ФЕДЕРАЛЬНЫЙ НАДЗОР РОССИИ ПО ЯДЕРНОЙ И РАДИАЦИОННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ

(ГОСАТОМНАДЗОР РОССИИ)

ПРАВИЛА И НОРМЫ В АТОМНОЙ ЭНЕРГЕТИКЕ

ПРАВИЛА УСТРОЙСТВА И БЕЗОПАСНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБОРУДОВАНИЯ И ТРУБОПРОВОДОВ АТОМНЫХ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ УСТАНОВОК

ПНАЭ Г-7-008-89

(с Изменениями № 1 от 01.09.2000 г.)

Дата введения
01.01.90

Москва 2003

gost.e-ecolog.ru

ББК 31.4
П68
УДК 621 039.4·62-78(083.75)

Правила устройства и безопасной эксплуатации оборудования и трубопроводов атомных энергетических установок (ПН АЭ Г-7-008-89). М.: НТЦ ЯРРБ Госатомнадзора России, 2003

Правила содержат обязательные требования к устройству и эксплуатации оборудования и трубопроводов атомных энергетических установок, *обеспечивающие их надежность* и безопасность Знание правил обязательно для всех работников, участвующих в проектировании, изготовлении и аттестации эксплуатационного персонала АЭС, для получения разрешения от органов надзора на эксплуатацию, ремонт и реконструкцию оборудования АС.

Подписано в печать 17.06.03 Печать офсетная. Формат 60×90 1/16. Уч.-изд. л. 12,25
Тираж 100 экз. Зак. № 85 . Заказное.

ПМБ ВТИ. 109280, Москва, ул. Автозаводская, 14/23.

1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

1.1. Назначение Правил

1.1.1. Настоящие Правила распространяются на работающие под давлением (включая гидростатическое) и вакуумом сосуды (в том числе на корпуса реакторов и на их страховочные корпуса и кожухи, на парогенераторы и теплообменники), на корпуса насосов и арматуру и на трубопроводы систем атомных станций (АЭС, АТЭЦ, АСТ, АСПТ) с водо-водяными и водографитовыми реакторами, реакторами на быстрых нейтронах с жидкометаллическим теплоносителем и установок с исследовательскими или опытными реакторами указанных типов (в дальнейшем сосуды, корпуса насосов и арматура именуются "оборудование", а все перечисленные атомные станции и установки именуются АЭУ – атомные энергетические установки), отнесенные к группам А, В и С настоящих Правил.

1.1.2. Требования настоящих Правил не распространяются на следующие элементы оборудования и трубопроводов по п. 1.1.1:

1) тепловыделяющие элементы и сборки, стержни систем управления и защиты (СУЗ) и другие конструкционные элементы внутри корпусов реакторов, технологических и иных каналов, содержащие делящиеся, поглощающие или замедляющие материалы;

2) трубы и устройства, встроенные внутрь оборудования, разрушение которых не приводит к выходу рабочей среды за пределы этого оборудования или к перетечке через разделяющие различные среды герметичные элементы (в том числе среды с разными параметрами);

3) механические и электрические устройства, расположенные внутри оборудования (например, механизмы перегрузочных устройств, исполнительные органы СУЗ);

4) элементы, расположенные в корпусах оборудования или в трубопроводах с целью изучения работоспособности этих элементов;

5) внутреннюю металлическую облицовку бетонных корпусов исследовательных реакторов;

6) корпуса оборудования, изготовленные из неметаллических материалов;

7) корпуса турбин, отсечную арматуру промперегрева, перепускные трубопроводы в пределах турбины и трубопроводы отбора пара (при наличии запорного органа на трубопроводе) от турбины до запорного органа;

8) опоры и подвески оборудования трубопроводов;

9) металлоконструкции и кожухи, герметизирующие внутреннее пространство водографитовых реакторов, включая заключенную в кожух графитовую кладку и относящиеся к ней элементы;

10) металлоконструкции перегрузочного и обмывочного боксов с находящимся в них оборудованием (кроме пробок, герметизирующих перегрузочные каналы реактора) для реакторов на быстрых нейтронах;

11) набивные прокладки и неметаллические элементы узлов уплотнений;

12) части машин, не представляющие собой самостоятельные сосуды (например, конденсаторы и теплообменники, конструктивно встроенные в машины и др.).

1.1.3. На оборудование и трубопроводы АЭУ, не указанные в п. 1.1.1, распространяются "Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением" и "Правила устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды" Госгортехнадзора СССР, строительные нормы и правила (СНиП) и все относящиеся к ним нормативные документы в пределах сферы действия соответствующих правил.

1.1.4. Оборудование и трубопроводы, на которые распространяются настоящие Правила, подразделяются на группы А, В и С в зависимости от степени влияния системы, составной частью которой они являются, на безопасность АЭУ и входят в классы безопасности 1, 2 и 3 по классификации "Общих положений обеспечения безопасности атомных станций (ОПБ-88)".

1.1.5. В группу А, относящуюся к 1 классу безопасности, входит оборудование и трубопроводы, рушение которых является исходным событием, приводящим к превышению установленных для проектных аварий пределов повреждения тепловыделяющих элементов при проектном функционировании систем безопасности, а также корпуса реакторов и технологические каналы любых АЭУ независимо от последствий их разрушения.

1.1.6. В группу В, относящуюся к 2 классу безопасности, входит оборудование и трубопроводы, разрушение которых приводит к неустранимой штатными запорными органами утечке теплоносителя, обеспечивающего охлаждение активной зоны реактора, и (или) требует введения в действие систем безопасности, а также оборудование и трубопроводы систем АЭУ с реакторами на быстрых нейтронах, работающие в контакте с жидкометаллическим теплоносителем независимо от последствий их разрушения (за исключением оборудования и трубопроводов, относящихся к группе А).

1.1.7. В группу С, относящуюся к 3 классу безопасности, входит:

1) не вошедшее в группу А и В оборудование и трубопроводы, разрушение которых приводит к утечке теплоносителя, обеспечивающего охлаждение активной зоны реактора;

2) оборудование и трубопроводы, разрушение которых приведет к выходу из строя одной из систем безопасности или одного из ее каналов;

3) оборудование и трубопроводы, разрушение которых приводит к выходу высоко- или среднеактивных радиоактивных сред (по определению "Санитарных правил проектирования и эксплуатации атомных станций" – СПАЭС).

1.1.8. Примеры типовых перечней систем, на которые распространяются настоящие Правила, с указанием групп входящих в системы оборудования и трубопроводов приведены в рекомендуемом Приложении 2.

Подразделение арматуры трубопроводов по группам должно соответствовать требованиям нормативно-технического документа "Арматура для оборудования и трубопроводов АЭС. Общие технические требования. ОТТ-87".

1.1.9. Конкретная номенклатура оборудования и трубопроводов с указанием их принадлежности к группам А, В и С и отнесение их к классам безопасности по "Классификации" устанавливается Генеральным проектировщиком (Главным конструктором) для каждого блока АЭУ каждой реакторной установки и согласовывается Госатомэнергонадзором СССР в составе "Технического обоснования безопасности сооружения и эксплуатации АС" на стадии технического проекта реакторной установки и проекта АЭУ.

1.1.10. Оборудование и трубопроводы, в состав которых входят изделия (детали, сборочные единицы) разных групп, относятся к группе с более высокими требованиями.

1.1.11. Границами между оборудованием и (или) трубопроводами различных групп являются запорные органы и предохранительные устройства. При этом сами органы и устройства относятся к группе с более высокими требованиями.

Границами между оборудованием и трубопроводами могут являться сопрягающие их сварные соединения.

В системах с насосами, питающимися от работающих под атмосферным давлением емкостей (баков), границами являются запорные органы на всасе насосов или (в случае их отсутствия) сварные соединения всасывающих патрубков насоса с трубопроводами.

1.1.12. Категории сварных соединений устанавливаются в соответствии с НТД "Оборудование и трубопроводы атомных энергетических установок. Сварные соединения и наплавки. Правила контроля" (в дальнейшем именуется ПК).

Сварные соединения на границах оборудования и (или) трубопроводов разных групп относятся к более высокой категории. Сварные соединения приварки опор, подвесок, подъемных деталей, подкладных листов и т.п. непосредственно к оборудованию и трубопроводам, работающим под давлением, относятся к оборудованию и трубопроводам и должны иметь соответствующую категорию согласно ПК.

1.2. Документация

1.2.1. Вся проектная, конструкторская, технологическая, монтажная, эксплуатационная и ремонтная документация на оборудование и трубопроводы, подпадающие под действие п. 1.1.1, должна отвечать требованиям настоящих Правил.

Указанная документация должна разрабатываться предприятиями и организациями, имеющими разрешение Госатомэнергонадзора СССР на выполнение соответствующих работ.

Перечисленная документация должна разрабатываться в соответствии с проектом АЭУ или техническим проектом реакторной установки.

1.2.2. Проекты АЭУ и технические проекты реакторных установок должны быть согласованы с Госатомэнергонадзором СССР. Отступления от проекта (технического проекта) также подлежат согласованию с Госатомэнергонадзором СССР.

1.2.3. Конструкторскими и проектными организациями на чертежах общих видов оборудования или сборочных чертежах, а также на чертежах трубопроводов должна указываться их принадлежность к соответствующей группе.

1.2.4. Изготовление, монтаж и ремонт оборудования и трубопроводов должны вести предприятия (организации), располагающие квалифицированными кадрами, технологическими и контрольными службами и всеми техническими средствами, необходимыми для выполнения соответствующих работ, и имеющие разрешение местных органов Госатомэнергонадзора СССР на право их выполнения, выдаваемое в установленном порядке.

1.2.5. Выполнение ремонтных работ с применением сварки в процессе эксплуатации допускается проводить по технологии, разработанной предприятием-владельцем АЭУ и согласованной с конструкторской организацией и предприятием-изготовителем (монтажной организацией) ремонтируемых оборудования и трубопроводов. При этом технология сварки должна отвечать требованиям НТД "Оборудование и трубопроводы атомных энергетических установок. Сварка и наплавка. Основные положения" (в дальнейшем именуется ОП).

1.2.6. Все изменения проектной и конструкторской документации, необходимость в которых возникает при изготовлении, монтаже и эксплуатации оборудования и трубопроводов, должны осуществляться организациями – разработчиками указанной документации в установленном порядке и доводиться до сведения местных органов Госатомэнергонадзора СССР. Вносимые изменения должны быть отражены в конструкторской (проектной) документации и в документации, передаваемой владельцу АЭУ предприятием-изготовителем и монтажной организацией, в том числе в паспортах оборудования и трубопроводов.

Конструкторская документация (и все изменения к ней) на оборудование и трубопроводы, поставляемые по импорту, должна быть согласована с устанавливаемой Госатомэнергонадзором СССР организацией,

разрабатывающей аналогичную отечественную документацию, а на оборудование и трубопроводы, подлежащие специальной приемке, – также и с Госатомэнергонадзором СССР

1 2 7 Предприятие изготовитель оборудования должно передать предприятию – владельцу АЭУ вместе с поставляемым оборудованием паспорт, оформленный согласно обязательному Приложению 3, а также документацию в объеме, указанном в технических условиях на изделие На корпуса насосов (за исключением главных циркуляционных) должны представляться паспорта, в которых следует указывать сведения согласно перечню, приведенному в обязательном Приложении 4

На корпуса главных циркуляционных насосов оформляются паспорта по форме Приложения 3

Арматура для оборудования и трубопроводов с внутренним диаметром присоединительных штуцеров (патрубков) более 150 мм и все предохранительные клапаны (основные и вспомогательные) должны иметь паспорта Для остальной арматуры допускается оформление паспорта на партию изделий Форма паспорта должна соответствовать приведенной в ОТТ 87

Паспорта на арматуру и предохранительные клапаны должны прилагаться к паспортам оборудования и трубопроводов Допускается прилагать указанные паспорта к паспортам оборудования после его монтажа

1 2 8 Комплектующие приборы, арматура и предохранительные устройства должны поставляться с инструкциями по монтажу, наладке и эксплуатации

1 2 9 Формы паспортов или свидетельств на технологические каналы, каналы СУЗ (чехлы и корпуса приводов СУЗ) и другие каналы устанавливаются предприятием изготовителем по согласованию с конструкторской организацией и Госатомэнергонадзором СССР

1 2 10 Предприятия (организации), выполнявшие соответствующие работы, должны передать предприятию владельцу АЭУ оформленные согласно обязательным Приложениям 5–7 свидетельство об изготовлении деталей и сборочных единиц трубопроводов или (и) свидетельство о монтаже трубопроводов и свидетельство о монтаже (доизготовлении) сосуда

1 2 11 Предприятие владелец АЭУ с использованием передаваемой по п 1 2 10 документации должно составить паспорт на трубопроводы по форме, приведенной в обязательном Приложении 8

1 2 12 Предприятием владельцем АЭУ на основе проектной (конструкторской) документации должна быть разработана и утверждена в установленном порядке эксплуатационная документация (рабочие инструкции по эксплуатации оборудования и трубопроводов, их освидетельствованию, контролю за состоянием металла и др)

1 2 13 На корпусах сосудов на видном месте предприятием изготовителем должна быть установлена пластинка с нанесенными на ней

маркировкой следующими данными:

1) наименование или товарный знак предприятия-изготовителя;
2) заводской номер;
3) год изготовления;
4) расчетное давление (в корпусе, трубах, камерах);
5) расчетная температура (в корпусе, трубах, камерах);
6) давление гидравлических (пневматических) испытаний;
7) тип рабочей среды (жидкость, газ, жидкий металл).

Аналогичные данные предприятие-изготовитель должно наносить также на одной из наиболее видных частей другого оборудования. Нанесение указанных данных краской не допускается. Место и способ маркировки должны указываться в сборочном чертеже оборудования.

Табличка с такими же данными должна устанавливаться предприятием-владельцем АЭУ у входа в необслуживаемые помещения, где размещаются оборудование и трубопроводы.

1.3. Общие требования к персоналу

1.3.1. Все должностные лица, инженерно-технические работники (ИТР) и другой персонал обязаны выполнять требования настоящих Правил при проектировании (конструировании), изготовлении, монтаже, эксплуатации и ремонте оборудования и трубопроводов АЭУ.

1.3.2. Должностные лица и ИТР, занятые проектированием (конструированием), изготовлением, монтажом, эксплуатацией и ремонтом оборудования и трубопроводов, должны проходить проверку знаний по соответствующим разделам настоящих Правил и относящейся к ним нормативно-технической документации не реже одного раза в три года в порядке, устанавливаемом "Типовым положением о порядке проверки знаний правил, норм и инструкций по безопасности в атомной энергетике у руководителей и инженерно-технических работников РД-3-3".

1.3.3. К обслуживанию оборудования и трубопроводов могут быть допущены лица, достигшие 18-летнего возраста, прошедшие медицинское освидетельствование, обучение по соответствующей программе и имеющие удостоверение на право обслуживания оборудования и трубопроводов.

1.4. Ответственность за выполнение правил

1.4.1. Должностные лица на предприятиях, занятых изготовлением, монтажом, эксплуатацией и ремонтом оборудования и трубопроводов АЭУ, а также должностные лица и ИТР проектных (конструкторских) организаций, виновные в нарушении настоящих Правил, несут личную ответственность независимо от того, привело это нарушение к аварии или несчастному случаю, или нет. Они также отвечают за нарушения, совершаемые подчиненными им лицами.

1.4.2. Выдача должностными лицами указаний или распоряжений, принуждающих подчиненных им лиц нарушать правила безопасности и инструкции, самовольное возобновление работ, остановленных органами Госатомэнергонадзора СССР, а также непринятие мер по устранению нарушений правил и инструкций, совершенных рабочими или другими подчиненными им лицами, являются грубейшими нарушениями Правил. В зависимости от характера нарушений и их последствий все указанные лица несут ответственность в дисциплинарном, административном или судебном порядке.

1.4.3. Ответственность за соблюдение Правил при проектировании (конструировании) оборудования и трубопроводов, правильность выбора материалов, расчет на прочность, соответствие конструкции своему назначению несет проектная (конструкторская) организация.

1.4.4. Ответственность за соблюдение Правил при изготовлении и монтаже оборудования и трубопроводов, а также за качество выполняемых работ и изготавливаемых изделий несет предприятие (организация), выполнявшее соответствующие работы.

1.4.5. Ответственность за соблюдение Правил при эксплуатации АЭУ, правильность эксплуатации и ремонта оборудования и трубопроводов, проведение своевременного технического освидетельствования и контроля за состоянием металла несет предприятие-владелец АЭУ.

2. КОНСТРУКЦИИ

2.1. Общие требования

2.1.1. Конструкции оборудования и трубопроводов должны отвечать требованиям настоящих Правил и "Норм расчета на прочность оборудования и трубопроводов атомных энергетических установок. ПН АЭ Г-7-002-86" (в дальнейшем именуются "Нормы расчета на прочность").

2.1.2. Конструкции оборудования и трубопроводов должны обеспечивать работоспособность, надежность и безопасность их эксплуатации в течение срока службы, который должен быть указан в технических условиях на изделие и паспортах.

2.1.3. Конструкция и компоновка оборудования и трубопроводов должны обеспечивать возможность проведения их осмотра, ремонта, гидравлических (пневматических) испытаний, контроля основного металла и сварных соединений неразрушающими методами после изготовления (монтажа) и в процессе эксплуатации, а также замены оборудования и трубопроводов со сроком службы менее установленного для эксплуатации АЭУ в целом.

2.1.4. При проектировании (конструировании) следует предусматривать применение материалов, обеспечивающих работоспособность конструкций в рабочих средах, включая среды, используемые при

очистке, промывке и дезактивации, в течение предусмотренного срока службы.

2.1.5. В конструкциях оборудования и трубопроводов с радиоактивным теплоносителем должна быть предусмотрена возможность дренажа теплоносителя, дезактивации поверхностей и удаления дезактивирующих растворов.

В указанных конструкциях не должно быть зон, из которых невозможно удаление продуктов загрязнений вместе с моющими и дезактивирующими растворами. Если подвод и удаление промывочных и дезактивирующих растворов, а также дренаж теплоносителя из контура нельзя осуществлять через рабочие коммуникации, то должны быть предусмотрены подводящие и сливные трубопроводы или другие устройства, обеспечивающие промывку и удаление растворов из контура и дренаж теплоносителя.

В оборудовании и трубопроводах, контактирующих с жидкометаллическим теплоносителем или продуктами его выделений, по решению конструкторской организации допускается неполное удаление продуктов загрязнений, если этого невозможно избежать по условиям ведения технологического процесса.

2.1.6. В оборудовании и трубопроводах должна быть предусмотрена возможность удаления воздуха при заполнении средой, а также рабочей среды и конденсата, образующегося в процессе разогрева или расхолаживания контура.

2.1.7. В проекте АЭУ должны быть предусмотрены системы или устройства, защищающие оборудование и трубопроводы от превышения давления или температуры путем массоотвода, теплоотвода, изменения физических и (или) химических свойств среды с учетом опережающего срабатывания аварийной защиты ядерного реактора. Также должны быть предусмотрены контрольно-измерительные устройства, позволяющие контролировать правильность ведения технологического процесса и целостность оборудования и трубопроводов.

2.1.8. В проекте АЭУ должны быть предусмотрены стационарные или съемные (разборные) площадки, лестницы и другие приспособления для удобства обслуживания и осмотров.

Конструкция оборудования должна предусматривать его надежное крепление к строительным конструкциям.

2.1.9. Все элементы оборудования и трубопроводов с температурой наружной поверхности стенки выше 45 °С, расположенные в обслуживаемых помещениях и помещениях ограниченного доступа, должны быть теплоизолированы. При этом температура наружной поверхности теплоизоляции в обслуживаемых помещениях не должна превышать 45 °С, в помещениях ограниченного доступа 60 °С. В необслуживаемых помещениях тепловую изоляцию допускается устанавливать на стенках блоков. На главных циркуляционных трубопроводах на всем их протяжении и на других трубопроводах в местах, подлежащих

контролю неразрушающими методами в процессе эксплуатации, теплоизоляция должна выполняться съемной.

Изоляция должна быть также съемной в местах установки табличек по п. 1.2.13.

На импульсные трубные проводки КИПиА теплоизоляцию допускается не устанавливать.

2.1.10. При наличии разъемов оборудование группы А во всех случаях и оборудование группы В в случаях, определяемых конструкторской документацией, должно комплектоваться устройствами, обеспечивающими контролируемый затяг шпилек. Эти устройства должны входить в объем поставки оборудования или в состав соответствующего технологического оборудования (перегрузочного, ремонтного).

2.1.11. Срок службы оборудования или трубопроводов может быть продлен на период, превышающий указанный в паспорте, на основании технического решения, составляемого предприятием-владельцем АЭУ с участием конструкторской (проектной) организации, предприятия-изготовителя и головной межведомственной материаловедческой организации. К решению должны быть приложены расчет на прочность, подтверждающий возможность продления срока службы, и акты обследования состояния металла. Кроме того должны быть представлены акты, подтверждающие возможность выполнения оборудованием своих функций в течение продлеваемого срока службы с обеспечением всех требований по ядерной, радиационной и технической безопасности. Указанное решение должно быть утверждено министерством (ведомством), которому принадлежит соответствующая АЭУ, и согласовано с Госатомэнергонадзором СССР.

2.2. Оборудование

2.2.1. Крышки и днища

2.2.1.1. Для оборудования групп А и В следует применять крышки и днища сферической, эллиптической, торо-сферической (кроме арматуры), тарельчатой (в виде приваренного к фланцу сферического сегмента) формы.

Для оборудования группы С, кроме указанных выше типов крышек и днищ, допускается применение конических и плоских крышек и днищ.

2.2.1.2. Отношение номинальной высоты эллиптических крышек и днищ, измеренной от внутренней поверхности, к номинальному внутреннему диаметру цилиндрической части $H/D_в$ должно быть не менее 0,2, а отношение номинального диаметра центрального отверстия, если таковое имеется, к номинальному внутреннему диаметру крышки для днища $d/D_в$ – не более 0,6 (рис. 1).

2.2.1.3. Отношение номинальной высоты выпуклой части торо-сферических и тарельчатых крышек и днищ, измеренной от их внутренней

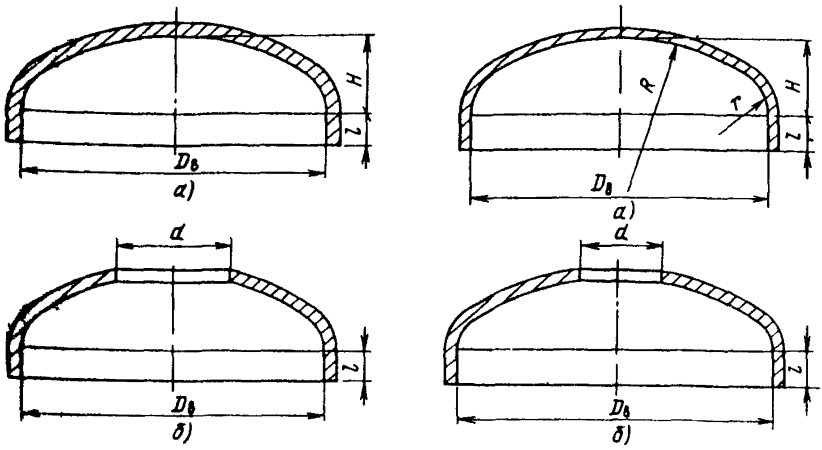


Рис 1 Эллиптическое днище без отверстия (*а*) и с отверстием (*б*) ($H/D_в \geqslant 0{,}2$; $d/D_в \leqslant 0{,}6$; l – согласно п 2 2 1 5)

Рис 2 Торо сферическое днище без отверстия (*а*) и с отверстием (*б*) $\left(\frac{H}{D_в} \geqslant 0{,}25;\ \frac{d}{D_в} \leqslant 0{,}6;\ \frac{R}{D_в} \leqslant 1;\ \frac{r}{D_в} \geqslant 0{,}1,\ l\right.$ – согласно п 2 2 1 5$\left.\right)$

поверхности, к номинальному внутреннему диаметру цилиндрической части $H/D_в$ должно быть не менее 0,25, а отношение номинального диаметра центрального отверстия, если таковое имеется, к номинальному внутреннему диаметру крышки или днища $d/D_в$ – не более 0,6 (рис 2) Отношение номинальных радиусов R и r, определяющих форму сферического сегмента и тора, к номинальному внутреннему диаметру цилиндрической части крышки или днища должны составлять соответственно не более 1,0 и не менее 0,1 (рис 2)

2 2 1 4 Сварные соединения крышек и днищ с обечайками (трубами) и фланцами должны быть стыковыми Применение угловых и тавровых сварных соединений допускается только при обеспечении возможности контроля их качества неразрушающими методами в объеме, установленном ПК

2 2 1 5 Подлежащие приварке к обечайкам, грубам или фланцам эллиптические, сферические, торо-сферические, тарельчатые, конические и плоские крышки и днища должны иметь цилиндрическую отбортовку или расточку

Минимальная длина отбортовки (расточки) крышек и днищ (рис 1 и 2) должна соответствовать нормам табл. 1

Таблица 1

Номинальная толщина стенки крышки или днища в месте отбортовки $S_и$, мм	Длина отбортовки (расточки) l, мм, не менее
До 5 включительно	15
Свыше 5 до 10	$2S_и + 5$
Свыше 10 до 20	$S_и + 15$
Свыше 20 до 150	$0{,}5S_и + 25$
Свыше 150	100

Указанные требования по длине отбортовки (расточки) не распространяются на днища и крышки, изготавливаемые по стандартам, в которых имеются специальные требования по выполнению и размерам отбортовки (расточки).

