к немедленному опорожнению резервуара полно-

стью 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 крыше и 2—3 верхних поясах резервуара безопытными способами (холодной пайкой или клевыми композициями) по соответствующей технологии.

2.3.3 Лица, ответственные за безопасную эксплуатацию резервуаров, должны производить осмотр резервуаров, их оборудования и арматуры в соответствии с требованиями 2.3.2 и приложения Т, как правило, без опорожнения резервуара от продукта с записью результатов осмотра в «Журнал осмотров резервуаров».

2.3.4 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.

2.3.5 При осмотре комиссией необходимо проверить:

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

б) 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);

в) правильность ведения технической документации;

г) состояние фундамента, отмостки, кольцевого лотка, окрайки днища, газоравнительной системы, стенки резервуара, крыши, сварных швов, в том числе в местах примыкания стенки к днищу, врезки люков-лазов, а также наружного защитного покрытия; для теплоизолированных резервуаров состояние теплоизоляции (отсутствие намокания, течей); при необходимости по усмотрению комиссии производится частичное снятие теплоизоляции для контроля состояния стенки резервуара и сварных швов;

д) исправность равномерного устройства и соблюдение норм налива, разрешенных технологической картой;

е) герметичность фланцевых соединений, сальниковых уплотнений арматуры;

ж) состояние дыхательных и предохранительных клапанов и другого оборудования, находящегося снаружи;

з) работу обогревающих устройств;

и) состояние заземления и молниезащиты: проверка заземляющих устройств, включая измерения сопротивления растеканию тока, должна проводиться не реже 1 (одного) раза в год (летом и при сухой почве);

к) состояние обвалования, отмостки, кольцевого лотка, а также лестниц, перила, площадок обслуживания.

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

а) наличие, исправность и правильную установку на резервуарах дыхательных клапанов непримерзающего типа и вентиляционных патрубков;

б) отсутствие снега в месте примыкания стенки к днищу, а также значительного скопления снега на крыше. По мере необходимости в период осмотра комиссией проводятся нивелировка окрайки днища, замер толщин стенок резервуаров, проверка отсутствия вибрации трубопроводов при наполнении (опорожнении) резервуара и др. по усмотрению комиссии.

2.3.7 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.

2.3.8 Результаты осмотра резервуара оформляются актом (см. приложение Л), 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, замера толщин элементов резервуара, если таковые производились.

## 2.4 Периодичность и объем ревизий

2.4.1 Ревизия резервуаров, находящихся в эксплуатации, проводится во время проведения плановых ремонтов (текущего, среднего и капитального).

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.

2.4.2 Периодичность ревизий резервуаров устанавливается в соответствии с таблицей 2.2.

Т а б л и ц а 2.2 — Периодичность ревизий резервуаров

В ремонты:	Периодичность
текущий	Один раз в 6 месяцев, предпочтительно в периоды подготовки к зимней или летней эксплуатации резервуаров
средний	В соответствии с таблицей 2.3
капитальный	По мере необходимости

2.4.3 Периодичность ревизий при средних ремонтах резервуаров устанавливается в зависимости от срока их эксплуатации и фактической скорости коррозии наиболее изнашиваемых основных несущих элементов (днища, стенки, крыши) в соответствии с таблицей 2.3.

Т а б л и ц а 2.3 — Периодичность ревизий резервуаров при средних ремонтах

Срок эксплуатации резервуаров	Периодичность, лет (год)		
	Скорости коррозии, мм/год		
	до 0,1	от 0,1 до 0,3	свыше 0,3
эксплуатирующихся в пределах нормативного расчетного срока (до 20 лет)	10	8	3
отработавших расчетный срок службы	8	6	3

**Примечания**

1 В отдельных случаях при техническом обосновании допускается увеличение периодичности ревизий средних ремонтов 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 таблице 2.3, то допускается срок ревизии совмещать с одной из зачисток.

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

2.4.5 Ревизия резервуара при текущем ремонте проводится путем внешнего осмотра стенки, крыши и наружного оборудования, учитывая требования 2.3.5 и 2.3.6. Результаты ревизии оформляют в соответствии с 2.3.8.

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

а) осмотр внутренних поверхностей и сварных швов резервуара (днища, стенки, крыши) и оборудования, находящегося внутри;

б) ревизия вспомогательного оборудования (арматуры, трубопроводов, средств КИПиА и др.) с частичной или полной разборкой. 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;

в) осмотр стыковых швов окраек днища и швов в месте примыкания стенки к днищу (снаружи и внутри резервуара), а также сварных соединений стенки и крыши (в первую очередь в местах, подверженных коррозии, со следами потек, деформаций); в этих местах рекомендуется провести выборочный контроль неразрушающими методами;

г) замер толщины металла стенки, днища, крыши резервуара, а также элементов штуцеров резервуара (патрубки, крышки, укрепляющие кольца);

д) контроль просадки резервуара путем нивелирования окрайки днища и центра резервуара. Нивелировка проводится не реже 1 раза в год в первые пять лет эксплуатации. В последующие годы, после стабилизации осадки основания, нивелировка проводится не реже 1 раза в 5 лет для резервуаров, эксплуатирующихся в пределах нормативного расчетного срока (до 20 лет) и не реже 1 раза в 4 года — для резервуаров, отработавших расчетный срок службы;

е) проверка геометрической формы резервуара и вертикальности его стенки. Проверка геометрической формы и вертикальности стенки проводится не реже 1 раза в 5 лет для резервуаров, эксплуатирующихся в пределах нормативного расчетного срока (до 20 лет), и не реже 1 раза в 4 года — для резервуаров, отработавших расчетный срок службы. Проверка вертикальности стенки для резервуаров вместимостью 2000 м<sup>3</sup> и более выполняется в период подготовки к ремонту, а также для всех резервуаров независимо от их вместимости в тех слу-

чаях, когда визуально наблюдаются нарушения геометрической формы и явные отклонения от вертикальности стенок;

ж) проверка состояния заземления и молниезащиты и защиты от статического электричества (проводится в соответствии с разделом 3.3 ПБ 09-560-03 [113]);

з) проверка противопожарного оборудования (пенные камеры, стояки пенокамер, места присоединения пожарных шлангов к стоякам);

и) испытания на прочность и плотность, а при необходимости, испытания на герметичность, внутреннее избыточное давление и вакуум.

2.4.7 При капитальном ремонте при ревизии выполняются те же операции, что и при среднем ремонте, кроме того, дополнительно:

а) проводится проверка осмотром всех стыковых вертикальных швов и мест пересечений вертикальных швов с горизонтальными двух нижних поясов внутри и снаружи резервуара с использованием лупы; проводится выборочный контроль неразрушающими методами в наиболее напряженных местах участков вертикальных стыков и мест пересечений вертикальных швов с горизонтальными;

б) стыковые швы окраек днища и швы в месте примыкания стенки к днищу подвергаются проверке осмотром с применением лупы внутри и снаружи резервуара; для уточнения состояния сомнительных стыковых швов окрайки и пересечений стыков окрайки днища со швом в месте примыкания стенки к днищу для резервуаров объемом 1000 м<sup>3</sup> и выше необходимо проверить эти стыки одним из методов неразрушающего контроля;

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

г) проверяется состояние основания и отмостки после выполнения всех ремонтных работ, связанных с исправлением основания, заменой днища или поясов стенки, затем контролируется положение резервуара нивелирной съемкой в незаполненном и заполненном состоянии (при гидравлическом испытании).

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

2.4.9 Результаты ревизии оформляются «Актом ревизии и отбраковки элементов резервуара». Акт утверждается техническим руководством предприятия (рекомендуемая форма приведена в приложении М).

2.4.10 Если в результате ревизии появились сомнения в несущей способности отдельных конструкций или всего резервуара, то для решения вопроса о возможности эксплуатации резервуара необходимо провести дополнительное обследование, для которого привлекаются специализированные организации.

**2.5 Методы и содержание ревизий**

2.5.1 При осмотре каждого вида резервуарного оборудования необходимо проверить:

а) герметичность разъемных соединений (фланцевых, резьбовых);

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

в) 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;

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

д) исправность шарнира и прокладочных колец в замерном люке, плотность прилегания крышки, герметичность запираания;

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

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

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

и) правильность действия хлопушки или подъемной шарнирной трубы (надежность запираания, подъем должен быть плавным и легким) в приемораздаточных патрубках; исправность состояния троса и крепления его к лебедке;

к) правильность показаний прибора замера уровня.

2.5.2 Внутренний осмотр резервуара проводится после полного освобождения его от продуктов и отсоединения трубопроводов путем установок заглушек, зачистки, промывки, пропарки и полной дегазации резервуара.

При внутреннем осмотре проверяются:

а) наличие коррозии внутренних поверхностей и сварных соединений стенок, крыши, днища, мест примыкания стенки к днищу снаружи и внутри, места врезки люков и резервуарного оборудования; наличие хлопунцов, вмятин;

б) исправность внутреннего оборудования;

в) состояние опорных элементов крыши, в случае необходимости производится вырезка участков крыши размером 0,5 x 0,5 м в местах примыкания опорных элементов к стенке и других местах по усмотрению службы технического надзора;

г) состояние внутреннего антикоррозионного покрытия или элементов протекторной защиты.

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

Работы по измерению толщины стенок ультразвуковыми толщиномерами выполняются согласно инструкциям на эти приборы.

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

СТЕНКА РЕЗЕРВУАРА: измеряются толщины листов на трех нижних поясах, в первую очередь в местах, подверженных коррозии, затем выборочно на остальных листах, но не менее чем по четырем диаметрально противоположным образующим.

Для резервуаров с сырой нефтью, сырым газовым конденсатом, бензином дополнительной толщинометрии подвергается нижняя часть первого пояса на высоту не более 50 мм от днища — не менее одного замера на каждом листе.

На каждом следующем поясе проверяются толщины на всех листах с явной коррозией; при отсутствии последней — по усмотрению службы технического надзора, но не менее чем по одной образующей (вдоль шахтной лестницы).

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 наименьшая величина из всех его измерений.

ДНИЩЕ: измеряется толщина во всех местах, подверженных коррозии; в необходимых случаях для уточнения зон коррозионного износа выполняют дополнительный объем измерений, используя координатную сетку (100x100 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. На каждом листе проводится не менее трех измерений.

Для днищ, имеющих защитное покрытие, ревизия проводится путем визуального осмотра с целью обнаружения дефектов покрытия в виде трещин, местного поверхностного или сквозного на всю толщину разрушения. Толщина замерыется прежде всего в местах нарушения покрытия.

НАРУЖНАЯ ЧАСТЬ ОКРАЙКИ ДНИЩА: измеряется толщина во всех местах, подверженных коррозии; при отсутствии видимых следов коррозии замер толщины производят выборочно по усмотрению службы технического надзора, но не менее чем через лист.

КРЫША: 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 крыши к стенке (краевых листах), равномерно расположенных по периметру, и на каждом из 3—4 перекрещивающихся диаметров по 3 точки.

В местах, где имеется значительное коррозионное разрушение крыши, необходимо вырезать отверстия размером 500x500 мм для измерения сечений элементов несущих конструкций.

ПАТРУБКИ, размещенные на листах первого пояса, измеряют равномерно по окружности, в том числе в нижней части не менее чем в двух точках. На остальных патрубках, крышках и накладных кольцах штуцеров и люков измерение проводится в двух-трех точках.

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

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

2.5.5 Величина неравномерной осадки наружного контура днища определяется путем нивелирования в строго зафиксированных контрольных точках по окрайке днища, расположенных не реже чем через 6 м, но не менее чем в шести точках, начиная от приемораздаточного патрубка с нумерацией по часовой стрелке (как правило, в точках, соответствующих вертикальным швам нижнего пояса).

2.5.6 Величины неравномерной осадки днища определяются с применением оптических и гидравлических нивелиров. Нивелировка наружного контура днища резервуара проводится в теплое время года. Допускаемые отклонения наружного контура днища приведены в 2.6.

2.5.7 Измерение уклона днища 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.

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.

2.5.8 Контроль качества сварных соединений при ревизии и ремонте резервуара осуществляется в соответствии с требованиями действующих государственных, отраслевых стандартов, строительных норм и правил, НТД на ремонт резервуаров [38; 62—64; 70—73; 109; 116].

Контроль качества сварных соединений при ревизии включает:

- а) наружный осмотр и измерение геометрических размеров (ВИК);
- б) физические методы контроля (при необходимости). Объем контроля устанавливается в зависимости от вида ремонта, при котором проводится ревизия (см. 2.4.6, 2.4.7).

2.5.9 Контроль качества сварных соединений, выполненных в период ремонтных работ, включает:

- а) наружный осмотр в объеме 100%;
- б) испытание на непроницаемость и герметичность керосином, вакуум-камерой, внутренним избыточным давлением — в зависимости от элемента резервуара, на котором проводился ремонт;
- в) физические методы контроля (радиографический, ультразвуковой, цветной или магнитопорошковый).

Требования к контролю качества сварных соединений при ремонте резервуаров такие же, как и при сооружении новых резервуаров. Методы и объемы неразрушающего контроля должны соответствовать рабочей документации на ремонт резервуара и учитывать требования ПБ 03-605-03 [109] и СНиП 3.03.01-87 [37].

Радиографический контроль применяется для контроля стыковых сварных швов стенки и стыковых швов окраек днищ в зоне сопряжения со стенкой резервуаров. Для соединений из деталей толщиной 8 мм и более допускается вме-

сто радиографического контроля применять контроль ультразвуковой дефектоскопией.

Контроль магнитопорошковой или цветной дефектоскопией проводится для всех вертикальных сварных швов стенки и швов соединения стенки с днищем резервуаров и для сварных швов приварки люков и патрубков к стенке резервуара.

Монтажные приспособления или временные крепления должны быть удалены с поверхности стенки резервуара, зоны их крепления зачищены заподлицо с основным металлом, с последующей проверкой цветным методом для резервуаров I-го класса и визуальным контролем — для остальных резервуаров. Вырвы металла недопустимы.

2.5.10 Резервуары низкого давления испытываются в соответствии со СНиП 3.03.01-87 [37] и ПБ 03-605-03 [109] на прочность и устойчивость избыточным давлением, которое принимается на 25% больше проектной величины, и вакуумом — на 50% больше проектной величины, если в проекте нет других указаний; продолжительность нагрузки — 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.

2.5.11 Каждый резервуар после среднего и капитального ремонта должен быть проверен на плотность и прочность путем налива воды до высоты, предусмотренной проектом или определенной расчетом.

**П р и м е ч а н и е** — 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°C. При испытаниях резервуаров при температуре ниже 5°C должна быть разработана программа испытаний, предусматривающая мероприятия по предотвращению замерзания воды в трубах, задвижках, а также обмерзания стенки резервуара.

Резервуар, залитый водой до верхней проектной отметки, испытывают с выдерживанием под этой нагрузкой (без избыточного давления) в течение следующего времени (если в проекте нет других указаний):

- вместимостью до 20000 м<sup>3</sup> — не менее 24 часов;
- свыше 20000 м<sup>3</sup> — не менее 72 часов.

2.5.12 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 отмоксти необходимо прекратить испытание, слить воду, установить и устранить причину течи.

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

- а) при обнаружении дефектов в I поясе — полностью;
- б) при обнаружении дефектов в поясах от II до VI — на один пояс ниже расположения дефекта;
- в) при обнаружении дефектов в VII поясе и выше — до V пояса.

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

2.5.13 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 отмоксте и если уровень воды не будет снижаться.

## 2.6 Допускаемые отклонения и нормы отбраковки элементов резервуаров

Допускаемые отклонения и нормы отбраковки элементов резервуаров, спроектированных и смонтированных до введения ПБ 03-605-03 [109], не должны превышать значений, изложенных в настоящем разделе.

2.6.1 Предельные отклонения (допускаемые величины) фактических геометрических размеров и форм стальных конструкций резервуаров приведены в таблицах 2.4—2.7.

Т а б л и ц а 2.4

Параметр	Предельные отклонения (допускаемые величины), мм
<b>Днище</b>	
1. Отклонение отметок наружного контура в зависимости от резервуара	Табл. 2.5
2. Высота хлопунгов при диаметре днища: до 12 м (предельная площадь хлопунга — 2 м <sup>2</sup> ) св. 12 м (предельная площадь хлопунга — 5 м <sup>2</sup> )	150 180
<b>Стенка</b>	
3. Отклонение внутреннего диаметра на уровне днища: до 12 м включительно свыше 12 м	± 40 ± 60
4. Отклонение высоты при монтаже: из рулонных заготовок высотой: до 12 м до 18 м из отдельных листов	± 20 ± 25 ± 30

Окончание таблицы 2.4

Параметр	Предельные отклонения (допускаемые величины)
5. Предельные отклонения образующих стенки от вертикали	Табл. 2.6
6. Выпучины или вмятины на поверхности вдоль образующей	Табл. 2.7
<b>Плавающая крыша и понтон</b>	
7. Разность отметок верхней кромки наружного вертикального кольцевого листа коробов плавающей крыши или понтона: для соседних коробов для любых других коробов	30 40
8. Отклонение направляющих плавающей крыши или понтона от вертикали на всю высоту в радиальном и тангенциальном направлениях	25
9. Отклонение зазора между направляющей и патрубок плавающей крыши или понтона (при монтаже на днище)	20
10. Отклонение наружного кольцевого листа плавающей крыши или понтона от вертикали на высоту листа	10
11. Отклонение зазора между наружным вертикальным кольцевым листом короба плавающей крыши или понтона и стенкой резервуара (при монтаже на днище)	10
12. Отклонение трубчатых стоек от вертикали при опирании на них плавающей крыши При гидравлических испытаниях резервуара:	30
13. Отклонение величин зазоров между верхней кромкой наружной стенки коробов плавающей крыши (понтона) и стенкой резервуара от номинального значения: для резервуаров $V < 2000 \text{ м}^3$ для резервуаров $V \geq 2000 \text{ м}^3$	± 40 + 100; — 80
14. Отклонение величин зазоров между направляющими трубами и патрубками в плавающей крыше (понтоне) от номинального значения: для резервуаров высотой до 12 м для резервуаров высотой до 18 м	± 12 ± 20
<b>Крыша стационарная</b>	
15. Разность отметок смежных узлов верха радиальных балок и ферм на опорах	20

Предельные отклонения (допускаемые величины) от горизонтали наружного контура днища после монтажа резервуара не должны превышать значений, указанных в таблице 2.5.