2.2.1.6. На отбортованных плоских крышках и днищах радиус кривизны перехода от плоской части к цилиндрической должен быть не менее 5 мм.

2.2.2. Расположение люков

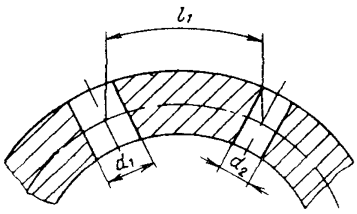
2.2.2.1. Оборудование должно иметь съемные крышки или достаточное для его осмотра и ремонта количество люков, расположенных в доступных для обслуживания местах. При наличии съемных деталей, обеспечивающих возможность проведения внутреннего осмотра оборудования, устройство в нем люков не требуется.

2.2.2.2. Оборудование групп В и С, состоящее из цилиндрического корпуса с днищами и вваренными в него решетками с закрепленными в них трубками, допускается изготавливать без люков.

2.2.2.3. Проходные размеры люков овальной формы по наименьшей и наибольшим осям должны быть соответственно не менее 320 и 420 мм Допускается устройство люков круглой формы диаметром в свету не менее 400 мм.

Сосуды с номинальным внутренним диаметром менее 800 мм, а также сосуды групп В и С АЭУ с реакторами на быстрых нейтронах с жидкометаллическим теплоносителем с номинальным внутренним диаметром до 1400 мм должны иметь круглые или овальные люки с минимальным размером в свету не менее 80 мм.

2.2.2.4. Крышки люков, как правило, следует выполнять съемными или шарнирно-откидными. Крышки люков, используемых только для осмотра оборудования при изготовлении, монтаже и перед пуском в эксплуатацию, допускается выполнять приварными. Допускается применение люков с приварными крышками, конструкция которых предусматривает их удаление перед осмотром и последующую повторную приварку крышки к уплотняемому люку после осмотра оборудования с последующим контролем сварного соединения.



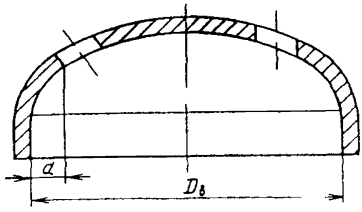


Рис 3 Расположение отверстий по криволинейной поверхности $l_1 \geqslant 1{,}4\,\dfrac{d_1 + d_2}{2}$

Рис 4 Расположение отверстий в днище $a \geqslant 0{,}1\,D_в$

2 2 2 5 Крышки люков, для подъема которых требуется прикладывать усилие более 196 Н (20 кгс), должны иметь приспособления, облегчающие их открытие или позволяющие применять грузоподъемные механизмы

2 2 2 6 Конструкция шарнирно-откидных и вставных болтов, хомутов, а также зажимных приспособлений люков, крышек и фланцев должна обеспечивать их фиксацию в заданном положении (предохранять от сдвига)

2 2 3 Расстояния между отверстиями

2 2 3 1 Минимальное расстояние по срединной линии между центрами двух соседних отверстий не должно быть менее 1,4 полусуммы диаметров этих отверстий (рис 3) Контроль указанного расстояния допускается проводить путем измерения расстояний по наружной и внутренней поверхностям с последующим пересчетом

2 2 3 2 Расстояние по внутренней поверхности от кромки отверстия в сферических, эллиптических, торо сферических и тарельчатых крышках и днищах до их цилиндрической части, измеренное по проекции, должно быть не менее 0,1 внутреннего диаметра цилиндрической части (рис 4)

2 2 3 3 Расстояние между центром отверстия под болт или шпильку во фланцах, крышках или нажимных кольцах и их кромкой (внутренней или наружной) должно быть не менее 0,85 диаметра отверстия (рис 5) Указанное требование не распространяется на фланцы с откидными болтами

2 2 3 4 В случае технической необходимости, определяемой конструкторской (проектной) организацией, допускаются отступления от требований п 2 2 1–2 2 3 при условии выполнения расчета на прочность в полном объеме, требуемом "Нормами расчета на прочность", или проведения соответствующих экспериментальных исследований

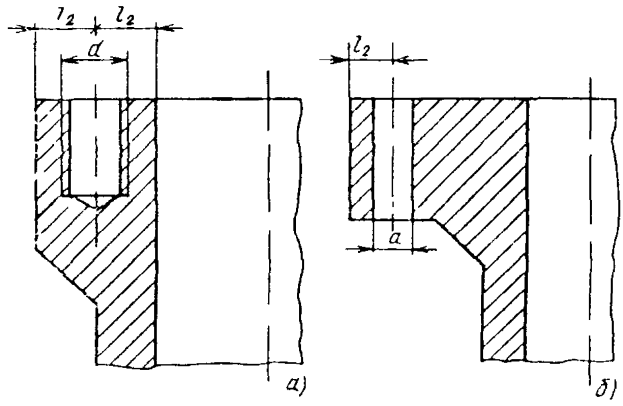


Рис. 5 Расположение отверстий под шпильки (*а*) и болты (*б*) ($l_2 \geqslant 0{,}85d$)

2 2 4 Разъемные соединения

С целью повышения сопротивления циклической повреждаемости крепежных деталей рекомендуется использовать положения, изложенные в Приложении 14

2.3. Трубопроводы

2.3.1 Соединение деталей и сборочных единиц трубопроводов между собой и присоединение трубопроводов к оборудованию должно производиться сваркой Допускается использование разъемных фланцевых соединений трубопроводов (включая резьбовые соединения с уплотнением шар по конусу), если их необходимость определяется требованиями обслуживания оборудования или трубопроводов

2 3 2. Компенсация тепловых расширений трубопроводов может осуществляться как за счет их самокомпенсации, так и с помощью специальных компенсаторов Применение линзовых компенсаторов допускается только для трубопроводов, работающих при рабочем давлении до 2,45 МПа (24 кгс/см^2)

2 3 3 Средний радиус кривизны колен (гнутых отводов) трубопроводов должен составлять

1) при изготовлении методом холодной гибки – не менее 3,5 номинального наружного диаметра колена (нормально изогнутые колена);

2) при изготовлении методами горячего деформирования с применением гибки, протяжки, штамповки, осадки, а также для штампосварных колен – не менее номинального наружного диаметра колена (крутоизогнутые колена, если средний радиус их кривизны менее 3,5 номинального наружного диаметра колена).

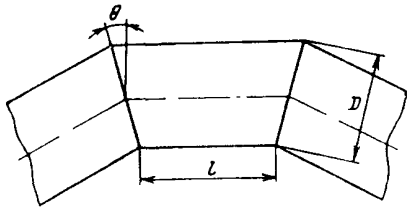


Рис. 6. Схема секторного отвода ($\theta \leqslant 15^\circ$, $l \geqslant 100$ мм)

Номинальный наружный диаметр принимается равным его значению на концах колена (в местах присоединения колена к другим деталям трубопроводов).

2.3.4. Допускается применение штампосварных колен, изготовленных из двух заготовок, сваренных двумя продольными швами или кольцевым швом, при соблюдении требований п. 2.3.3.

2.3.5. Применение сварных секторных отводов, сварных тройников и переходов допускается для трубопроводов группы В с рабочим давлением до 1,57 МПа (16 кгс/см^2) и расчетной температурой до 100 °С, а также для трубопроводов группы С с рабочим давлением до 3,9 МПа (40 кгс/см^2) и расчетной температурой до 350 °С.

В сварных секторных отводах угол θ должен быть не более 15°, расстояние l – не менее 100 мм (рис. 6).

2.3.6. Расположение отверстий на прямых участках трубопроводов должно удовлетворять требованиям п. 2.2.3. Расположение отверстий на криволинейных участках колен не допускается, за исключением отверстий диаметром, не более 0,1 номинального наружного диаметра колена, но не более 20 мм для приварки штуцеров, труб и бобышек систем контрольно-измерительных устройств в количестве, не более одного отверстия на колено.

2.3.7. В нижних точках каждого отключаемого задвижками участка трубопровода, не имеющего естественного стока за счет уклона, следует предусматривать устройства для дренажа трубопровода. Для трубопроводов с номинальным наружным диаметром до 89 мм, изготовленных из коррозионно-стойких сталей аустенитного класса, указанное требование не является обязательным.

Устройство дренажей должно обеспечивать возможность проверки исправности их состояния.

2.3.8. В верхних точках трубопроводов (при отсутствии возможности удаления воздуха через оборудование) для отвода воздуха должны устанавливаться воздушники. На трубопроводах, работающих под вакуумом, воздушники допускается не устанавливать при наличии возможности удаления воздуха при гидравлических испытаниях другим способом.

2.3.9. На дренажных трубопроводах и линиях воздушников контуров с радиоактивным теплоносителем должны устанавливаться два запор-

ных органа, причем для воздушников допускается устанавливать один дроссельный и один запорный орган

Допускается объединение линии отвода воздуха и линий дренажа в общий трубопровод после первых запорных органов с установкой на нем общего запорного органа Линии отвода воздуха из неотключаемых друг от друга участков оборудования или трубопроводов допускается объединять после дроссельных вентилей

2 3 10 Все участки паропроводов, которые могут быть отключены запорными органами, для возможности прогрева и продувки должны быть снабжены в концевых точках штуцером с вентилем, а при рабочем давлении свыше 2,15 МПа (22 кгс/см^2) и на паропроводах систем группы В независимо от давления – штуцером и двумя последовательно расположенными вентилями – запорным и дроссельным В случае прогрева участка паропровода в двух направлениях должна быть предусмотрена продувка с каждого конца участка

2 3 11 Горизонтальные участки трубопроводов должны иметь уклон не менее 0,004 в сторону организованного дренажа Для паропроводов указанный уклон должен сохраняться при температуре, равной температуре насыщения пара при рабочем давлении

На горизонтальных участках трубопроводов с номинальным наружным диаметром до 60 мм из коррозионно стойких сталей аустенитного класса, работающих в контакте с водой, пароводяной смесью и паром, допускается отсутствие уклона при условии обеспечения возможности промывки трубопроводов На горизонтальных участках трубопроводов с номинальным наружным диаметром более 60 мм из сталей того же структурного класса или из плакированных сталей перлитного класса, работающих в контакте с указанными средами, допускается отсутствие уклона, если отношение длины этих участков к номинальному внутреннему диаметру трубопровода не превышает 25

2 3 12 Для паропроводов насыщенного пара и для тупиковых участков паропроводов перегретого пара должен обеспечиваться непрерывный отвод конденсата

2.4. Сварные соединения

2 4 1 Общие требования

2 4 1 1 Сварка и наплавка должны проводиться в соответствии с требованиями и указаниями ОП

2 4 1 2 Стыковые сварные соединения должны выполняться с полным проплавлением

Примечание Сварные соединения с остающимися стальными подкладками (в том числе с подкладными кольцами) считаются сварными соединениями с полным проплавлением

2 4 1 3 Угловые сварные соединения с конструкционным зазором допускается применять при их расположении в зонах, не подверженных воздействию внешних силовых изгибающих нагрузок (например, при

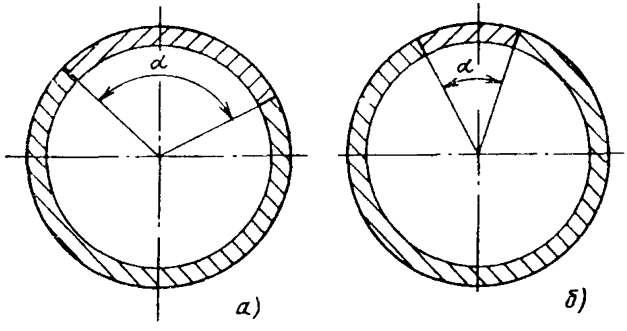


Рис. 7. Труба, изготовленная из двух секторов:
$а$ – $\alpha \geqslant 90^\circ$ – допускается; $б$ – $\alpha < 90^\circ$ – не допускается

вварке труб в трубные доски, при приварке технологических каналов к стоякам, защитных антикоррозионных рубашек и измерительных устройств к корпусам и др.), а также при наличии специальных креплений, опор, связок или других конструкторских решений, разгружающих сварные соединения от указанных нагрузок.

2.4.1.4. Тавровые сварные соединения с конструкционным зазором допускается применять для приварки опор и вспомогательных деталей (подвесок, скоб, ребер жесткости) к оборудованию и трубопроводам, а также направляющих ребер в арматуре (последнее только при расчетном давлении не выше 4,9 МПа (50 кгс/см^2)).

2.4.1.5. Применение нахлесточных сварных соединений допускается при приварке к оборудованию и трубопроводам укрепляющих накладок, опорных плит, подкладных листов, пластин, планок под площадки, лестницы, кронштейны, мембраны и т. п. Привариваемые изнутри корпусов оборудования кольца, укрепляющие отверстия люков, штуцеров и т. п., должны иметь сигнальные отверстия для контроля герметичности.

2.4.1.6. В стыковых сварных соединениях элементов с различной номинальной толщиной стенки должен быть обеспечен плавный переход от одного элемента к другому. Конкретные формы указанного перехода должны устанавливаться конструкторской (проектной) организацией исходя из требований расчета на прочность и необходимости обеспечения контроля сварных соединений всеми предусмотренными методами.

2.4.2. Расположение сварных соединений

2.4.2.1. Изготовление сварных труб и обечаек с номинальным наружным диаметром до 920 мм с продольными швами из трех и более секторов не допускается. При изготовлении труб и обечаек из двух секторов центральный угол малого сектора α должен быть не менее 90° (рис. 7).

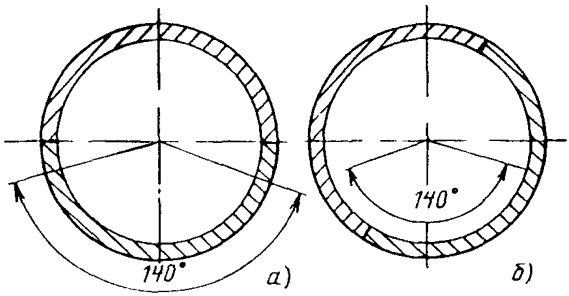


Рис 8 Расположение сварных швов в нижней части оборудования и трубопроводов

а – рекомендуемое; *б* – нерекомендуемое

Допускается изготовление сварных груб и обечаек с номинальным наружным диаметром более 920 мм из трех секторов, при этом центральный угол каждого сектора должен быть не менее 90°

2 4 2 2 Продольные сварные соединения корпусов оборудования, предназначенного для работы в горизонтальном положении, не следует располагать в пределах нижнего центрального угла, равного 140° (рис 8), за исключением случаев, когда обеспечена доступность указанных соединений для осмотра и контроля в процессе эксплуатации

2.4 2 3 Сварные соединения должны располагаться, как правило, вне опор

Расположение опор над (под) сварными соединениями допускается при одновременном соблюдении следующих условий

1) конструкция и размещение опоры обеспечивают возможность контроля сварного соединения под опорой в процессе эксплуатации (рис 9);

2) при изготовлении или монтаже оборудования выполненное сварное соединение подвергается сплошному ультразвуковому или радиографическому контролю, а участок сварного соединения, расположенный под опорой, кроме того подвергается магнитопорошковому или капиллярному контролю

Во всех случаях не допускается перекрывать опорами зоны пересечения и сопряжения сварных соединений

2 4 2 4 Наличие сварных швов на участках груб, подлежащих гибке, как правило, не допускается

2 4 2 5. В пределах криволинейного участка сварных колен допускается только одно поперечное кольцевое соединение

Штампосварные колена должны удовлетворять следующим требованиям

1) номинальный наружный диаметр колена должен быть больше

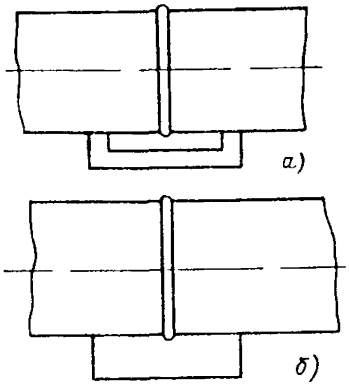


Рис 9 Расположение опор в зоне сварных швов; *а* – допускаемое; *б* – недопускаемое

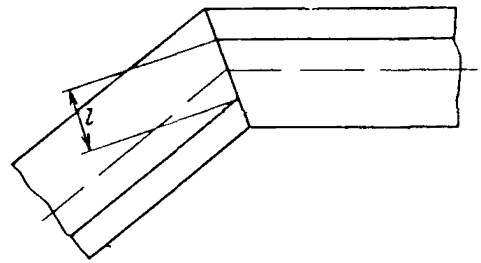


Рис 10 Расположение сварных швов в секторных отводах ($l \geqslant 100$ мм)

100 мм, а средний радиус его кривизны должен соответствовать нормам, приведенным в п 2 3 3;

2) все сварные соединения колена должны быть подвергнуты сплошному неразрушающему контролю методами, предусмотренными для сварных соединений соответствующей категории,

3) на коленах с продольными сварными соединениями в пределах криволинейного участка не допускается наличие поперечных кольцевых сварных соединений

2 4 2 6 В секторных отводах, изготовленных из сварных труб, расстояние между сопряжениями поперечного кольцевого шва отвода с продольными или спиральными швами соединяемых секторов или труб должно быть не менее 100 мм (рис 10) Указанное расстояние измеряется между точками сопряжения осей соответствующих швов

2 4 2 7 Расположение поперечных сварных соединений на кольцевых коллекторах и спирально изогнутых трубах поверхностей теплообмена допускается при условии сплошного радиографического или ультразвукового контроля указанных соединений

В случае недоступности поперечных сварных соединений спирально изогнутых труб поверхностей теплообмена для сплошного контроля после окончания их изготовления допускается выполнение сварных соединений и проведение указанного контроля до гибки труб

2 4 3 Расстояния между сварными швами

2 4 3 1 В поперечных стыковых сварных соединениях деталей (сборочных единиц) с продольными сварными соединениями совмещение осей продольных швов двух соседних деталей не допускается Оси указанных швов должны быть смещены относительно друг друга на расстояние, составляющее не менее трехкратной номинальной толщины более толстостенной из соединяемых деталей, но не менее, чем на 100 мм (последнее условие не распространяется на сварные соединения деталей с номинальным наружным диаметром менее 100 мм)

Для цилиндрических деталей (сборочных единиц) с продольными швами, выполненными автоматической сваркой, допускается уменьшение указанного расстояния (в том числе расположение продольных швов соединяемых деталей по одной оси) при условии радиографического и ультразвукового, а также капиллярного или магнитопорошкового контроля участков сопряжения или пересечения продольных и поперечных сварных соединений (ультразвуковой контроль сварных соединений деталей из сталей аустенитного класса не является обязательным).

2.4.3.2. При сварке днищ или крышек из нескольких деталей (листов) с расположением сварных швов по хорде расстояние от внешнего края шва до параллельного хорде диаметра днища или крышки должно быть не менее 0,2 номинального внутреннего диаметра днища или крышки (рис. 11).

Расстояние между внешним краем кругового сварного шва на днищах и крышках (за исключением сферических и тарельчатых) и центром днища или крышки должно быть не более 0,25 номинального внутреннего диаметра днища или крышки, а минимальное расстояние между краями двух соседних радиальных или меридиональных сварных швов должно быть не менее трех номинальных толщин днища или крышки, но не менее 100 мм (рис. 12) При этом требование по расположению кругового шва не распространяется на швы приварки крышек и днищ к фланцам и обечайкам.

2.4.3.3 Расстояние C между краем углового сварного шва приварки штуцера, люка, трубы или других цилиндрических полых деталей и краем ближайшего стыкового сварного шва оборудования или трубопровода должно быть одновременно не меньше трехкратной расчетной высоты углового шва h и трехкратной номинальной толщины стенки привариваемой детали (рис 13).

2.4.3.4. Расстояние l между краем стыкового сварного шва оборудования или трубопровода и центром ближайшего к нему отверстия должно быть не менее 0,9 диаметра отверстия при одновременном соблюдении требований п 2.4.3.3 (см. рис. 13).

2.4.3.5. Допускается уменьшение указанных в п 2 4 3 3 и 2 4 3 4 расстояний (в том числе расположение отверстий в стыковом сварном шве) при одновременном соблюдении следующих требований

1) сверление отверстий должно быть произведено после термической обработки (если таковая предусмотрена) стыкового сварного соединения и его сплошного неразрушающего контроля методами, предусмотренными для сварных соединений соответствующей категории; сверление отверстий допускается производить до термической обработки стыкового сварного соединения, если после приварки патрубков (штуцеров) и выполнения термической обработки производится расточка (рассверловка) отверстия с удалением корневой части шва; в этом случае термическую обработку стыковых сварных соединений,

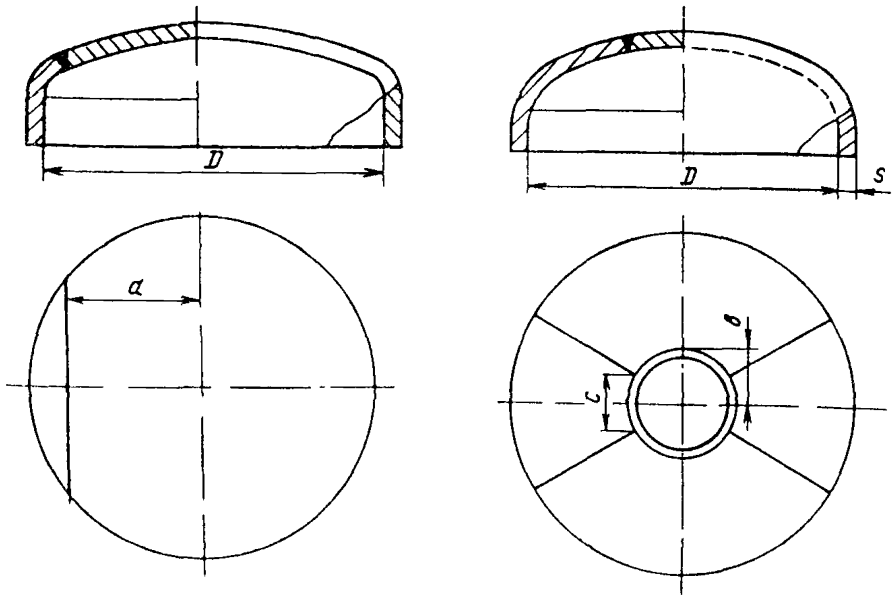


Рис 11 Расположение хордовых швов на днище ($a \leqslant 0{,}2D$)

Рис 12 Расположение радиальных и круговых швов на днище ($b \leqslant 0{,}25D$; $C \geqslant \geqslant \max \left\{ \begin{matrix} 3S \\ 100 \text{ мм} \end{matrix} \right\}$

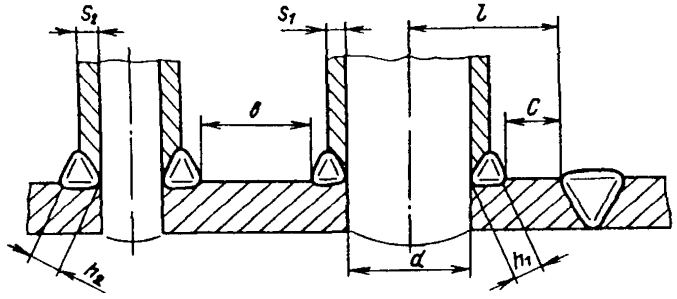


Рис. 13. Расположение сварных швов приварки патрубков.