Т а б л и ц а 2.5

Объем резервуара, м <sup>3</sup>	Разность отметок наружного контура днища, мм			
	при незаполненном резервуаре		при заполненном резервуаре	
	смежных точек на расстоянии 6 м по периметру	любых других точек	смежных точек на расстоянии 6 м по периметру	любых других точек
Менше 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

Предельные отклонения от горизонтали наружного контура днища эксплуатируемых резервуаров могут быть увеличены по сравнению с допускаемыми величинами, указанными в таблице 2.5, согласно РД-08-95-95 [107]:

- при сроке эксплуатации более 5 лет — в 1,3 раза;
- при сроке эксплуатации более 20 лет — в 2 раза.

Предельные отклонения (допускаемые величины) от вертикали образующих стенки после монтажа резервуара не должны превышать значений, указанных в таблице 2.6.

Т а б л и ц а 2.6

Объем резервуара, м <sup>3</sup>	Предельные отклонения от вертикали образующих стенки из рулонов и отдельных листов (±), мм											
	Номера поясов, 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

#### Примечания

1 Предельные отклонения даны для стенок из листов шириной 1,5 м. В случае применения листов другой ширины предельные отклонения образующих стенки от вертикали на уровне всех промежуточных поясов следует определять интерполяцией.

2 Измерения следует производить для каждого пояса на расстоянии до 50 мм от верхнего горизонтального шва.

3 Отклонения надлежит проверять не реже чем через 6 м по окружности резервуара.

4 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. При этом зазор между стенкой резервуара и плавающей крышей или понтоном должен находиться в пределах, обеспечиваемых конструкцией затвора.

5 При определении отклонений учитывают телескопичность стенки резервуаров, смонтированных подбетонным способом.

6 Для отдельных резервуаров, эксплуатирующихся не более 25 лет и имеющих отклонения от вертикали выше указанных в таблице 2.6 и примечании 4, допускается временная эксплуатация на основании заключения специализированной организации при условии, что эти отклонения не прогрессируют.

Предельные отклонения от вертикали образующих стенки эксплуатируемых резервуаров могут быть увеличены по сравнению с допускаемыми величинами, указанными в таблице 2.6, согласно РД-08-95-95 [107]:

- при сроке эксплуатации более 5 лет — в 1,3 раза;
- при сроке эксплуатации более 20 лет — в 2 раза.

2.6.2 Допускаемые местные отклонения (выпучины и вмятины) стенки от прямой, соединяющей верхний и нижний края деформированного участка вдоль образующей (для новых резервуаров), приведены в таблице 2.7.

Т а б л и ц а 2.7 — Допускаемые стрелы прогиба выпучин или вмятин на поверхности стенки вдоль образующей

Расстояние от нижнего до верхнего края выпучины или вмятины, мм	Допускаемая величина стрелы прогиба выпучины или вмятины, ± мм
До 1500 включительно	15
Свыше 1500 до 3000 включительно	30
Свыше 3000 до 4500 включительно	45

Для резервуаров, находящихся в эксплуатации более 5 лет, допускаются отклонения на 30% большие, чем отклонения для построенных вновь.

2.6.3 Недопустимы резкие неплавные переломы в нижних поясах стенки, которые дают «хлопки» при заливе и сливе продукта.

2.6.4 Для длительно эксплуатирующихся резервуаров:

- на днищах диаметром до 12 м включительно высота выпучин не должна превышать 200 мм при предельной площади хлопуна 2 м<sup>2</sup>;

- на днищах диаметром свыше 12 м высота выпучин не должна превышать 220 мм при предельной площади хлопуна 5 м<sup>2</sup>.

При наличии зон днищ с большей высотой хлопунов (или меньшей площадью хлопунов), а также при наличии местного перелома (угла) на поверхности листа, образованного резким изгибом, днище подлежит исправлению.

2.6.5 При наличии отклонений, величины которых превышают допустимые пределы, указанные в 2.6.1, 2.6.2 и 2.6.4, резервуар должен быть выведен из эксплуатации для исправления дефектов формы. Допускается эксплуатация такого резервуара до очередного ремонта с ограничением эксплуатационных нагрузок (уровень налива, вакуум), подтвержденным расчетом.

П р и м е ч а н и е — При проведении диагностирования экспертная организация имеет право разрешить эксплуатацию конкретного резервуара с отклонениями, превышающими допустимые пределы, если установлено, что такое увеличение не снижает прочности и устойчивости резервуара и обеспечиваются нормальные условия для функционирования плавающей крыши (понтон), а также уплотняющего затвора.

2.6.6 По внешнему виду сварные швы должны удовлетворять следующим требованиям:

- а) по форме и размерам швы должны соответствовать проекту;
- б) иметь гладкую или равномерно чешуйчатую поверхность (без наплывов, прожогов, сужений и прерывов) и плавный переход к основному металлу;
- в) наплавленный металл должен быть плотным по всей длине шва, не иметь трещин и дефектов в виде пор, шлаковых включений и т.п.;
- г) подрезы основного металла на 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 (выбирается из таблицы У.2 приложения У));
- 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);
- д) отклонения размеров швов сварных соединений от проектных не должны превышать величин, указанных в стандартах [45--51];
- е) расстояния между сварными швами окрайки днища и вертикальными сварными швами первого пояса не должны быть меньше 200 мм [107].

2.6.7 Сварные соединения конструктивных элементов резервуара по результатам неразрушающих методов контроля должны удовлетворять требованиям к сварным швам, приведенным в приложении У.

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.

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

2.6.9 Отбраковочная толщина листов поясных элементов резервуара определяется по формуле (2.1) с последующей проверкой на устойчивость в соответствии со СНиП II-23-81 [34].

$$\delta_{отб} = \frac{(n_1 \cdot \gamma \cdot H_i \cdot 10^{-6} + n_2 \cdot p) D \cdot K}{2m \cdot R_H \cdot \varphi}, \text{ м.} \quad (2.1)$$

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 м<sup>3</sup> отбраковочная толщина трех верхних поясов должна быть не менее проектной, уменьшенной на 30 %:

$n_1$  — коэффициент перегрузки по жидкости, принимаемый равным 1,1;

$\gamma \cdot g$  — удельный вес хранимого продукта, Н/м<sup>3</sup>;

$\rho$  — плотность хранимого продукта, кг/м<sup>3</sup>;

$g$  — 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  $H_n$  до нижней кромки рассчитываемого пояса.

При условии равенства высот каждого пояса

$$H_i = H_n - (i-1) \cdot h_n, \quad (2.2)$$

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

$H_n$  — установленный максимальный уровень налива жидкости, м;

$H_i$  — установленная высота уровня налива жидкости в резервуаре, м;

$h_n$  — высота пояса резервуара, м;

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

$p$  — избыточное давление под крышей резервуара, МПа;

$D$  — диаметр резервуара, м;

$K$  — коэффициент надежности по материалу, принимаемый в соответствии со СНиП II-23-81 [34] в зависимости от марки стали: для углеродистой и низколегированной сталей  $K=1,05$ ;

$m$  — коэффициент условий работы, принимаемый в соответствии со СНиП 2.09.03-85 [36]:

для нижнего пояса  $m = 0,7$ ;

для остальных поясов  $m = 0,8$ ;

$R_H$  — нормативное сопротивление (МПа) прокатной стали, равное минимальному значению предела текучести стали листов, выбираемое по СНиП II-23-81 [34]; если имеющиеся сертификаты данные металла листов соответствуют ГОСТу, 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;

$\varphi$  — 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 Н.



**Примечания**

1 Если расчет на устойчивость в соответствии со СНиП II-23-81 [34] не выполняется на отбраковочные толщины листов поясов стенки резервуара, определенные по формуле (2.1), то следует их увеличить (методом приближения) с последующей повторной проверкой на устойчивость до положительного результата. При необходимости расчеты выполняются специализированной организацией.

2 При изменении или уточнении отдельных исходных данных (например, замене продукта, высоты уровня наполнения резервуара и др.) необходимо произвести уточненный расчет отбраковочных величин стенки для каждого конкретного резервуара.

3 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, определяемом расчетом.

4 При необходимости должен проводиться расчет отбраковочных величин стенки резервуара с учетом сейсмостойкости. Расчет выполняется специализированной организацией.

2.6.10 Замена подлежат все листы поясов стенки, фактические толщины которых менее отбраковочных величин, полученных в результате расчета на прочность и устойчивость.

Если листы с уменьшенной толщиной не заменяются, то необходимо снизить уровень налива продукта либо величину эксплуатационного вакуума или избыточного давления. Возможность снижения эксплуатационных нагрузок определяется расчетом. Допускается выполнить конструктивное усиление стенки методами, разработанными или согласованными со специализированной организацией.

2.6.11 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. Недопустимы также прогибы листов окрайки днища.

2.6.12 Листы крыши резервуара отбраковываются и заменяются при коррозионном износе на 50% и более от проектной величины, но не менее 1,5 мм, а также с переломами и резкими изгибами.

2.6.13 Минимальная расчетная толщина полотна для самонесущих крыш определяется в соответствии с разделом 3.7.5 ПБ 03-605-03 [109].

2.6.14 Несущие конструкции крыши (фермы, прогоны, балки, связи) резервуара отбраковываются при уменьшении толщины профиля на 30% и более от проектной величины, если сохраняется их расчетная несущая способность.

2.6.15 Участки днища, стенки, крыши 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.

2.6.16 Для элементов резервуаров, имеющих защитное покрытие, участки с трещинами подлежат удалению и последующему восстановлению по технологии, предусмотренной проектом. Если покрытие имеет дефекты на площади

50% и более, оно полностью удаляется, элементы контролируются, и решается вопрос об эффективности покрытия и его восстановлении.

Эти особенности ревизии резервуаров с покрытиями должны найти отражение в заводских инструкциях.

2.6.17 Отбраковочные толщины патрубков штуцеров определяются в соответствии с таблицей 2.8.

Таблица 2.8

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

Для крышек люков и штуцеров минимальная отбраковочная толщина определяется расчетом на прочность. Отбраковочная толщина для укрепколец равна проектной толщине за вычетом прибавки на коррозию.

2.6.18 Отмостка вокруг резервуара должна иметь необходимый уклон (не менее 1:10), обеспечивающий отвод воды в сторону кольцевого лотка.

При наличии в отмостке дефектов поврежденные участки необходимо исправлять с учетом следующих требований:

а) нижний утор резервуара должен быть выше окружающей отмостки и должен быть обеспечен отвод атмосферных осадков от резервуара;

б) не допускаются наличие всякой растительности и скопление воды и снега у контура резервуара;

в) 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.

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

2.6.20 Допускаемые отклонения и нормы отбраковки элементов резервуаров, спроектированных и смонтированных в соответствии с ПБ 03-605-03 [109], должны соответствовать указанным Правилам.

## 2.7 Особенности эксплуатации и технического надзора за резервуарами с плавающей крышей или понтоном

### 2.7.1 Надзор в период эксплуатации

2.7.1.1 Приемка резервуаров с плавающей крышей или понтоном в эксплуатацию после монтажа или ремонта проводится в соответствии с 2.2.1. Кроме того, должны быть представлены техническая документация на плавающие крыши (металлические и неметаллические понтоны), на конструкцию уплотняющих затворов и акты испытаний 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 ма-

териалов, отвечающих специальным техническим требованиям для каждого конкретного вида изделия и удовлетворяющих требованиям охраны труда и пожарной безопасности.

2.7.1.2 Осмотр резервуаров с плавающей крышей (понтон) в процессе эксплуатации проводится:

а) ежемесячно (ежедневно) — обслуживающим персоналом с записью в сменном журнале, а также, независимо от этого, перед каждым наполнением или опорожнением:

б) 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 2.7.1.3 в периоды резкой смены погоды и температуры (после метели, заморозков или оттепели);

в) 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 проводится в соответствии с графиком, утвержденным главным инженером предприятия.

2.7.1.3 При еженедельном (ежедневном) и еженедельном осмотрах наряду с операциями контроля и наблюдения, указанными в 2.3.2 и 2.3.3 настоящего Стандарта, необходимо проверить:

а) положение плавающей крыши, ее горизонтальность — отсутствие видимого крена.

Запрещается эксплуатация резервуара с перекошенным понтоном.

Временная эксплуатация резервуаров с притопленными понтонами возможна при условиях:

1) погружения понтона на днище и надежного его закрепления;

2) приведения оборудования на крыше резервуара (дыхательных и предохранительных клапанов) в соответствие с правилами эксплуатации резервуаров без понтонов.

Решение о временной эксплуатации должно быть принято по каждому резервуару при наличии технического обоснования на основе осмотра и проверки технического состояния резервуара комиссией под руководством главного инженера предприятия. В случае затруднения при принятии такого решения возможно привлечение специализированной организации;

б) отсутствие продукта или воды в коробах и центральной части плавающей крыши; в зимнее время — наличие снега на плавающей крыше.

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

Не допускаются накопление снега на плавающей крыше толщиной более 0,1 м и односторонний нанос снега или односторонняя наледь на стенке резервуара;

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

г) наличие следов касания плавающей крыши (понтон) о стенки резервуара и направляющие стойки;

д) состояние кольцевого уплотняющего затвора;

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

ж) состояние системы заземления;

и) состояние катушек лестницы.

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

2.7.1.4 Осмотр арматуры и оборудования резервуаров (сифонных кранов, задвижек, огнепреградителей, хлопушек, лестниц, водоспуска) проводится еженедельно механиком или лицом, ответственным за безопасную эксплуатацию резервуаров.

2.7.1.5 При периодическом осмотре комиссией, кроме указанного в 2.3.5, проверяется:

а) 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.);

б) техническое состояние понтона (через световой или монтажный люк), плавающей крыши (с верхней площадки резервуара), уплотняющего затвора, катушек лестницы, системы заземления; проверка электрической связи понтона с землей должна выполняться не реже 1 (одного) раза в год, одновременно с проверкой заземления резервуара путем измерения омического сопротивления заземляющего устройства;

в) герметичность коробов и отсеков;

г) погружение плавающей крыши.

Погружение плавающей крыши не должно превышать 300 мм;

д) состояние окраски плавающей крыши (проверяется 2 раза в год — весной и осенью);

е) фактическое состояние резервуара, правильность ведения технической документации и технологического режима в соответствии с требованиями 2.3.5.

2.7.1.6 При осмотре резервуаров в осенний период (при подготовке к зиме) или в зимний период необходимо проверить дополнительно отсутствие 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 2.3.8.

## 2.7.2 Объем ревизий и их периодичность

2.7.2.1 При выполнении ревизий резервуаров с плавающей крышей или понтоном должны соблюдаться требования 2.4 и настоящего подраздела.

2.7.2.2 Периодичность ревизий резервуаров с плавающей крышей или понтоном определяется в соответствии с 2.4.2 — 2.4.4 настоящего документа.

2.7.2.3 Ревизия резервуаров с плавающей крышей (понтон) при текущем ремонте выполняется без освобождения от хранимого продукта путем внешне-го осмотра в соответствии с требованиями 2.7.1.3 и 2.7.1.5.

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

- а) визуальный осмотр основных элементов плавающей крыши (понтон);
- б) замер толщины стенок коробов и центральной части крыши понтон;
- в) проверка технического состояния уплотняющих затворов;

при затворе фирмы «Вингине» — проверка на герметичность заделки зазоров в отверстиях для крепления затвора к стенке коробов (уплотнение болтов);

г) измерение зазоров между понтоном или плавающей крышей и стенкой резервуара, а также между понтоном или плавающей крышей и направляющими стойками;

- д) операции, указанные в 2.4.6.

**П р и м е ч а н и е** — Замер толщины стенок резервуара, крыши, коробов и центральной части плавающих крыш рекомендуется проводить дополнительно, не реже одного раза между средними ремонтами.

2.7.2.5 В период проведения капитального ремонта при ревизии выполняются все операции, перечисленные в 2.4.7 и 2.7.2.4.

### 2.7.3 Методы и содержание ревизий

2.7.3.1 При ревизии резервуаров с плавающей крышей или понтоном следует руководствоваться требованиями 2.5 и настоящего подраздела.

2.7.3.2 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:

а) плотность прилегания уплотняющего затвора понтон или плавающей крыши к стенке резервуара, к направляющим стойкам, трубам пробоотборника ПСР, УДУ;

б) отсутствие отпотин или хранимого продукта на ковре понтон или плавающей крыши и в коробах;

в) горизонтальность поверхности понтон или плавающей крыши (отсутствие видимого крена);

г) надежность крепления к понтону или плавающей крыше и исправность проводов для отвода статического электричества;

д) исправность катушек лестницы, водоспуска и другого оборудования, установленного на плавающей крыше.

2.7.3.3 Полный осмотр резервуаров с плавающей крышей (понтон) проводится в ремонт при положении плавающей крыши (понтон) на настенных кронштейнах или опорных стойках.

При этом необходимо проверить:

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

б) чистоту поверхности плавающей крыши (понтон) — отсутствие продуктов коррозии, грязи;

в) толщину металла коробов и центральной части плавающей крыши (понтон);

г) состояние конструкций плавающей крыши или понтон;

д) сварные швы коробов и центральной части плавающей крыши (понтон);

е) исправность оборудования, установленного на плавающей крыше (понтон);

ж) состояние уплотняющего затвора между плавающей крышей (понтон) и стенкой резервуара, а также направляющих стоек;

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

2.7.3.4 При ревизии резервуаров с плавающей крышей (понтон) необходимо выполнить следующие замеры:

а) толщинометрию основных элементов резервуара в соответствии с 2.5.3, кроме того, измеряется толщина листов понтон (плавающей крыши) на центральной части (не менее чем в 8 точках, равномерно расположенных на 2—3 перекрещивающихся диаметрах), а также коробах и ребрах жесткости (не менее трех точек на каждом элементе);

б) отклонения от вертикали направляющих стоек плавающей крыши (понтон).

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

в) отклонения опорных стоек от вертикали при опирании на них понтон (плавающей крыши).

Вертикальность опорных стоек проверяется с помощью отвеса, опущенного от верха стойки до днища резервуара;

г) отклонения от вертикали наружного кольцевого листа коробов плавающей крыши (понтон).

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

д) отклонения от горизонтальности верхних кромок наружных кольцевых листов коробов плавающей крыши (понтон).

Горизонтальность верхних кромок кольцевых листов определяется нивелировкой.

Нивелировка проводится через каждые 6 м по периметру при положении понтон на днище;

е) отклонения величин зазоров между наружным кольцевым листом короба плавающей крыши (понтон) и стенкой резервуара (против каждого вертикального шва стенки).

Отклонения не должны превышать данные таблицы 2.4 настоящего Стандарта.

2.7.3.5 Ревизия резервуаров с понтоном из синтетических материалов типа ПСМ включает в себя:

а) проверку соответствия назначения понтона и хранимого в резервуаре продукта;

б) проверку соответствия условий работы понтона (скорость подъема, предельный уровень наполнения, максимальная температура хранимого продукта и т.д.) требованиям проекта и инструкциям организаций разработчиков синтетических понтонов;

в) проверку заземляющего устройства для защиты от статического электричества, которая проводится при каждом ремонте понтона или резервуара, но не реже 1 (одного) раза в год;

г) визуальный осмотр неметаллического понтона через световой люк, при котором проверяется отсутствие хранимых продуктов на поверхности ковра, видимого крена понтона, зазора между затвором и стенкой резервуара, разрывов ковра, обрывов токоотводов заземления.

2.7.3.6 Полный осмотр неметаллического понтона внутри резервуара производят при положении его на настенных кронштейнах или опорных стойках.

При этом проверяется:

а) герметичность швов ковра и отсутствие разрывов в нем и затворе;

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

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

г) отсутствие обрыва токоотводов заземления.

2.7.3.7 При осмотре понтонов типа ПСМ в период среднего или капитального ремонтов, кроме проверок операций по 2.7.3.6, необходимо проверить:

а) ширину зазора между кольцом жесткости понтона и стенкой резервуара через каждые 6 м по периметру; допускаемые величины отклонений приведены в таблице 2.4 настоящего Стандарта;

б) ширину зазора между направляющей и патрубком в понтоне или коробке плавающей крыши; допускаемые величины отклонений приведены в таблице 2.4 настоящего Стандарта;

в) 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.

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

а) днища плавающих крыш и понтонов проверяют вакуум-камерой, смазывая участки швов мыльным или другим пенообразующим раствором.

Вакуум-камера должна создавать разрежение над контролируемым участком с перепадом давления не менее 250 мм вод. ст. Появление пузырьков указывает на наличие неплотностей;

б) 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 (понтоном) после проверки и испытаний на герметичность должны быть представлены техническая документация на конструкцию уплотняющих затворов и акты испытаний на герметичность коробов плавающей крыши или понтонов.

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

Скорость подъема (опускания) понтона или плавающей крыши при гидравлических испытаниях не должна превышать эксплуатационную.

2.7.3.10 По мере подъема и опускания плавающей крыши (понтона) в процессе гидравлического испытания производят:

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

б) замеры зазоров между верхней кромкой наружной стенки коробов плавающей крыши или понтона и стенкой резервуара через каждые 6 м по периметру.

Замеры выполняют линейкой с миллиметровыми делениями в зоне стыков между поясами, отступая на 50–100 мм от каждого вертикального шва стенки (при необходимости — между швами);

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

Допустимые отклонения величин зазоров приведены в таблице 2.4 п. 2.6.1.

#### 2.7.4 Допускаемые отклонения и нормы отбраковки элементов резервуаров

2.7.4.1 При ревизии резервуаров с плавающей крышей или понтоном необходимо руководствоваться требованиями проекта по допускаемым величинам отклонений, контролю качества работ и испытанию резервуаров и величинами допускаемых отклонений и нормами отбраковки, приведенными в табл. 2.4 настоящего Стандарта.

2.7.4.2 Допускаемые величины отклонения образующих стенки от вертикали для резервуаров с плавающей крышей (понтоном) не должны превышать значений, указанных в таблице 2.6 настоящего Стандарта, при этом зазор между стенкой резервуара и плавающей крышей или понтоном должен находиться в пределах, обеспечиваемых конструкцией затвора.

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

- когда нарушена герметичность плавающей крыши (понтона). Не допускается заполнение продуктом более двух смежных отсеков понтона или плавающей крыши (при нарушении герметичности коробов);

- когда толщина стенок коробов понтонного кольца или центральной части, изготовленных из стали, 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 в других случаях.

2.7.4.4 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.

## 2.8 Перечень необходимой документации при эксплуатации резервуаров

2.8.1 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 приемосдаточная техническая документация в соответствии с требованиями нормативных документов по монтажу и приемке [33; 109; 112].

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

2.8.3 На каждый эксплуатирующийся резервуар в цехах, парках, производственных ведётся следующая техническая документация:

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

б) градуировочная таблица резервуара;

в) технологическая карта эксплуатации резервуара;

г) график осмотров и ремонтов резервуаров;

д) журнал текущего обслуживания;

е) журнал осмотров резервуаров;

ж) 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;

з) журнал эксплуатации молниезащиты, защиты от проявления статического электричества;

и) схема молниезащиты и защиты резервуара от проявлений статического электричества;

к) распоряжения, акты на замену оборудования резервуаров;

л) технологические карты на замену оборудования резервуаров;

м) дефектная ведомость;

н) акты сдачи резервуара в ремонт и приемки из ремонта (рекомендуемые формы --- приложения Р, С);

о) акты испытания резервуара после приемки или последнего ремонта;

п) инструкция по эксплуатации и техническому надзору, методам ревизии и нормам отбраковки элементов резервуаров, разработанная на основе настоящего Стандарта с учетом особенностей эксплуатации.

2.8.4 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, в зависимости от типа ремонтных работ, следующие документы:

а) дефектная ведомость;

б) чертежи, связанные с ремонтом;

в) проект производства работ по ремонту резервуара или технологическая карта ремонта отдельных мест или узлов;

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

д) сертификаты на уплотнительные элементы затворов на резервуарах с плавающей крышей (понтон);

е) копии удостоверений (дипломов) о квалификации сварщиков;

ж) журнал проведения ремонтных работ и журнал сварочных работ с указанием атмосферных условий в период ремонта;

з) акты испытания сварных соединений днища, стенки, крыши, плавающей крыши (понтон) на герметичность;

и) заключения по качеству сварных соединений стенки и окрайков днища со схемами расположения мест контроля при физических методах контроля;

к) акты приемки основания и гидронизирующего слоя;

л) результаты нивелирной съемки по наружному контуру днища и самого днища; результаты измерений геометрической формы и проверки вертикальности стенки, в том числе и местных отклонений;

м) результаты измерений зазоров между стенкой и плавающей крышей (понтон);

н) результаты измерений вертикальности направляющих плавающей крыши (понтон);

о) акты на ремонт и испытание арматуры, клапанов (дыхательных, предохранительных);

п) результаты осмотров и проверки заземляющих устройств и молниезащиты, измерений омического сопротивления заземления;

р) акт испытания резервуара в целом после ремонта.

**Приложение К  
(рекомендуемое)**

**Журнал осмотров резервуаров**

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

**Приложение Л  
(рекомендуемое)**

УТВЕРЖДАЮ  
Главный инженер \_\_\_\_\_  
« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20 \_\_\_\_ г.

**АКТ**  
осмотра резервуара \_\_\_\_\_ объекта \_\_\_\_\_ от « \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20 \_\_\_\_ г.

Настоящий акт составлен о том, что комиссией в составе:

Начальника цеха (парка) \_\_\_\_\_

Старшего механика цеха (парка) \_\_\_\_\_

Представителя технического надзора \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_ указать представителей других служб (в случае их привлечения)

в соответствии с графиком проведен осмотр с целью выявления технического состояния резервуара \_\_\_\_\_ без освобождения его от продукта.

**В ходе осмотра проверено:**

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

б) режим эксплуатации резервуара;

в) правильность ведения технической документации;

г) состояние стенки, крыши, сварных швов, в том числе в местах примыкания стенки к днищу, врезки люков-лазов, а также наружного защитного покрытия; для теплоизолированных резервуаров состояние теплоизоляции (отсутствие намокания, течей); \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_ если снималась теплоизоляция, указать в каком объеме

д) техническое состояние лонтона, плавающей крыши, уплотняющего затвора, катушек лестницы, системы заземления, герметичность коробов и отсеков; погружение плавающей крыши;

е) исправность уровнемерного устройства и соблюдение норм налива, разрешенных технологической картой;

ж) герметичность фланцевых соединений, сальниковых уплотнений арматуры;

з) состояние дыхательных механических и предохранительных гидравлических клапанов и другого оборудования, находящегося снаружи;

и) работа обогривающих устройств;

к) состояние заземления и молниезащиты;

л) состояние фундамента, отмостки, кольцевого лотка, окрайки днища, газоуравнительной системы, системы, создающей подушку инертного газа под крышей;

м) состояние обвалования, а также лестниц, перил, площадок обслуживания.

**Примечание** — По усмотрению комиссии в период осмотра проводится нивелировка окрайки днища, замер толщины стенок резервуаров, проверка отсутствия вибрации трубопроводов при наполнении (опорожнении) резервуара и др. с отражением полученных результатов в акте.

Дополнительно проверено (если осмотр проводится в предзимний или в зимний период):

а) наличие, исправность и правильная установка на резервуарах дыхательных клапанов непримерзающего типа и вентиляционных патрубков;

б) отсутствие снега в месте примыкания стенки к днищу, а также значительного скопления снега на крыше.

**Комиссией установлено:**

а) эксплуатация резервуара проводится в соответствии с технологической картой, которая имеется в производственных помещениях для обслуживающего персонала;

б) техническая документация ведется правильно;

в) дефектов и неисправностей элементов резервуара не выявлено (выявлены следующие дефекты: ...).

При обнаружении дефектов комиссией устанавливаются сроки их устранения и ответственное лицо

К акту прилагаются:

1 Развертки элементов резервуара с указанием мест обнаружения дефектов, мест пораженных коррозией, мест расположения замера толщин стенок (если таковая проводилась).

2 Протоколы нивелировки окрайки днища, акты проверки заземления и молниезащиты, проверки вертикальности стенки и геометрической формы (при их проведении).

Начальник цеха (парка) \_\_\_\_\_

Старший механик цеха (парка) \_\_\_\_\_

Представитель технического надзора \_\_\_\_\_

**Приложение М  
(рекомендуемое)**

УТВЕРЖДАЮ

Главный инженер (главный механик) \_\_\_\_\_

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20 \_\_\_\_ г.

**АКТ**

**ревизии и отбраковки элементов резервуара**

№ \_\_\_\_\_ объекта \_\_\_\_\_

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20 \_\_\_\_ г.

Наименование элементов резервуаров	Метод контроля	Результат ревизии	Примечание
Крыша, плавающая крыша или понтон	Внешний осмотр, замер толщин листов ультразвуковым толщиномером	Указать наличие трещин, свищей, отпотин, выпучин и др. дефектов или их отсутствие, отметить коррозионное состояние поверхностей, толщину листов	
Опорные элементы крыши резервуара	Осмотр, замер толщин	Указать степень коррозионного износа, состояние сварных швов, наличие деформаций, обрывов, толщину элементов	
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, толщину листов, результаты контроля вертикальности стенки	
Днище	Осмотр, нивелировка окрайки и центральной части днища (при выполнении этой работы), замер толщины листов	Указать коррозионное состояние, наличие хлопунков, их количество и размеры, толщину листов, результаты нивелировки	
Сварные швы	Визуально — измерительный контроль (ВИК), физические методы контроля, испытания	Указать количество проверенных швов и их место расположения, основные дефекты: заключения (протоколы) контроля сварных швов, акты испытаний	
Арматура и другое оборудование	Осмотр; для задвижек — испытание на прочность и плотность	Указать на наличие или отсутствие пропусков жидкости, исправность или неисправность, результаты испытаний	
Фундамент, отмостка, кольцевой лоток, обвалование	Осмотр	Указать состояние, наличие отклонений от норм	

Наименование элементов резервуаров	Метод контроля	Результат ревизии	Примечание
Заземление и молниезащита	Осмотр, испытания	Указать результаты измерения и испытания сопротивления и отметить исправность или неисправность	
Теплоизоляция	Осмотр	Указать состояние, отсутствие намокания, течей	
Внутренние устройства	Осмотр	Указать исправность, правильность действия, коррозионное состояние	
Наружное оборудование резервуара: люки, дыхательный и предохранительный клапаны, огневой предохранитель, вентиляционный патрубок, пенокамеры и пеногенераторы, прибор для измерения уровня, приемораздаточные патрубки, перепускное устройство на ПРН, механизм управления хлопушкой, средства КИПиА и др.	Осмотр, для отдельных элементов — испытания	Указать исправность, правильность действия, коррозионное состояние, результаты испытаний	
Газоуравнительная система, система, создающая инертную подушку под крышей резервуара	Осмотр фланцевых соединений и дренажных устройств, испытания	Указать состояние герметизации системы, отсутствие конденсата в дренажных устройствах, результаты испытаний	
Лестницы, переходы, площадки обслуживания	Осмотр	Указать исправность, коррозионное состояние	
Обогревающие устройства	Осмотр, выборочная толщинометрия, гидравлические испытания	Указать исправность, герметичность змеевиковых пароподогревателей, толщину стенок, коррозионное состояние, результаты испытаний	
Другое			

К акту прилагаются

1. Развертки элементов резервуара с указанием мест обнаружения дефектов (мест пораженных коррозией (указать вид коррозии — сплошная, точечная, язвенная и др.), мест расположения замера толщины листов и элементов

2. Результаты ультразвуковой толщинометрии; заключения (протоколы) о просвечивании сварных швов с указанием номеров пленок, мест просвечивания рентгено-, гамма-лучами или других физических методов контроля сварных швов (ультразвуковой, кандилярный или магнитопорошковый), акты испытаний (вакуумированием, на непроницаемость и герметичность, внутренним избыточным давлением, наливом воды).

3. Протоколы инвентировки окрайки и центральной части днища, проверки вертикальности стенки и геометрической формы, акты (протоколы) проверки заземления и молниезащиты.

4. Другие документы (схемы, чертежи, протоколы), отражающие объем и результаты ревизий.

Начальник цеха \_\_\_\_\_

Ст. механик цеха \_\_\_\_\_

Представитель ОПН \_\_\_\_\_



## Приложение И (обязательное)

### 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 ( $\varphi$ ):

а) 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;

б) 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;

в) для сварных соединений внахлестку при наличии швов с двух сторон принимается не более 0,8;

г) 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 П (рекомендуемое)

### ПАСПОРТ вертикального стального цилиндрического резервуара

Паспорт на резервуар должен содержать сведения, отражающие техническую характеристику, техническое состояние и данные по ревизии, ремонту, а также отражать все изменения конструкции, замену оборудования, изменение технологических параметров и др.

1 Дата составления паспорта \_\_\_\_\_  
 2 Емкость (номинальная) \_\_\_\_\_  
 3 Проект, по которому изготовлен \_\_\_\_\_  
(указать номер типового проекта или организацию,

выполнившую индивидуальный проект)  
 4 Тип (марка) \_\_\_\_\_  
(указать сварной, клепаный, листовой сборки или рудовного типа, с понтоном, плавающей крышей, с газоравнительной системой или с системой, создающей инертно-газовую подушку под крышей, и др. особенностями)

5 Назначение \_\_\_\_\_  
 6 Хранимый продукт \_\_\_\_\_  
(плотность, удельный вес, коррозионность, температура вспышки паров, токсичность и др.)

#### 7 Технологические параметры:

Избыточное давление под крышей	Допускаемый вакуум	Установленный уровень налива	Максимальная скорость наполнения и опорожнения	Оборачиваемость (за год)
1	2	3	4	5

#### 8 Основные размеры элементов резервуара:

8.1 Вместимость, м<sup>3</sup> \_\_\_\_\_  
(фактическая)  
 8.2 Вес резервуара, т: \_\_\_\_\_  
(общий, днища, стенки, крыши, понтона или плавающей крыши, опорного кольца, центральной стойки, площадок и ограждений, лестниц и др.)  
 8.3 Высота резервуара, м \_\_\_\_\_  
 8.4 Высота стенки, м \_\_\_\_\_  
 8.5 Диаметр, м \_\_\_\_\_

## 8.6 Толщина листов по поясам, мм:

№ пояса, начиная снизу	Толщина листов каж- дого пояса по проекту	Исполнительная толщина пояса	Марка материала и ГОСТ
I			
II			
III			
IV			
V			
VI			
VII			
VIII			
IX			
X			
XI			
XII			

9 Тип крыши \_\_\_\_\_  
(тип, марка стали, толщина листов)

10 Понтон или плавающая крыша \_\_\_\_\_  
(тип, материалы, толщина листов коробов, центральной части,  
количество направляющих, тип уплотняющего затвора и др.)

11 Днище \_\_\_\_\_  
(марка стали, толщина листов окрайки и центральной части,  
наличие и тип антикоррозионного покрытия или другой защиты)

12 Наименование организации, выполнившей рабочие чертежи КМ и номера  
чертежей \_\_\_\_\_

13 Наименование завода-изготовителя конструкций \_\_\_\_\_

14 Наименование строительно-монтажных организаций, участвовавших в воз-  
ведении резервуара:

1 \_\_\_\_\_  
2 \_\_\_\_\_  
и т.д.

15 Отклонения от проекта:

а) по днищу \_\_\_\_\_  
б) по крыше \_\_\_\_\_  
в) по стенке и др. \_\_\_\_\_

## 16 Перечень установленного на резервуаре оборудования:

Наименование	Кол-во, шт.	Дата установки	Краткая техническая характе- ристика, размеры, мм
Клапан предохранительный			
Клапан дыхательный			
Предохранитель огневой			
Люк замерный			
Люк световой			
Люк-лаз			
Хлопушка с управлением			
Прибор для замера уровня и сигнализатор уровня			
Подъемная труба			
Кран сифонный			
Патрубок приемораздаточный			
Патрубок вентиляционный			
Патрубок зачистной			
Лестница			
Пенокамера и пенопровод			
Газоуравнительная система			
Система инертно-газовой по- душки под крышей			
Катучая лестница			
Водоспуск			
Задвижка коренная			
Заземление и молниезащита и т.д.			