$C \geqslant 3h_1$; $C \geqslant 3S_1$; $l \geqslant 0{,}9d$; $b \geqslant 3h_2$; $b \geqslant 3S_2$ ($S_2 > S_1$, $h_2 > h_1$)

в которых выполнены отверстия для приварки патрубков, допускается совмещать с термической обработкой (если таковая предусмотрена) угловых сварных соединений приварки патрубков;

2) предел текучести металла шва стыкового сварного соединения при расчетной температуре должен быть не ниже предела текучести

основного металла (пределы текучести принимаются по стандартам или техническим условиям на материалы и (или) таблицам Норм расчета на прочность и ПК; при отсутствии таких сведений в указанной документации допускается использовать сертификатные данные), это требование не является обязательным в случае приварки патрубков (штуцеров) и труб без развальцовки, если напряжения в стыковом сварном соединении оборудования или трубопровода не превышают пределы текучести металла шва и основного металла при расчетной температуре;

3) внутренняя поверхность отверстий должна быть подвергнута капиллярному или магнитопорошковому контролю

Указанные требования должны быть оговорены в конструкторской документации на изделие

2 4 3 6 Расстояние между осями соседних поперечных стыковых сварных швов на цилиндрических и конических изделиях должно быть не менее трехкратной номинальной толщины стенки сваренных деталей (по большей толщине), но не менее 100 мм для изделий, имеющих в зоне сварных соединений номинальный наружный диаметр свыше 100 мм, и не менее указанного диаметра при его значении до 100 мм включительно Указанное требование не распространяется на сварные швы приварки трубопроводов к патрубкам оборудования и арматуры если указанные патрубки подвергались термической обработке в составе оборудования и арматуры, а также на сварные швы приварки трубных досок и элементов типа колец, имеющих толщину более, чем в два раза превышающую толщину отбортовки под сварку

2 4 3 7 Расстояние от края сварного шва штуцера до края ближайшего поперечного сварного шва трубы при приварке штуцеров к камерам измерительных диафрагм должно быть одновременно не менее трех толщин стенки привариваемого штуцера и трехкратной расчетной высоты углового шва Допускается размещение штуцеров с наружным диаметром до 30 мм в зоне термического влияния кольцевых швов измерительных устройств с соплами и диафрагмами

2 4 3 8 Расстояние *в* между краями ближайших угловых швов приварки патрубков (штуцеров) или труб к оборудованию или трубопроводам должно быть не менее трех расчетных высот углового шва или трех номинальных толщин стенок привариваемых патрубков или труб (см рис 13) При различных значениях указанных высот или толщин следует принимать их большее значение Требования настоящего пункта не распространяются на вварку труб в трубные доски (решетки) и коллекторы, трубные доски технологических каналов, каналов СУЗ и других каналов

2 4 3 9 При приварке не нагружаемых давлением плоских деталей к поверхностям оборудования и трубопроводов расстояние между краем углового шва приварки этих деталей и краем ближайшего стыкового шва оборудования или трубопровода *а* а также между краями

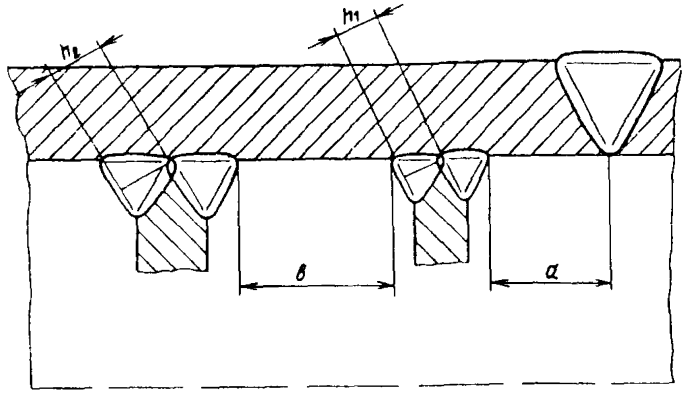


Рис 14 Расположение сварных швов приварки деталей к поверхностям оборудования и трубопроводов

угловых швов ближайших привариваемых деталей $в$ должно быть не менее трех расчетных высот угловых швов (рис 14)

Расстояние $в$ определяется по наибольшей расчетной высоте углового шва (при различных ее значениях)

При приварке внутрикорпусных (внекорпусных) деталей и устройств допускается пересечение стыковых швов оборудования угловыми швами с расчетной высотой не более 0,5 номинальной толщины стенки корпуса, но не более 10 мм

2 4 3 10 Расстояние между краем шва стыкового сварного соединения трубопровода с патрубком (штуцером) оборудования и краем шва ближайшего стыкового сварного соединения на трубопроводе должно быть не менее 100 мм для трубопроводов с номинальным наружным диаметром свыше 100 мм и не менее номинального наружного диаметра для трубопроводов меньшего диаметра (рис 15)

2 4 3 11 В подлежащих местной термической обработке стыковых сварных соединениях цилиндрических деталей длина свободного

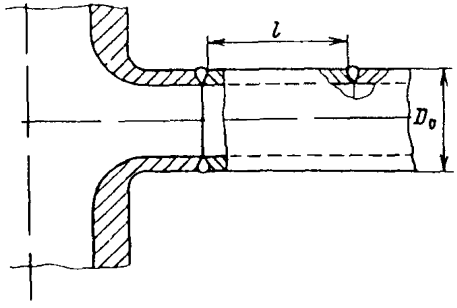


Рис 15 Расположение сварных швов при приварке трубопровода к патрубку (при $D_0 > 100$ мм $l \geqslant \geqslant 100$ мм; при $D_0 \leqslant 100$ мм $l > > D_0$)

Таблица 2

Номинальная толщина сваренных деталей (по большему значению) $S_и$, мм	Длина свободного прямого участка L, мм, не менее
До 15 включительно	100
Свыше 15 до 30 включительно	$5S_и + 25$
Свыше 30 до 36 включительно	175
Свыше 36	$4S_и + 30$

прямого участка в каждую сторону от оси шва (или от осей крайних швов при одновременной местной термической обработке группы сварных соединений) должна быть не менее значения, определяемого по формуле

$$L = \sqrt{(D_н - S_и)S_и},$$

где L – длина свободного прямого участка; $D_н$ – номинальный наружный диаметр соединяемых деталей; $S_и$ – номинальная толщина соединяемых деталей.

При этом длина указанных участков должна быть не менее номинального наружного диаметра сваренных деталей при его значениях до 100 мм включительно и не менее 100 мм при значениях диаметра более 100 мм.

Примечание. Свободным прямым участком считается участок (с наклоном не более 15°) от оси шва до края ближайшей приварной детали, начала гиба, края соседнего поперечного сварного шва и т. д.

2.4.3.12. В подлежащих ультразвуковому контролю стыковых сварных соединениях длина свободного прямого участка в каждую сторону от оси шва должна быть не менее указанной в табл. 2.

2.4.3.13. Расстояние от края стыкового сварного шва до начала криволинейного участка гиба на трубопроводах с номинальным наружным диаметром 100 мм и более должно быть не менее 100 мм, а для трубопроводов с номинальным наружным диаметром до 100 мм – не менее номинального наружного диаметра трубы (рис. 16).

Для штампованных, кованых и штампосварных колен (отводов), гнутых труб поверхностей теплообмена и крутоизогнутых колен допускается уменьшение прямого участка колена (отвода), а также расположение поперечного сварного шва на границе прямого и криволинейного участков.

2.4.3.14. При приварке к оборудованию или трубопроводам деталей (сборочных единиц), прямые участки которых имеют ограниченную длину или отсутствуют (тройники, арматура, крутоизогнутые ко-

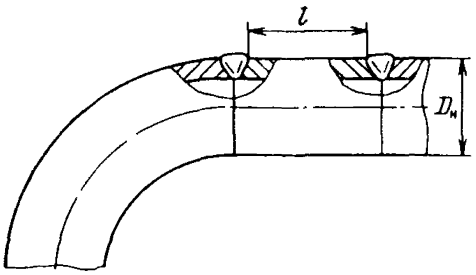


Рис. 16. Расположение сварных швов при приварке колена к трубе (при $D_н > > 100$ мм $l \geqslant 100$ мм; при $D_н \leqslant 100$ мм $l \geqslant D_н$)

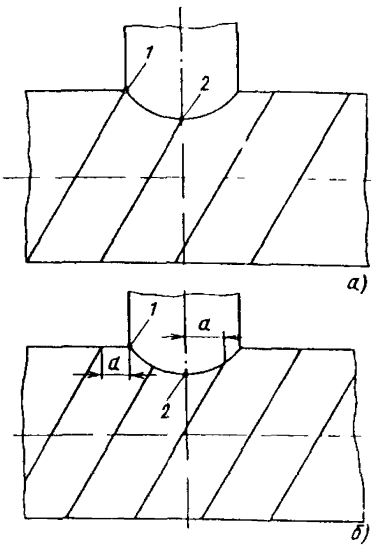


Рис. 17. Вварка штуцеров в трубопроводы со спиральными швами:

а – не допускается; *б* – допускается; *1, 2* – угловые точки пересечения образующих штуцера и трубопроводов ($a \geqslant 100$ мм)

лена, штампованые и штампосварные переходы и т. п.), требования п. 2.4.3.1–2.4.3.13 не являются обязательными при условии обеспечения возможности проведения местной термической обработки или (и) ультразвукового контроля сварных соединений. При этом возможность выполнения указанного условия должна быть подтверждена предприятием-изготовителем (монтажной организацией) в процессе разработки чертежей изделий конструкторской организацией.

2.4 3.15. При вварке патрубков (штуцеров) в трубопроводы из труб с продольными или спиральными швами не допускается выход сварных швов труб в угловые (верхние и нижние) точки пересечения образующих трубы и штуцера. Измеряемое на наружной поверхности минимальное расстояние от указанных точек до осей сварных швов труб должно быть не менее 100 мм (рис. 17).

При приварке накладок под опоры и подвески к трубопроводам из труб со спиральными швами минимальное расстояние между краем углового шва приварки накладки и краем стыкового спирального шва трубы должно быть не менее трех номинальных толщин стенки трубы.

2.5. СПЕЦИАЛЬНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ К ОБОРУДОВАНИЮ И ТРУБОПРОВОДАМ АЭУ С РЕАКТОРАМИ НА БЫСТРЫХ НЕЙТРОНАХ С ЖИДКОМЕТАЛЛИЧЕСКИМ ТЕПЛОНОСИТЕЛЕМ

2.5.1. На оборудование и трубопроводы АЭУ с реакторами на быстрых нейтронах с жидкометаллическим теплоносителем распространяются все требования п. 2.1–2.4, а также требования, изложенные в настоящем пункте.

2.5.2. Корпус реактора и примыкающие к нему трубопроводы первого контура с жидкометаллическим теплоносителем должны быть заключены в страховочные корпуса (кожухи) до максимально возможного уровня теплоносителя (с учетом повышения уровня при эксплуатации) в корпусе реактора.

На трубопроводах страховочные кожухи следует выполнять до запорной (отсечной) арматуры включительно.

Угловые сварные швы приварки страховочных корпусов (кожухов) к оборудованию и трубопроводам допускается выполнять с конструкционным зазором.

Необходимость установки страховочных кожухов за первой запорной арматурой, дополнительной арматуры и т. п. определяется конструкторской организацией в соответствии с требованиями ОПБ-88.

2.5.3. Присоединение вспомогательных трубопроводов к корпусу реактора, а также устройство люков в страховочном корпусе в пределах зоны (по высоте), заполненной жидкометаллическим теплоносителем ниже уровня, при котором происходит нарушение циркуляции теплоносителя первого контура, не допускается.

Присоединение патрубков вспомогательных трубопроводов к страховочному корпусу ниже уровня теплоносителя по первому контуру допускается при условии их демонтажа и глушения патрубков на страховочном корпусе после заполнения реактора теплоносителем.

2.5.4. Устройство люков в пределах зоны, заполняемой жидкометаллическим теплоносителем до максимально возможного уровня, не допускается.

2.5.5. Приварка трубопроводов с номинальным наружным диаметром более 300 мм к корпусу реактора или страховочному корпусу должна выполняться стыковым сварным швом к отбортованной части корпуса.

2.5.6. При изготовлении страховочных корпусов (кожухов) допускается применение секторных отводов и сварных переходов.

2.5.7. При проектировании оборудования с жидкометаллическим теплоносителем должны предусматриваться меры по поддержанию температуры теплоносителя выше температуры его затвердевания (для натрия рекомендуется минимальная температура разогрева, равная 200 °С). С этой целью все оборудование и трубопроводы, постоянно или периодически заполняемые жидкометаллическим теп-

лоносителем или его парами, должны оснащаться системой электрического или газового обогрева и приборами для контроля и регулирования температуры. Системы электрического обогрева и температурного контроля оборудования и трубопроводов первого контура должны иметь необходимое резервирование.

2.5.8. Оборудование и трубопроводы с жидкометаллическим теплоносителем должны иметь системы контроля утечек теплоносителя и контроля герметичности страховочных корпусов (кожухов), как правило, со 100%-ным резервированием.

2.5.9. Системы обогрева оборудования и трубопроводов, в которых жидкометаллический теплоноситель может охлаждаться ниже температуры плавления ("замораживаться"), должны обеспечивать возможность их последовательного разогрева, начиная от объемов со свободной поверхностью теплоносителя.

2.5.10. Коммуникации, заполненные жидкометаллическим теплоносителем, которые могут быть отсечены от объема со свободной поверхностью указанного теплоносителя, должны иметь устройства, предохраняющие их от повышения давления выше расчетного значения.

2.5.11. В оборудовании и трубопроводах должна быть предусмотрена возможность дренирования жидкометаллического теплоносителя за исключением оборудования, для которого в связи с функциональным назначением или требованиями безопасности такое дренирование нецелесообразно (например, холодные фильтры-ловушки очистки теплоносителя первого и второго контуров, промежуточные теплообменники).

2.5.12. Конструкция насосов, приводов СУЗ, арматуры и других устройств должна исключать возможность попадания масла, воды и других веществ из систем охлаждения и смазки в теплоноситель (полностью или сверх установленных в проекте пределов).

2.5.13. На всех трубопроводах сдувки (сброса) газа из полостей с жидкометаллическим теплоносителем (сдувочных, вакуумно-отборных) должны устанавливаться ловушки паров жидкого металла.

3. МАТЕРИАЛЫ

3.1. Общие требования

3.1.1. Материалы для изготовления оборудования и трубопроводов должны выбираться с учетом требуемых физико-механических характеристик, технологичности, свариваемости и работоспособности в условиях эксплуатации в течение срока службы.

3.1.2. Для изготовления, монтажа и ремонта оборудования и трубопроводов следует применять основные материалы, приведенные в обязательном Приложении 9. Допускается применение плакированных и наплавленных основных материалов, если материалы основного и плакирующего слоев указаны в Приложении 9, а наплавочные материалы – в ОП.

3.1.3. Качество и свойства основных материалов (полуфабрикатов и заготовок) должны удовлетворять требованиям соответствующих стандартов и технических условий и должны быть подтверждены сертификатами заводов-поставщиков.

3.1.4 Данные сертификатов должны подтверждать соответствие поставляемых основных материалов требованиям стандартов или технических условий на конкретные полуфабрикаты и заготовки. При неполноте сертификатных данных применение материалов допускается только после проведения предприятием-изготовителем оборудования и трубопроводов необходимых испытаний и исследований, подтверждающих полное соответствие материалов требованиям стандартов или технических условий.

3.1.5 Предприятие-изготовитель оборудования и трубопроводов должно осуществлять входной контроль качества поступающих основных материалов по номенклатуре и в объеме, устанавливаемыми техническими условиями на изделие. Оценка качества материалов проводится в соответствии с требованиями стандартов и технических условий на конкретные полуфабрикаты и заготовки.

3.1.6. Методы и объем контроля основных материалов должны определяться на основании стандартов и технических условий конструкторской (проектной) организацией, указываться в конструкторской документации и согласовываться с предприятием-изготовителем (монтажной организацией). Для головного объекта (проекта первой АЭУ с реактором данного типа) методы и объемы контроля основных материалов должны согласовываться также с головной материаловедческой организацией.

3.1.7 Для сварки и наплавки оборудования и трубопроводов следует применять сварочные и наплавочные материалы, допущенные ОП. Входной контроль сварочных и наплавочных материалов должен проводиться согласно требованиям и указаниям ПК.

3.2. Полуфабрикаты

3.2.1 Качество полуфабрикатов должно удовлетворять требованиям стандартов и (или) технических условий.

3.2.2 При составлении технических условий на полуфабрикаты для оборудования и трубопроводов групп А и В рекомендуется включать в них требования, изложенные в рекомендуемом Приложении 10.

3.2.3 Применение труб с продольными или спиральными швами, а также кованосверленых, центробежнолитых, биметаллических и других труб, изготавливаемых по специальной технологии, разрешается только при их поставке по стандартам или техническим условиям, согласованным с Госатомэнергонадзором СССР.

Для труб с продольными или спиральными швами должен быть предусмотрен сплошной ультразвуковой или радиографический конт-

роль сварных соединений независимо от категории сварных соединений подлежащих изготовлению (монтажу) трубопроводов. Остальные требования должны быть не ниже установленных для бесшовных труб того же сортамента из стали той же марки и для сварных соединений соответствующей категории.

Требование настоящего пункта в части согласования стандартов и технических условий с Госатомэнергонадзором СССР не распространяется на трубы, изготавливаемые из штампованных полуобечаек.

3.2.4. Плакированные и наплавленные листы должны подвергаться ультразвуковому контролю или контролю другими методами, обеспечивающими выявление отслоений плакирующего (наплавленного) слоя от основного слоя металла. При этом нормы оценки качества устанавливаются стандартами или техническими условиями на плакированные или наплавленные листы.

3.2.5. Качество литых полуфабрикатов, используемых для изготовления крышек и корпусных деталей оборудования, должно удовлетворять требованиям "Правил контроля стальных отливок для атомных энергетических установок".

3.3. Крепежные детали

3.3.1. Материалы крепежных деталей должны удовлетворять требованиям стандартов, указанных в обязательном Приложении 9.

3.3.2. Крепежные детали (болты, шпильки, гайки) для соединения фланцев, узлов уплотнения разъемов и присоединения крышек, как правило, должны изготавливаться из сталей того же структурного класса, что и соединяемые элементы.

Допускается применение крепежных деталей из материалов различных структурных классов в следующих случаях:

1) если расчетная температура эксплуатации крепежных деталей не превышает 50 °С;

2) во всех других случаях, когда работоспособность соединения подтверждена расчетом или экспериментально.

3.4. Новые материалы

3.4.1. К новым материалам относятся:

1) основные материалы, не приведенные в Приложении 9 настоящих Правил;

2) основные материалы, приведенные в Приложении 9, в случае их применения при температурах, превышающих максимально допустимые по указанному приложению;

3) сварочные и наплавочные материалы (покрытые электроды, сварочные и наплавочные проволоки и ленты, флюсы и защитные газы), не предусмотренные ОП для сварки (наплавки) деталей из сталей (спла-

вов) соответствующих марок (сочетаний марок) применительно к конкретным способам сварки (наплавки).

3.4.2. Основные материалы, марки которых приведены в Приложении 9, выплавляемые методами, не предусмотренными указанными в приложении стандартами и техническими условиями (в том числе вакуумно-дуговым или электрошлаковым переплавом), к новым материалам не относятся.

3.4.3. Для включения в настоящие Правила или ОП новых материалов министерство (ведомство), заинтересованное в применении новых материалов, должно обратиться с соответствующим предложением в Госатомэнергонадзор СССР, приложив к нему отчет, содержащий данные испытаний и исследований новых материалов, а также стандарты или технические условия на полуфабрикаты и сварочные (наплавочные) материалы.

Перечень сведений, которые должны быть представлены в отчете, приведен в обязательном Приложении 11.

Отчет должен быть согласован с головной организацией по разработке настоящих Правил и головной межведомственной материаловедческой организацией.

3.4.4. Для изготовления конкретного оборудования или трубопроводов допускается применение новых материалов по совместному техническому решению конструкторской (проектной) организации, головной отраслевой материаловедческой организации и предприятия-изготовителя (монтажной организации), согласованному с министерством (ведомством), в ведении которого находится конструкторская (проектная) организация, и Госатомэнергонадзором СССР.

К указанному решению должны быть приложены стандарты или технические условия на полуфабрикаты и (или) сварочные (наплавочные) материалы и сведения о физико-механических, технологических и коррозионных свойствах основного металла и (или) сварных соединений (наплавленного металла), определяющих возможность изготовления оборудования и трубопроводов с обеспечением требуемой работоспособности. При этом объем и номенклатура представляемых сведений, из числа указанных в Приложении 11, должны определяться организациями, составившими техническое решение, в зависимости от конкретных условий эксплуатации оборудования и трубопроводов.

4. ИЗГОТОВЛЕНИЕ И МОНТАЖ

4.1. Общие требования

4.1.1. Изготовление, монтаж и ремонт оборудования и трубопроводов следует вести в соответствии с производственно-технологической документацией (технологическими инструкциями, картами технологических процессов и др.), регламентирующей содержание и порядок выполне-

ния всех технологических и контрольных операций. Производственно-технологическая документация должна быть разработана предприятием-изготовителем (монтажной или ремонтной организацией) или привлеченной им специализированной организацией с соблюдением требований настоящих Правил и других распространяющихся на соответствующее оборудование и трубопроводы нормативно-технических документов, а также чертежей и технических условий на изделие. Технологическая документация на монтаж головных образцов оборудования и трубопроводов, а также вносимые в нее изменения (в том числе и для последующих серийных образцов) должны согласовываться с конструкторской организацией.

4.1.2. Производственно-технологическая документация на выплавку и разливку металла, термическую резку, обработку давлением, сварку, наплавку и термическую обработку должна быть согласована с головной отраслевой материаловедческой организацией. На исправление дефектов в металле изделий (в том числе в сварных соединениях и наплавках) с помощью сварки должны согласовываться с головной отраслевой материаловедческой организацией только типовые технологические инструкции, регламентирующие технологию исправления наиболее часто встречающихся (типовых) дефектов.

Указанное согласование не является обязательным, если производственно-технологическая документация составлена в полном соответствии с отраслевыми технологическими стандартами, руководящими техническими материалами или инструкциями (при наличии таковых), разработанными, согласованными и утвержденными в установленном порядке. При этом отраслевые документы должны содержать конкретные технологические требования и указания (включая режимы сварки, наплавки, термической обработки и т. п.), полностью отражающие требования настоящих Правил и ОП.

При наличии согласованных с головной отраслевой материаловедческой организацией технологических инструкций согласование карт технологических процессов не требуется.

4.1.3. При изготовлении, монтаже и ремонте предприятие-изготовитель (монтажная, ремонтная организация) должно осуществлять производственный технический контроль в объеме, предусмотренном конструкторской, производственно-технологической и производственно-контрольной документацией. Результаты указанного контроля должны удовлетворять требованиям настоящих Правил, ОП, ПК и другой нормативно-технической и конструкторской документации, распространяющейся на контролируемые оборудование и трубопроводы.

4.1.4. Сварку и наплавку, включая все операции по подготовке и сборке под сварку и наплавку, выполнению сварных соединений и наплавленных деталей, их последующей термической обработке и т. п. следует проводить в соответствии с требованиями и указаниями ОП за исключением выполнения наплавок твердыми сплавами (в том чис-

ле наплавки уплотнительных поверхностей арматуры), которое должно проводиться в соответствии с требованиями отраслевых нормативно-технических документов и (или) ОТТ-87.

Контроль качества сварных соединений и наплавок следует осуществлять в соответствии с требованиями и указаниями ПК за исключением наплавок твердыми сплавами, контролируемых по отраслевым нормативно-техническим документам и (или) ОТТ-87.

4.1.5. Детали и сборочные единицы должны иметь указанную на чертеже маркировку, позволяющую идентифицировать их в процессе изготовления.

Маркировка деталей и сборочных единиц выполняется красками, электрографическим или ударным (клеймение) способами.

Маркировка деталей и сборочных единиц из сталей аустенитного класса и железоникелевых сплавов электрографическим способом не допускается.

Глубина отпечатков при нанесении маркировки ударным способом не должна превышать 0,3 мм. Кромки клейм не должны иметь острых граней.

4.1.6. Изготовленные изделия (сборочные единицы, детали) перед отправлением на монтаж подлежат очистке, консервации и упаковке (включая заглушку отверстий) в соответствии с требованиями технических условий на изделия.

4.1.7. Транспортирование и хранение материалов, предназначенных для изготовления, монтажа и ремонта оборудования и трубопроводов, а также готового оборудования и сборочных единиц оборудования и трубопроводов должны проводиться в соответствии с требованиями стандартов и технических условий на конкретные материалы, технических условий на изделия и соответствующих инструкций.

4.2. Методы изготовления и монтажа

4.2.1. Резка полуфабрикатов (заготовок) и вырезка отверстий должны проводиться по технологии, исключающей образование трещин. После термической резки следует проводить механическую обработку кромок, предусмотренную производственно-технологической документацией.

4.2.2. Днища и крышки, а также их детали следует изготавливать штамповкой из целого листа или из сварной листовой заготовки (из предварительно сваренных между собой листов).

Допускается изготовление днищ, крышек и их деталей свободной ковкой машинным способом при условии их последующего сплошного ультразвукового или радиографического контроля.

4.2.3. Высадку горловин в обечайках, днищах, крышках и других деталях или сборочных единицах следует выполнять машинным способом.

4.2.4. Допускается раздача или обжатие концов труб для обеспечения сопряжения их внутренних поверхностей при выполнении сварных соединений.

Холодная раздача (обжатие) допускается только на трубах, для которых регламентированное стандартами или техническими условиями минимальное значение относительного удлинения металла при температуре 20 °С составляет не менее 18%. При этом изменение фактического наружного диаметра концов труб должно быть не более 3% его номинального значения.

Допустимость применения и условия горячей раздачи (обжатия) концов труб устанавливаются производственно-технологической документацией.

4.2.5. Сопрягаемые поверхности приварных деталей (накладок, ребер жесткости, скоб, подвесок и др.) должны иметь ту же конфигурацию, что и поверхность изделия в местах приварки указанных деталей. Допустимый зазор между краями поверхности подлежащей приварке детали и поверхностью изделия должен быть не менее половины расчетной высоты углового шва, но не более 5 мм, если в конструкторской документации не установлены более жесткие требования.

4.2.6. Холодный натяг трубопроводов следует проводить после выполнения всех сварных соединений (за исключением замыкающего) на участке натяга, их термической обработки (если предусмотрено ее проведение), контроля качества выполненных сварных соединений всеми предусмотренными методами и окончательного закрепления неподвижных опор на концах участка натяга. Величина холодного натяга (расстояние между концами сближаемых труб) должна быть указана в проектной документации.

Выполнение холодного натяга монтажная организация должна оформить актом, прилагаемым к паспорту трубопровода.

4.2.7. При изготовлении из листов, труб, поковок и сортового проката деталей с номинальной толщиной стенки менее 8 мм, подлежащих эксплуатации при рабочем абсолютном давлении менее 0,133 Па (вакуум) или в средах, содержащих гелий, следует соблюдать требования конструкторской документации по расположению волокон для исключения возможности проникновения наружной или внутренней среды вдоль волокон детали в местах их перерезывания.

4.3. Допуски

4.3.1. Отклонение наружного диаметра и овальность цилиндрических изделий (кроме труб), изготовленных из листов, поковок и отливок, должно быть не более 1% его номинального значения, но не более 20 мм.

На отдельных участках цилиндрических изделий (сборочных единиц) в местах расположения сварных соединений, в том числе в местах приварки штуцеров (патрубков), труб, опор, цапф и других деталей,

допускается увеличение отклонения наружного диаметра и овальности до 1,5% его номинального значения, но не более, чем до 30 мм.

Указанные требования действительны, если технической документацией на изделие не установлены меньшие значения отклонений наружного диаметра и величины овальности.

Овальность определяют по формуле:

$$a = 2\,\frac{D_{max} - D_{min}}{D_{max} + D_{min}} \cdot 100\%,$$

где D_{max} и D_{min} – наибольший и наименьший наружные диаметры изделия, измеренные в одном поперечном сечении.

4.3.2. Отклонение наружного диаметра и овальность конических изделий должны удовлетворять требованиям конструкторской документации.

4.3.3. Отклонение наружного диаметра и овальность цилиндрических изделий, изготавливаемых из труб без дополнительной обработки, связанной с изменением диаметра, должны удовлетворять требованиям стандартов или технических условий на применяемые трубы за исключением прямых участков, примыкающих к гибам на длине, равной двум номинальным наружным диаметрам трубы. На указанных участках, а также на деталях (сборочных единицах), изготавливаемых из труб с дополнительной обработкой, связанной с изменением диаметра, отклонения наружного диаметра и овальность должны удовлетворять требованиям конструкторской документации.

4:3.4. Отклонение внутреннего диаметра сферических днищ и крышек должно быть не более 1% его номинального значения, но не более 20 мм, если технической документацией на изделие не установлены меньшие значения.

4.3.5. Отклонения от заданного чертежом профиля эллиптических и других выпуклых (вогнутых) днищ и крышек (кроме сферических) должны быть не более 1% номинального значения внутреннего диаметра днища (крышки), но не более 20 мм, если технической документацией на изделие не установлены меньшие значения.

4.3.6. В высаженных горловинах радиус галтели на наружной поверхности горловины R должен быть не менее номинальной толщины стенки детали в месте высадки горловины S, но не менее 20 мм (рис. 18).

Допускается уменьшение значения R до $0{,}25S$ при значениях S свыше 20 мм и до 5 мм при значениях S до 20 мм включительно при условии, что после высадки горловины деталь подвергают термической обработке (для деталей из сталей аустенитного класса и из углеродистых и кремнемарганцовистых сталей перлитного класса допускается совмещение операций горячей высадки горловины и термической обработки), а после ее выполнения проводят капиллярный или магнитопорошковый

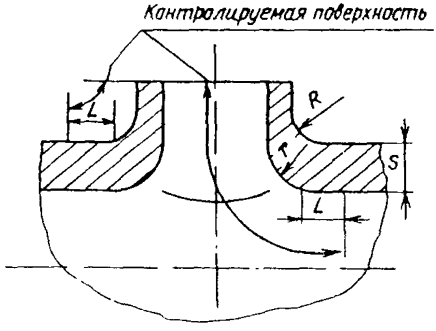


Рис. 18. **Схема высаженной горловины (L = 30 мм)**

контроль наружной и внутренней поверхностей горловины в пределах зоны, указанной на рис. 18. При номинальном внутреннем диаметре высаженной горловины менее 200 мм указанный контроль ее внутренней поверхности может не проводиться по совместному решению конструкторской и головной материаловедческой организаций. Капиллярный и магнитопорошковый контроль следует проводить после механической обработки горловины (в случае выполнения такой обработки).

Приведенные требования к радиусам галтелей должны быть выдержаны как до, так и после механической обработки горловин.

4.3.7. Овальность гнутых участков труб (определяемая по формуле п. 4.3.1) не должна превышать 6% на деталях трубопроводов (коленах, отводах и др.) группы А, 8% на деталях трубопроводов группы В и 12% на деталях трубопроводов группы С, если меньшие значения овальности не установлены технической документацией на изделие.

Для гнутых участков труб на деталях трубопроводов групп В и С допускаются более высокие значения овальности при условии выполнения расчета на прочность, подтверждающего допустимость соответствующей овальности. Расчет должен быть согласован с организацией, определяемой Госатомэнергонадзором СССР в каждом конкретном случае.

Овальность гнутых участков труб поверхностей теплообмена оборудования всех групп не должна превышать 12%, если меньшие значения не установлены технической документацией на изделие.

4.3.8. Приведенные в настоящем пункте требования по овальности не распространяются на тонкостенные цилиндрические изделия с отношением номинальной толщины стенки к номинальному наружному диаметру менее 0,02, изменяющие свою форму под действием собственной массы и (или) массы присоединяемых деталей. В этом случае значения овальности должны соответствовать установленным техническими условиями на изделие.

4.3.9. Утонение (утолщение) b стенки гнутых участков труб должно удовлетворять требованиям чертежей и технических условий на изделие.

Значение утонения (утолщения) определяют по формуле:

$$b = \frac{S_1 - S_2}{S_1} 100\%,$$

где S_1 – фактическая толщина стенки по измерениям прямого участка трубы до изготовления гиба; S_2 – фактическая толщина стенки по измерениям гнутого участка после изготовления.

4.3.10. На внутреннем обводе гнутых участков труб высота волнистости (гофр) не должна превышать норм, установленных чертежами и техническими условиями на изделие. Ширина каждой гофры должна превышать ее высоту не менее, чем в три раза.

Исправление недопустимой волнистости с помощью механической обработки или термической резки (строжки) не допускается. Технология исправления такой волнистости другими методами должна быть согласована с головной материаловедческой организацией.

Местные неровности в начале и конце гиба допускается исправлять с помощью механической обработки или термической резки (строжки) по технологии, согласованной с головной материаловедческой организацией.

4.4. Термическая обработка

4.4.1. Термической обработке следует подвергать заготовки, детали, сборочные единицы и другие изделия, если ее проведение предусмотрено настоящими Правилами, ОП, другими нормативно-техническими документами, конструкторской или производственно-технологической документацией.

Необходимость проведения термической обработки сборочных единиц и деталей в процессе изготовления или монтажа должна указываться в конструкторской документации.

4.4.2. Вид термической обработки (отпуск, нормализация или закалка с последующим отпуском, аустенизация и т. п.) и ее режимы (скорость нагрева, температура и время выдержки, условия охлаждения и т. п.) устанавливаются стандартами или техническими условиями на полуфабрикаты или изделия, а при отсутствии в стандартах и технических условиях соответствующих указаний – производственно-технологической документацией.

4.4.3. Обечайки, полуобечайки, днища, крышки и другие детали из углеродистых и кремнемарганцовистых сталей после холодной вальцовки или штамповки подлежат термической обработке, если отношение номинальной толщины стенки к номинальному внутреннему радиусу обечайки (полуобечайки) или к наименьшему радиусу кривизны днища или крышки превышает 0,05.

4.4.4. Гнутые участки труб из углеродистых и кремнемарганцовистых сталей подлежат термической обработке, если отношение среднего радиуса гиба к номинальному наружному диаметру трубы составляет менее 3,5, а отношение номинальной толщины стенки трубы к ее номинальному наружному диаметру превышает 0,05.

4.4.5. Термическую обработку деталей из углеродистых и кремнемарганцовистых сталей после горячей вальцовки, гибки или штамповки допускается не проводить, если в момент окончания операции деформирования температура металла была не ниже 700 °С.

4.4.6. В случаях, не указанных в п. 4.4.3 и 4.4.4, необходимость термической обработки деталей после деформации устанавливается стандартами, чертежами изделия и производственно-технологической документацией в зависимости от свойств материала деталей и максимального значения деформации.

4.4.7. В случаях, предусмотренных производственно-технологической документацией, допускается совмещение термической обработки после деформирования деталей (сборочных единиц) из углеродистых и кремнемарганцовистых сталей, а также из сталей аустенитного класса с последующей термической обработкой изделия после двух технологических операций (например, сварки).

4.4.8. В процессе проведения термической обработки должен быть обеспечен контроль за соблюдением заданных производственно-технологической документацией режимов нагрева и выдержки с фиксацией их параметров.

4.4.9. При закалке и нормализации изделие следует помещать в термическую печь целиком.

4.4.10. При отпуске и аустенизации изделий большой длины допускается термическая обработка изделия в печи по частям с обеспечением перепада температур металла изделия в зоне границы нагрева и на расстоянии 1 м от края печи не более 100 °С по технологии, согласованной с головной материаловедческой организацией.

4.4.11. В случаях, указанных в конструкторской и (или) производственно-технологической документации, при отпуске и аустенизации гнутых участков труб допускается местная термическая обработка участка гиба и примыкающих к нему с каждой стороны прямых участков трубы протяженностью не менее трехкратной номинальной толщины ее стенки, но не менее 100 мм.

4.4.12. Свойства металла изделий, прошедших термическую обработку, проверяются путем испытания образцов, вырезанных из припусков или из отдельных контрольных проб, отобранных из заготовок. Пробы должны отбираться из материала той же партии (плавки), что и контролируемое изделие и должны быть подвергнуты термической обработке в том же объеме и по тем же режимам (вместе с контролируемым изделием или отдельно от него), что и изделие в процессе изготов-

ления или монтажа с учетом отпусков в случаях исправления дефектов металла.

Примечание. Под термином "тот же режим термической обработки" следует понимать термическую обработку одного вида (отпуск, нормализация или закалка с отпуском, аустенизация и т. п.) с одинаковой температурой и продолжительностью выдержки с учетом допусков, установленных производственно-технологической документацией.

4.4.13. При технологических отпусках контрольных проб допускается уменьшение продолжительности выдержки по сравнению с установленной для производственных изделий, но не более, чем на 20%.

Примечание. Здесь и далее под термином "продолжительность выдержки" следует понимать номинальную (среднюю) продолжительность выдержки, установленную производственно-технологической документацией для отдельного отпуска. Суммарная продолжительность выдержки определяется как сумма номинальных (средних) продолжительностей выдержки, установленных для отдельных отпусков.

4.4.14. Если контролируемые производственные изделия подлежат многократным технологическим отпускам при одной температуре с одинаковой суммарной продолжительностью выдержки, контрольную пробу допускается подвергать однократному отпуску при той же температуре с продолжительностью выдержки не менее 80% и не более 100% суммарной продолжительности выдержки производственных отпусков.

4.4.15. Если контролируемые производственные изделия подлежат многократным технологическим отпускам при различных температурах с одинаковой продолжительностью (суммарной продолжительностью) выдержки при одной и той же температуре, контрольную пробу допускается подвергать однократному отпуску с продолжительностью выдержки при каждой температуре не менее 80% и не более 100% продолжительности (суммарной продолжительности) выдержки соответствующего производственного отпуска (отпусков). При этом сначала проводят выдержку при более низкой температуре, а затем при более высокой. Время перехода от одной температуры к другой в продолжительность выдержки не засчитывается.

В случаях, когда среди предусмотренных для производственных изделий многократных отпусков при различных температурах имеются отпуски с одной и той же температурой и одинаковой суммарной продолжительностью выдержки, в процессе проведения однократного отпуска контрольной пробы продолжительность выдержки при каждой такой температуре должна составлять не менее 80% и не более 100% суммарной продолжительности соответствующих производственных отпусков.

4.4.16. Допускается проверка свойств металла на одной контрольной пробе с соблюдением указаний п. 4.4.13–4.4.15 в случаях, когда предусмотренная при одной и той же температуре продолжительность (сум-

марная продолжительность) выдержки производственных отпусков различна, но разница между максимальной и минимальной продолжительностью (суммарной продолжительностью) выдержки не превышает 20% максимальной продолжительности (суммарной продолжительности) выдержки. При этом в процессе проведения отпуска контрольной пробы продолжительность выдержки должна составлять не менее 80% и не более 100% максимальной продолжительности выдержки производственного отпуска (максимальной суммарной продолжительности выдержки соответствующих производственных отпусков).

4.4.17. Если контролируемые производственные изделия подлежат отпускам при различных температурах (кроме случаев, указанных в п. 4.4.15) или (и) с различной продолжительностью выдержки (кроме случаев, указанных в п. 4.4.16), проверку свойств металла следует проводить на двух отдельных контрольных пробах.

Первая контрольная проба должна быть подвергнута (с учетом указаний п. 4.4.13–4.4.15) тому же отпуску, что и производственное изделие, для которого предусмотрена наименьшая температура отпуска и (или) минимальная продолжительность выдержки (при однократном отпуске) или наиболее низкие температуры и (или) наименьшая суммарная продолжительность выдержки при наибольшей для данного изделия температуре отпуска (при многократных отпусках).

Если среди контролируемых производственных изделий имеются как подлежащие, так и не подлежащие технологическому отпуску, первую контрольную пробу отпуску не подвергают.

Проверку свойств металла на первой пробе допускается не проводить, если до начала изготовления (монтажа) производственных изделий свойства металла заготовок были проверены и соответствовали установленным требованиям.

Вторая контрольная проба должна быть подвергнута (с учетом указаний п. 4.4.13–4.4.15) тому же отпуску, что и производственное изделие, для которого предусмотрены наиболее высокая температура отпуска и (или) максимальная продолжительность выдержки (при однократном отпуске) или наиболее высокие температуры отпусков и (или) максимальная суммарная продолжительность выдержки при наибольшей для данного изделия температуре отпуска (при многократных отпусках).

При определении максимальной суммарной продолжительности выдержки следует учитывать все предусмотренные производственно-технологической документацией обязательные и возможные отпуски, в том числе отпуски после исправления дефектов в основном материале и сварных соединениях.

4.4.18. Если контролируемые производственные изделия из углеродистых и кремнемарганцовистых сталей подлежат многократной нормализации (закалке) или нагревам под деформацию при температурах нормализации (закалки), контрольную пробу допускается подвергать только нормализации (закалке) по последнему режиму.

4.5. Контроль качества основных материалов

4.5.1. После резки и механической обработки торцы деталей (сборочных единиц) и кромки отверстий должны быть проконтролированы на отсутствие трещин, расслоений и других дефектов. Необходимость, методы и объемы контроля, а также нормы оценки качества устанавливаются производственно-технологической документацией с учетом требований стандартов и технических условий на соответствующие полуфабрикаты (заготовки) или конструкторской документацией.

4.5 2. Объем контроля на соответствие изделий требованиям п. 4.3 устанавливается конструкторской документацией (таблицами контроля) и (или) производственно-технологической документацией.

4.5.3. Крутоизогнутые колена (отводы) с номинальным наружным диаметром свыше 57 мм и нормальноизогнутые колена с номинальным наружным диаметром свыше 150 мм, предназначенные для изготовления оборудования и трубопроводов групп А и В, подлежат сплошному контролю на овальность (п. 4.3.7) и на утонение (утолщение) стенки (п. 4.3.9).

В остальных случаях контроль овальности и утонения (утолщения) стенки колен на криволинейных участках проводят выборочно в объеме не менее 10% колен каждого типоразмера, изготовленных по одному заказу и по одной и той же технологии (но не менее двух колен).

4.5.4. При проверке свойств основного металла после термической обработки (п. 4.4 12) определяют механические свойства металла и его стойкость против межкристаллитной коррозии (последнее только для коррозионно-стойких сталей аустенитного класса и железоникелевых сплавов). Необходимость, объем и температуры испытаний, определяемые характеристики и показатели, их нормативные значения, а также типы и количество образцов устанавливаются конструкторской документацией (таблицами контроля) и производственно-технологической документацией с учетом требований стандартов и (или) технических условий на соответствующие полуфабрикаты (заготовки).

4.5.5 Результаты контроля должны быть зафиксированы в отчетной документации, форма которой устанавливается предприятием-изготовителем (монтажной организацией).

5. ГИДРАВЛИЧЕСКИЕ (ПНЕВМАТИЧЕСКИЕ) ИСПЫТАНИЯ

5.1. Общие требования

5.1.1. Гидравлические (пневматические) испытания проводят с целью проверки прочности и плотности оборудования, трубопроводов, их деталей и сборочных единиц, нагружаемых давлением.

5.1.2. Гидравлические испытания проводят:

1) после изготовления предприятием-изготовителем оборудования или элементов трубопроводов, поставляемых на монтаж;

2) после монтажа оборудования и трубопроводов;

3) в процессе эксплуатации оборудования и трубопроводов, нагружаемых давлением воды, пара или пароводяной смеси.

5.1.3. Допускается вместо гидравлических испытаний проводить пневматические испытания оборудования и трубопроводов, нагружаемых давлением газа, работающих под вакуумом, находящихся в контакте с жидкометаллическим теплоносителем, а также страховочных корпусов (кожухов) АЭУ с реакторами на быстрых нейтронах и защитных оболочек АСТ. Возможность такой замены должна быть согласована с Госатомэнергонадзором СССР.

Допускается не проводить гидравлические испытания (после изготовления и в процессе эксплуатации) корпусов опытных и исследовательских ядерных реакторов, работающих под давлением веса наполняющей их жидкости, при условии проведения в процессе изготовления 100%-ного контроля сварных швов ультразвуковой дефектоскопией или радиографическим методом и методами поверхностной дефектоскопии.

5.1.4. Гидравлические (пневматические) испытания после монтажа и в процессе эксплуатации проводятся в сроки, указанные в п. 8.2.6.

5.1.5. Проведение гидравлических (пневматических) испытаний после монтажа при сдаче оборудования и трубопроводов в эксплуатацию, а также в процессе эксплуатации (за исключением случаев ремонта, специально оговоренных в настоящем документе), является обязательным.

5.1.6. Проведение гидравлических испытаний деталей или сборочных единиц трубопроводов, изготовленных на монтажных площадках, допускается совмещать с гидравлическими испытаниями после завершения монтажа.

5.1.7. Оборудование и трубопроводы после изготовления и монтажа должны подвергаться гидравлическим испытаниям до нанесения защитных антикоррозионных покрытий или тепловой изоляции.

На оборудовании и трубопроводах, в процессе эксплуатации контактирующих с жидкометаллическим теплоносителем, допускается нанесение тепловой изоляции до гидравлических испытаний указанным теплоносителем.

Допускается проводить металлизацию (без нанесения лакокрасочных покрытий) сварных соединений трубопроводов до гидравлических испытаний, если это невозможно провести после окончания монтажа, что должно быть оговорено в конструкторской документации.

5.1.8. Гидравлические (пневматические) испытания оборудования и трубопроводов в процессе эксплуатации должны проводиться после снятия тепловой изоляции в местах, указанных в п. 2.1.9, а также оговоренных в конструкторской документации.

5.1.9. Гидравлические испытания отдельных деталей и сборочных единиц оборудования и трубопроводов после их изготовления допус-

кается не проводить в следующих случаях:

1) предприятие-изготовитель осуществляет гидравлические испытания этих деталей и сборочных единиц в составе укрупненных сборочных единиц или изделий;

2) предприятие-изготовитель не содержащего сварных соединений I и $I_н$ категории оборудования группы В из сталей перлитного класса или высокохромистых сталей осуществляет сплошной ультразвуковой и радиографический контроль основного металла и сварных соединений, а из сталей аустенитного класса и железоникелевых сплавов – сплошной радиографический контроль основного металла и сварных соединений при соблюдении всех других требований ПК и конструкторской документации;

3) предприятие-изготовитель оборудования группы С из сталей перлитного класса и из высокохромистых сталей осуществляет сплошной ультразвуковой контроль всех сварных соединений, а также их радиографический контроль в удвоенном объеме по сравнению с предусмотренным ПК, а из сталей аустенитного класса и железоникелевых сталей – сплошной радиографический контроль всех сварных соединений; при этом должны соблюдаться все другие требования ПК и конструкторской документации;

4) предприятие-изготовитель деталей и сборочных единиц трубопроводов групп В и С из сталей перлитного класса и из высокохромистых сталей осуществляет сплошной ультразвуковой контроль всех сварных соединений, а также радиографический контроль сварных соединений $II_а$, $II_{на}$ категорий в объеме 100%, $II_в$, $II_{нв}$ и $III_а$ категорий – в объеме 50%, $III_в$ – в объеме 25%, а из сталей аустенитного класса – сплошной радиографический контроль всех сварных соединений, при этом должны соблюдаться все другие требования ПК и конструкторской документации; кроме того, должен быть проведен дополнительный капиллярный или магнитопорошковый контроль механически обработанных поверхностей (расточек, переходов, гибов труб и т. п.) и ультразвуковой или радиографический контроль металла в зонах концентрации напряжений и в зонах, подвергавшихся деформации более 5% при изготовлении (гибов и раздаваемых концов труб, вытянутых горловин и т. п.) и в объеме, устанавливаемом конструкторской документацией (для трубопроводов группы С указаный дополнительный контроль допускается не проводить).

5.1.10. Нормы оценки качества при контроле по п. 5.1.9 должны приниматься для основного металла по стандартам или техническим условиям на соответствующие материалы и полуфабрикаты, а для сварных соединений – по ПК.

5.1.11. Гидравлические (пневматические) испытания отдельных деталей (например, труб) на предприятии-изготовителе допускается не проводить, если они прошли гидравлические испытания на предприятии-поставщике этих изделий и после этого не подвергались опе-

рациям, в процессе которых материал указанных деталей претерпевал пластические деформации.

5.1.12. Гидравлические (пневматические) испытания после изготовления элементов оборудования и трубопроводов, нагружаемых в процессе эксплуатации наружным давлением, допускается проводить при нагружении внутренним давлением.

5.2. Определение давления гидравлических (пневматических) испытаний

5.2.1. Давление гидравлических испытаний должно быть не менее определяемого по формуле:

$$P_h = K_h P [\sigma]^{T_h} / [\sigma]^T \qquad \text{(нижняя граница)}$$

и не более давления, при котором в испытуемом изделии возникнут общие мембранные напряжения, равные 1,35 $[\sigma]^{T_h}$, а сумма общих или местных мембранных и общих изгибных напряжений достигнет 1,7 $[\sigma]^{T_h}$ (верхняя граница).

В вышеприведенной формуле $K = 1{,}25$ для оборудования и трубопроводов и $K = 1$ для защитных оболочек и страховочных корпусов (кожухов), P – расчетное давление при испытаниях на предприятии-изготовителе или рабочее давление при испытаниях после монтажа и в процессе эксплуатации, $[\sigma]^{T_h}$ – номинальное допустимое напряжение при температуре гидравлических испытаний T_h для рассматриваемого элемента конструкции, $[\sigma]^T$ – номинальное допускаемое напряжение при расчетной температуре T рассматриваемого элемента конструкции.

Для элементов, нагружаемых наружным давлением, должно также выполняться условие:

$$P_h \leqslant 1{,}25 [P].$$

Примечание. Значения $[\sigma]^{T_h}$, $[\sigma]^T$, общие и местные мембранные и общие изгибные напряжения; $[P]$ – допускаемое наружное давление при температуре гидравлических испытаний определяют по Нормам расчета на прочность.

5.2.2. При давлении P до 0,49 МПа (5 кгс/см^2) значение P_h должно быть более $1{,}5P$, но не менее 0,2 МПа (2 кгс/см^2).

При давлении P более 0,49 МПа (5 кгс/см^2) значение P_h должно определяться из условий п. 5.2.1, но быть не менее $(P + 0{,}29)$ МПа $((P + 3)$ кгс/см^2).

Указанные требования не распространяются на оборудование и трубопроводы с жидкометаллическим теплоносителем.

5.2.3. В случае, если гидравлическим (пневматическим) испытаниям подвергаются система или контур, состоящие из оборудования и трубопроводов, работающих при разных рабочих давлениях и (или) расчетных температурах, или изготовленных из материалов с различными $[\sigma]^{T_h}$ и (или) $[\sigma]^{T}$, то давление гидравлических (пневматических) испытании этой системы (контура) следует принимать равным минимальному значению верхней границы давлений испытаний, выбранному из всех соответствующих значений для оборудования и трубопроводов, составляющих систему (контур).