а также:

- наличие другого специального оборудования (размывающие головки, от-  
ражающие диски и др.) \_\_\_\_\_;  
- наличие и тип подогревательных устройств \_\_\_\_\_

17 Наличие и вид внутренних покрытий или антикоррозионной защиты (дата  
нанесения) \_\_\_\_\_

18 Наличие и тип теплоизоляции (дата монтажа) \_\_\_\_\_

19 Меры защиты от коррозии \_\_\_\_\_  
 \_\_\_\_\_  
 \_\_\_\_\_

20 Дата начала монтажа \_\_\_\_\_

21 Дата окончания монтажа \_\_\_\_\_

22 Даты начала и окончания каждого промежуточного испытания и результаты испытания \_\_\_\_\_

(указать номера актов испытания, даты, результаты)

23 Даты начала и окончания испытания резервуара в целом и результаты испытания \_\_\_\_\_

24 Даты приемки резервуара и сдачи его в эксплуатацию \_\_\_\_\_

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

25 Перечень технической документации, хранящейся в архиве завода:  
 \_\_\_\_\_  
 \_\_\_\_\_  
 \_\_\_\_\_  
 \_\_\_\_\_  
 \_\_\_\_\_  
 \_\_\_\_\_  
 \_\_\_\_\_  
 \_\_\_\_\_

26 Подписи представителей заказчика и строительно-монтажных организаций

От заказчика: \_\_\_\_\_

От подрядчика: \_\_\_\_\_  
 \_\_\_\_\_

27 Перечень приложенных к паспорту документов (с указанием места хранения):

а) технический паспорт на понтон или плавающую крышу, а также документация на уплотняющие затворы (для резервуаров, имеющих плавающую крышу или понтон);

б) детализовочные чертежи (развертки боковой поверхности стенки, днища, крыши с указанием толщин листов);

в) заводские сертификаты на изготовленные стальные конструкции;

г) документы о согласовании отступлений от проекта при монтаже;

д) акты приемки скрытых работ (дата и номер);

е) документы (сертификаты и др.), удостоверяющие качество сварочных материалов, применяемых при монтаже;

ж) журнал сварочных работ;

з) 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);

и) акты испытания резервуара и оборудования;

к) документы по результатам испытаний сварочных монтажных швов (дата и номер);

л) описи удостоверений (дипломов) о квалификации сварщиков;

м) заключения по просвечиванию сварных монтажных швов (со схемами расположения мест просвечивания);

н) акты приемки смонтированного оборудования (дата и номер);

о) градуировочная таблица;

п) документы о результатах проверок и обследований (рекомендации, заключения и др.).

28 Сведения о месте установки резервуара:

Наименование предприятия	владельца	Цех, установка (участок)	Дата установки

29 Лицо, ответственное за безопасную эксплуатацию резервуара:

Номер и дата приказа о назначении	Должность, фамилия, имя, отчество	Подпись ответственного лица

30 Записи о проведенных специальных обследованиях:

Дата обследования	Результаты обследования	Ф.И.О., подпись ответственного за эксплуатацию
1	2	3



**Приложение Р**  
**(рекомендуемое)**

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

**АКТ №**  
**сдачи резервуара в ремонт**  
от «\_\_\_» \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

Настоящий акт составлен о том, что закончены работы по подготовке резервуара № \_\_\_\_\_ объемом \_\_\_\_\_ м<sup>3</sup> к \_\_\_\_\_ ремонту путем \_\_\_\_\_

(указать выполнение операций: освобождение, зачистку

дегазацию, пропарку, хранение продукта)

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 С**  
**(рекомендуемое)**

УТВЕРЖДАЮ  
Главный инженер \_\_\_\_\_

«\_\_\_» \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

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

**АКТ №**  
**приемки резервуара из ремонта**  
от «\_\_\_» \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

Настоящий акт составлен о том, что закончены ремонтные работы и произведена приемка резервуара № \_\_\_\_\_ объемом \_\_\_\_\_ м<sup>3</sup> из \_\_\_\_\_ ремонта

Резервуар подвергался ремонту с «\_\_\_» \_\_\_\_\_ 20\_\_ г. по «\_\_\_» \_\_\_\_\_ 20\_\_ г. согласно дефектной ведомости № от «\_\_\_» \_\_\_\_\_ 20\_\_ г. и акта ревизии и отбраковки от «\_\_\_» \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

Во время ремонта выполнены следующие работы:

Произведены гидроспытания \_\_\_\_\_  
(указать при полном или неполном наливке

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 наливке.

указать максимальную высоту налива)

Главный механик \_\_\_\_\_  
Начальник цеха \_\_\_\_\_  
Зам. главного инженера по ТБ \_\_\_\_\_  
Начальник отдела технадзора \_\_\_\_\_  
Ст. механик цеха (парка) \_\_\_\_\_  
Начальник парка \_\_\_\_\_  
Ответственный исполнитель подрядной организации \_\_\_\_\_  
Начальник РМЦ (сервисного цеха по ремонту оборудования) \_\_\_\_\_  
Представитель пожарной охраны \_\_\_\_\_

**Приложение Т  
(обязательное)**

**Периодичность осмотров оборудования стальных  
вертикальных резервуаров**

Наименование оборудования	Периодичность 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 $-30^{\circ}\text{C}$ — через 3—4 дня
4 Гидравлический (предохранительный) клапан	В соответствии с инструкцией завода-изготовителя, но не реже 2 раз в месяц в теплое время года и не реже 1 раза в 10 дней в холодное время
5 Огневой предохранитель	В теплое время 1 раз в месяц, в холодное — 1 раз в 10 дней. На зимний период кассеты снимаются
6 Диск-отражатель	1 раз в квартал
7 Вентиляционный патрубок	1 раз в месяц в теплое время года и не реже 1 раза в 10 дней в холодное время. При температуре воздуха ниже $-30^{\circ}\text{C}$ — через 3—4 дня
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 Приемораздаточные патрубки	Каждый раз при приеме — отпуске, но не реже 1 раза в месяц
11 Перепускное устройство на приемораздаточном патрубке	То же
12 Задвижка (запорная)	То же
13 Механизм управления хлонушками (верхней, боковой)	То же
14 Сифонный кран	Каждый раз при спуске подтоварной воды, но не реже 1 раза в месяц
15 Пробоотборник	В соответствии с технической документацией на указанное оборудование, но не реже 1 раза в месяц
16 Газоуравнительная система; система, создающая инертно-газовую подушку под крышей	Не реже 2 раз в месяц при положительных значениях температуры воздуха и не реже 1 раза в неделю — при отрицательных
17 Заземление и молниезащита	Одновременно с осмотром всего технологического оборудования, а также перед наступлением грозового сезона и после каждой грозы или сильного ветра
18 Лестница наружная	Перед использованием, но не реже 1 раза в месяц
19 Лестница катучая	Каждую смену или перед каждым заполнением-опорожнением
20 Система водоспуска	Ежедневно

**Приложение У  
(обязательное)**

**ТРЕБОВАНИЯ**

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

а) по результатам радиографического контроля (таблица У.1)

Т а б л и ц а У.1

Элементы сварных соединений, внутренние дефекты	Требования к качеству, допустимые размеры дефектов
1 Соединения, доступные для сварки с двух сторон, соединения на подкладках Непровары в корне шва	Высота — до 5% толщины свариваемого проката, но не более 2 мм. Длина — не более удвоенной длины оценочного участка
2 Соединения без подкладок, доступные для сварки с одной стороны Непровары в корне шва	Высота — до 15% толщины свариваемого проката, но не более 3 мм
Удлиненные и сферические дефекты: одиночные образующие цепочку или скопления	Высота — не более значений $h^*$ Высота — не более $0,5 h^*$ Длина — не более длины оценочного участка
удлиненные	Протяженность — не более отношения $S^*/h$
Непровары, цепочки и скопления пор, соседние по длине шва суммарные в продольном сечении шва	Расстояния между близлежащими концами не менее 200 мм Суммарная площадь на оценочном участке — не более $S^*$
3 Швы сварных соединений конструкций, возводимых или эксплуатируемых в районах с расчетной температурой ниже минус $40^{\circ}\text{C}$ до минус $65^{\circ}\text{C}$ включ., 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 таблице У.2.

Допустимые размеры одиночных дефектов и длина оценочного участка при радиографическом контроле (таблица У.2)

Таблица У.2

Наименьшая толщина элемента конструкции в сварном соединении, мм	Длина оценочного участка, мм	Допустимые размеры одиночных дефектов	
		h, мм	S, мм <sup>2</sup>
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

Обозначения, принятые в таблице У.2:

h — допустимая высота сферического или удлиненного одиночного дефекта;

S — суммарная площадь дефектов в продольном сечении шва на оценочном участке.

Примечание — Чувствительность контроля устанавливается по третьему классу согласно ГОСТ 7512—82 [63].

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 (таблица У.3).

Таблица У.3

Сварные соединения	Наименьшая толщина элемента конструкции в сварном соединении, мм	Длина оценочного участка, мм	Фиксируемая эквивалентная площадь одиночного дефекта, мм <sup>2</sup>		Допустимое число одиночных дефектов на оценочном участке, шт
			наименьшая поисковая	допустимая оценочная	
Стыковые	Св. 6 до 10	20	5	7	1
Угловые тавровые, нахлесточные	« 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 включ., а также конструкций, рассчитанных на выносливость, допускаются внутренние дефекты, эквивалентная площадь которых не превышает половины значений допустимой оценочной площади, указанной в таблице У.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

Настоящий Стандарт распространяется на все стальные сосуды неогневого действия, в том числе и на теплообменные аппараты, работающие под давлением свыше 0,07 МПа (0,7 кгс/см<sup>2</sup>) до 16,0 МПа (160 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, а также формы ведения технической документации.

#### 3.2 Основные положения

3.2.1 При эксплуатации, ревизии и ремонте сосудов наряду с настоящим Стандартом необходимо руководствоваться указаниями следующих нормативных документов:

а) «Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением» ПБ 03-576-03 [118], утвержденные постановлением Госгортехнадзора России от 11.06.03 г. № 91 (далее по тексту «Правила»);

б) «Правила проектирования, изготовления и приемки сосудов и аппаратов стальных сварных» ПБ 03-584-03 [117], утвержденные постановлением Госгортехнадзора России от 10.06.03 № 81;

в) «Методические указания по проведению диагностирования технического состояния и определения остаточного срока службы сосудов и аппаратов» РД 03-421-01 [18], утвержденные постановлением Госгортехнадзора России № 39 от 06.09.2001 г.;

г) «Технические указания — регламент по эксплуатации и обследованию оборудования установок каталитического риформинга и гидроочистки, работающего в водородосодержащих средах при повышенных температуре и давлении» [142], согласованные Госгортехнадзором России 16.03.98 г. № 02-35/195;

д) «Правила пожарной безопасности в Российской Федерации» ПНБ 01-03 [24], утвержденные приказом МЧС России от 18.06.03 г. № 313;

е) «Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств» ПБ 09-540-03 [5], утвержденные постановлением Госгортехнадзора России от 05.05.03 г. №29;

ж) ГОСТ Р 52630—2006 «Сосуды и аппараты стальные сварные. Общие технические условия» [119], Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 27.12.06 г. №369-СТ;

з) ОСТ 26-291-94 «Сосуды и аппараты стальные сварные. Общие технические условия» [161], Утвержден Комитетом Российской Федерации по машиностроению и Госгортехнадзором России 21/28.04.94 г., пп. 9, 10, Изменения 1, 2 от 1995/96 гг.;

и) Инструкция ИПКМ-2005 «Порядок эксплуатации, ревизии и ремонта пружинных предохранительных клапанов, мембранных предохранительных устройств нефтеперерабатывающих и нефтехимических предприятий Минпром-

энерго России» [29]. ОАО «ВНИКТИнефтехимоборудование», 2006 г. Согласована Управлением по надзору за общепромышленными опасными объектами Ростехнадзора письмом № 11-16/2006 от 20.06.2006 г.;

к) ДиОР-05 «Методика диагностирования технического состояния определения остаточного ресурса технологического оборудования нефтеперерабатывающих, нефтехимических и химических производств» [19]. ОАО «ВНИКТИнефтехимоборудование», 2006 г. Согласована Управлением по надзору за общепромышленными опасными объектами Ростехнадзора, письмо № 11-16/469 от 21.02.06 г.;

л) «Инструкция по определению скорости коррозии металла стенок корпусов сосудов и трубопроводов на предприятиях Миннефтехимпрома СССР» [158]. ОАО «ВНИКТИнефтехимоборудование», 1983 г.;

м) «Сосуды и аппараты. Общие технические условия на ремонт корпусов» ОТУ-3-01 [159]. ОАО «ВНИКТИнефтехимоборудование», 2001 г.;

н) РД 03-484-02 «Положение о порядке продления срока безопасной эксплуатации технических устройств, оборудования и сооружений на опасных производственных объектах» [20]. Утверждено постановлением Госгортехнадзора РФ от 09.07.2002 г. № 43;

о) РД 09-539-03 «Положение о порядке проведения экспертизы промышленной безопасности в химической, нефтехимической и нефтеперерабатывающей промышленности» [13]. Утверждено постановлением Госгортехнадзора РФ от 18.03.2003 г. № 8;

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

3.2.2 Эксплуатация сосудов разрешается только при наличии паспорта установленной формы с полным комплектом документов, требуемых в соответствии с пунктом 6.2.3 ПБ 03-576-03 [118]. При отсутствии паспорта его необходимо восстановить в установленном порядке в соответствии с приложением 2 ПБ 03-576-03 [118].

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

3.2.4 Изменение конструкции производится по согласованию с автором проекта (заводом-изготовителем); при невозможности этого допускается согласовывать со специализированной организацией, имеющей лицензию органов Ростехнадзора на проведение работ по экспертизе промышленной безопасности технических устройств.

3.2.5 Все сосуды должны учитываться в специальной книге учета и освидетельствования сосудов (приложение Ф), которая составляется лицом, ответственным за исправное состояние и безопасную эксплуатацию сосудов, совместно с лицом, ответственным за осуществление производственного контроля за соблюдением требований промышленной безопасности при эксплуатации сосудов, работающих под давлением. Хранится в отделе технического надзора. Допускается сопровождение ведения книги компьютерным учетом.

Лицо, ответственное за исправное состояние и безопасную эксплуатацию сосудов, совместно с лицом, ответственным за осуществление производственного контроля за соблюдением требований промышленной безопасности при эксплуатации сосудов, работающих под давлением, составляют перечень сосудов, которые должны подвергаться дополнительным освидетельствованиям, испытаниям и исследованиям в соответствии с пунктом 6.3.23 ПБ 03-576-03 [118] (приложение Х). Перечень должен согласовываться с начальником отдела технического надзора и утверждаться главным инженером (главным механиком) предприятия.

3.2.6 Трубопроводы, обвязывающие недействующие сосуды, должны быть демонтированы или отглушены от последних с видимым разрывом.

3.2.7 Давление настройки предохранительных клапанов определяется согласно инструкции ИПКМ-2005 [29].

3.2.8 На основании настоящего Стандарта и нормативных документов, перечисленных в 3.2.1, на каждом предприятии должна быть составлена производственная инструкция по безопасной эксплуатации, надзору, методам ревизии, отбраковке сосудов с учетом их особенностей и конкретных условий работы.

### 3.3 Надзор во время эксплуатации

3.3.1 Сосуды 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 сосудов, перечисленными в 3.2.1 настоящего Стандарта.

3.3.2 Приказом по предприятию, в соответствии с пунктом 7.1.1 ПБ 03-576-03 [118], из числа специалистов, прошедших в установленном порядке аттестацию на знание «Правил» и других нормативных документов, назначаются ответственный за исправное состояние и безопасное действие сосудов, а также ответственные за осуществление производственного контроля за соблюдением требований промышленной безопасности при эксплуатации сосудов, работающих под давлением.

3.3.3 Надзор за безопасной эксплуатацией сосудов проводится путем его осмотра, проверки действия арматуры, КИП, предохранительных и блокировочных устройств и поддержания сосудов в исправном состоянии:

а) ежемесячно — обслуживающим персоналом технологической установки с записью в сменном журнале;

б) с установленной руководством организации периодичностью, но не реже двух раз в месяц — лицом, ответственным за исправное состояние и безопасное действие сосудов, с подписью и отражением отмеченных замечаний в сменном журнале;

в) периодически, не реже чем 1 раз в год — лицом, осуществляющим производственный контроль за соблюдением требований промышленной безопасности при эксплуатации сосудов, работающих под давлением, 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 наряду с операциями контроля и наблюдения, указанными в 3.3.3, дополнительно проверяется:

а) устранение замечаний по предыдущему обследованию и выполнение мероприятий по безопасной эксплуатации, намеченных актами расследования аварий, протоколами технических совещаний, приказами и предписаниями органов Ростехнадзора и отдела технического надзора предприятия;

б) наличие и полнота технической документации по эксплуатации и ремонту;

в) учет наработки циклов нагружения сосудов, работающих в циклическом режиме (см. ГОСТ 25859 [123]);

г) обученность обслуживающего персонала (выборочно);

д) необходимость технического диагностирования (ЭПБ).

3.3.5 При наружном осмотре сосудов необходимо:

а) осмотреть сосуды, 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 сосудов — намокание теплоизоляции, течь из-под изоляции, а также нарушение ее целостности;

- наличие трещин, отслаиваний, отдулин;

- наличие видимых деформаций;

- неукomплектованность 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;

б) проверить наличие и исправность:

- таблички с надписями о разрешенном давлении и сроках следующего технического освидетельствования;

- арматуры, приборов КИПнА, 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;

в) 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.

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

а) значительное ухудшение теплообмена между двумя теплоносителями, которое определяется по изменению их температуры на входе и выходе из аппарата при постоянстве потоков;

б) уменьшение производительности аппарата;

в) 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 не допускается:

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

б) при отсутствии в паспорте разрешения на эксплуатацию;

в) если давление или температура в сосуде поднимаются выше разрешенных, несмотря на соблюдение всех требований, указанных в инструкции по обслуживанию и технологическом регламенте;

г) при обнаружении в элементах, определяющих прочность сосуда, дефектов в виде трещин, выщупин, 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 неукomплектованности крепежными деталями;

д) при возникновении пожара, непосредственно угрожающего сосуду;

е) при неисправности приборов КИП, предохранительных и блокировочных устройств.

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

### 3.4 Техническое освидетельствование

3.4.1 Основным методом определения технического состояния и возможности дальнейшей эксплуатации сосуда, работающего под давлением, на который распространяются требования настоящего Стандарта, является техническое освидетельствование.