5.2.4. Значения давления гидравлических испытаний для оборудования и сборочных единиц (блоков) трубопроводов должны указываться предприятием-изготовителем в паспорте оборудования и свидетельстве об изготовлении деталей и сборочных единиц трубопровода.

Значения давлений гидравлических (пневматических) испытаний систем (контуров) должны определяться проектной организацией и сообщаться предприятию-владельцу оборудования и трубопроводов, которое уточняет эти значения на основе данных, содержащихся в паспортах оборудования и трубопроводов, комплектующих систему (контур).

5.3. Определение температуры гидравлических (пневматических) испытаний

5.3.1. Гидравлические (пневматические) испытания оборудования и трубопроводов должны проводиться при температуре испытательной среды, при которой температура металла испытуемого оборудования и трубопроводов не будет ниже минимальной допускаемой, определяемой согласно Нормам расчета на прочность. При этом во всех случаях температура испытательной и окружающей среды не должна быть ниже 5 °С.

5.3.2. Допускается проведение гидравлических (пневматических) испытаний после изготовления или монтажа без проведения расчета по п. 5.3.1 при температуре металла не менее 5 °С в следующих случаях:

1) изделие изготовлено из коррозионно-стойкой стали аустенитного класса, цветного или железоникелевого сплава;

2) изделие изготовлено из материалов с пределом текучести при температуре 20 °С менее 295 МПа (30 кгс/мм^2) и имеет наибольшую толщину стенки не более 25 мм;

3) изделие изготовлено из материалов с пределом текучести при температуре 20 °С менее 590 МПа (60 кгс/мм^2) и имеет наибольшую толщину стенки не более 16 мм.

Допускается также без проведения расчета по п. 5.3.1 определять минимальную допускаемую температуру металла при гидравлических

испытаниях T_h из следующих соотношений:

при $SR^2_{p_{0,2}} \leqslant 3{,}5 \cdot 10^6$

$$T_h \geqslant T_{ко} - 260 + 73 \cdot 10^{-6} SR^2_{p_{0,2}};$$

при $3{,}5 \cdot 10^6 < S R^2_{p_{0,2}} \leqslant 25 \cdot 10^6$

$$T_h \geqslant T_{ко} - 17 + 3{,}1 \cdot 10^{-6} S R^2_{p_{0,2}};$$

при $S R^2_{p_{0,2}} > 25 \cdot 10^6$

$$T_h \geqslant T_{ко} + 48 + 0{,}47 \cdot 10^{-6} S R^2_{p_{0,2}},$$

где $T_{ко}$ – критическая температура хрупкости материала в исходном состоянии, °С; S – наибольшая номинальная толщина стенки изделия, мм; $R_{p_{0,2}}$ предел текучести материала при температуре 20 °С, МПа.

Значение $T_{ко}$ должно либо задаваться в конструкторской документации и подтверждаться в процессе изготовления, либо определяться по методикам, приведенным в Нормах расчета на прочность.

5.3.3. Допускаемая температура металла при гидравлических испытаниях, проводимых после изготовления, должна определяться конструкторской (проектной) организацией согласно п. 5.3.1, 5.3.2 и указываться в чертежах, паспортах оборудования и свидетельствах об изготовлении деталей и сборочных единиц трубопроводов.

Указанную температуру допускается определять с использованием фактических свойств металла, примененного при изготовлении.

5.3.4. Допускаемая температура металла при гидравлических (пневматических) испытаниях оборудования и трубопроводов в составе системы (контура) после монтажа принимается максимальной из всех, указанных согласно п. 5.3.3 в паспортах оборудования (свидетельствах об изготовлении деталей и сборочных единиц трубопроводов), и приводится предприятием-владельцем в комплексной программе (инструкции) проведения гидравлических (пневматических) испытаний.

5.3.5. Допускаемая температура металла при гидравлических (пневматических) испытаниях в процессе эксплуатации (в том числе после ремонта) устанавливается предприятием-владельцем оборудования на основе данных расчета на прочность, паспортов оборудования и трубопроводов, чисел циклов нагружения, зафиксированных в процессе эксплуатации, фактических флюенсов нейтронов с энергией $E \geqslant$ $\geqslant$ 0,5 МэВ, данных испытаний образцов-свидетелей, устанавливаемых в корпуса ядерных реакторов.

5.3.6. Если на основе анализа на стадии проектирования по пп. 5.3.1–5.3.3 допускаемая температура металла при гидравлических (пневмати-

ческих) испытаниях окажется такой, что ее невозможно обеспечить штатными средствами данной АЭУ, то Генеральный проектировщик АЭУ должен предусмотреть в составе проекта специальное устройство для обеспечения требуемой температуры.

5.4. Требования к проведению гидравлических (пневматических) испытаний

5.4.1. Время выдержки оборудования и трубопроводов под давлением P_h при гидравлических испытаниях должно быть не менее 10 мин. После выдержки давление гидравлических испытаний снижается до значений $0{,}8P_h$ и проводится осмотр оборудования и трубопроводов в доступных местах в течение времени, необходимого для осмотра. Минимально допускаемая температура металла при выдержке должна определяться по нормам расчета на прочность.

Измерение давления при гидравлических испытаниях должно проводиться по двум независимым поверенным манометрам или каналам измерений.

Погрешность измерения давления при гидравлических испытаниях с учетом класса точности датчика (манометра) не должна превышать ± 5% номинального значения давления испытаний. Класс точности датчика (манометра) должен быть не менее 1,5.

5.4.2. Время выдержки под давлением P_h при испытаниях после изготовления арматуры с внутренним диаметром присоединительных патрубков не более 100 мм допускается устанавливать по технической документации на изделие.

5.4.3. В процессе гидравлических испытаний допускается колебание давления вследствие изменения температуры жидкости. Допускаемые значения колебаний температуры и давления в каждом конкретном случае должно устанавливаться расчетом или экспериментально, при этом давление не должны выходить за нижнюю и верхнюю границы по п. 5.2.1, 5.2.3. Понижение температуры ниже устанавливаемой по п. 5.3 не допускается.

Допускается компенсировать предусмотренные конструкцией уплотнений валов насосов протечки путем подкачки испытательной среды.

5.4.4. Гидравлические испытания должны проводиться с использованием негорючей среды, не оказывающей вредного влияния на оборудование или трубопровод.

Требования к качеству испытательной среды устанавливаются техническими условиями на изделие и должны указываться в паспортах оборудования и трубопроводов или в свидетельствах об изготовлении деталей и сборочных единиц трубопроводов.

5.4.5. Контроль температуры металла должен проводиться приборами термоконтроля. Контроль температуры допускается не проводить,

если температура жидкости и температура окружающей среды выше температуры гидравлических испытаний, установленной по п. 5.3

Температура должна контролироваться датчиками и приборами с суммарной погрешностью, не превышающей ± 3% максимального значения измеряемой температуры.

5.4.6. При проведении гидравлических испытаний оборудования и трубопроводов должны быть приняты меры для исключения скопления газовых пузырей в полостях, заполненных жидкостью.

5.5. Пневматические испытания

5.5.1. Давление пневматических испытаний P_p должно быть не менее определяемого по формуле:

$$P_p = K_p P [\sigma]^{T_h} / [\sigma]^T \qquad \text{(нижняя граница)},$$

где $K_p = 1{,}15$ для оборудования и трубопроводов; $K_p = 1$ для защитных оболочек и страховочных корпусов (кожухов).

Верхняя граница та же, что и в п. 5.2.1.

Для элементов, нагружаемых наружным давлением, должно выполняться также условие

$$P_p \leqslant 1{,}25 [P]_h .$$

Требования п. 5.2.2 при пневматических испытаниях не имеют силы.

5.5.2. Если в оборудовании и трубопроводах в процессе эксплуатации имеется столб жидкого металла, который невозможно иметь в процессе пневматических испытаний, то нижняя граница давления пневматических испытаний должна определяться по формуле

$$P_p = 1{,}15P [\sigma]^{T_h} / [\sigma]^T + H\gamma,$$

где H – высота столба жидкого металла; γ – удельная масса жидкого металла при расчетной температуре; P – рабочее давление газа над уровнем жидкого металла.

5.5.3. При пневматических испытаниях защитных оболочек, страховочных корпусов (кожухов) охватываемые ими оборудование или трубопроводы могут находиться под наружным давлением, вследствие чего в оборудовании или трубопроводах может оказаться необходимым создавать противодавление P_g. В этом случае должно выполняться следующее условие:

$$P_p \leqslant 1{,}15 [P] + P_g .$$

5.5.4. При определении минимально допустимой температуры металла следует руководствоваться указаниями п. 5.3.

5.5.5. При пневматических испытаниях должны соблюдаться требо-

вания п. 5.2.3, 5.2.4, 5.3, 5.4.1 (в части требований к погрешности измерений и класса точности прибора), п. 5.4.3, 5.4.5.

5.5.6. Время выдержки оборудования и трубопроводов под давлением P_p при пневматических испытаниях должно быть не менее 30 мин. После выдержки давление снижается, и проводится осмотр оборудования и трубопроводов в доступных местах в течение необходимого времени. Осмотр проводится при давлении, определяемом лицом, ответственным за проведением испытаний исходя из условий безопасности, но во всех случаях это давление не должно превышать $0{,}85P_p$.

Время выдержки под давлением арматуры с внутренним диаметром присоединительных патрубков не более 100 мм при пневматических испытаниях устанавливается техническими условиями на поставку.

5.5.7. Предназначенные для пневматических испытаний вентили наполнительного трубопровода и приборы измерения давления и температуры должны быть выведены за пределы помещения, в котором находится испытываемое оборудование, в безопасное для персонала место. Во время подъема давления газа в испытываемом оборудовании и трубопроводах, выдержки под давлением P_p и снижения давления до значения, установленного для осмотра, персонал должен находиться в безопасном месте.

5.6. Программы проведения гидравлических (пневматических) испытаний

5.6.1. Перед проведением гидравлических (пневматических) испытаний оборудования и сборочных единиц (деталей) трубопроводов предприятием-изготовителем должна быть составлена производственная программа (или технологическая инструкция, технологический процесс) испытаний.

5.6.2. Для проведения гидравлических (пневматических) испытаний после монтажа и в процессе эксплуатации проектной организацией должна быть составлена комплексная программа испытаний, на основе которой предприятием-владельцем оборудования и трубопроводов (или специализированной организацией, определяемой решением соответствующего министерства) должна быть составлена рабочая программа испытаний.

5.6.3. Производственная программа (технологическая инструкция, технологический процесс) гидравлических (пневматических) испытаний оборудования и сборочных единиц (деталей) трубопроводов после изготовления должна включать следующие данные:

1) наименование оборудования или сборочных единиц (деталей) трубопроводов;

2) расчетное давление;

3) давление гидравлических (пневматических) испытаний;

4) температура гидравлических (пневматических) испытаний;
5) испытательные среды и требования к их качеству;
6) допустимые скорости повышения и снижения давления;
7) допустимые скорости повышения и снижения температуры;
8) время выдержки при давлении испытаний P_h (P_p);
9) давление, при котором должен проводиться осмотр;
10) источник давления;
11) метод нагрева испытательной среды (при необходимости);
12) точки установки датчиков (приборов) контроля давления и их класс точности;
13) точки установки датчиков (приборов) контроля температур и их класс точности;
14) допускаемые пределы колебания давления и температуры в процессе выдержки;
15) требования по технике безопасности;
16) места установки технологических заглушек;
17) перечень организационных мероприятий, включая назначение ответственных за испытания лиц.

Программа должна быть утверждена главным инженером (директором) предприятия-изготовителя и согласована с соответствующей конструкторской организацией.

5.6 4. Комплексная программа гидравлических (пневматических) испытаний систем, их частей или отдельных видов оборудования и трубопроводов после монтажа и в процессе эксплуатации должна включать следующие данные:

1) наименование и границы испытуемой системы (части системы, оборудования, трубопроводов);
2) рабочее давление;
3) давление гидравлических (пневматических) испытаний;
4) температура гидравлических (пневматических) испытаний;
5) испытательные среды и требования к их качеству;
6) допустимые скорости повышения и понижения давления;
7) допустимые скорости повышения и понижения температуры;
8) давление, при котором должен проводиться осмотр;
9) способы заполнения и дренирования испытательной среды;
10) источник создания давления;
11) метод нагрева испытательной среды (при необходимости);
12) точки установки датчиков (приборов) контроля давления;
13) точки установки датчиков (приборов) контроля температуры;
14) допускаемые пределы колебания давления и температуры в процессе выдержки.

Комплексная программа должна быть утверждена руководством проектной организации и согласована с предприятием-владельцем оборудования и трубопроводов.

5.6.5. Рабочая программа гидравлических (пневматических) испытаний помимо сведений, перечисленных в п. 5.6.4, должна содержать следующие данные:

1) уточнение по паспортам комплектующих испытуемых оборудования и трубопроводов значений давления и температуры гидравлических (пневматических) испытаний;

2) место подключения источника давления;

3) перечень используемых датчиков и приборов контроля давления и температуры с указанием класса точности;

4) график проведения испытаний (ступени подъема и сброса давления, подъема и снижения температуры, время выдержки и т. п.);

5) способы контроля состояния испытуемого оборудования и трубопроводов в процессе осмотра и после завершения испытаний;

6) меры по подготовке к проведению испытаний (с указанием перекрываемой и открываемой арматуры, ограничивающей испытуемую систему или ее часть);

7) перечень мест снятия тепловой изоляции;

8) меры защиты от превышения давления свыше испытательного;

9) требования по технике безопасности;

10) организационные мероприятия (включая назначение ответственного за испытания лица);

11) номер комплексной программы, на основе которой составлена рабочая программа.

Рабочая программа должна быть утверждена дирекцией предприятия-владельца оборудования и трубопроводов.

5.6.6. После завершения испытаний должен быть составлен протокол, включающий следующие данные:

1) наименование предприятия, проводившего испытания;

2) наименование испытанной системы (части системы, оборудования, трубопроводов, сборочных единиц, деталей);

3) расчетное (рабочее) давление;

4) расчетные температуры;

5) давление испытаний;

6) температура испытаний;

7) испытательная среда;

8) время выдержки при давлении испытаний;

9) давление, при котором проводится осмотр;

10) номер рабочей (производственной) программы;

11) результат испытаний;

12) подпись ответственного лица и дата.

5.7. Оценка результатов гидравлических (пневматических) испытаний

Оборудование и трубопроводы считаются выдержавшими гидравлические (пневматические) испытания, если в процессе испытаний и при осмотре не обнаружено течей и разрывов металла, в процессе выдержки по п. 5.4.1 падение давления не выходило за пределы, указанные в п. 5.4.3, а после испытаний не выявлено видимых остаточных деформаций.

При гидравлических (пневматических) испытаниях оборудования и сборочных единиц (деталей) трубопроводов течи через технологические уплотнения, предназначенные для проведения испытаний, не являются браковочным признаком.

6 ТРЕБОВАНИЯ ПО ОСНАЩЕНИЮ ОБОРУДОВАНИЯ И ТРУБОПРОВОДОВ АРМАТУРОЙ И КОНТРОЛЬНО-ИЗМЕРИТЕЛЬНЫМИ ПРИБОРАМИ

6.1. Общие требования

6.1.1. Количество, тип, места установки и другие требования к арматуре и контрольно-измерительным устройствам оборудования и трубопроводов определяются проектной (конструкторской) организацией исходя из конкретных условий эксплуатации и требований настоящих правил

6.1.2. Резервирование арматуры и контрольно-измерительных устройств должно осуществляться в соответствии с требованиями ОПБ.

6.1.3. Установка арматуры и контрольно-измерительных устройств должна обеспечивать возможность обслуживания, контроля, ремонта и замены.

6.1.4. Арматура должна отвечать требованиям ОТТ.

6.1.5. Закрытие всех видов приводной арматуры должно происходить при вращении маховика по часовой стрелке, открытие — против часовой стрелки.

6.1.6. На арматуре должны быть указатели крайних положений затвора и указатель промежуточных положений затвора. Необходимость установки указателя промежуточных положений определяется проектной (конструкторской) организацией.

6.1.7. Предприятие-изготовитель должно поставлять арматуру с паспортом и инструкцией по эксплуатации.

6.1.8. Арматура, требующая для открытия и закрытия усилий более 295 Н (30 кгс) или управляемая дистанционно, должна быть снабжена механизированным приводом.

Допускается для уменьшения усилий при открытии использование обводных линий с соответствующей запорной арматурой на них.

Допускается применение арматуры с ручным приводом с усилием страгивания и дожатия не более 735 Н (75 кгс), если открытие и закрытие ее проводится не чаще, чем один раз в сутки.

6.1.9. Использование регулирующей арматуры в качестве запорной и запорной арматуры в качестве регулирующей не допускается.

6.1.10. Необходимость установки на напоре и всасе насосов запорной арматуры, а также обратного клапана, размещаемого между насосом и запорной арматурой, определяется проектной (конструкторской) документацией.

Установка запорной арматуры на всасе насосов, подключаемых к емкостям, работающим под атмосферным давлением, не требуется.

6.1.11. Участки трубопроводов и оборудование, которые в процессе эксплуатации могут подвергаться осмотру или ремонту, а также трубопроводы низкого давления, подключенные к коммуникациям давлением 2,2 МПа (22 кгс/см^2) и выше, должны отключаться двумя последовательно расположенными запорными арматурами с дренажем между ними. Трубопроводы систем безопасности, присоединенные к главному циркуляционному контуру, контуру многократной принудительной циркуляции, должны отключаться от него двумя последовательно установленными обратными клапанами и одной запорной арматурой; между запорной арматурой и первым по ходу среды обратным клапаном должен быть установлен дренаж с пропускной способностью, превышающей не менее, чем в 10 раз проектную протечку обратного клапана. При выполнении ремонтных работ в процессе эксплуатации блока на мощности запорная арматура должна быть закрыта, вентили на линии дренажа открыты, схемы электрического силового питания разобраны, шкафы питания закрыты и опечатаны, сделаны записи в оперативных журналах. При работе блока на мощности и нахождении системы безопасности в дежурном состоянии запорная арматура может находиться в открытом состоянии.

В период отключения дренажные вентили должны быть открыты, а арматура закрыта и механическим способом исключено перемещение ее подвижных частей, схемы управления разобраны, а маховики либо сняты, либо заперты замком.

Требование по установке дренажных вентилей между запорными на границах высокого и низкого давления не распространяется на импульсные линии КИП.

Проектом должны быть предусмотрены технические и организационные меры, исключающие возможность изменения состояния указанной арматуры при ошибочных действиях обслуживающего персонала.

Участки трубопроводов и оборудование, подключенные к коммуникациям более высокого давления, но не более 2,2 МПа (22 кгс/см^2), которые в процессе эксплуатации подвергаются осмотру или ремонту, могу отключаться одной запорной арматурой. В период осмотра или ремонта в процессе эксплуатации арматура должна быть закрыта и механическим способом исключено перемещение ее подвижных частей (кроме арматуры, находящейся внутри защитной оболочки), маховики сняты, либо заперты замком, схемы электропитания разобраны,

шкафы питания закрыты и опечатаны и сделаны записи в оперативных журналах.

6.1.12. Арматура оборудования и трубопроводов групп А и В, непредусмотренное перемещение запорных органов которой может привести к последствиям, влияющим на безопасность АЭУ, должна иметь замковые устройства и сигнализацию положения запорных органов. Необходимость установки замковых устройств и сигнализации определяется проектной (конструкторской) организацией.

6.2. Предохранительные устройства

6.2.1. Предохранительные устройства должны устанавливаться на оборудовании или трубопроводах, давление в которых может превысить рабочее как за счет происходящих в них физических и химических процессов, так и за счет внешних источников повышения давления, рассчитанных с учетом условий, указанных в п. 2.1.7.

Если давление в оборудовании или трубопроводах не может превысить рабочее, то установка предохранительных устройств не требуется. Это обстоятельство должно быть обосновано в проекте в соответствии с требованиями ОПБ-88.

Оборудование первого контура и страховочный корпус должны быть рассчитаны на нагрузки, возникающие при разгерметизации корпуса реактора и истечении теплоносителя в страховочный корпус.

Все отсекаемые с двух сторон участки оборудования и трубопроводов с однофазной средой (вода, жидкий металл), которые могут прогреваться любым образом, должны быть оснащены предохранительными устройствами.

6.2.2. Количество предохранительных устройств, их пропускная способность, уставка на открытие (закрытие) должны быть определены проектной (конструкторской) организацией таким образом, чтобы давление в защищаемом оборудовании и трубопроводе при срабатывании этой арматуры не превышало рабочее на 15% (с учетом динамики переходных процессов в оборудовании и трубопроводах и динамики и времени срабатывания предохранительной арматуры) и не вызывало недопустимых динамических воздействий на предохранительную арматуру.

Допускается учитывать при расчете динамики роста давления в защищаемом оборудовании и трубопроводах опережающее срабатывание аварийной защиты атомной энергетической установки.

Для систем с возможным кратковременным локальным повышением давления (например, при химическом взаимодействии жидкометаллического теплоносителя и воды) допускается местное повышение давления выше давления, при котором должны срабатывать предохранительные устройства (с учетом гидравлического сопротивления на участке от места повышения давления до предохранительных уст-

ройств) Такая возможность должна быть предусмотрена в проекте и обоснована расчетом на прочность.

6.2.3. В оборудовании и трубопроводах с рабочим давлением до 0,3 МПа допускается превышение давления не более, чем на 0,05 МПа. Возможность повышения давления на указанное значение должна быть подтверждена расчетом на прочность соответствующего оборудования и трубопроводов.

6.2.4. Если предохранительное устройство защищает несколько связанных между собой единиц оборудования, то оно должно выбираться и настраиваться исходя из меньшего рабочего давления для каждой из этих единиц оборудования.

6.2.5. Конструкция предохранительных устройств должна обеспечивать ее закрытие после срабатывания при достижении давления не ниже 0,9 рабочего давления, по которому выбиралась уставка на срабатывание этой арматуры.

Указанное требование не распространяется на предохранительные мембраны и гидрозатворы.

6.2.6. Уставка на посадку импульсно-предохранительных устройств с механизированным (электромагнитным или другим) приводом должна устанавливаться проектной (конструкторской) организацией исходя из конкретных условий работы оборудования и трубопроводов.

6.2.7. Количество предохранительной арматуры и (или) предохранительных мембран с принудительным разрывом, устанавливаемых для защиты оборудования и трубопроводов групп А и В, должно быть больше количества, определенного по п. 6.2.2, не менее, чем на одну единицу.

Указанное требование не распространяется на мембраны прямого разрыва и гидрозатворы.

6.2.8. Расчет пропускной способности предохранительных устройств должен проводиться в соответствии с ГОСТ 12.2.085-82.

Пропускная способность предохранительных устройств должна проверяться при соответствующих испытаниях головного образца данной конструкции, проводимых предприятием-изготовителем предохранительной арматуры.

6.2.9. При выборе количества и пропускной способности предохранительных устройств должна учитываться суммарная производительность всех возможных источников давления с учетом анализа проектных аварий, способных привести к повышению давления.

6.2.10. На напорных трубопроводах между поршневым насосом, у которого нет предохранительного клапана, и запорным органом должен быть установлен предохранительный клапан, исключающий возможность повышения давления в трубопроводах выше рабочего.

6.2.11. Установка запорной арматуры между предохранительным устройством (мембраной или другим защитным устройством по п. 2.1.7) и защищаемым ею оборудованием или трубопроводом, а так-

же на отводящих и дренажных трубопроводах предохранительной арматуры не допускается.

Допускается установка запорной арматуры перед импульсными клапанами импульсных предохранительных устройств (ИПУ) и после этих клапанов, если ИПУ снабжены не менее, чем двумя импульсными клапанами, а механическая блокировка указанной запорной арматуры допускает вывод из работы только одного из этих клапанов.

6.2.12. Применение импульсных клапанов с рычажным приводом не допускается.

6.2.13. Диаметр условного прохода предохранительной арматуры и импульсного клапана должен быть не менее 15 мм.

6.2.14. В предохранительной арматуре должна быть исключена возможность изменения настройки пружины и других элементов регулировки. У предохранительных пружинных клапанов и у импульсных клапанов ИПУ пружины должны быть защищены от прямого воздействия среды и перегрева.

6.2.15. Допускается установка переключающих устройств перед предохранительной арматурой при наличии удвоенного количества импульсно-предохранительных устройств или предохранительных клапанов и обеспечения при этом защиты оборудования и трубопроводов от превышения давления при любом положении переключающих устройств.

6.2.16. Конструкция предохранительной арматуры должна предусматривать возможность проверки ее исправного действия путем открытия вручную или с пульта управления. У импульсно-предохранительных устройств это требование относится к импульсному клапану. Усилие открытия вручную не должно превышать 196 Н (20 кгс).

В случае невозможности проверки действия предохранительной арматуры на работающем оборудовании должны применяться переключающие устройства, устанавливаемые перед арматурой и позволяющие проводить проверку каждой из них с отключением от оборудования.

Переключающие устройства должны быть такими, чтобы при любом их положении с оборудованием или трубопроводами было соединено столько единиц арматуры, сколько требуется, чтобы обеспечить выполнение требований п. 6.2.2.

Указанные в этом пункте требования не распространяются на мембраны и гидрозатворы.

6.2.17. Предохранительные клапаны (для ИПУ – импульсные каналы), защищающие оборудование и трубопроводы групп А и В, должны иметь механизированные (электромагнитные или другие) приводы, обеспечивающие своевременное открытие и закрытие указанных клапанов в соответствии с требованиями п. 6.2.2 или 6.2.3 и 6.2.5. Эти клапаны должны быть устроены и отрегулированы таким образом, чтобы при отказе привода они срабатывали как клапаны прямого действия и обеспечивали выполнение требований перечисленных выше пунктов. При наличии нескольких клапанов на защищаемом объекте механизи-

рованные приводы этих клапанов должны иметь независимые друг от друга каналы управления и энергообеспечения. Механизированные приводы могут быть использованы для проверки исправного действия и принудительного снижения давления в защищаемом объекте. Для оборудования группы С необходимость установки клапанов с таким приводом должна определяться проектной организацией.

6.2.18. Предохранительные устройства должны устанавливаться на патрубках или трубопроводах, непосредственно присоединенных к оборудованию. Допускается установка предохранительных устройств на патрубках, присоединенных к трубопроводам. При установке на одном коллекторе (трубопроводе) нескольких единиц предохранительной арматуры площадь поперечного сечения коллектора (трубопровода) должна быть не менее 1,25 расчетной суммарной площади сечения присоединительных патрубков предохранительной арматуры, установленной на нем. Импульс давления на открытие предохранительной арматуры должен браться от защищаемого оборудования. Допускается отбор импульса от трубопровода, на котором установлена предохранительная арматура, с учетом гидравлического сопротивления трубопровода.

6.2.19. На оборудовании и трубопроводах с жидкометаллическим теплоносителем, а также группы С допускается применение предохранительных мембранных устройств, разрушающихся при повышении давления в защищаемом оборудовании на 25% рабочего давления среды (если это подтверждено расчетом). Допускается установка предохранительных мембранных устройств перед предохранительным клапаном при условии, что между ними будет установлено устройство, позволяющее контролировать исправность разрывной мембраны, а также исключающее возможность попадания частей разрушенной разрывной мембраны в предохранительный клапан. При этом испытанием должна быть подтверждена работоспособность сочетания разрывного предохранительного устройства и предохранительного клапана.

Площадь проходного сечения устройства с разрушившейся мембраной должна быть не меньше площади сечения входного патрубка предохранительной арматуры. Маркировка мембраны должна быть видна после ее установки.

6.2.20. В паспорте на предохранительную арматуру должно быть указано значение коэффициента расхода и площадь наименьшего проходного сечения седла при полностью открытом клапане.

На импульсно-предохранительные клапаны требования по указанию этих данных в паспорте не распространяются.

6.2.21. Оборудование, работающее под давлением меньшим, чем давление питающего его источника, должно иметь на подводящем трубопроводе автоматическое редуцирующее устройство (регулятор давления после себя) с манометром и предохранительной арматурой, размещенными на стороне меньшего давления.

Для группы оборудования, работающего от одного питающего источника при одном и том же давлении, допускается устанавливать одно автоматическое редуцирующее устройство с манометром и предохранительной арматурой, расположенными на общей магистрали до первого ответвления. В случаях, когда поддержание постоянного давления за редуцирующим устройством по технологическим причинам невозможно или не требуется, на трубопроводах от питающего источника могут устанавливаться нерегулируемые редуцирующие устройства (шайбы, дроссели и т. п.).

На трубопроводах, соединяющих регенеративные подогреватели турбоустановок по конденсату греющего пара, роль редуцирующих устройств могут выполнять клапаны, регулирующие уровень конденсата в корпусах аппаратов.

6 2 22. Если трубопровод на участке от автоматического редуцирующего устройства до оборудования рассчитан на максимальное давление питающего источника и на оборудовании имеется предохранительное устройство, установка предохранительного устройства после редуцирующего устройства на трубопроводе не требуется.

6.2.23. Если расчетное давление оборудования равно или больше давления питающего источника и в оборудовании исключена возможность повышения давления за счет внешних и внутренних источников энергии, то установка предохранительных устройств не обязательна.

6.2.24. Автоматические регулирующие устройства и предохранительная арматура не требуются:

1) на трубопроводах рециркуляции насосов;

2) на трубопроводах после регуляторов уровня;

3) на трубопроводах продувочных, дренажных и удаления воздуха при сбросе среды в оборудование, оснащенное предохранительными устройствами в соответствии с п. 6.2.9.

Необходимость установки дроссельных шайб на этих трубопроводах определяется проектной документацией.

6.2.25. Предохранительные устройства оборудования и трубопроводов должны устанавливаться в местах, доступных для обслуживания и ремонта.

6.2.26. Отводящие трубы при отсутствии самодренируемости должны быть снабжены дренажным устройством. Установка запорной арматуры на дренажных трубах не допускается.

Внутренний диаметр отводящего трубопровода должен быть не менее диаметра выходного патрубка предохранительного клапана и рассчитан таким образом, чтобы при максимальном расходе противодавление у выходного патрубка не превышало максимального значения противодавления, установленного для данного клапана. Рабочая среда, выходящая из предохранительных устройств, должна отводиться в безопасное для персонала место.

6.2.27. Проверка функциональной способности (исправности) действия предохранительной арматуры, в том числе схем управления, с выбросом рабочей среды должна проводиться перед первым пуском оборудования на рабочие параметры и последующими плановыми пусками, но не реже одного раза в 12 месяцев. Если в результате проверки выявляются дефекты или отказы срабатывания арматуры или схемы управления, следует выполнить ремонт и провести повторную проверку.

6.2.28. Проверку настройки предохранительной арматуры следует проводить после монтажа, после влияющего на настройку ремонта арматуры или схемы управления, но не реже одного раза в 12 месяцев, путем подъема давления на оборудовании, с помощью приспособлений, входящих в комплект поставки этой арматуры, или испытанием на стационарном стенде. После настройки предохранительной арматуры на срабатывание узел настройки должен быть опломбирован. Данные по регулировке (настройке) должны быть зарегистрированы в журнале эксплуатации и ремонта предохранительных устройств.

6.2.29. Проверка исправности действия и настройки систем, защищающих оборудование и трубопроводы от превышения давления, или температуры (п. 2.1.7) должна проводиться в сроки, установленные в п. 6.2.2 и 6.2.28.

6.2.30. Проверка исправности действия гидрозатворов, замена предохранительных мембран и проверка устройств принудительного разрыва их должны проводиться по графику, утвержденному главным инженером АЭУ.

6.3. Оснащение контрольно-измерительными устройствами

6.3.1. Оборудование и трубопроводы должны быть оснащены контрольно-измерительными устройствами для измерения давления, температуры, расхода, уровня рабочей среды, химического состава теплоносителя и газа, а также контроля перемещений и герметизации.

6.3.2. На парогенераторах, компенсаторах давления, барабан-сепараторах, деаэраторах должно быть установлено не менее трех независимых указателей уровня и предусмотрена звуковая и световая сигнализация верхнего и нижнего уровней.

6.3.3. На реакторах, парогенераторах, барабан-сепараторах, компенсаторах давления, главных паропроводах, а также другом оборудовании и трубопроводах, работающих при температуре более 150 °С, для которых конструкторской (проектной) документацией регламентирована скорость изменения температуры, должны предусматриваться устройства по фиксации изменений температуры теплоносителя и (или) металла стенки. Точки контроля температур должны указываться в конструкторской (проектной) документации.

6.3.4. Для корпусов реакторов на быстрых нейтронах, парогенераторов, барабан-сепараторов, а также трубопроводов систем групп В и С

наружным диаметром более 300 мм, работающих при температурах среды более 250 °С, должны устанавливаться устройства, обеспечивающие периодический контроль за перемещением указанного оборудования и трубопроводов, а также фиксация максимальных значений перемещений. Если оборудование и трубопроводы расположены в необслуживаемых помещениях, то контроль и фиксация перемещений должны осуществляться дистанционно.

6,3.5. Схема установки контрольно-измерительных устройств должна предусматривать возможность периодической проверки в лабораторных условиях и (или) по месту установки правильность их функционирования. Порядок и сроки проверки должны указываться в производственных инструкциях по эксплуатации оборудования и трубопроводов.

6.3.6. Объем контроля по п. 6.3.1–6.3.4, места установки датчиков и отборных устройств, способы контроля, точность, пределы безопасной эксплуатации должны определяться проектной (конструкторской) организацией и указываться в проектной (конструкторской) документации.

6.3.7 Первичные датчики и отборные устройства, находящиеся в контакте с жидкометаллическим теплоносителем, должны устанавливаться таким образом, чтобы место встройки датчика не было наиболее холодной точкой контура (с целью исключения выпадания в этой зоне примесей, содержащихся в жидкометаллическом теплоносителе). Если длина коммуникаций, содержащих жидкий металл, от датчика к месту подключения к контуру превышает пять номинальных наружных диаметров труб этих коммуникаций, должен быть обеспечен подогрев труб до температуры контура.

6.3.8. Первичные датчики, постоянно работающие на границе раздела жидкий металл–газ (например, уровнемеры), должны быть стойкими к шлакованию их поверхностей примесями, находящимися на свободной поверхности жидкого металла.

6.3.9. Класс точности контрольно-измерительных приборов, применяемых для контроля параметров оборудования и трубопроводов, должен быть не ниже 1,5, а требуемая точность измерения параметров контроля должна быть указана в проектной документации. При этом погрешность измерения температуры не должна превышать 2%.

7. КОНТРОЛЬ ЗА СОСТОЯНИЕМ МЕТАЛЛА ОБОРУДОВАНИЯ И ТРУБОПРОВОДОВ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ. ОБЩИЕ ТРЕБОВАНИЯ

7.1. Общие положения

7.1.1. Оборудование и трубопроводы систем групп А и В должны подвергаться периодическому обследованию персоналом АЭУ в объеме, устанавливаемом настоящими Правилами и технической документацией, регламентирующей конкретный порядок осуществления контроля на АЭУ.

Необходимость и объем контроля оборудования и трубопроводов группы С устанавливается конструкторской (проектной) организацией.

7.1.2. Целью контроля за состоянием металла оборудования и трубопроводов в процессе эксплуатации является:

1) выявление и фиксация дефектов металла;

2) выявление и фиксация изменения физико-механических свойств и структуры металла;

3) оценка состояния металла.

7.1.3. Контроль за состоянием металла подразделяется на предэксплуатационной, периодический и внеочередной.

7.1.4. Предэксплуатационный контроль проводится до пуска АЭУ в эксплуатацию.

7.1.5. Периодический контроль проводится планово в процессе эксплуатации АЭУ.

7.1.6. Внеочередной контроль проводится:

1) после землетрясения, соответствующего по бальности проектному или превышающему его;

2) при нарушении нормальных условий эксплуатации или в аварийных ситуациях, приведших к изменению параметров работы оборудования и трубопроводов до уровня, превышающего расчетный;

3) по решению руководства предприятия-владельца оборудования и трубопроводов или местного органа Госатомэнергонадзора СССР.

7.2. Объекты контроля

7.2.1. Конкретный перечень оборудования и трубопроводов, подлежащих контролю, устанавливается типовыми программами контроля, разрабатываемыми организациями министерств (ведомств), в ведении которых находится АЭУ.

Типовые программы должны быть согласованы с Генеральным проектировщиком АЭУ, Главным конструктором реакторной установки и Госатомэнергонадзором СССР.

7.2.2. Обязательному контролю подлежат:

1) оборудование группы А (корпуса реакторов ВВЭР, АСТ) – сварные соединения и антикоррозионные наплавки, основной металл в зонах концентрации напряжений и зонах, расположенных напротив активной зоны, сварные соединения и радиусные переходы патрубков присоединения трубопроводов, уплотнительные поверхности разъемных соединений корпусов и крышек, сварные швы присоединения опор, шпильки, металл в резьбовых отверстиях под шпильки и опорные бурты нажимных колец;

2) оборудование группы А (корпуса реакторов на быстрых нейтронах) – швы приварки страховочных корпусов к основному корпусу, а также все сварные швы корпуса реактора и швы приварки к нему других элементов в зоне отсутствия страховочного корпуса;

3) оборудование группы А [кроме указанного в 1) и 2)], оборудование группы В – все сварные соединения корпусов и основной металл в зонах концентрации напряжений, швы приварки патрубков к корпусу и крышке, сварные швы коллекторов или трубных досок парогенераторов, внутренняя поверхность корпусов в зоне пар–вода, радиусные переходы патрубков, зоны перемычек между отверстиями в корпусе, сварные швы присоединения опор, болты и шпильки, металл в резьбовых отверстиях под болты и шпильки;

4) трубопроводы группы В – сварные соединения и антикоррозионные наплавки труб и коллекторов, гибы, сварные швы приварки патрубков и труб в местах отводов, сварные швы тройников, переходов, присоединения опор (на трубопроводах систем АЭУ с реакторами на быстрых нейтронах указанный контроль должен осуществляться в зонах отсутствия страховочных кожухов и зонах приварки этих кожухов к трубопроводам);

5) страховочные корпуса АСТ – зоны проходки трубопроводов.

7.2.3. Допускается осуществлять контроль в отдельных участках перечисленных выше зон оборудования и трубопроводов, указываемых в рабочих программах контроля.

7.3. Методы контроля

7.3.1. Контроль за состоянием металла в процессе эксплуатации осуществляется неразрушающими и разрушающими методами.

7.3.2. При осуществлении контроля за состоянием металла неразрушающими методами применяются:

1) визуальный контроль;

2) капиллярный или магнитопорошковый контроль;

3) ультразвуковой контроль;

4) радиографический контроль;

5) другие методы контроля, обеспечивающие выявление дефектов металла, регламентированные типовой программой контроля, при на-

личии утвержденных в установленном порядке технологических инструкций и правил их применения.

7.3.3. При проведении контроля за состоянием металла разрушающими методами контроль механических свойств основного металла и сварных соединений оборудования групп А и В проводится путем испытания образцов-свидетелей, устанавливаемых в оборудование согласно требованиям конструкторской документации.

7.3.4. Контроль механических свойств основного металла и сварных соединений трубопроводов групп А и В проводится разрушающими и (или) неразрушающими методами. При этом контроль разрушающими методами осуществляется путем вырезки образцов из трубопроводов.

7.3.5. С помощью образцов-свидетелей контролируются: изменение механических свойств (предел текучести, временное сопротивление, относительное удлинение, относительное сужение), характеристик сопротивления хрупкому разрушению (критическая температура хрупкости, вязкость разрушения или критическое раскрытие трещины), характеристик сплошной и местной коррозии (в том числе язвенной, коррозии под напряжением, межкристаллитной коррозии).

7.3.6. В местах, где контроль не может быть осуществлен обычными устройствами по условиям радиационной обстановки или размещения оборудования, должны быть предусмотрены соответствующие дистанционные средства для обследования оборудования в этих зонах.

Перечень дистанционных средств и технических заданий на их разработку должен быть представлен в техническом проекте оборудования, а разработка осуществлена специализированной организацией или конструкторской (проектной) организацией.

7.4. Содержание типовой программы контроля

7.4.1. Типовая программа (инструкция, регламент) контроля должна составляться для каждого типа АЭУ.

7.4.2. Типовая программа (инструкция, регламент) контроля должна включать в себя:

1) указание конкретных видов контролируемых оборудования и трубопроводов;

2) перечень зон, контролируемых неразрушающими методами;

3) перечень зон трубопроводов, контролируемых разрушающими методами;

4) перечень и места установки образцов-свидетелей с указанием характеристик, определяемых по этим образцам;

5) виды контроля и их объем для каждой из контролируемых зон;

6) методики контроля (указания на вид документа, где содержится описание методик контроля, или непосредственное описание методик);

7) периодичность каждого из видов контроля;

8) требования к разрешающей способности аппаратуры контроля;

9) нормы оценки результатов контроля (по всем видам контроля);

10) перечень специальных средств контроля.

Типовая программа должна быть согласована с организациями по п. 7.2.1.

7.5. Содержание рабочей программы контроля

7.5.1. На основе типовой программы (инструкции, регламента) контроля предприятие-владелец оборудования и трубопроводов составляет рабочую программу (инструкцию) контроля.

7.5.2. В рабочей программе (инструкции) контроля должно указываться:

1) конкретный для данной АЭУ перечень контролируемого оборудования и трубопроводов;

2) перечень и координаты зон неразрушающего контроля для конкретных видов оборудования и трубопроводов;

3) координаты зон вырезки образцов для разрушающего контроля;

4) виды и количество образцов-свидетелей с указанием конкретных зон их размещения;

5) описание (или ссылка на соответствующие документы) методик контроля;

6) перечень необходимых для осуществления контроля технических и организационных мероприятий;

7) потребность в персонале для проведения контроля;

8) фамилия и должность ответственного за проведение контроля лица;

9) требования по технике безопасности;

10) указания по организационным вопросам проведения контроля;

11) указания по способам обработки полученных результатов и отчетной документации.

Рабочая программа утверждается администрацией предприятия-владельца оборудования и трубопроводов.

7.6. Периодичность контроля

7.6.1. Предэксплуатационный контроль должен проводиться до пуска оборудования и трубопроводов в эксплуатацию для фиксации начального состояния металла, с которым впоследствии сопоставляются данные периодического контроля.

7.6.2. Периодический контроль неразрушающими методами должен проводиться в следующие сроки:

1) первый – не позже, чем через 20 000 ч работы оборудования и трубопроводов;

2) последующие – для оборудования группы А и оборудования и трубопроводов группы В, изготовленных из труб или обечаек с продольными сварными швами, не позднее, чем через каждые 30 000 ч работы, отсчитываемых от проведенного предыдущего периодического контроля;

для остального оборудования и трубопроводов, подлежащих контролю, – через каждые 45 000 ч работы, отсчитываемых от проведенного предыдущего контроля.

Выполнение предусмотренного контроля (после первого) может быть распределено по промежуточным этапам в рамках указанной периодичности длительностью не менее 5000 ч.

7.6.3. Контроль механических свойств трубопроводов разрушающими и (или) неразрушающими методами должен проводиться не реже, чем через каждые 100 000 ч эксплуатации для АЭУ с водо-водяными (ВВЭР) и водографитовыми (РБМК) реакторами и через каждые 50 000 ч для АЭУ с реакторами на быстрых нейтронах с жидкометаллическим теплоносителем (БН).

7.6.4. Испытания образцов-свидетелей, установленных в корпус реактора, должны осуществляться не менее 6 раз за расчетный срок службы корпуса. При этом в первый раз выгрузка и испытания образцов-свидетелей проводятся через 1 год после начала эксплуатации, а последующие 3 раза – через каждые 3 года в первые 10 лет эксплуатации при условии, что к моменту первой выгрузки флюенс нейтронов на корпусе реактора будет составлять не менее 10^{22} нейтр/м^2, но не более 10^{23} нейтр/м^2 ($E \geqslant 0{,}5$ МэВ).

Для корпусов реакторов, в которых это условие не выполняется, периодичность выгрузки и испытаний образцов-свидетелей устанавливается конструкторской организацией.

В зависимости от результатов испытаний образцов-свидетелей первой выгрузки последующие сроки выгрузки могут быть изменены по согласованию между предприятием-владельцем и конструкторской организацией.

7.6.5. На оборудовании и трубопроводах в зонах действия общих и местных мембранных и общих изгибных напряжений при скорости установившейся ползучести более 10^{-5} %/ч должно проводиться измерение наружных или внутренних размеров в местах, указанных в проектной (конструкторской) документации, в следующие сроки:

первое – перед пуском в эксплуатацию,

второе – через 30 000 ч после пуска,

последующие – через каждые 50 000 ч после предыдущего измерения.

Из мест, где обнаружена недопустимая остаточная деформация, обязательна вырезка образцов для последующих исследований структуры, свойства и состояния материала.

7.7. Специальные требования к образцам-свидетелям

7.7.1. Перечень характеристик, определяемых на образцах-свидетелях, места их установки и способы крепления в оборудовании и трубопроводах, а также программа испытаний должны быть разработаны (или указаны) конструкторской (проектной) организацией и приведены в конструкторской документации.

7.7.2. С помощью образцов-свидетелей контролируют:

1) изменение механических свойств (предел текучести, временное сопротивление, относительное удлинение, относительное сужение);

2) изменение характеристик сопротивления хрупкому разрушению (критическая температура хрупкости, вязкость разрушения или критическое раскрытие трещины);

3) изменение характеристик циклической прочности (кривые усталости);

4) характеристики сплошной и местной коррозии (в том числе язвенной, коррозии под напряжением и межкристаллитной коррозии).

7.7.3. Образцы-свидетели для контроля механических свойств и характеристик сопротивления хрупкому разрушению должны обязательно устанавливаться:

1) в водо-водяной реактор – вблизи зон корпуса, расположенных напротив активной зоны;

2) в водографитовый реактор РБМК – в технологические каналы;

3) в реактор на быстрых нейтронах – вблизи зон корпуса, на которые воздействует максимальный поток нейтронов.

7.7.4. Установка образцов-свидетелей по п. 7.7.3 в корпуса реакторов для контроля влияния излучения при флюенсе нейтронов в конце эксплуатации, не превышающем 10^{22} нейтр/м^2 ($E \geqslant 0{,}5$ МэВ), не является обязательной при условии, что расчетная температура корпуса реактора превышает 250 °С.

7.7.5. Количество образцов-свидетелей должно быть таким, чтобы имелась возможность четкого установления зависимости измеряемых характеристик от флюенса нейтронов.

При каждой выгрузке должно быть испытано:

1) не менее шести образцов для определения механических свойств (не менее трех при комнатной температуре и не менее трех при расчетной температуре);

2) не менее пятнадцати образцов для определения критической температуры хрупкости;

3) не менее пятнадцати образцов для определения характеристик циклической прочности;

4) не менее восьми образцов для определения вязкости разрушения или критического раскрытия трещины;

5) не менее пяти образцов для изучения характеристик коррозии.

7.7.6. В случае технической невозможности размещения образцов-

свидетелей в количестве, определяемом п. 7.7.5, конструкторская организация по согласованию с Госатомэнергонадзором СССР может уменьшить это количество, но не менее, чем требуется для проведения контроля один раз в каждые восемь лет эксплуатации.

7.7.7. В зоне размещения образцов-свидетелей в корпусах реакторов и технологических каналах в контейнер (сборку) с образцами должны быть установлены индикаторы (детекторы) для определения флюенсов нейтронов, а также температуры (с погрешностью не более ± 10 °С).

7.7.8. Образцы-свидетели должны изготавливаться предприятием-изготовителем оборудования. Для изготовления образцов-свидетелей должны использоваться припуски штатных заготовок, из которых выполняются элементы оборудования и трубопроводов или (при невозможности изготовления из припусков) из штатных материалов или полуфабрикатов.

7.7.9. Образцы-свидетели для контроля изменения свойств основного металла корпусов реакторов должны вырезаться из припусков штатных обечаек, располагаемых напротив активной зоны реактора. Места вырезки образцов-свидетелей и их количество на комплект оборудования и (или) трубопроводов определяются конструкторской организацией и указываются в конструкторской документации.

7.7.10. Образцы-свидетели сварных соединений, набирающих к концу эксплуатации флюенс нейтронов не менее 10^{22} нейтр/м^2 ($E \geqslant \geqslant 0{,}5$ МэВ), должны быть выполнены сварочными материалами той же партии (проволокой одной партии в сочетании с флюсом одной партии при автоматической сварке под флюсом, электродами одной партии при ручной дуговой сварке, проволокой одной партии при аргонодуговой сварке), что и сварные швы корпуса реактора напротив активной зоны. Если проволока одной марки, одной плавки, одного диаметра и одного вида поверхности поставлена разными партиями, ее следует рассматривать как проволоку одной партии (плавки) с присвоением ей общего номера.

Если конструкторской документацией предусматривается размещение образцов-свидетелей корневой части шва, то при выполнении сварных соединений с заваркой корневой части шва низколегированными присадочными материалами указанное требование следует соблюдать отдельно по сварочным материалам для сварки корневой части шва и по сварочным материалам для заварки остальной части шва.

7.7.11. Заготовки (включая сварные соединения) для изготовления образцов-свидетелей должны подвергаться той же термической обработке, что и контролируемые изделия в процессе их изготовления и монтажа.

7.8. Организация контроля за состоянием металла

7.8.1. Типовая программа (инструкция, регламент) контроля должна иметься в наличии на предприятии-владельце оборудования и трубопроводов.

7.8.2. Рабочая программа (инструкция) разрабатывается предприятием-владельцем оборудования и трубопроводов.