Техническое освидетельствование сосуда проводится путем:

а) наружного осмотра;

б) внутреннего осмотра;

в) толщинометрии;

г) гидравлического испытания на прочность и герметичность.

3.4.2 Объем, методы и периодичность технического освидетельствования сосуда определяются изготовителем и указываются в руководстве по эксплуатации.

В случае отсутствия таких указаний техническое освидетельствование сосудов должно производиться в соответствии с ПБ 03-576-03 [118]. Для сосудов, прошедших экспертизу промышленной безопасности, освидетельствование проводится в соответствии с указаниями организации, проводившей ЭПБ.

3.4.3 Сосуды, у которых воздействие среды может вызвать ухудшение химического состава и механических свойств металла, а также сосуды, у которых температура стенки при работе превышает 450°C, в соответствии с пунктом 6.3.23 ПБ 03-576-03 [118] должны подвергаться дополнительному освидетельствованию в соответствии с инструкцией, утвержденной организацией в установленном порядке. Результаты дополнительных освидетельствований должны заноситься в паспорт сосуда.

3.4.4 Первичное, периодическое и внеочередное техническое освидетельствование сосудов, регистрируемых в органах Ростехнадзора, проводится специалистом организации, имеющей лицензию Ростехнадзора на проведение экспертизы промышленной безопасности технических устройств (сосудов).

Техническое освидетельствование сосудов, не регистрируемых в органах Ростехнадзора, проводится лицом, ответственным за осуществление производственного контроля за соблюдением требований промышленной безопасности при эксплуатации сосудов, работающих под давлением.

3.4.5 Скорость коррозионного износа металла корпуса определяется по каждому сосуду либо по представителю из группы сосудов, 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» [158].

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

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

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

Возможность эксплуатации сосуда при пониженных параметрах должна быть подтверждена расчетом на прочность, при этом должен быть проведен поверочный расчет пропускной способности предохранительных клапанов и выполнены требования ПБ 03-576-03 [118].

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

### 3.5 Виды работ, выполняемых при техническом освидетельствовании

3.5.1 Проведению технических освидетельствований сосудов 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 в соответствии с требованиями пункта 6.3.5 ПБ 03-576-03 [118] и других действующих документов по охране труда и ОС.

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

3.5.4 При внутреннем осмотре сосудов с защитным покрытием (футеровка, лакировка, эмаль 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, отдулины лакирующего 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, 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 особое внимание должно быть обращено на выявление следующих дефектов:

- а) 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 сероводородсодержащих средах;
  - наличие щелочного растрескивания, особенно при температурах стенок выше 80°C, в местах скопления и конденсации щелочи и в местах концентрации напряжений;
- б) изменение геометрии корпуса в результате деформации стенок в виде выпучин, вмятин, гофр;
- в) в сварных швах — трещин, свищей, пор, видимых непроваров, подрезов, коррозии;
- г) в сосудах 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 — обечайки, днища, крышки, колпаки, плавающие головки, штуцеры и т.п. — подвергаются выборочной толщинометрии.

Замеры толщины стенки производятся ультразвуковыми приборами.

Выбор мест и количества замеряемых точек по определению толщины стенки сосуда осуществляет лицо, производящее освидетельствование.

Результаты замеров и фактическое расположение точек замеров отражаются в коррозионной карте (приложение Ц).

3.5.8 Места наиболее вероятного возникновения трещин в элементах сосудов, 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 проводится в соответствии с ОСТ 26-2079-80 «Швы сварных соединений сосудов и аппаратов, работающих под давлением. Выбор методов неразрушающего контроля» [14]. Метод неразрушающего контроля (или сочетание различных методов) выбирается специалистами, проводящими обследование таким образом, чтобы чувствительность и разрешающая способность выбранного метода обеспечивали максимальную степень выявления недопустимых дефектов.

Объем контроля определяется в соответствии с РД 03-421-01 [18] 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» [66].

3.5.9 При обнаружении на корпусе сосуда выпучин, вмятин, гофр для каждого деформированного участка необходимо выполнить:

- а) замеры для определения размеров участка и фактической величины прогиба;
- б) осмотр наружной и внутренней поверхностей с дефектоскопией цветным методом зон повышенного напряжения;
- в) 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;

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

д) проверку правильности геометрической формы корпуса с оценкой степени его овальности (см. 3.6.3);

е) при необходимости геодезическую проверку вертикальности расположения сосуда;

ж) при необходимости исследование микроструктуры металла неразрушающим (безобразцовым) методом путем снятия реплик (оттисков) на наружной или внутренней поверхности на дефектном и «здоровом» участках для сравнения результатов;

з) цветную или магнитопорошковую дефектоскопию участков, на которых обнаружены поверхностные дефекты;

и) ультразвуковой или радиационный контроль обнаруженных дефектов в металле;

к) при необходимости контрольную вырезку металла для исследования химического состава, физико-механических свойств и структуры металла;

л) 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 (аппарата), выполненного с привлечением научно-исследовательской организации, имеющей лицензию на проведение экспертизы технических устройств, применяемых на опасном производственном объекте.

3.5.10 При осмотре сварных швов поверхность сварного шва и прилегающего к нему участка основного металла шириной от 20 до 50 мм в обе стороны шва (в зависимости от вида сварки) 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).

3.5.11 При выявлении во время осмотра дефектов в защитном покрытии стенки сосуда 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.

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

а) состояние глухих сегментов, сливных карманов, опорных колец, каркаса, упорных уголков и других элементов внутренних устройств, а также состояние сварных швов;

б) состояние колпачков, желобов и полужелобов, сливных пластин (патрубок), гребенок, опорных балок, ниппелей и других деталей тарелок;

в) состояние крепежных деталей;

г) отсутствие короблений, переломов и деформаций отдельных деталей и тарелок в целом;

д) состояние фланцевых соединений внутренних устройств (маточников, распределительных устройств и т.п.).

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

3.5.13 Правильность сборки тарелок и допускаемые при этом отклонения определяются действующими отраслевыми стандартами на соответствующие тарелки и ОСТ 26-291-94 «Сосуды и аппараты стальные сварные. Общие технические условия» [161].

Результаты проверки сборки внутренних устройств колонны после осмотра и ремонта оформляются актом.

3.5.14 При установке новых деталей сосудов (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.

3.5.15 При внутреннем осмотре кожухотрубчатых теплообменников необходимо проверить:

а) состояние и степень износа всех элементов аппарата и сварных швов, в том числе и степень износа трубок пучка (змеевика);

б) состояние развальцовки труб в трубных решетках;

в) состояние уплотнительных поверхностей трубных решеток, крышек, распределительных камер и фланцевых соединений;

г) 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 неразрушающим методом контроля (например, АЭ-контролем).

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

а) на корпусе — по верхней и нижней образующей, не менее чем в трех точках, а также вблизи штуцеров входа и выхода продукта;

б) на распределительной камере — по нижней и верхней образующей, не менее чем в двух точках;

в) на крышках корпуса, распределительной камеры и плавающей головки — по образующей, не менее чем в трех точках, расположенных внизу, вверху и в зоне раздела фаз.

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

3.5.17 Состояние секций погружных и оросительных холодильников и конденсаторов определяется путем:

а) осмотра наружной поверхности труб змеевиков при каждом плановом ремонте;

б) замера толщины стенок труб змеевиков в местах, подверженных износу, при каждом капитальном ремонте;

в) осмотра внутренней и наружной сторон крышек секций «Лумус» для выявления трещин и коррозии стенок.

Замер толщины стенок крышек и внутренний осмотр проводятся каждый ремонт.

3.5.18 Результаты внутреннего осмотра должны заноситься в паспорт сосуда лицом, проводившим освидетельствование. При наличии выявленных дефектов оформляется акт отбраковки элементов сосуда (приложение Ш) в двух экземплярах за подписью лиц, проводивших освидетельствование. При этом один экземпляр акта вручается лицу, ответственному за безопасную эксплуатацию сосуда.

3.5.19 Сосуды, 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 лицом, проводящим освидетельствование, с таким расчетом, чтобы полученная информация позволяла судить о техническом состоянии всех несущих элементов сосуда.

Кроме того, сосуд должен быть подвергнут гидравлическому испытанию на пробное давление.

3.5.20 Гидравлическое испытание сосудов, за исключением литых, должно производиться пробным давлением  $P_{пр}$ , определяемым по формуле

$$P_{пр} = 1,25 P_r \frac{[\sigma]_{20}}{[\sigma]_t}, \quad (3.1)$$

где  $P_r$  — разрешенное давление сосуда, МПа (кгс/см<sup>2</sup>);

$[\sigma]_{20}$ ,  $[\sigma]_t$  — допускаемые напряжения для материала сосуда 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, изготовленных из отливок, должно производиться пробным давлением, определяемым по формуле

$$P_{пр} = 1,5 P_r \frac{[\sigma]_{20}}{[\sigma]_t}. \quad (3.2)$$

Гидравлическое испытание сосудов проводится в соответствии с ПБ 03-576-03 [118] и методическими указаниями (приложение Щ).

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

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

3.5.21 Гидравлическое испытание допускается заменять пневматическим (сжатым воздухом или инертным газом) при условии контроля этого испытания методом акустической эмиссии или другим, согласованным в установленном порядке методом, если проведение гидравлического испытания невозможно вследствие следующих причин:

- а) большое напряжение от массы воды в сосуде или фундаменте;
- б) трудно удалить из сосуда воду;
- в) возможно нарушение внутренних покрытий сосуда;
- г) температура окружающего воздуха ниже 0°C.

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

Величина испытательного давления Р<sub>исп</sub> принимается в соответствии с ПБ 03-593-03 [74].

Давление в сосуде должно повышаться плавно, с промежуточными остановками (выдержками) в течение 10 минут через каждые 25% пробного давления. Рекомендуемые скорости повышения давления составляют (в соответствии с ПБ 03-593-03):

$$P_{пр}/60 \text{ — } P_{пр}/20, \text{ МПа/мин.}$$

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

Под пробным давлением сосуд должен находиться 5 мин, после чего давление плавно снижается до разрешенного и проводится осмотр сосуда.

Обстукивание сосуда под давлением запрещается.

Для устранения обнаруженных при испытании дефектов давление в сосуде должно быть полностью снято.

Сброс давления производится так же плавно, как и подъем.

После устранения дефектов испытания проводятся повторно.

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

3.5.23 Для сосудов, для которых невозможно проведение гидравлического испытания, работы по техническому освидетельствованию выполняются в следующем объеме:

- а) наружный и внутренний осмотры;
- б) 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;
- в) расчет на прочность основных несущих элементов (корпуса, днища);
- г) пневматическое испытание на пробное давление при условии его контроля методом акустической эмиссии в соответствии с 3.5.22.

3.5.24 Для сосудов, для которых невозможно проведение как внутреннего осмотра, так и гидравлического испытания, работы по техническому освидетельствованию выполняются в следующем объеме:

- а) внешний и внутренний осмотр элементов в доступных местах;
- б) ультразвуковая толщинометрия в соответствии с б) 3.5.23;
- в) ультразвуковая дефектоскопия или радиографирование сварных швов в местах наибольшего коррозионно-эрозионного воздействия среды;
- г) расчет на прочность несущих элементов (корпуса и днища);
- д) пневматическое испытание на пробное давление при условии его контроля методом акустической эмиссии в соответствии с 3.5.22.

Результаты освидетельствования должны быть занесены в паспорт сосуда.

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

- а) наружный осмотр и проверку фактических температур корпуса при эксплуатации по имеющимся поверхностным термопарам или тепловизионным методом контроля наружной поверхности;
- б) внутренний осмотр корпуса с удалением торкрет-бетона в местах, где выявлена температура наружной стенки, превышающая регламентную;
- в) проверку состояния металла корпуса внешним осмотром и определение его твердости;
- г) вырезку контрольных образцов металла корпуса или проведение металлографических исследований безобразцовым методом при необходимости.

По реакторам риформинга и гидроочистки руководствоваться требованиями «Технических указаний — регламента по эксплуатации и обследованию оборудования установок каталитического риформинга и гидроочистки, работающих в водородосодержащих средах при повышенных температурах и давлениях» [142];

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

После гидроиспытания сушка торкрет-бетонной футеровки производится по методике специализированной организации, которая проводит эти работы.

Допускается замена гидравлического испытания пневматическим испытанием инертным газом в соответствии с требованиями 3.5.22.

3.5.26 Сосуды, работающие под давлением вредных веществ (жидкостей и газов) 1-го, 2-го классов опасности по ГОСТ 12.1.007—76 [42], должны подвергаться владельцем сосуда испытанию на герметичность воздухом или инертным газом под давлением, равным рабочему давлению. Испытания проводятся владельцем сосуда в соответствии с инструкцией, утвержденной в установленном порядке.

3.5.27 При испытании сосудов на герметичность должны соблюдаться следующие требования:

- а) испытания проводятся при очередном техническом освидетельствовании, а также после ремонта с применением сварки и при разгерметизации;
- б) испытание проводят, как правило, после положительных результатов испытания на прочность и плотность;

в) испытание проводят воздухом или инертным газом давлением, равным рабочему;

г) если продолжительность испытания на герметичность не указана в проекте, ее устанавливает само предприятие.

При этом продолжительность испытания на герметичность должна быть не менее 24 часов для вновь установленных или прошедших ремонт сосудов и не менее 4 часов — при периодических испытаниях;

д) падение давления в сосуде за 1 час испытания определяется по формуле

$$\Delta P = \frac{100}{t} \times \left(1 - \frac{P_k \times T_n}{P_n \times T_k}\right), \quad (3.3)$$

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

$t$  — продолжительность испытания, ч;

$P_n, P_k$  — сумма манометрического и барометрического давлений в начале и конце испытания, МПа ( $\text{кг/см}^2$ );

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

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

- для сосудов, 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, 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.

3.5.28 Результаты испытания на герметичность оформляются актом.

3.5.29 Сосуд признается прошедшим техническое освидетельствование и допускается к дальнейшей эксплуатации при отсутствии дефектов.

### 3.6 Нормы отбраковки

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

а) если при толщинометрии выявится, что под действием коррозии и эрозии уменьшилась толщина металла крышек, заглушек, стенки обечаек корпуса, штуцеров и др. до значений, определенных расчетами по действующим методам (ГОСТ Р-52857.1-2007 – ГОСТ Р-52857.12-2007) [120], ГОСТ 14249 [121], ГОСТ 24755 [122], ГОСТ 25859 [123], ГОСТ Р-51273 [128], ГОСТ Р-51274 [126], ГОСТ 25215 [124], ГОСТ 25221 [125], ГОСТ 26202 [127] 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);

б) 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 — 4 мм;

Примечание — Для сосудов с исполнительной толщиной 4 мм и менее отбраковочный размер может быть снижен по заключению специализированной организации.

- для кожухотрубчатых теплообменных аппаратов (толщина стенок кожуха, распределительной камеры, обечайки крышки и днища) — в соответствии с таблицей 3.1;

- для патрубков — в соответствии с таблицей 3.2;

Т а б л и ц а 3.1 — Минимальный отбраковочный размер для кожухотрубчатых теплообменных аппаратов типа П, У и С

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

Т а б л и ц а 3.2 — Минимальный отбраковочный размер для толщины стенки патрубка

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

в) 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 а) 3.6.1 и б) 3.6.1;

г) если при контроле сварных швов визуально и неразрушающими методами контроля и металлографическими исследованиями выявлены:

1) дефекты (свищи, трещины всех видов и направлений и др.), расположенные в металле шва, по линии сплавления и в околосшовной зоне основного металла, в том числе и микротрещины, выявленные при микроисследовании, межкристаллитная коррозия, коррозионное растрескивание металла, превышающие допустимые, установленные нормативной документацией на изготовление, сварку и контроль сварных соединений;

2) коррозия сварных швов с износом их по толщине до отбраковочных величин;

д) 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 руководствование

ваться нормами, указанными в СТО 00220256-005-2005 «Швы стыковых, угловых и тавровых сварных соединений сосудов и аппаратов, работающих под давлением. Методика ультразвукового контроля» [140] и другой нормативно-технической документации по контролю;

е) если при радиационном контроле сварных соединений, в зависимости от их вида, класс дефектности ниже нормативно допустимого класса по ГОСТ 23055-78 «Контроль неразрушающий. Сварка металлов плавлением. Классификация сварных соединений по результатам радиографического контроля» [64] (приложение Э);

ж) при выявлении течи в контрольном отверстии элемента сосуда;

з) если твердость основного металла и сварных швов выходит за нормативные значения (приложение Ю);

и) если остаточная (локальная) деформация корпуса, а также отклонения от прямолинейности и округлости (овальность) превышают допустимые значения (3.6.2 — 3.6.3);

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

л) если сосуд не выдержал испытание на прочность и плотность.

В случае выявления дефектов, причины и последствия которых установить затруднительно, лицо, проводившее техническое освидетельствование сосуда, обязано потребовать от владельца сосуда проведения специальных исследований, а в необходимых случаях — представления заключения специализированной организации о причинах появления дефектов, а также о возможности и условиях дальнейшей эксплуатации сосуда.

3.6.2 Отклонение образующих обечаек корпуса от прямолинейности не должно быть больше величин, указанных в таблице 3.3.

Т а б л и ц а 3.3 — Отклонение от прямолинейности образующей корпуса сосуда

Сварного из листовых обечаек (ПБ 03-584-03 [117])	Кованого, ковано-сварного, вальцованного, штампованного (ОСТ 24.201.03-90 [167])
1. Без внутренних устройств 2 мм на 1 м длины корпуса	
30 мм — при длине корпуса свыше 15 м	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 наруж- ным диаметром устройства на участке уста- новки	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  $A$  определяется по формулам:

а) в сечении, где отсутствуют штуцеры и люки

$$A = \frac{2(D_{\max} - D_{\min})}{D_{\max} + D_{\min}} \times 100\% ; \quad (3.4)$$

б) в сечении, где имеются штуцеры и люки

$$A = \frac{2(D_{\max} - D_{\min})}{D_{\max} + D_{\min}} \times 100\% , \quad (3.5)$$

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

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

Величина относительной овальности корпуса сосудов в любом поперечном сечении не должна превышать 1,0%.