7.8.3. Контроль за состоянием металла должен осуществляться предприятием-владельцем оборудования и трубопроводов с привлечением при необходимости специализированных организаций. Ответственность за проведение контроля несет предприятие-владелец оборудования и трубопроводов.

7.8.4. Поставка средств контроля предприятию-владельцу оборудования и трубопроводов, монтаж средств контроля, их опробование должны быть завершены до момента первого обследования состояния металла.

7.8.5. Образцы-свидетели вместе с контейнерами для их размещения в оборудовании должны поставляться предприятием-изготовителем вместе с оборудованием. При этом должен быть также поставлен контрольный комплект образцов-свидетелей для контроля исходного состояния металла.

7.8.6. Испытания образцов-свидетелей должны проводиться на предприятии-владельце оборудования и трубопроводов или в специализированной организации. Определение этой организации, выгрузку, хранение и отправку образцов-свидетелей для испытаний должно осуществлять предприятие-владелец оборудования и трубопроводов.

7.8.7. Результаты контроля должны регистрироваться в протоколе или акте, являющимися отчетной документацией по контролю.

7.8.8. В отчетной документации по неразрушающему контролю должны быть приведены

1) номер типовой программы (инструкции, регламента) контроля;

2) номер рабочей программы (инструкции) контроля;

3) зоны контроля, применявшиеся методы контроля;

4) описание методик проведения контроля, включая использованную аппаратуру, чувствительность и другие основные характеристики;

5) результаты контроля (при обнаружении недопустимых показателей контроля необходимо указать вид, точное расположение и значение показателя);

6) зафиксированные отступления от рабочей программы (инструкции);

7) сравнение выполненного объема контроля с требуемым типовой программой;

8) оценка результатов контроля;

9) подпись ответственного за проведение контроля лица.

7.8.9. В отчетной документации по результатам испытаний образцов должны быть приведены:

1) номер типовой программы (инструкции, регламента) контроля;

2) номер рабочей программы (инструкции) контроля;

3) зоны вырезки образцов из трубопроводов или зоны расположения образцов-свидетелей;

4) материалы, из которых были изготовлены образцы, и характеристики их исходного состояния,

5) характеристики зон расположения образцов (вид теплоносителя, рабочее давление, температура образцов, поток и флюенс нейтронов, время эксплуатации);

6) виды проводившихся испытаний и методики их проведения;

7) полученные результаты;

8) оценка результатов контроля;

9) подпись ответственного за проведение контроля лица

7.8.10. Протоколы или акты по п. 7.8.7 должны утверждаться руководством предприятия-владельца оборудования и трубопроводов. После каждого контроля производится запись в паспорте сосудов и трубопроводов.

7.8.11. При неудовлетворительных результатах контроля отчетные документы о проведенном контроле и предлагаемые решения направляются в министерство (ведомство), которому принадлежит предприятие-владелец оборудования и трубопроводов, и Госатомэнергонадзор СССР, которые с привлечением конструкторской (проектной) организации, предприятия-изготовителя (монтажной организации) и (при необходимости) головной материаловедческой организации принимают решение по результатам контроля.

7.8.12. Документация по контролю за состоянием металла должна храниться на предприятии-владельце оборудования и трубопроводов в течение всего их срока службы.

8. РЕГИСТРАЦИЯ И ТЕХНИЧЕСКОЕ ОСВИДЕТЕЛЬСТВОВАНИЕ

8.1. Регистрация оборудования и трубопроводов

8.1.1. Оборудование и трубопроводы, на которые распространяются настоящие Правила, должны быть зарегистрированы в местных органах Госатомэнергонадзора СССР и взяты на учет на предприятии-владельце оборудования и трубопроводов после окончания их монтажа до проведения технического освидетельствования.

8.1.2. Регистрации в местных органах Госатомэнергонадзора СССР подлежат:

1) оборудование и трубопроводы группы А;

2) оборудование группы В;

3) оборудование группы С при любом из следующих условий:

разрушение оборудования приводит к выходу средне- или высокоактивных радиоактивных сред (по определению "Санитарных правил проектирования и эксплуатации атомных станций");

температура теплоносителя превышает 200 °С;

температура теплоносителя не превышает 200 °С, но произведение емкости, $м^3$ (л), на рабочее давление, МПа ($кгс/см^2$), превышает 1 (10 000 л · $кгс/см^2$);

4) трубопроводы группы В наружным диаметром 57 мм и более;

5) трубопроводы группы С:

наружным диаметром 57 мм и более, содержащие средне- или высокоактивный теплоноситель;

остальные трубопроводы наружным диаметром 108 м и более;

6) корпуса главных циркуляционных насосов.

8.1.3. Оборудование и трубопроводы, не перечисленные в п. 8.1.2, подлежат регистрации на предприятии-владельце инженерно-техническим работником этого предприятия, назначенным приказом для осуществления надзора за оборудованием и трубопроводами (лицом по надзору).

8.1.4. Конкретная номенклатура оборудования и трубопроводов, подлежащих регистрации в местных органах Госатомэнергонадзора СССР, границы регистрации оборудования и трубопроводов определяются перечнями, разработанными Генеральным проектировщиком, совместно с администрацией АЭУ и главным конструктором и согласовываются с местными органами Госатомэнергонадзора СССР. Указанный перечень должен быть составлен до начала монтажных работ.

Примечание: Указанное в п. 1, 2, 3 п. 8.1.2 оборудование включает в себя элементы реакторов и сосуды, работающие под давлением, а также страховочные корпуса реакторов БН и АСТ.

8.1.5. При определении границ регистрации оборудования и трубопроводов необходимо руководствоваться следующими требованиями:

границами регистрации сосуда являются входные (выходные) патрубки и штуцера (сварной шов приварки трубопровода к штуцеру сосуда относится к трубопроводу). Совместно с сосудом допускается регистрировать только отдельные непротяженные участки трубопровода (например, для присоединения предохранительной арматуры);

допускается регистрировать раздельно узлы реактора (корпус, крышки, чехлы приводов СУЗ, технологические каналы и т. п.), баки и головки деаэраторов и т. п. при наличии паспортов на эти изделия;

если по параметрам среды или по принадлежности к определенным группам регистрации подлежит хотя бы одна полость оборудования, то такое оборудование подлежит регистрации целиком по высшей группе;

арматура подлежит регистрации в составе трубопровода; если же арматура установлена непосредственно на патрубке сосуда, она регистрируется в составе оборудования;

участки трубопроводов низкого давления после РУ, БРУ, РОУ, БРОУ и т. п. совместно с предохранительными устройствами и первым по ходу среды запорным устройством регистрируются совместно с трубопроводами высокого давления;

сбросные трубопроводы от предохранительных и редукционных устройств не регистрируются, если выброс среды производится в емкость, находящуюся под действием атмосферного давления или вакуумом;

границами насоса являются входные и выходные патрубки;

главные паропроводы регистрируются до сварного шва их приварки к патрубку корпуса стопорного клапана турбины;

если на трубопроводе отбора пара от турбины до сосуда отсутствует запорный орган, то границей неотключаемой части трубопровода является обратный клапан, а при отсутствии последнего — сварной шов приварки трубопровода к сосуду.

8.1.6. Все оборудование и трубопроводы, на которые распространяются настоящие Правила, должны быть взяты на учет на предприятии-владельце оборудования и трубопроводов в журнале учета и освидетельствования инженерно-техническим работником этого предприятия, назначенного приказом по предприятию для осуществления надзора за оборудованием и трубопроводами (лицом по надзору).

8.1.7. Для регистрации в местных органах Госатомэнергонадзора СССР оборудования должны быть представлены:

1. Письменное заявление администрации предприятия-владельца.

2. Паспорт на оборудование установленной формы с соответствующим приложением.

3. Исполнительная схема включения оборудования с указанием параметров рабочей среды, источников давления и их параметров (максимально создаваемое давление и расход), арматуры, предохранительных и контрольно-измерительных устройств, спускных, продувочных и дренажных устройств.

4. Акт, удостоверяющий, что монтаж и установка оборудования проведены в соответствии с проектом, требованиями настоящих Правил, и оборудование находится в исправном состоянии, утвержденный главным инженером или руководителем монтажной организации и предприятия-владельца оборудования и трубопроводов с приложением чертежа, на котором указываются фактические данные по установке оборудования, а также данные об установке опор, ограничителей перемещения, амортизаторов.

8.1.8. Для регистрации в местных органах Госатомэнергонадзора СССР трубопроводов должны быть предоставлены:

1. Письменное заявление администрации предприятия-владельца.

2. Паспорт трубопровода установленной формы с соответствующим приложением.

3. Исполнительная пространственная схема трубопровода с указанием параметров рабочей среды, диаметров и толщин стенок труб, расположения компенсаторов, коллекторов, арматуры, контрольно-измерительных и предохранительных устройств, опор, подвесок, ограничителей перемещений, амортизаторов, реперов перемещений, реперов ползучести, всех сварных стыков с указанием их номеров, фактических уклонов трубопровода.

4. Акт, удостоверяющий, что монтаж произведен в соответствии с проектом и настоящими Правилами, и трубопроводы находятся в исправном состоянии. Акт утверждается главным инженером или руководителем монтажной организации и предприятия-владельца трубопровода.

8.1.9. Представленные для регистрации документы должны быть рассмотрены в течение 5 дней со дня получения заявления. В этот же срок инспектором Госатомэнергонадзора СССР должна быть проверена фактическая завершенность монтажных и строительных работ в проектном объеме на представленных для регистрации оборудовании и трубопроводах (законченность монтажа, установка опор и подвесок, площадок и лестниц для обслуживания оборудования и трубопроводов, монтаж трубопроводов и импульсных линий, за исключением нанесения защитных покрытий, теплоизоляции и пр., затрудняющих последующее проведение технического освидетельствования).

8.1.10. При положительных результатах рассмотрения представленных документов и проверки завершенности работ в соответствии с п. 8.1.9 настоящих Правил оборудование и трубопроводы регистрируются местным органом Госатомэнергонадзора СССР в установленном порядке. Паспорт с прилагаемыми к нему документами возвращается владельцу оборудования или трубопровода.

8.1.11. В случае выявления в представленных для регистрации документах отступлений от настоящих Правил или проектной документации, а также незавершенности работ в соответствии с п. 8.1.9 настоящих Правил местным органом Госатомэнергонадзора СССР дается письменный отказ в регистрации. Отказ в регистрации должен быть обоснован ссылкой на соответствующие статьи Правил.

8.1.12. Снятие с регистрации оборудования и трубопроводов производится местным органом Госатомэнергонадзора СССР по письменному заявлению администрации предприятия-владельца. В заявлении должна быть указана обоснованная причина снятия с регистрации.

8.2. Техническое освидетельствование

8.2.1. Техническому освидетельствованию подлежат оборудование и трубопроводы, на которые распространяются настоящие Правила:

элементы реакторов (корпус, крышки, чехлы СУЗ и ДП, технологические каналы);

сосуды;

корпуса насосов;

элементы арматуры (корпус, крышка);

трубопроводы;

страховочные корпуса реакторов (АЭУ с БН и АСТ).

8.2.2. Оборудование и трубопроводы должны подвергаться техническому освидетельствованию после регистрации до начала пусконаладочных работ, связанных с повышением параметров (давления и температуры) среды, периодически в процессе эксплуатации и досрочно при необходимости.

8.2.3. Цель технического освидетельствования — установить, что оборудование и трубопроводы изготовлены, смонтированы в соответствии с проектом, Правилами и представленными отчетными документами, а также что они находятся в исправном состоянии и возможно их использование на этапах пусконаладочных работ и при эксплуатации объекта для работы при установленных параметрах среды (давлении и температуре).

8.2.4. Техническое освидетельствование включает в себя:

проверку документации;

наружный осмотр оборудования и трубопроводов в доступных местах;

внутренний осмотр оборудования и трубопроводов в доступных местах;

гидравлические (пневматические) испытания оборудования и трубопроводов;

оформление результатов технического освидетельствования.

Примечание: Под доступными местами понимаются зоны оборудования и трубопроводов, которые можно осмотреть визуально или с помощью специальных оптических средств после удаления выемных и съемных частей оборудования, снятия тепловой изоляции, отсоединения закрепленных на болтах и шпильках элементов. Вопрос о доступности по условиям радиационной обстановки должен решаться предприятием-владельцем оборудования и трубопроводов с местным органом Госатомэнергонадзора СССР, а недоступность места для внешнего осмотра по другим причинам устанавливается проектной (конструкторской) организацией и предприятием-владельцем оборудования и трубопроводов по согласованию с местным органом Госатомэнергонадзора СССР.

8.2.5. Администрация АЭУ должна составить перечень оборудования, которое по конструкционным особенностям или радиационной обстановке недоступно (или ограниченно доступно) для внутренних (наружных) осмотров. Указанный перечень должен быть согласован с местным органом Госатомэнергонадзора СССР.

Техническое освидетельствование такого оборудования должно проводиться с применением дистанционных средств и неразрушаю-

Таблица 3

№ п.п.	Объекты освидетельствования, условия и сроки проведения	Операции технического освидетельствования			Примечание
		Наружный осмотр	Внутренний осмотр	Гидравлическое (пневматическое) испытание	
1	Оборудование и трубопроводы после регистрации до начала пусконаладочных работ, связанных с повышением параметров (давления и температуры) среды до нанесения теплоизоляции	Проводится	Проводится	Проводится	
2	Оборудование и трубопроводы перед нанесением защитных покрытий (только поверхности, подлежащие покрытию)	Проводится	Проводится	Не проводится	
3	Оборудование в процессе эксплуатации со снятием теплоизоляции				
3.1	Не реже одного раза в четыре года для оборудования групп А и В, а также оборудования группы С в случае невозможности проведения внутреннего осмотра по условиям радиационной обстановки или из-за особенностей конструкции	Проводится	Проводится	Проводится	
3.2	Не реже одного раза в восемь лет для остального оборудования группы С	Проводится	Проводится	Проводится	

4	Трубопроводы и арматура со снятием съемной теплоизоляции (на участках, указанных в п. 2.19)				
4.1	Не реже одного раза в четыре года для трубопроводов групп А и В	Проводится	Не проводится	Проводится	При наличии следов просачивания рабочей среды через теплоизоляцию она должна быть частично или полностью снята
4.2	Не реже одного раза в восемь лет для трубопроводов группы С	Проводится	Не проводится	Проводится	
5	Оборудование и трубопроводы при рабочем давлении без снятия теплоизоляции – не реже одного раза в год, без снятия теплоизоляции – не реже одного раза в год	Проводится	Не проводится	Не проводится	
6	Оборудование и трубопроводы, расположенные в страховочных корпусах реакторов АСТ при остановках на перегрузку не реже одного раза в два года	Проводится	Не проводится	Не проводится	

Продолжение табл. 3

№ п.п.	Объекты освидетельствования, условия и сроки проведения	Операции технического освидетельствования			Примечание
		Наружный осмотр	Внутренний осмотр	Гидравлическое (пневматическое) испытание	
7	Оборудование и трубопроводы после ремонта или реконструкции с применением сварки	Проводится	Проводится	Проводится	Внутренний и наружный осмотр проводится только в местах ремонтируемых сварных соединений. Осмотр внутренней поверхности проводится в доступных местах с соблюдением требований п. 8.2.4 и 8.2.5. По согласованию с местным органом Госатомэнергонадзора СССР, зарегистрировавшим трубопроводы, допускается не проводить гидравлические (пневматические) испытания отремонтированных в процессе эксплуатации с помощью сварки участков трубопроводов (за исключением участков с продольными сварными швами) непосредственно после ремонта, а выполнить их при очередных испытаниях по п. 3 или 4 настоящей таблицы при условии проведения контроля всех новых сварных соединений и мест ремонта в установленном объеме

8	Корпуса арматуры и насосов при проведении их капитального ремонта	Не проводится	Проводится	Не проводится	
9	Оборудование после землетрясения, равного или превышающего по бальности проектное	Проводится	Проводится	Проводится	Объем технического освидетельствования после землетрясения устанавливается комиссией по обследованию оборудования и трубопроводов
10	Трубопроводы после землетрясения, равного или превышающего по бальности проектное	Проводится	Не проводится	Проводится	То же
11	Оборудование и трубопроводы досрочно по требованию инженера-инспектора Госатомэнергонадзора СССР или инженерно-технического работника предприятия-владельца, осуществляющего надзор за оборудованием и трубопроводами (лица по надзору)	Проводится	Проводится	Проводится	Объем технического освидетельствования устанавливается инженером-инспектором Госатомэнергонадзора СССР или лицом по надзору

Примечание Результаты технического освидетельствования по п 1, 3, 4, 7, 9, 10 и 11 настоящей таблицы фиксируются в паспортах оборудования и трубопроводов По остальным позициям результаты фиксируются в актах, предусмотренных в п. 8.2.13

ция методов контроля металла и сварных соединений. В каждом конкретном случае для такого оборудования администрацией АЭУ должна быть разработана инструкция по проведению технического освидетельствования. Инструкция подлежит согласованию с организацией, выполнившей проект этого оборудования, и с местным органом Госатомэнергонадзора СССР.

8.2.6. Техническое освидетельствование оборудования и трубопроводов должно проводиться в объеме и в сроки, указанные в табл. 3.

8.2.7. Техническое освидетельствование оборудования и трубопроводов, имеющих страховочные корпуса, должно проводиться до приварки страховочных корпусов.

8.2.8. При наличии в составе АЭУ с реакторами на быстрых нейтронах устройств контроля герметичности оборудования и трубопроводов и их страховочных корпусов с помощью анализаторов протечек теплоносителя, датчиков контроля появления радиоактивного газа, датчиков давления и других средств, предусмотренных проектом, при техническом освидетельствовании допускается не проводить:

1) осмотр внутренней поверхности оборудования первого и второго контуров со стороны жидкометаллического теплоносителя;

2) осмотр внутренней поверхности страховочных корпусов оборудования и трубопроводов;

3) осмотр внешних поверхностей оборудования и трубопроводов, заключенных в страховочные корпуса.

8.2.9. Эксплуатационный контроль металла оборудования и трубопроводов должен предшествовать проведению технического освидетельствования. Результаты контроля должны быть проанализированы перед проведением технического освидетельствования.

8.2.10. Технические освидетельствования оборудования и трубопроводов, на которые распространяются настоящие Правила, проводятся комиссией, назначенной приказом директора предприятия-владельца АЭУ. При проведении технического освидетельствования оборудования и трубопроводов, зарегистрированных в органах Госатомэнергонадзора СССР, комиссия работает при участии и под контролем инспектора Госатомэнергонадзора СССР.

8.2.11. В состав комиссии должны быть включены:

инженерно-технический работник предприятия-владельца, осуществляющий надзор за оборудованием и трубопроводами (лицо по надзору);

лицо, ответственное за исправное состояние и безопасную эксплуатацию данного оборудования и трубопроводов;

инженерно-технический работник лаборатории металлов АЭУ;

инженерно-технические работники служб технического контроля монтажных, ремонтных предприятий и организаций по согласованию с этими предприятиями и организациями (при проведении технических освидетельствований после монтажа, ремонта).

8.2.12. Перед проведением технического освидетельствования комиссия должна рассмотреть и проанализировать следующие документы:

1) паспорта на оборудование и трубопроводы и содержание в них записей о проведении предыдущего технического освидетельствования, контроля металла и проведенных ремонтов;

2) сведения о происшедших в процессе эксплуатации нарушениях пределов безопасной эксплуатации и оценка их возможного влияния на последующую работоспособность и надежность.

8.2.13. Конкретная дата технического освидетельствования оборудования и трубопроводов должна устанавливаться администрацией предприятия-владельца оборудования и трубопроводов, но должна быть не позже даты, указанной в паспортах оборудования и трубопроводов.

8.2.14. Администрация предприятия-владельца оборудования и трубопроводов не позже, чем за 10 сут должна уведомить инспектора Госатомэнергонадзора СССР о готовности оборудования и трубопроводов к освидетельствованию.

8.2.15. Отсрочка проведения технического освидетельствования зарегистрированных в местном органе Госатомэнергонадзора СССР оборудования и трубопроводов может быть разрешена местным органом Госатомэнергонадзора СССР не более, чем на три месяца, по технически обоснованному письменному ходатайству администрации предприятия-владельца оборудования и трубопроводов и при положительных результатах их осмотра в рабочем состоянии инспектором Госатомэнергонадзора СССР.

8.2.16. Отсрочка проведения технического освидетельствования оборудования и трубопроводов, не регистрируемых в органах Госатомэнергонадзора СССР, не более, чем на три месяца, может быть допущена по письменному разрешению главного инженера или директора предприятия-владельца оборудования и трубопроводов.

8.2.17. Перед техническим освидетельствованием оборудование должно быть остановлено, надежно отключено от всех источников давления, освобождено от заполняющей его рабочей среды, а поверхности, подлежащие осмотру, при необходимости очищены от загрязнений, накипи и т. п.

Для оборудования и трубопроводов, которые по техническим причинам невозможно опорожнить на период осмотра, проектной (конструкторской) организацией должны быть разработаны и указаны в составе технического проекта специальные методы их осмотра, и составлена инструкция по осмотру, согласованная с предприятием-владельцем оборудования и трубопроводов и местным органом Госатомэнергонадзора СССР.

8.2.18. Оборудование и трубопроводы, находящиеся в контакте с радиоактивным теплоносителем, до начала проведения освидетельствования и предшествующих ему подготовительных работ должно

быть подвергнуто тщательной обработке и промывке дезактивирующими растворами с соблюдением инструкций по безопасному ведению работ и санитарных норм и правил.

8.2.19. Оборудование и трубопроводы должны быть при необходимости оснащены лестницами, настилами, площадками и другими приспособлениями, обеспечивающими безопасное проведение осмотра оборудования и трубопроводов.

8.2.20. При осмотрах особое внимание следует обращать на выявление следующих дефектов:

1) на внутренней и внешней поверхностях основного металла – трещин, надрывов, язв, раковин;

2) на внутренней и внешней поверхностях сварных соединений – трещин, надрывов, подрезов, несоответствия форм и размеров требованиям чертежей;

3) на поверхностях антикоррозионных покрытий – трещин, пор, вздутий, коррозионных повреждений.

8.2.21. По результатам технического освидетельствования [наружный и внутренний осмотры, гидравлическое (пневматическое) испытание] комиссия составляет акты, в которых делаются выводы о возможности проведения последующих операций технического освидетельствования и эксплуатации с указанием допустимых параметров среды.

На основании выводов указанных актов, результатов контроля и личного участия в проведении освидетельствования зарегистрированных в органах Госатомэнергонадзора СССР оборудования и трубопроводов инженер-инспектор Госатомэнергонадзора СССР принимает окончательное решение и делает записи в паспортах этих объектов о результатах освидетельствования, о разрешенных параметрах среды при их работе и о сроках очередных технических освидетельствований. Записи в паспортах остального оборудования и трубопроводов делаются лицом, осуществляющим надзор на предприятии-владельце. Акты комиссии хранятся наравне с паспортами на оборудование и трубопроводы.

8.2.22. Если при техническом освидетельствовании выявлены дефекты, наличие которых ставит под сомнение работоспособность оборудования или трубопроводов, инспектор Госатомэнергонадзора СССР имеет право запретить работу этого оборудования и потребовать от администрации предприятия-владельца оборудования и трубопроводов заключения специализированных организаций или отдельных специалистов о причинах появления дефектов, возможности и условиях дальнейшей эксплуатации оборудования и трубопроводов и в необходимых случаях проведения соответствующих исследований.

8.2.23. В случаях обнаружения дефектов в основном металле или сварном соединении результаты обследования дефектного узла должны быть оформлены актом (Приложение 12), который вместе с выпиской из заводского сертификата (Приложение 13), расчетом на проч-

ность и данными экспериментальной оценки напряжений и температур, заключением специалистов при обнаружении коррозионных повреждений, направляются (по одному экземпляру) в министерство (ведомство), которому принадлежит предприятие-владелец оборудования и трубопроводов, главному конструктору реакторной установки, предприятию-изготовителю и министерству, которому оно принадлежит, и в местный орган Госатомэнергонадзора СССР. Один экземпляр акта подшивается в паспорт на оборудование или трубопроводы.

Кроме того, в указанные организации должны направляться протоколы или акты по п. 7.8.7 и 7.8.11, отражающие результаты контроля состояния металла в процессе эксплуатации в зонах обнаружения дефектов.

Решение о мерах по устранению дефектов и возможности дальнейшей эксплуатации оборудования и трубопроводов принимается комиссией, назначенной министерством, в ведении которого находится предприятие-владелец оборудования и трубопроводов, или главным инженером предприятия-владельца (в зависимости от характера и масштабов выявленных дефектов); в состав комиссии должен входить инспектор Госатомэнергонадзора СССР, а при необходимости представители предприятия-изготовителя (монтажной организации), проектной (конструкторской) организации и головной материаловедческой организации.