П р и м е ч а н и е — Значение  $A$  для сосудов с отношением толщины стенки обечайки корпуса к внутреннему диаметру не более 0,01 допускается увеличить до 1,5 %. Для элементов сосудов, работающих под наружным давлением или вакуумом, относительная овальность не должна превышать 0,5%.

3.6.4 Допускаемое отклонение от вертикали образующей сосуда типа ректификационных колонн высотой не более 50 м при отношении высоты к диаметру  $H/D \geq 5$  должно быть в пределах 0,1% высоты сосуда, но не превышать 15 мм.

Для более высоких сосудов допускаемые отклонения не должны превышать 0,03% высоты, в том числе:

а) при  $H = 80$  м — 24 мм ( $H/D \geq 3$ );

б) при  $H = 100$  м — 30 мм ( $H/D \geq 10$ ).

При отношениях  $H/D$ , отличных от приведенных выше, величина допускаемого отклонения должна быть указана в документации на сосуд.

Для сосудов, собираемых на фланцах, допускаемое отклонение образующих от вертикали должно быть в пределах 0,15% высоты сосуда, но не превышать 15 мм.

П р и м е ч а н и е — Нормы не распространяются на монтаж сосудов с установленными в них внутренними подвижными устройствами (меналками, центрифугами и т.д.).

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:

а) если толщины стенок деталей тарелок (желоб, колпачок и др.) составляют 50% и менее от проектных;

б) если износ основных несущих элементов тарелок (опорные балки, уголок и диск) составляет 25% и более от проектной толщины;

в) при коррозионном или механическом износе крепежных изделий;

г) при деформации отдельных деталей и тарелок в целом, если не имеется возможности их исправления;

д) 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:

а) предельное отклонение от перпендикулярности опорных деталей тарелок, приваренных к корпусу колонны, к оси корпуса, относительно которой уста-

новлены устройства (риски) для выверки вертикальности, не должно превышать значений таблицы 3.4;

Т а б л и ц а 3.4 — Предельные отклонения от перпендикулярности опорных деталей тарелок

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

б) отклонение шага между соседними тарелками не должно превышать ± 3 мм;

в) допуск на минимальное расстояние от сливной перегородки до вертикальной поверхности уголка приемного кармана (успокаивающей планки) — плюс 10 мм и минус 5 мм.

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

г) отклонение по высоте нижней тарелки не должно превышать:

±3 мм от кромки нижней обечайки корпуса;

±15 мм от кромки верхней тарелки, при этом для промежуточных тарелок оно пропорционально изменяется;

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

3.6.8 Требования к тарелкам решетчатым:

а) прогиб секций после их установки не должен превышать 2 мм на 1 м длины, но не более 3 мм на длину секции. Допускаются отдельные выпучины высотой до 6 мм площадью 300 x 300 мм;

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

3.6.9 Требования к тарелкам клапанным:

а) клапаны после их установки в отверстия секций должны свободно (без заеданий) перемещаться до упора;

б) общий прогиб установленной тарелки не должен превышать значений, приведенных в таблице 3.5.

Т а б л и ц а 3.5 — 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:

а) клапаны после их установки в отверстия секций должны свободно (без заеданий) перемещаться до упора;

б) 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:

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

б) верхние торцы паровых патрубков тарелок в сборе должны быть в одной горизонтальной плоскости. Отклонение от плоскости не должно превышать ± 3 мм;

в) 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;

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

3.6.14 Требования к тарелкам ситчатым:

а) 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);

б) 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:

а) 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;

б) клапаны после их установки в отверстия секций должны свободно (без заеданий) перемещаться до упора.

3.6.16 Требования к решеткам опорным под насадку: местные выпучины и кривизна полос для решеток опорных не должны превышать 2 мм на 1 м длины.

3.6.17 Требования к тарелкам распределительным:

а) местные выпучины и кривизна секций (полотен), подготовленных под установку патрубков, не должны превышать 5 мм;



б) в собранных и установленных тарелках верхние торцы патрубков должны быть в одной плоскости. Отклонение от плоскостности не должно превышать 3 мм;

в) регулируемые тарелки должны быть установлены в сосуде 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:

а) 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;

б) жалюзи жалюзийного элемента после сборки тарелки должны свободно (без заеданий) проворачиваться до упора.

3.6.19 Требования к тарелкам желобчатым:

а) 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;

б) зазор между стенкой колпачка и шаблоном при проверке внутреннего профиля колпачка не должен превышать 2 мм. Кромки зубцов колпачка должны быть ровными;

в) отклонение диаметра желоба с двух концов на длине 50 мм от торцов не должно превышать 1 мм;

г) горизонтальные полки глухих левых и правых сегментов, а также сегментных карманов должны быть установлены перпендикулярно к продольной оси сосуда. 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.

Допуск на отклонение от параллельности не должен превышать 3 мм на всю длину полки.

3.6.20 Крепежные детали подлежат отбраковке при выявлении:

а) вытягивания резьбы, трещин, рваных мест, выкрашивания ниток резьбы глубиной более 0,5 высоты профиля резьбы или длиной, превышающей в витке 0,25 его длины;

б) непрямолинейности стержня крепежной детали, превышающей 0,2 мм на 100 мм ее длины;

в) 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 должны отбраковываться при срыве, выкрашивании или коррозионном износе резьбы, а также при прохождении непроходного калибра типа Р-Р по ГОСТ 6485-69 [39], ГОСТ 2533-88 [40] и ГОСТ 18466-73 [41].

3.6.23 Крепежные детали внутренних устройств сосудов 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 3.6.1, выявлении трещин, а также при отслоении наплавленной поверхности от основного металла.

Трубные решетки должны иметь гладкие и ровные уплотнительные поверхности под прокладки без поперечных рисок, забоев, пор и раковин.

Трубный пучок кожухотрубчатого теплообменника отбраковывается при выходе из строя более 30% труб по потоку, а также при меньшем количестве, если не обеспечиваются необходимые параметры технологического процесса.

3.6.25 Крышки секций «Лумус» должны отбраковываться при выявлении трещин или прокорродированных участков глубиной, превышающей 30% от их первоначальной толщины.

3.6.26 Фланцы штуцеров должны отбраковываться:

а) при неудовлетворительном состоянии уплотнительной поверхности — наличии трещин, раковин и других дефектов, не подлежащих ремонту;

б) при уменьшении толщины стенки воротника фланца до отбраковочных (расчетных) размеров патрубка.

### 3.7 Общие указания по ремонту сосудов

3.7.1 Для поддержания сосуда в исправном состоянии администрация предприятия обязана своевременно проводить его ремонт.

3.7.2 Ремонт сосудов 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.

3.7.3 Технология ремонта должна разрабатываться с учетом требований проекта. ОТУ-3-01 [159] и других действующих нормативно-технических документов и рекомендаций заводов-изготовителей.

3.7.4 Работы, связанные с изменениями конструкции сосуда, необходимость в которых может возникнуть при эксплуатации и ремонте, должны быть согласованы с организацией-разработчиком технического проекта сосуда. При невозможности выполнения этого условия допускается согласование изменений в проекте со специализированной организацией, имеющей лицензию органов Ростехнадзора на проведение работ по экспертизе промышленной безопасности технических устройств.

### 3.8 Техническая документация

3.8.1 По сосудам ведется техническая документация, перечисленная в таблице 3.6.

Таблица 3.6

Наименование документов	Ответственные за оформление и ведение документа	Место хранения	Примечание
Книга учета и освидетельствования сосудов (приложение Ф)	Инженер ОТН	ОТН	
Паспорта на сосуды	Начальник установки (производства, цеха)	Установка (производство, цех)	
Акт отбраковки элементов сосудов (приложение Ш)	Инженер ОТН, механик установки, начальник установки	1 экз. — ОТН 1 экз. — установка (производство, цех)	
Коррозионная карта сосуда (приложение Ц)	Начальник установки, инженер ОТН	В паспорте сосуда	
Разрешение на перенос сроков технического освидетельствования сосудов: внутреннего осмотра, испытания на прочность и плотность	Начальник установки, механик установки, инженер ОТН	1 экз. — ОТН 1 экз. — установка (производство, цех)	
Перечень сосудов, которые должны подвергаться дополнительным освидетельствованиям, испытаниям и исследованиям (приложение Х)	Начальник установки, инженер ОТН	1 экз. — ОТН 1 экз. — установка (производство, цех)	
Акт-предписание ОТН по периодической проверке сосудов в рабочем состоянии	Инженер ОТН	1 экз. — ОТН 1 экз. — установка (производство, цех)	
Исполнительная техническая документация по ремонту и реконструкции	Ст. механик цеха (производства), начальник установки, механик установки	В паспорте сосуда (аппарата)	
График ремонта и технического освидетельствования сосудов	Начальник установки (производства, цеха), ОТН	1 экз. — установка (производство, цех) 1 экз. — ОТН	
Протоколы ежегодной проверки знаний персонала, обслуживающего сосуда, работающие под давлением	Начальник установки (производства, цеха)	1 экз. — установка (производство, цех), ОТН	
Ведомость установочных давлений ППК	Механик установки (производства, цеха), инженер ОТН, мастер цеха по ремонту арматуры	1 экз. — установка (производство, цех) 1 экз. — ОТН 1 экз. — цех по ремонту арматуры	
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	
Технические паспорта на предохранительные клапаны	Механик установки (производства, цеха)	Установка (производство, цех)	
Журнал регистрации контрольных проверок манометров	То же	То же	

Окончание таблицы 3.6

Наименование документов	Ответственные за оформление и ведение документа	Место хранения	Примечание
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	
Инструкция по монтажу и эксплуатации сосуда	Начальник установки (производства, цеха)	В паспорте сосуда (аппарата)	
Схема включения сосуда	То же	То же	
Удостоверение о качестве монтажа сосуда	«	«	
Журнал наработки циклов нагружения сосудов, работающих под давлением	«	Установка (производство, цех)	

Примечание — Допускается внесение изменений в рекомендуемые формы технической документации при условии сохранения основного содержания.

**Приложение Ф  
(рекомендуемое)**

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

Наименование сосуда, позиция №	Год начала эксплуатации	Рег. № и дата регистрации	Разрешенные параметры		Среда	Скорость коррозии, мм/год	Материал основных частей сосуда	Завод-изготовитель, заводской №, год изготовления
			Р, МПа (кгс/см <sup>2</sup> )	Т, °С				
1	2	3	4	5	6	7	8	9

Цех № \_\_\_\_\_

Установка № \_\_\_\_\_

Продолжение приложения Ф

Очередные сроки технического освидетельствования											
предприятием						специализированной организацией, имеющей лицензию Ростехнадзора					
план	план	план	план	план	план	В.О.*	Г.И.**	В.О.	Г.И.	В.О.	Г.И.
факт	факт	факт	факт	факт	факт	план	план	план	план	план	план
10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21

\* В.О. — внутренний осмотр

\*\* Г.И. — гидравлическое испытание

**Приложение X  
(рекомендуемое)**

СОГЛАСОВАНО  
Начальник ОТН \_\_\_\_\_

УТВЕРЖДАЮ  
Главный инженер завода \_\_\_\_\_

« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20 г.

« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20 г.

**ПЕРЕЧЕНЬ**

сосудов цеха № \_\_\_\_\_, установки № \_\_\_\_\_, которые должны подвергаться дополнительным освидетельствованиям, испытаниям и исследованиям

Наименование сосуда (аппарата)	Поз №	Зав №	Рег. №	Параметры			Материал корпуса и защита от коррозии	Вид дополнительного освидетельствования или исследования и объем	Периодичность проведения	Примечание
				Рраб. МПа (кгс/см <sup>2</sup> )	Среда	Т стенки, °С				

Начальник установки (цеха) \_\_\_\_\_

Инженер ОТН \_\_\_\_\_

**Приложение Ц  
(рекомендуемое)**

**Коррозионная карта**

сосуда \_\_\_\_\_ поз. № \_\_\_\_\_  
установка № \_\_\_\_\_ цех № \_\_\_\_\_

Наименование частей сосуда (аппарата)	Толщина стенки, мм		Результаты замеров					
	первоначальная	отбраковочная	Дата _____	Дата _____	Дата _____			
			Подпись _____	Подпись _____	Подпись _____	№ точки	Толщина стенки, мм	№ точки
1	2	3	4	5	6	7	8	9

Эскиз сосуда или его развертка

**Приложение Ш  
(рекомендуемое)**

СОГЛАСОВАНО  
Начальник службы  
технического надзора

УТВЕРЖДАЮ  
Главный механик предприятия

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20 \_\_\_\_ г.

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20 \_\_\_\_ г.

**Акт  
отбраковки элементов сосуда (ов)**

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20 \_\_\_\_ 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 ревизии)

В результате освидетельствования установлено

Наименование сосуда(ов)	Поз. №	Наименование элементов сосуда(ов)	Описание дефектов на элементах сосуда(ов) и решение об отбраковке	Срок устранения

Начальник установки (цеха, производства) \_\_\_\_\_

Механик установки (цеха, производства) \_\_\_\_\_

Инженер службы технического надзора \_\_\_\_\_

## Приложение Ц (обязательное)

### Методические указания по гидравлическому испытанию сосудов, работающих под давлением\*

Щ.1 Гидравлические испытания производятся при удовлетворительных результатах внутреннего осмотра. Пробное давление принимается в соответствии с разделом 4.6 и пунктом 6.3.19 «Правил».

Сосуды, на которые имеются специальные государственные стандарты или технические условия, должны испытываться давлением, указанным в этих документах.

Щ.2 Гидравлическое испытание допускается производить водой или другими некоррозионными, неядовитыми, невзрывоопасными, вязкими жидкостями.

Щ.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. Рекомендуемые скорости подъема и снижения давления должны быть в соответствии с ПБ 03-593-03.

Щ.4 Пробное давление в сосуде должно создаваться насосом, обеспечивающим указанные условия подъема давления. Предпочтение следует отдавать поршневному насосу. Насос должен быть оснащен проверенным манометром с такой шкалой, чтобы предел измерения давления находился во второй трети шкалы.

Щ.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>).

Щ.6 При гидравлическом испытании вертикально устанавливаемых сосудов пробное давление должно контролироваться по манометру, установленному на верхней крышке (днище) сосуда. Гидравлическое испытание вертикально устанавливаемых сосудов допускается проводить в горизонтальном положении при условии обеспечения прочности корпуса сосуда, для чего расчет на прочность должен быть выполнен разработчиком проекта сосуда с учетом принятого способа опирания в процессе гидравлического испытания.

При этом пробное давление следует принимать с учетом гидростатического давления, действующего на сосуд в процессе его эксплуатации.

Щ.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.

Щ.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 предприятия-изготовителя.

Щ.9 В теплообменных аппаратах трубная и межтрубная зоны должны испытываться отдельно пробным давлением в зависимости от расчетного давления в каждой зоне. При этом сначала проводится испытание трубной зоны.

Щ.10 Под пробным давлением сосуд должен находиться в течение 5 мин, если отсутствуют другие указания изготовителя, затем давление постепенно снижается до расчетного, при котором проводится осмотр сосуда, обращая особое внимание на сварные швы и вальцовочные соединения. Если есть признаки пропуски воды через наружную изоляцию (промокание, вздутие), необходимо полностью или частично удалить покрытие.

Щ.11 Если во время испытания внутри сосуда слышны удары, шум и стук или происходит падение давления, то гидравлическое испытание прекращается и проводится осмотр сосуда для определения причин их проявления и возможных повреждений.

Щ.12 Сосуд считается выдержавшим гидравлическое испытание, если не обнаружено признаков разрыва, течи, «слезок» и «потения» в сварных соединениях и на основном металле, видимых остаточных деформаций.

Щ.13 Гидравлическое испытание проводится под руководством лица, ответственного за исправное состояние и безопасное действие сосуда.

Щ.14 Исполнители и лица, ответственные за организацию подготовки и проведения гидравлического испытания сосудов, назначаются распоряжением по цеху (производству).

\* Далее по тексту «Методические указания».

Щ.15 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.

Щ.16 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.

Щ.17 На основании настоящих «Методических указаний» на каждом предприятии разрабатывается инструкция по проведению гидравлического испытания сосудов применительно к условиям предприятия и утверждается главным инженером.

**Приложение Э  
(обязательное)**

**Допустимые классы дефектности сварных соединений  
при радиографическом контроле**

Вид сварных соединений	Группа сосудов по ОСТ 26-291-94			
	1, 2, 3	4	5а	5б
	Классы дефектности по ГОСТ 23055-78			
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 вместо 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 Ю  
(обязательное)**

**Предельные значения твердости основного металла и сварных соединений  
для различных марок сталей**

Марка стали	Допустимые пределы твердости основного металла, ед. НВ*	Допустимая твердость металла шва и зоны термического влияния ед. 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, 12Х18Н10Т, 10Х17Н13М2Т, 10Х17Н13М3Т	150—180	200

\* Допустимое отклонение указанных пределов не должно превышать +20НВ и —10НВ.

**Примечания**

1 По заключению специализированной организации в отдельных случаях сосуд может быть допущен к эксплуатации при твердости металла, отличающейся от приведенных значений.

2 Твердость коррозионно-стойкого слоя и переходного слоя в швах сварных соединений из двухслойной стали не должна быть более 220 НВ.

#### 4 Экспертиза промышленной безопасности

Экспертиза промышленной безопасности — оценка соответствия объекта экспертизы предъявляемым ему требованиям промышленной безопасности.

Экспертизу промышленной безопасности проводят организации, имеющие лицензию Ростехнадзора на этот вид деятельности.

Экспертиза промышленной безопасности технических устройств проводится в случаях, предусмотренных нормативными документами в области промышленной безопасности [1; 4; 5; 13; 20], а также:

при отсутствии паспорта на техническое устройство;

при выработке установленного проектом расчетного срока эксплуатации или количества циклов нагружения;

если техническое устройство не имеет установленного ресурса и находится в эксплуатации 20 и более лет;

если техническое устройство выработало разрешенный к дальнейшей эксплуатации ресурс остаточной работоспособности сверх первоначально установленного ресурса;

если техническое устройство временно находилось под воздействием параметров, превышающих расчетные (например, при пожаре, аварии);

при выявлении случаев нарушения установленного регламента эксплуатации;

при проведении ремонтно-сварочных работ, связанных с изменением конструкции, заменой материала несущих элементов технического устройства;

по требованию органов Ростехнадзора.

Выполнение обследования объекта экспертизы проводится в соответствии с [13] и программой, согласованной и утвержденной в установленном порядке.

Экспертиза технических устройств предусматривает оценку соответствия технологического оборудования, агрегатов и механизмов, технических систем и комплексов, приборов и аппаратуры требованиям нормативных технических документов в области промышленной безопасности, а также оценку технического состояния технических устройств, применяемых на опасных производственных объектах.

Продление срока безопасной эксплуатации технических устройств осуществляется в порядке, предусмотренном РД 03-484-02 «Положение о порядке продления срока безопасной эксплуатации технических устройств, оборудования и сооружений на опасных производственных объектах» [20].

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

Заключение экспертизы подписывается руководителем экспертной организации, заверяется печатью экспертной организации, прошивается с указанием сшитых страниц и передается заказчику.

Заказчик передает заключение экспертизы в центральный аппарат или территориальные органы Ростехнадзора для рассмотрения и утверждения в установленном порядке.

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

Наименование и шифр документа	Ведомство и год утверждения	Примечание
<b>ОБЩАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ</b>		
1 Федеральный закон № 116 — ФЗ от 21.07.97 г. «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»		Изменения от 07.08.2000 № 122ФЗ, от 10.01.2003 № 15-ФЗ, от 22.08.2004 № 122ФЗ, от 09.05.2005 № 45 ФЗ, от 18.12.2006 № 232ФЗ
2 Федеральный закон № 128 — ФЗ от 08.08.2001 г. «О лицензировании отдельных видов деятельности»		
3 Федеральный закон № 184—ФЗ от 27.12.2002 г. «О техническом регулировании»		Изменения от 09.05. 2005 № 49-ФЗ, от 01.05. 2007 № 65-ФЗ
4 ПБ 03-517-02. Общие правила промышленной безопасности для организаций, осуществляющих деятельность в области промышленной безопасности опасных производственных объектов	Утверждены постановлением Госгортехнадзора РФ от 18.10. 2002 г. № 61-А	
5 ПБ 09—540—03. Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств	Утверждены постановлением Госгортехнадзора России от 05.05. 2003 г. № 29	
6 ПБ 09-563-03. Правила промышленной безопасности для нефтеперерабатывающих производств	Утверждены постановлением Госгортехнадзора РФ от 29.05. 2003 г. № 44	
7 ПБ 08-624-03. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности	Утверждены Постановлением Госгортехнадзора РФ от 05.06. 2003 г. № 56	Взамен ПБ 08-200-98 и ПБ 08-375(200) - 00
8 ПБ 08-622-03. Правила безопасности для газоперерабатывающих заводов и производств	То же, № 54	
9 ПБ 09-566-03. Правила безопасности для складов сжиженных углеводородных газов и легковоспламеняющихся жидкостей под давлением	Утверждены постановлением Госгортехнадзора РФ от 27.05. 2003 г. № 43	

Наименование и шифр документа	Ведомство и год утверждения	Примечание
10 ПБ 09-579-03. Правила безопасности для наземных складов жидкого аммиака	Утверждены постановлением Госгортехнадзора РФ от 05.06.2003 г. № 62	
11 ПБ 03-591-03. Правила безопасной эксплуатации факельных систем	Утверждены постановлением Госгортехнадзора РФ от 10.06.2003 г. № 83	
12 ПБ 03—246—98. Правила проведения экспертизы промышленной безопасности	Утверждены постановлением Госгортехнадзора РФ от 06.11.98 г. № 64	[ПБИ-03-490(246)-02] Постановление Госгортехнадзора РФ от 01.08.2002 г. № 48
13 РД 09-539-03. Положение о порядке проведения экспертизы промышленной безопасности в химической, нефтехимической и нефтеперерабатывающей промышленности	Утверждено постановлением Госгортехнадзора РФ от 18.03.2003 г. № 8	
14 РД-03-298-99. Положение о порядке утверждения заключений экспертизы промышленной безопасности	Утверждено постановлением Госгортехнадзора РФ от 14.07.99 г. № 51	[РДИ-03-530(298)-03] Постановление Госгортехнадзора РФ от 09.04.2003 г. № 12
15 РД 10-520-02. Положение по проведению экспертизы промышленной безопасности опасных производственных объектов, на которых используются паровые и водогрейные котлы, сосуды, работающие под давлением, трубопроводы пара и горячей воды	Постановление Федерального горного и промышленного надзора России от 23.10.2002 г. № 62	
16 РД 03-29-93. Методические указания по проведению технического освидетельствования паровых и водогрейных котлов, сосудов, работающих под давлением, трубопроводов пара и горячей воды	Утверждены коллегией Госгортехнадзора РФ от 23.08.93 г. № 30	
17 РД 26.260.16-2002. Экспертное техническое диагностирование сосудов и аппаратов, работающих под давлением на объектах добычи, переработки газового конденсата и нефти в северных районах Российской Федерации, и подземных газохранилищ	Согласован Управлением по надзору в химической, нефтехимической и нефтеперерабатывающей промышленности Госгортехнадзора России	
18 РД 03-421-01. Методические указания по проведению диагностирования технического состояния и определению остаточного срока службы сосудов и аппаратов	Утверждены постановлением Госгортехнадзора РФ от 06.09.2001 г. № 39	



Наименование и шифр документа	Ведомство и год утверждения	Примечание
19 ДиОР-05. Методика диагностирования технического состояния определения остаточного ресурса технологического оборудования нефтеперерабатывающих, нефтехимических и химических производств	ОАО «ВНИКТИнефтехимоборудование», 2006. Согласована Управлением по надзору за общепромышленными опасными объектами Ростехнадзора, письмо № 11-16/469 от 21.02.2006 г.	
20 РД 03-484-02. Положение о порядке продления срока безопасной эксплуатации технических устройств, оборудования и сооружений на опасных производственных объектах	Утверждено постановлением Госгортехнадзора РФ от 09.07.2002 г. № 43	
21 СО 153-34.17.439-2003. Инструкция по продлению срока службы сосудов, работающих под давлением	Утверждена приказом Мининтерства энергетики РФ №253 от 24.06.2003 г.	Взамен РД 34.17.439-96
22 Положение о планово-предупредительном ремонте технологического оборудования нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности. Часть 1	Миннефтехимпром СССР, 1976, ВНИКТИнефтехимоборудование	Изменения и дополнения, таблица 1, 1987
23 РД 09-250-98. Положение о порядке безопасного проведения ремонтных работ на химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих опасных производственных объектах	Утверждено постановлением Госгортехнадзора РФ от 10.12.98 г. № 74.	Изменение № 1 Постановление Госгортехнадзора РФ от 21.11.02 № 66 [РДИ-09-501(250)-02]
24 ППБ 01-03. Правила пожарной безопасности в Российской Федерации	Утверждены приказом МЧС России от 18.06.2003 г. № 313	
25 РД 03-19-2007. Положение об организации работы по подготовке и аттестации специалистов организаций, поднадзорных Федеральной службе по экологическому, технологическому и атомному надзору	Приказ Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 29.01.2007 г. № 37	Взамен РД 03-444-02.
26 РД 03-20-2007. Положение об организации обучения и проверки знаний рабочих организаций, поднадзорных Федеральной службе по экологическому, технологическому и атомному надзору	Приказ Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 29.01.2007 г. № 37	Взамен РД 03-444-02 Изменение — приказ Ростехнадзора от 05.05.2007 г. № 450
27 ПБ 10-574-03. Правила устройства и безопасной эксплуатации паровых и водогрейных котлов	Утверждены постановлением Госгортехнадзора РФ от 11.06.2003 г. № 88	

Наименование и шифр документа	Ведомство и год утверждения	Примечание
28 ПБ 03-583-03. Правила разработки, изготовления и применения мембранных предохранительных устройств	Утверждены постановлением Госгортехнадзора РФ от 05.06.2003 г. № 59	
29 Инструкция ИПКМ-2005 «Порядок эксплуатации, ревизии и ремонта пружинных предохранительных клапанов, мембранных предохранительных устройств нефтеперерабатывающих и нефтехимических предприятий Минпромэнерго России»	Согласована Управлением по надзору за общепромышленными опасными объектами Ростехнадзора письмом № 11-16/2006 от 20.06.2006 г.	Взамен РУПК-78
30 СНиП 2.01.07 — 85. Нагрузки и воздействия. Нормы проектирования	Госстрой СССР	Доп. Раздел 10 от 1988. Изм. №1 от 01.01.89 г. Изм. №2 БСТ 9.11/ 2003
31 СНиП 2.02.01 — 83. Основания зданий и сооружений. Нормы проектирования	То же	
32 СНиП 2.03.11 — 85. Защита строительных конструкций от коррозии	То же	
33 СПиП 3.01.04 — 87. Приёмка в эксплуатацию законченных строительных объектов. Основные положения	То же	
34 СНиП II — 23 — 81. Стальные конструкции. Нормы проектирования	То же	Пп.13.2—13.4, 14.1—14.3 утратили силу с 01.01.89 г. Изм. п.13.1 с 01.01.89 г.
35 СНиП II — 7 — 81. Строительство в сейсмических районах. Нормы проектирования.	То же	Изменение № 106 от 03.06.87 г. Изменение № 127 от 16.08.89 г.
36 СНиП 2.09.03-85. Сооружения промышленных предприятий	Стройиздат. М., 1986	Изменения п. 13.19 с 01.01.89 г.
37 СНиП 3.03.01-87. Несущие и ограждающие конструкции	То же, 1988	
38 РД 03-606-03. Инструкция по визуальному и измерительному контролю	Утверждена постановлением Госгортехнадзора РФ от 11.06.2003 г. № 92	
39 ГОСТ 6485-69. Калибры для конической дюймовой резьбы с углом профиля 60°. Типы. Основные размеры и допуски	Госстандарт, 1969	
40 ГОСТ 2533-88. Калибры для трубной цилиндрической резьбы. Допуски	То же, 1988	
41 ГОСТ 18466-73. Калибры для метрической резьбы свыше 68 до 200 мм. Исполнительные размеры	То же, 1973	

Наименование и шифр документа	Ведомство и год утверждения	Примечание
42 ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности	Государственный комитет СССР по стандартам, 1976	
43 РД 03-614-03. Порядок применения сварочного оборудования при изготовлении, монтаже, ремонте и реконструкции технических устройств для опасных производственных объектов	Утвержден постановлением Госгортехнадзора РФ от 19.06.2003 г. № 102	
44 РД 03-615-03. Порядок применения сварочных технологий при изготовлении, монтаже, ремонте и реконструкции технических устройств для опасных производственных объектов	То же, № 103	
45 ГОСТ 8713-79. Сварка под флюсом. Соединения сварные. Основные типы, конструктивные элементы и размеры	Государственный комитет СССР по стандартам, 1979	
46 ГОСТ 14771-76. Дуговая сварка в защитном газе. Соединения сварные. Основные типы, конструктивные элементы и размеры	То же, 1976	
47 ГОСТ 5264-80. Ручная дуговая сварка. Соединения сварные. Основные типы, конструктивные элементы и размеры	То же, 1980	
48 ГОСТ 11534-75. Ручная дуговая сварка. Соединения сварные под острыми и тупыми углами. Основные типы, конструктивные элементы и размеры	То же, 1975	
49 ГОСТ 11533-75. Автоматическая и полуавтоматическая дуговая сварка под флюсом. Соединения сварные под острыми и тупыми углами. Основные типы, конструктивные элементы и размеры	То же	
50 ГОСТ 115164-78. Электрошлаковая сварка. Соединения сварные. Основные типы, конструктивные элементы и размеры	То же, 1978	
51 ГОСТ 23518-79. Дуговая сварка в защитных газах. Соединения сварные под острыми и тупыми углами. Основные типы, конструктивные элементы и размеры	То же, 1979	
52 ГОСТ 6032 — 2003. Стали и сплавы коррозионно-стойкие. Методы испытаний на стойкость к межкристаллитной коррозии	Госстандарт, 2003	

Наименование и шифр документа	Ведомство и год утверждения	Примечание
53 ГОСТ 22761-77. Металлы и сплавы. Метод измерения твердости по Бринелю переносными твердомерами статического действия	Государственный комитет СССР по стандартам, 1977	
54 ГОСТ 3242-79. Соединения сварные. Методы контроля качества	То же, 1979	
55 ИВ 03-440-02. Правила аттестации персонала в области неразрушающего контроля	Утверждены постановлением Госгортехнадзора РФ от 23.01.2002 г. № 3	
56 ГОСТ 28702-90. Контроль неразрушающий. Толщиномеры ультразвуковые. Общие технические требования	Государственный комитет СССР по стандартам, 1990	
57 ГОСТ 30242-97. Дефекты соединений при сварке металлов плавлением. Классификация и определения	То же, 1997	
58 ОСТ 12503-75. Сталь. Методы ультразвукового контроля. Общие требования	То же, 1975	
59 ГОСТ 18442-80. Контроль неразрушающий. Капиллярные методы. Общие требования	То же, 1980	
60 ГОСТ 20415-82. Контроль неразрушающий. Методы акустические. Общие положения	То же, 1982	
61 ГОСТ 21105-87. Контроль неразрушающий. Магнитопорошковый метод	То же, 1987	
62 ГОСТ 14782-86. Контроль неразрушающий. Соединения сварные. Методы ультразвуковые	То же, 1986	
63 ГОСТ 7512-82. Контроль неразрушающий. Соединения сварные. Радиграфический метод	То же, 1982	
64 ГОСТ 23055-78. Контроль неразрушающий. Сварка металлов плавлением. Классификация сварных соединений по результатам радиграфического контроля	То же, 1978	
65 Рекомендации по проведению ультразвукового контроля основного металла технологического оборудования	ВНИИТнефтехимоборудование, 1988	
66 РД 26-11-01-85. Инструкция по контролю сварных соединений, недоступных для проведения радиграфического и ультразвукового контроля	НИИхиммаш; ВНИИПТхимнефтеаппаратуры, 1985	

Наименование и шифр документа	Ведомство и год утверждения	Примечание
67 РД 34.17.302-97. Котлы паровые и водогрейные. Трубопроводы пара и горячей воды. Сосуды. Сварные соединения. Контроль качества. Ультразвуковой контроль. Основные положения	Утверждено РАО ЕЭС России 12.12.96 г. Согласовано Госгортехнадзором РФ 14.12.97 г.	
68 ГОСТ 22727-88. Прокат листовой. Методы ультразвукового контроля	Государственный комитет СССР по стандартам. 1988 То же. 1980	
69 ГОСТ 24507-80. Контроль неразрушающий. Поковки из черных и цветных металлов. Методы ультразвуковой дефектоскопии		
70 РДИ 38.18.016-94. Инструкция по ультразвуковому контролю сварных соединений технологического оборудования	ВНИКТИнефтехим-оборудование. 1994 Согласовано Госгортехнадзором РФ 02.06.97 г.	Взамен РДИ 38.18.002-83
71 РДИ 38.18.019-95. Инструкция по капиллярному контролю деталей технологического оборудования, сварных соединений и наплавки	ВНИКТИнефтехим-оборудование. 1994 Согласовано Госгортехнадзором РФ 24.07.96 г.	
72 РДИ 38.18.020-95. Радиографический контроль сварных соединений сосудов, аппаратов и трубопроводов	ВНИКТИнефтехим-оборудование. Согласовано ГТТИ РФ 24.07.96 г.	
73 РДИ 38.18.017-94. Инструкция по магнитопорошковому контролю оборудования и сварных соединений	ВНИКТИнефтехим-оборудование. Согласовано ГТТИ РФ 02.06.97 г.	
74 ПБ 03-593-03. Правила организации и проведения акустико-эмиссионного контроля сосудов, аппаратов, котлов и технологических трубопроводов	Утверждено постановлением Госгортехнадзора РФ от 09.06.2003 г. № 77	Взамен РД 03-131-97
75 ОСТ 26-5-99. Контроль неразрушающий. Цветной метод контроля сварных соединений, наплавленного и основного металла	ВНИИПТхимнефте-аппаратуры. 2000	
<b>ПЕЧИ</b>		
76 СНиП 111-24-75. Промышленные печи и кирпичные трубы	Гострой СССР	
77 ПБ 03-445-02. Правила безопасности при эксплуатации дымовых и вентиляционных промышленных труб	Утверждены постановлением Госгортехнадзора РФ от 03.12.2001 г. № 56	
78 РД 03-610-03. Методические указания по обследованию дымовых и вентиляционных промышленных труб	Утверждены постановлением Госгортехнадзора РФ от 18.06.2003 г. № 95	

Наименование и шифр документа	Ведомство и год утверждения	Примечание
79 ГОСТ 550-75. Трубы стальные бесшовные для нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности. Технические условия	Государственный комитет СССР по стандартам. 1975	
80 ГОСТ 30753-2001 (ИСО 3419-81) ГОСТ 17375-2001 (ИСО 3419-81) ГОСТ 17376-2001 (ИСО 3419-81) ГОСТ 17378-2001 (ИСО 3419-81) ГОСТ 17379-2001 (ИСО 3419-81) Детали трубопроводов бесшовные приварные из углеродистой и низколегированной стали. Конструкция	Межгосударственный совет по стандартизации, метрологии и сертификации. ИПК «Издательство стандартов». 2002	
81 ГОСТ 17380-2001 (ИСО 3419-81). Детали трубопроводов бесшовные приварные из углеродистой и низколегированной стали. Общие технические условия	То же. 2002	
82 РД РТМ 38.14.006-86. Методика определения сроков эксплуатации змеевиков печей установок каталитического риформинга, отработавших проектный ресурс	Миннефтехимпром СССР. ВНИКТИнефтехим-оборудование	
83 Методика оценки остаточного ресурса трубчатых печей нефтеперерабатывающих, нефтехимических и химических производств	ОАО «ВНИКТИнефтехимоборудование». Согласовано Госгортехнадзором РФ 22.01.99 г.	
84 ПБ 03-585-03 «Правила устройства и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов»	Утверждены постановлением Госгортехнадзора РФ от 10.06.2003 г. № 80	Взамен ПБ 03-108-96
85 СА 03-005-07. Технологические трубопроводы нефтеперерабатывающей, нефтехимической и химической промышленности. Требования к устройству и эксплуатации	Рекомендован Ростехнадзором в качестве документа межотраслевого применения (письмо № КЧ-45/200 от 30.03.2007 г.)	Стандарт ассоциации «Ростехэкспертиза»
86 СА 03-003-07. Расчеты на прочность и вибрацию стальных технологических трубопроводов	Рекомендован Ростехнадзором в качестве документа межотраслевого применения (письмо № КЧ-50/1219 от 27.11.2006 г.)	Стандарт ассоциации «Ростехэкспертиза»
87 РД 38.13.004—86. «Эксплуатация и ремонт технологических трубопроводов под давлением до 10,0 МПа (100 кгс/см <sup>2</sup> )»	ВНИКТИнефтехим-оборудование. 1986 Согласован Госгортехнадзором РФ 11.04.86 г.	

Наименование и шифр документа	Ведомство и год утверждения	Примечание
88 ПБ 10-573-03 «Правила устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды»	Утверждены постановлением Госгортехнадзора РФ от 11.06.2003 г. № 90	
89 РТМ 26-02-67-84. Методика расчета на прочность элементов печей, работающих под давлением	Союзнефтехиммаш. ВНИИнефтемаш. 1983	
90 РД 10-249-98. Расчет на прочность стационарных котлов и трубопроводов пара и горячей воды	Утверждено постановлением Госгортехнадзора РФ от 25.08.98 № 50	Изм. № 1 РД 10-413 (249)-01, утверждено постановлением Госгортехнадзора РФ от 13.07.2001 г. № 31
91 РД 3688-00220302-003-04. Трубчатые нагревательные печи. Требования к проектированию, изготовлению и эксплуатации	ОАО «ВНИИнефтемаш». 2004	
92 РД 26-02-80-2004. Змеевики сварные для трубчатых печей. Требования к проектированию, изготовлению и поставке	То же	
93 Типовое положение о входном контроле материалов, комплектующих изделий и оборудования на предприятиях нефтепереработки и нефтехимии	ОАО «ВНИКТИнефтехим-оборудование». 2005	
94 ПБ 10-574-03. Правила устройства и безопасной эксплуатации паровых и водогрейных котлов	Утверждено постановлением Госгортехнадзора РФ от 11.06.2003 г. № 88	
95 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. ВНИКТИнефтехим-оборудование. 1981	
96 Инструкция по техническому надзору, методам ревизии, отбраковке и ремонту печей установок пиролиза производства этилена	Миннефтехимпром СССР. ВНИКТИнефтехим-оборудование. 1986	
97 Временная инструкция по техническому надзору, методам ревизии, отбраковке и ремонту печей пиролиза установок ЭП-300	То же. 1984	
98 Временная инструкция по техническому надзору, методам ревизии, отбраковке и ремонту печей пиролиза установки ЭП-450 ПО «Нижекамскнефтехим»	То же. 1985	
99 Трубчатые печи. Каталог	ВНИИнефтемаш	

Наименование и шифр документа	Ведомство и год утверждения	Примечание
100 ГОСТ 21204-97. Горелки газовые промышленные. Общие технические требования		
101 ГОСТ 29134-97. Горелки газовые промышленные. Методы испытаний		
102 ГОСТ 27824-2000. Горелки промышленные на жидком топливе. Общие технические требования		
103 ГОСТ 28091-89. Горелки промышленные на жидком топливе. Методы испытаний		
104 ГОСТ Р 52229-2004. Устройства запально-защитные. Общие технические условия		
105 Правила технической эксплуатации трубчатых печей нефтеперерабатывающих и нефтехимических предприятий (Тепло-техническая часть) ТП.01.88	Миннефтехимпром СССР. 1988	
РЕЗЕРВУАРЫ		
106 ГОСТ 23118-99. Конструкции стальные строительные. Общие технические условия		
107 РД-08-95-95. Положение о системе технического диагностирования сварных вертикальных цилиндрических резервуаров для нефти и нефтепродуктов	Утверждено постановлением Госгортехнадзора РФ от 25.07.95 г. № 38	
108 РД 153-112-017-97. Инструкция по диагностике и оценке остаточного ресурса вертикальных стальных резервуаров	АК «Транснефтепродукт» Согласована Госгортехнадзором РФ письмом № 10-03/558 от 23.12.96 г.	
109 ПБ 03-605-03. Правила устройства вертикальных цилиндрических стальных резервуаров для нефти и нефтепродуктов	Утверждены Госгортехнадзором РФ от 09.06.2003 г. № 76	Взамен ПБ 03-381-00
110 ГОСТ 8.570-2000. Резервуары стальные вертикальные цилиндрические. Методика поверки	Государственный комитет СССР по стандартам	Взамен ГОСТ 8.380-80
111 СТО 0030-2004. Резервуары вертикальные цилиндрические стальные для нефти и нефтепродуктов. Правила технического диагностирования, ремонта и реконструкции	ЗАО «ЦНИИПСК им. Мельникова». ОАО «НИ нефтестройпроект». ОАО «ВНИИмонтажспецстрой». ЗАО «Трест Коксхиммонтаж»	

Наименование и шифр документа	Ведомство и год утверждения	Примечание
112 ВСН 311-89 ММСС Монтаж вертикальных цилиндрических резервуаров для хранения нефти и нефтепродуктов объемом от 100 до 50000м <sup>3</sup>	Минмонтажспецстрой	
113 ПБ 09-560-03. Правила промышленной безопасности нефтебаз и складов нефтепродуктов	Утверждены постановлением Госгортехнадзора РФ от 20.05.2003 г. № 33	Взамен «Правил технической эксплуатации нефтебаз», Госкомнефтепродукт, 1984
114 Рекомендации по восстановлению несущей способности стальных вертикальных резервуаров путем их усиления	ВНИКТИнефтехимоборудование, 1986	
115 РД 153-39.4-078-01. Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов и нефтебаз	Институт проблем транспорта энергоресурсов. Согласован Госгортехнадзором РФ (письмо № 10-03/986 от 26.12.2000 г.)	
116 Правила технической эксплуатации резервуаров и инструкции по их ремонту	М.: Недра, 1988	
<b>СОСУДЫ И АППАРАТЫ</b>		
117 ПБ 03-584-03. Правила проектирования, изготовления и приёмки сосудов и аппаратов стальных сварных	Утверждены постановлением Госгортехнадзора РФ от 10.06.2003 г. № 81	
118 ПБ 03-576-03. Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением	Утверждены постановлением Госгортехнадзора РФ от 11.06.2003 г. № 91	
119 ГОСТ Р 52630-2006. Сосуды и аппараты стальные сварные. Общие технические условия	Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 27.12.2006 г. №369-СТ	
120 ГОСТ Р 52857.1-2007 – ГОСТ Р 52857.12-2007. Сосуды и аппараты. Нормы и методы расчета на прочность	ОАО «НИИхиммаш», ЗАО «Петрохим Инжиниринг», ОАО «ВНИИнефтемаш», 2007	
121 ГОСТ 14249-89. Сосуды и аппараты. Нормы и методы расчета на прочность	Государственный комитет СССР по стандартам, 1989	
122 ГОСТ 24755-89. Сосуды и аппараты. Нормы и методы расчета на прочность укрепления отверстий	То же	
123 ГОСТ 25859-83. Сосуды и аппараты стальные. Нормы и методы расчета на прочность при малоцикловых нагрузках	То же, 1983	

Наименование и шифр документа	Ведомство и год утверждения	Примечание
124 ГОСТ 25215-82. Сосуды и аппараты высокого давления. Обечайки и днища. Нормы и методы расчета на прочность	Государственный комитет СССР по стандартам, 1982	
125 ГОСТ 25221-82. Сосуды и аппараты. Днища и крышки сферические неотбортованные. Нормы и методы расчета на прочность	То же	
126 ГОСТ Р 51274 — 99. Сосуды и аппараты. Аппараты колонного типа. Нормы и методы расчета на прочность		Взамен ГОСТ 24757-81
127 ГОСТ 26202-84. Нормы и методы расчета на прочность обечайки и днищ от воздействия опорных нагрузок	То же, 1984	
128 ГОСТ Р 51273 — 99. Сосуды и аппараты. Нормы и методы расчета на прочность. Определение расчетных усилий для аппаратов колонного типа от ветровых нагрузок и сейсмических воздействий		Взамен ГОСТ 24756-81
129 СТ СЭВ 5206-85 (введен Госстандартом в качестве ГОСТа). Сосуды и аппараты высокого давления. Фланцы, крышки плоские и выпуклые. Методы расчета на прочность		
130 ГОСТ 26158-84. Сосуды и аппараты из цветных металлов. Нормы и методы расчета на прочность. Общие требования		
131 ГОСТ Р 51364-99 (ИСО 6758-80) Сосуды и аппараты. Аппараты воздушного охлаждения. Общие технические условия		
132 ГОСТ 25822-83. Сосуды и аппараты. Аппараты воздушного охлаждения. Нормы и методы расчета на прочность	Государственный комитет СССР по стандартам, 1983	
133 ГОСТ 25221-82. Сосуды и аппараты. Днища и крышки сферические неотбортованные. Нормы и методы расчета на прочность	То же, 1982	
134 ГОСТ 25867-83. Сосуды и аппараты. Сосуды с рубашками. Нормы и методы расчета на прочность	То же, 1983	
135 ГОСТ 26303-84. Сосуды и аппараты высокого давления. Шпильки. Методы расчета на прочность	То же, 1984	

Наименование и шифр документа	Ведомство и год утверждения	Примечание
136 ОСТ 26-1046-87. Сосуды и аппараты высокого давления. Нормы и методы расчета на прочность	Миннефтехимаш СССР, 1987	
137 ГОСТ 27691-88. Сосуды и аппараты. Требования к форме представления расчетов на прочность, выполняемых на ЭВМ	Государственный комитет СССР по стандартам, 1988	
138 СТО 00220368-010-2007. Швы сварных соединений сосудов и аппаратов, работающих под давлением. Радиографический метод контроля	ВНИИПТхимнефте-аппаратуры, г. Волгоград, 2008	
139 ОСТ 26-01-84-78. Швы сварных соединений сосудов и аппаратов, работающих под давлением. Методика магнитопорошкового метода контроля		
140 СТО 00220256-005-2005. Швы стыковых, угловых и тавровых сварных соединений сосудов и аппаратов, работающих под давлением. Методика ультразвукового контроля		Взамен ОСТ 26-2044-83.
141 ОСТ 26-2079-80. Швы сварных соединений сосудов и аппаратов, работающих под давлением. Выбор методов неразрушающего контроля	ВНИИПТхимнефте-аппаратуры, г. Волгоград, 1980	
142 Технические указания — регламент по эксплуатации и обследованию оборудования установок каталитического риформинга и гидроочистки, работающих в водородосодержащих средах при повышенных температуре и давлении	Согласован Госгортехнадзором России 16.03.98 г., № 02 — 35/195.	
143 РД 24.200.08-90. Сосуды и аппараты. Нормы и методы расчета на прочность конических, эллипсоидных и сферических переходов		
144 РД 24.200.18-90. Сосуды и аппараты. Выбор параметров упрочняющей обработки. Метод расчета на прочность с учетом упрочнения		
145 РТМ 26-02-39-84. Метод защиты от коррозии и выбор материалов для основных элементов и узлов аппаратов установок, подготовки и первичной переработки нефти (ЭЛОУ, АВТ, АТ, ЭЛОУ—АВТ)		
146 РД 24.200.21-91. Сосуды и аппараты. Нормы и методы расчета на прочность элементов плавающих головок кожухотрубчатых теплообменных аппаратов		

Наименование и шифр документа	Ведомство и год утверждения	Примечание
147 РД 24.201.12-90. Теплообменники с витыми трубами и жестким сердечником цельносварные однопоточные. Нормы и методы расчета на прочность		
148 Методика ультразвукового контроля металла и сварных соединений биметаллических аппаратов	ВНИКТИнефтехим-оборудование, 1988	
149 РД 26-16-88. Сосуды и аппараты. Методы расчета напряжений в месте пересечений патрубков с обечайками и днищами		
150 РТМ 26-01-58-73. Аппараты теплообменные спиральные. Методика расчетов на прочность		
151 РД 26-01-55-84. Аппараты выпарные. Нормы и методы расчета на прочность		
152 РД 26-11-05-85. Сосуды и аппараты из двухслойной стали. Нормы и методы расчета на прочность		
153 Методика оценки прочности и определения возможности дальнейшей эксплуатации нефтехимических сосудов и аппаратов с местными нарушениями геометрической формы в виде вмятин и выпучин	ОАО «ВНИКТИнефтехим-оборудование», 1996	
154 Методика диагностирования технического состояния сосудов и аппаратов, отслуживших установленные сроки службы на предприятиях Минтопэнерго	Минтопэнерго РФ, Центrxимаш, 1992	
155 Методика прогнозирования остаточного ресурса безопасной эксплуатации сосудов и аппаратов по изменению параметров технического состояния	Минтопэнерго РФ, Центrxимаш, 1993	
156 Руководящие указания по эксплуатации и ремонту сосудов и аппаратов, работающих под давлением ниже 0,07МПа (0,7 кг/см <sup>2</sup> ) и вакуумом (РУА-93)	Департамент нефтепереработки, ВНИКТИнефтехим-оборудование, 1994	
157 Инструкция по техническому надзору и эксплуатации сосудов, работающих под давлением, на которые не распространяются Правила Госгортехнадзора (ИТНЭ-93)	То же	
158 Инструкция по определению скорости коррозии металла стенок корпусов сосудов и трубопроводов на предприятиях Миннефтехимпрома СССР	ОАО «ВНИКТИнефтехим-оборудование», 1983	
159 Сосуды и аппараты. Общие технические условия на ремонт корпусов (ОТУ 3-01)	То же, 2001	Взамен ОТУ 2-92

Наименование и шифр документа	Ведомство и год утверждения	Примечание
160 Сосуды и аппараты стальные сварные. Требования к монтажу и эксплуатации	ВНИИНефтемаш. 1985	ТОО.ОО.ОООД1
161 ОСТ 26-291-94. Сосуды и аппараты стальные сварные. Общие технические условия (разд. 9.10)	Утвержден Роскомашем и Госгортехнадзором РФ 21/28.04.94 г.	Изменения 1,2 от 95/96 гг.
162 РД 26-01-87-86. Автоклавы. Метод расчета на прочность		
163 РД 26-01-128-2000. Инструкция по ультразвуковому контролю стыковых и угловых сварных соединений, химической аппаратуры из сталей аустенитного и аустенитно-ферритного классов с толщиной стенки от 4 до 30 мм	Согласовано Управлением по котлонадзору и надзору за подъемными сооружениями Госгортехнадзора РФ письмом № 12-06/399 от 20.04.2001	
164 РД 38.19.008-87. Теплообменники кожухотрубчатые. Общие руководство по централизованному ремонту	Миннефтехимпром СССР ВНИКТИнефтехимоборудование, 1988	
165 Методика диагностирования технического состояния и оценки остаточного ресурса аппаратов для гидролиза и варочных котлов стальных футерованных. М 4 — 96	ОАО «ИркутскНИИхимаш», НТИ «ЦЕНТРхимаш», М., 1996	
166 РД РТМ 26-01-96-83. Крышки и днища плоские круглые с радиальными ребрами жесткости сосудов и аппаратов. Метод расчета на прочность		
167 ОСТ 24.201.03-90. Сосуды и аппараты высокого давления. Общие технические требования	Минтяжмаш. 1990	
168 Методика диагностирования технического состояния сосудов и аппаратов, эксплуатирующихся в сероводородсодержащих средах	ЦЕНТРхимаш. 1993 Утверждена Главным управлением промышленной безопасности и охраны труда Минтопэнерго РФ. 1993 Согласована Госгортехнадзором РФ 30.11.1993 г.	
169 ОСТ 26-01-1-85. Сосуды и аппараты эмалированные. Общие технические условия	НИИэмальхиммаш. 1985	
170 ОСТ 26-01-949-80. Сосуды и аппараты стальные эмалированные. Нормы и методы расчета на прочность	Миннефтехиммаш СССР. 1980	

Наименование и шифр документа	Ведомство и год утверждения	Примечание
171 ОСТ 26.260.14-2001. Сосуды и аппараты, работающие под давлением. Способы контроля герметичности	ВНИИПТхимнефте-аппаратуры. Волгоград. 2004	Взамен ОСТ 26-11-14-88
172 ГОСТ 12.2.085-2002. Сосуды, работающие под давлением. Клапаны предохранительные. Требования безопасности		
173 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	
174 Общие технические условия на ремонт кожухотрубчатых теплообменников (УО 38.011.85-83).	Миннефтехимпром СССР. ВНИКТИнефтехимоборудование. 1983	
175 РД РТМ 26-01-86 -88. Аппараты теплообменные пластинчатые. Методы расчета на прочность и герметичность		
176 ОСТ 26-01-66-86. Тарелки колпачковые стальных колонных аппаратов. параметры, конструкция и размеры	УкрНИИхиммаш. 1986	
177 АТК 26.02.1-89. Тарелки клапанные прямоточные для аппаратов колонного типа. Параметры, конструкция и основные размеры		
178 АТК 24.202.02-90. Тарелки ректификационные S-образно-клапанные для аппаратов колонного типа. Параметры, конструкция, основные размеры. Технические требования		
179 АТК 24.202.11-90. Тарелки клапанные, балластные для аппаратов колонного типа. Конструкция, основные размеры		
180 ОСТ 26-01-151-82. Сосуды и аппараты стальные сварные для низкотемпературного газоразделения. Технические требования, правила приемки и методы испытаний	Миннефтехиммаш СССР. 1982	
181 СНиП 23-01-99. Строительная климатология	Утверждено постановлением Госстроя России от 11.06.99 г. № 45	

ТРУБЧАТЫЕ ПЕЧИ, РЕЗЕРВУАРЫ, СОСУДЫ И АППАРАТЫ  
НЕФТЕПЕРЕРАБАТЫВАЮЩИХ И НЕФТЕХИМИЧЕСКИХ ПРОИЗВОДСТВ

ТРЕБОВАНИЯ К ТЕХНИЧЕСКОМУ НАДЗОРУ, РЕВИЗИИ  
И ОТБРАКОВКЕ

СТО-СА-03-004-2009

Подписано к печати 18.07.10. Формат 60x84/16.  
Бум. офс. Усл. печ. л. 8,6. Уч.-изд. л. 9,0. Тираж 1000 экз. Заказ **196**

ВГПУ. Издательство «Перемена»  
Типография издательства «Перемена»  
400131, Волгоград, пр. им. В. И. Ленина, 27