8.3. Разрешение на проведение пусконаладочных работ и эксплуатацию систем АЭУ

8.3.1. Разрешение на проведение пусконаладочных работ и на эксплуатацию систем АЭУ. Разрешения на проведение пусконаладочных работ, связанных с выводом оборудования и трубопроводов на рабочие параметры, и на эксплуатацию систем АЭУ при рабочих параметрах, выдаются комиссиями Госатомэнергонадзора СССР на основании:

1) записей инспектора Госатомэнергонадзора СССР и лица по надзору в паспортах оборудования и трубопроводов, входящих в систему АЭУ, о разрешении их работы при рабочих параметрах;

2) результатов проверки:

соответствия подключения оборудования и трубопроводов проекту и требованиям настоящих Правил;

наличия обученного обслуживающего персонала и инженерно-технических работников, прошедших проверку знаний настоящих Правил, регламента и производственных инструкций, а также открытия и укомплектования рабочих мест;

наличия утвержденных производственных инструкций и схем по эксплуатации и должностных инструкций;

окончания предэксплуатационного контроля металла оборудования и трубопроводов;

фактической готовности оборудования и трубопроводов к подъему параметров (закончено наложение теплоизоляции, настройка предохранительной арматуры, оснащение контрольно-измерительными устройствами, нанесение маркировки и раскраски и т. п.);

готовности вспомогательных систем, обеспечивающих работу оборудования и трубопроводов;

установления соответствующего режима работы в помещениях оборудования и трубопроводов и порядка допуска персонала для выполнения работ;

наличия программ и методики проведения испытаний при проведении пусконаладочных работ;

организации водного и газового режимов;

законченности всех испытаний и проверок, предусмотренных программой пусконаладочных работ (*при выдаче разрешения на эксплуатацию*).

8.3.2. Разрешение на постановку оборудования и трубопроводов под параметры оформляется записью в паспортах инспектором Госатомэнергонадзора СССР и лица, осуществляющего надзор на предприятии-владельце.

8.3.3. Выдаче разрешения на постоянную эксплуатацию оборудования и трубопроводов должны предшествовать проведение в полном объеме пусконаладочных работ, освоение проектной мощности и комплексного опробования АЭУ. Должны быть выполнены программы предэксплуатационного контроля металла в период ревизии оборудования и трубопроводов, устранены недостатки, выявленные в процессе пусконаладочных работ, освоения мощности и комплексного опробования.

8.3.4. Администрация АЭУ в 10-дневный срок после освоения проектной мощности и комплексного опробования обязана получить разрешение на постоянную эксплуатацию оборудования и трубопроводов, зарегистрированных в органах Госатомэнергонадзора СССР.

8.3.5. Разрешение на постоянную эксплуатацию оборудования и трубопроводов, зарегистрированных в органах Госатомэнергонадзора СССР, выдается *на основании письменного заявления* администрации предприятия-владельца и положительных результатов проверки АЭУ.

В письменном заявлении должны быть приведены сведения о полноте и качестве выполнения программ пусконаладочных работ, освоения мощности, а также об устранении выявленных недостатков на зарегистрированных оборудовании и трубопроводах.

При проверке АЭУ комиссия по п. 8.3.1 должна убедиться путем ознакомления с документацией, подтверждающей выполнение всех проверок, вытекающих из требований настоящих Правил и других документов, регламентирующих порядок проведения таких проверок:

в нормальном функционировании и соблюдении пределов и условий безопасной эксплуатации оборудования и трубопроводов;

в организации и соблюдении водно-химического и газового режимов;

в нормальном функционировании и исправности контрольно-измерительных и предохранительных приборов, технологических защит и блокировок оборудования и трубопроводов;

в соответствии подключения оборудования и трубопроводов требованиям Правил;

в наличии аттестованного обслуживающего персонала и инженерно-технических работников, прошедших проверку знаний;

в наличии должностной инструкции лица, ответственного за исправное состояние и безопасную эксплуатацию оборудования и трубопроводов;

в наличии производственных инструкций, регламентов и схем для персонала, обслуживающего оборудование и трубопроводы.

8.3.6. Разрешение на постоянную эксплуатацию оформляется инспектором Госатомэнергонадзора СССР записью в паспортах оборудования и трубопроводов с указанием разрешенных параметров (давление и температура) работы оборудования и трубопроводов, и даты следующего технического освидетельствования.

8.3.7. Разрешение на постоянную эксплуатацию оборудования и трубопроводов, не подлежащих регистрации в органах Госатомэнергонадзора СССР, выдает лицо, ответственное за исправное состояние и безопасную эксплуатацию оборудования и трубопроводов, с записью в паспортах о разрешенных параметрах и дате следующего технического освидетельствования.

9. ЭКСПЛУАТАЦИЯ ОБОРУДОВАНИЯ И ТРУБОПРОВОДОВ. ОБЩИЕ ТРЕБОВАНИЯ

9.1. Общие положения

9.1.1. Администрация АЭУ обязана обеспечить надежную и безопасную эксплуатацию оборудования и трубопроводов, надзор за ними, контроль металла и ремонт, для чего на предприятии-владельце оборудования и трубопроводов должны быть созданы соответствующие подразделения. Администрация АЭУ обязана до начала регистрации оборудования и трубопроводов закрепить их приказом за соответствующими подразделениями и назначить лиц, ответственных за исправное состояние и безопасную эксплуатацию из числа руководителей данных подразделений.

9.1.2. Ответственность за общее руководство и безопасную эксплуатацию оборудования и трубопроводов возлагается на директора и главного инженера АЭУ соответственно.

9.1.3. На каждой АЭУ до начала пусконаладочных работ оборудования и трубопроводов должна быть завершена комплектация, подготовка и проверка знаний инженерно-технического и обслуживающего пер-

сонала. Требования к квалификации персонала, порядку подготовки к проведению проверок знаний должны соответствовать ОПБ–88.

9.1.4. Перед включением в работу оборудования АЭУ должны быть проверены и введены в работу проектные технологические защиты, а блокировки технологических защит, введенные в эксплуатацию, должны быть включены в течение всего времени работы оборудования. Запрещается вывод из работы исправных технологических защит.

Вывод из работы технологических защит на работающем оборудовании разрешается только в следующих случаях:

необходимость отключения защиты, обусловленная инструкцией по эксплуатации;

очевидная неисправность защиты.

Отключение должно выполняться по распоряжению главного инженера АЭУ с обязательным уведомлением инспекции Госатомэнергонадзора СССР.

9.1.5. Основным документом, определяющим безопасную эксплуатацию АЭУ, является технологический регламент, разрабатываемый в соответствии с ОПБ. При разработке технологического регламента должны быть учтены требования настоящих Правил, технических условий и инструкций по монтажу и эксплуатации на оборудование и трубопроводы.

9.1.6. Дирекция АЭУ на основании действующих правил, требований проектной и конструкторской документации, утвержденного технологического регламента до регистрации оборудования и трубопроводов в органах Госатомэнергонадзора СССР должна обеспечить разработку инструкций по их эксплуатации.

Инструкции по эксплуатации оборудования и систем должны содержать:

а) порядок подготовки к пуску, порядок пуска, остановки и обслуживания во время нормальной эксплуатации;

б) случаи, когда оборудование и трубопроводы должны быть отключены немедленно, в частности:

при обнаружении трещин или свищей в основном металле и сварных соединениях оборудования и трубопроводов;

при разрушении опор и подвесок;

при увеличении давления, температуры или активности в необслуживаемых помещениях, где расположено оборудование и трубопроводы;

при появлении шумов, вибраций, ударов в оборудовании и трубопроводах;

в случаях, предусмотренных проектом и инструкциями по эксплуатации;

при повышении давления сверх рабочего более, чем на 15%, и дальнейшем его повышении несмотря на соблюдение всех требований, указанных в инструкциях;

при неисправности 50% предохранительных устройств;

при неисправности устройств измерения давления или уровня;

в) случаи, когда должны быть приняты меры к выводу из работы оборудования и трубопроводов в плановом порядке, в частности:

при обнаружении течей во фланцевых соединениях;

при ухудшениях качества теплоносителя сверх установленных норм;

г) действие персонала при нарушениях и отказах оборудования и систем;

д) порядок вывода в ремонт оборудования и трубопроводов.

9.1.7. На каждой АЭУ должна быть разработана инструкция по проверке и настройке предохранительных клапанов. В инструкции должны быть учтены требования п. 6.2 настоящих Правил, требования инструкций заводов-изготовителей и предусматриваться организационные и технические мероприятия, исключающие возникновение аварий и травматизма персонала при проведении проверки и настройки предохранительных клапанов.

9.1.8. Эксплуатационные инструкции выдаются на рабочие места согласно перечню технической документации. Перечень технической документации по каждому рабочему месту утверждается главным инженером (директором) АЭУ.

Обслуживающий персонал знакомится с содержанием инструкций по эксплуатации под расписку.

Инструкции по эксплуатации должны быть откорректированы по результатам пусконаладочных работ на АЭУ.

9.1.9. В случае изменения состояния или условий эксплуатации оборудования в инструкции должны вноситься соответствующие изменения с доведением их до обслуживающего персонала с записью в журнале распоряжений.

Эксплуатационные инструкции должны пересматриваться не реже 1 раза в 3 года.

9.1.10. Оборудование, в котором в процессе эксплуатации возможно накопление водорода, должно снабжаться средствами для контроля. Контроль за концентрацией водорода должен проводиться автоматически или при помощи лабораторных анализов не реже 1 раза в смену. Концентрация водорода в газе более 3% не допускается.

Оборудование, подлежащее контролю на возможное накопление водорода, должно быть указано в инструкции на основании проекта.

9.1.11. Водный режим атомных станций и качество теплоносителя должны соответствовать требованиям стандартов. Для опытных и исследовательских ядерных реакторов и установок водный режим определяется проектом или устанавливается инструкцией.

9.1.12. Перед включением в работу оборудования после ремонта или длительной остановки (более 3 сут) должна быть проверена исправность технологических защит, предохранительных и автоматических

устройств, арматуры, а также контрольно-измерительных приборов.

9.1.13. На каждой АЭУ должна быть установлена очередность пуска, остановки и загрузки основного и вспомогательного оборудования. Проверку включения резервных насосов, плановый переход с работающих насосов на резервные следует проводить по графику.

9.1.14. На АЭУ с реакторами, имеющими страховочные корпуса, а также трубопроводы, имеющие страховочные кожухи, должны быть приняты меры по немедленному выводу из работы оборудования и трубопроводов при срабатывании сигнализации систем контроля утечки теплоносителя.

9.1.15. Перед подъемом давления в системах высокого давления должны быть отключены от этих систем оборудование и трубопроводы низкого давления вспомогательных систем (расхолаживания, заполнения, опорожнения, подачи сжатого газа низкого давления и др.). Проектом и инструкциями по эксплуатации должны быть предусмотрены организационные и технические мероприятия по исключению ошибочного подключения систем низкого давления к системам высокого давления.

9.1.16. Запрещается проведение различного рода исследований и экспериментов на действующем оборудовании и трубопроводах без предварительного согласования с Главным конструктором, Генеральным проектировщиком, Научным руководителем и Госатомэнергонадзором СССР и разрешения министерства (ведомства), которому подчинена данная АЭУ.

9.1.17. На АЭУ начиная с этапов пусконаладочных работ должен вестись учет количества циклов работы оборудования, флюенса нейтронов, времени работы на мощности и других параметров, определяющих его ресурсный срок эксплуатации в соответствии с расчетами на прочность и техническими условиями.

9.2. Специальные требования

9.2.1. На остановленном водо-водяном реакторе при закрытом крышкой корпусе предохранительные устройства на компенсаторе давления должны быть в рабочем состоянии (за исключением случаев проведения гидравлических испытаний).

9.2.2. Изменение предельных параметров оборудования (расчетное давление, расчетная температура, максимальная мощность, расход теплоносителя, скорости разогрева и расхолаживания, максимальный флюенс на корпусе или каналах реактора) может быть допущено только на основании обоснованного соответствующими расчетами или экспериментами технического решения, составленного предприятием-владельцем оборудования и трубопроводов и согласованного с Главным конструктором, Научным руководителем, Генеральным

проектировщиком, предприятием-изготовителем (монтажной организацией), головной материаловедческой организацией и, в случае необходимости, Госатомэнергонадзором СССР, а также дополнения к проекту, утвержденному в установленном порядке. Вытекающие из принятого решения изменения должны быть отражены в паспортах оборудования и трубопроводов.

9.3. Общие требования к организации проведения ремонтов оборудования и трубопроводов

9.3.1. При эксплуатации оборудования и трубопроводов АЭУ должны соблюдаться требования по проведению планово-предупредительных ремонтов, утвержденных министерством (ведомством), которому подчинена данная АЭУ.

Перенос сроков ремонта и уменьшение объема работ могут быть допущены в исключительных случаях по письменному разрешению министерства (ведомства), которому подчинена АЭУ, по согласованию с органами Госатомэнергонадзора СССР.

9.3.2. Сроки проведения планово-предупредительных и капитальных ремонтов оборудования и трубопроводов должны устанавливаться с учетом сроков технического освидетельствования оборудования и трубопроводов, проведения эксплуатационного контроля металла, межремонтного периода оборудования согласно требованиям технических условий и инструкций заводов-изготовителей.

9.3.3. График производства ремонтных работ должен предусматривать, в частности:

а) подготовку и проведение технических освидетельствований оборудования и трубопроводов;

б) подготовку и проведение эксплуатационного контроля металла;

в) подготовку и проведение проверки защитных и предохранительных устройств.

9.3.4. Уплотнение разъемных соединений оборудования и трубопроводов должно проводиться в соответствии с производственной инструкцией с применением специального инструмента, исключающего возможность создания в крепежных деталях недопустимых напряжений.

9.3.5. Величины затяжки шпилек с контролируемой вытяжкой должны оформляться актами и заноситься в специальные формуляры.

9.3.6. Ремонт или другие работы с разъемными соединениями оборудования и трубопроводов, находящихся под давлением, не допускаются исключением специальных операций по дистанционной перегрузке пловыделяющих сборок без остановки реактора с помощью специальных машин или механизмов.

9.3.7. При проведении ремонтных работ, связанных с разуплотнением оборудования и трубопроводов, должны быть приняты меры, исклю-

чающие загрязнение внутренних полостей или попадания туда посторонних предметов.

9.3.8. Проведение сварочных работ на оборудовании и трубопроводах, находящихся под давлением, запрещается.

10. НАДЗОР ЗА СОБЛЮДЕНИЕМ ПРАВИЛ

Надзор за соблюдением настоящих Правил должен осуществляться Госатомэнергонадзором СССР в соответствии с положением о Госатомэнергонадзоре СССР и методическими указаниями, инструкциями и другими руководящими материалами Госатомэнергонадзора СССР.

11. РАССЛЕДОВАНИЕ АВАРИЙ, ОТКАЗОВ И НЕСЧАСТНЫХ СЛУЧАЕВ

11.1. Расследование аварий, отказов и несчастных случаев при эксплуатации оборудования и трубопроводов АЭУ должно проводиться в соответствии с Положением о порядке расследования нарушений в работе объектов атомной энергетики и инструкциями Госатомэнергонадзора СССР.

11.2. О каждой аварии, отказе, повреждении, дефектах на оборудовании и трубопроводах, срабатывании и непосадке предохранительных клапанов администрация предприятия-владельца обязана немедленно уведомить местный орган Госатомэнергонадзора СССР.

12. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Необходимость, сроки приведения в соответствие с настоящими Правилами действующих оборудования и трубопроводов, а также находящихся в процессе изготовления, монтажа или реконструкции на время введения в действие настоящих Правил устанавливаются в каждом отдельном случае по представлению соответствующих министерств (ведомств) и согласовываются с Госатомэнергонадзором СССР.

В отдельных случаях при технической невозможности выполнения каких-либо требований настоящих Правил допускается оформлять обоснованные технические решения, составляемые в зависимости от ответственности по п. 1.4.3–1.4.5 конструкторской (проектной) организацией, предприятием-изготовителем (монтажной организацией), предприятием-владельцем оборудования и трубопроводов.

Указанные решения должны быть согласованы с перечисленными выше организациями, а также с головной материаловедческой организацией, если они затрагивают сферу их ответственности, и во всех случаях – с Госатомэнергонадзором СССР.

ПРИЛОЖЕНИЕ 1
(справочное)

ОСНОВНЫЕ ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ

Термин	Определение
Трубопроводы	Совокупность деталей и сборочных единиц из труб с относящимися к ним элементами (коллекторами, тройниками, переходами, отводами, арматурой и т. п.), предназначенная для транспортировки рабочей среды от одного оборудования к другому
Корпуса насосов	Совокупность сборочных единиц и деталей насосов (кроме встроенных), образующих емкость, ограниченную патрубками и концевыми уплотнениями
Запорное устройство	Запорная арматура (вентиль, задвижка, кран и т. п.) или сочетание нескольких видов такой арматуры (включая дренажи и воздушники между ними), предназначенные для отключения систем, оборудования и участков трубопроводов друг от друга, в том числе и быстродействующие редуцирующие устройства
Предохранительное устройство	Предохранительная арматура всех типов, мембраны, гидрозатворы или сочетания их (включая трубопроводную связку между ними), предназначенная для защиты систем оборудования и трубопроводов от превышения давления путем массоотвода (отвода) среды
Колено	Деталь или сборочная единица трубопровода, в которой изменяется направление потока внутренней среды
Гиб	Колено, изготовленное из трубы с применением деформации изгиба
Штампо-сварное колено	Колено, изготовленное из листа, трубы или поковки с применением штамповки и сварки
Штампованное колено	Колено, изготовленное из трубы или поковки с применением штамповки без сварки
Секторное колено или отвод	Колено или отвод, изготовленные из отрезков труб, сваренных под углом друг к другу
Сварной переход	Переход трубопровода с конической частью, имеющий продольные сварные швы
Нормальные условия эксплуатации (для оборудования и трубопроводов)	Условия работы в эксплуатационных режимах, предусмотренных плановым регламентом работы АЭУ (стационарный режим, пуск, работа СУЗ, изменение мощности реактора, остановка)

Продолжение прилож. 1

Термин	Определение
Нарушение нормальных условий эксплуатации (для оборудования и трубопроводов)	Любое отклонение от нормальных условий эксплуатации (по давлению, температуре, нагрузкам и др.), которое требует остановки реактора для ликвидации этих отклонений без введения в действие систем аварийного охлаждения активной зоны реактора
Аварийная ситуация (для оборудования и трубопроводов)	Любое отклонение от нормальных условий эксплуатации, последствия которого могут привести к такому нарушению охлаждения активной зоны реактора, что потребуется введение в действие системы аварийного охлаждения активной зоны реактора
Рабочее давление	Максимальное избыточное давление в оборудовании и трубопроводах при нормальных условиях эксплуатации, определяемое с учетом гидравлического сопротивления и гидростатического давления
Расчетное давление	Максимальное избыточное давление в оборудовании или трубопроводах, используемое при расчете на прочность при выборе основных размеров, при котором предприятием-изготовителем допускается работа данного оборудования или трубопровода при расчетной температуре при нормальных условиях эксплуатации. Для страховочных корпусов – максимальное избыточное давление, возникающее при разгерметизации защищаемого оборудования или трубопроводов (включая аварийную ситуацию)
Расчетная температура	Температура стенки оборудования или трубопровода, равная максимальному среднеарифметическому значению температур на его наружной и внутренней поверхностях в одном сечении при нормальных условиях эксплуатации (для частей корпусов ядерных реакторов расчетная температура определяется с учетом внутренних тепловыделений как среднеинтегральное значение распределения температур по толщине стенки корпуса)
Конструкторская организация	Организация, выполняющая проект оборудования или отдельных сборочных единиц и деталей трубопроводов
Проектная организация	Организация, выполняющая проект компоновки оборудования и трубопроводов в пределах АЭУ
Монтажная организация	Организация, осуществляющая монтаж оборудования и трубопроводов на АЭУ и (или) разрабатывающая технологию монтажа

Продолжение прилож. 1

Термин	Определение
Головная материаловедческая организация	Организация, осуществляющая руководство по выбору материалов, сварке и обеспечению качества изготовления оборудования и трубопроводов
Предприятие-изготовитель	Предприятие, изготавливающее оборудование и трубопроводы, их сборочные единицы и детали
Предприятие-владелец оборудования и трубопроводов	Предприятие, осуществляющее эксплуатацию оборудования и трубопроводов АЭУ
Научный руководитель	Организация, осуществляющая научное руководство проектированием реакторной установки

Примечание. В приложении не приведены термины, либо имеющие общетехническое значение, либо определения которых приведены в других стандартах или в другой нормативно-технической документации.

ПРИЛОЖЕНИЕ 2

(рекомендуемое)

ПРИМЕРЫ ОТНЕСЕНИЯ ОБОРУДОВАНИЯ И ТРУБОПРОВОДОВ К ГРУППАМ А, В И С

1. АЭС с реакторами ВВЭР

1.1. Группа А – корпус реактора.

1.2, Группа В – оборудование и трубопроводы следующих систем:

1.2.1. Главный циркуляционный контур (ГЦК), включая главные циркуляционные насосы, компенсатор давления, парогенератор, трубопроводы.

1.2.2. Система управления и защиты реактора.

1.2.3. Система компенсации давления теплоносителя реактора, включая систему разгрузки.

1.2.4. Система борного регулирования реактора.

1.2.5. Система спецводоочистки, работающие под полным давлением ГЦК, расположенные в герметичной оболочке.

1.2.6. Система аварийной подачи питательной воды в парогенератор (ПГ).

1.2.7. Система аварийного охлаждения активной зоны реактора высокого давления.

1.2.8. Система аварийного охлаждения активной зоны реактора низкого давления.

1.2.9. Паропроводы от парогенераторов до запорных и предохранительных клапанов ПГ, устанавливаемых на паропроводы (включая эти клапаны).

1.2.10. Система питательной воды от парогенератора до первой запорной арматуры (включая ее) после клапана, регулирующего уровень в парогенераторе.
1.2.11. Система питательной воды деаэратора до первой запорной арматуры перед регулятором уровня в парогенераторе.
1.3. Группа С – оборудование и трубопроводы следующих систем:
1.3.1. Система деаэрации питательной воды.
1.3.2. Системы расхолаживания байпасной очистки, непосредственно не подключенные к ГЦК.
1.3.3. Системы конденсации пара от предохранительных и защитных устройств.
1.3.4. Системы подпитки и продувки ГЦК (регенеративные теплообменники, доохладители продувки и подпитки, подпиточные насосные агрегаты).
1.3.5. Системы конденсатного тракта.
1.3.6. Системы воздушников ГЦК.
1.3.7. Системы разгрузки и газоудаления из ГЦК.
1.3.8. Системы сброса пара из второго контура (БРУ-А, БРУ-К, БРУ-СН.
1.3.9. Паропроводы от запорных клапанов (п. 1.2.9) до стопорных клапанов турбин включительно.
1.3.10. Система сепараторов-перегревателей (СПП).
1.3.11. Системы спецводоочисток для переработки средне- и высокоактивных жидких отходов (за исключением указанной в п. 1.2.5).
2. АЭС с реакторами РБМК
2.1. Группа А.
2.1.1. Барабан-сепаратор.
2.1.2. Технологические каналы.
2.2. Группа В – оборудование и трубопроводы следующих систем:
2.2.1. Система трубопроводов контура многократной принудительной циркуляции (КМПЦ), включая главные циркуляционные насосы, коллекторы, трубопроводы, раздаточные групповые коллектора, верхние и нижние паровые и водяные коммуникации.
2.2.2. Система управления и защиты реактора.
2.2.3. Системы спецводоочистки, непосредственно присоединенные к КМПЦ.
2.2.4. Системы аварийной подачи воды в барабан-сепаратор.
2.2.5. Система аварийного охлаждения реактора.
2.2.6. Паропроводы от барабан-сепаратора до отсечных клапанов турбины.
2.2.7. Система питательной воды от деаэратора до барабан-сепаратора.
2.2.8. Скафандр разгрузочно-загрузочной машины.
2.3. Группа С – оборудование и трубопроводы следующих систем:
2.3.1. Система деаэрации питательной воды.
2.3.2. Система конденсатного тракта.
2.3.3. Система конденсации пара от предохранительных и защитных устройств.

2.3.4. Системы сброса пара из второго контура (БРУ-А, БРУ-К).
2.3.5. Система СПП.
2.3.6. Системы спецводоочисток для переработки средне- и высокоактивных жидких отходов (за исключением указанных в п. 2.2.3).

3. АЭС с реакторами БН

3.1. Группа А
3.1.1. Корпус реактора.
3.1.2. Корпус барабана отработавших сборок (БОС)
3.2. Группа В – оборудование и трубопроводы следующих систем:
3.2.1. Первый контур (за исключением корпуса реактора).
3.2.2. Система очистки теплоносителя первого контура.
3.2.3. Система дренирования и заполнения первого контура теплоносителем.
3.2.4. Система компенсации давления газа первого контура (до первой арматуры со стороны реактора).
3.2.5. Система отбора проб теплоносителя первого контура.
3.2.6. Страховочный корпус реактора.
3.2.7. Система второго контура (парогенератор, электронасосный агрегат, основные трубопроводы со страховочными кожухами, включая врезки вспомогательных систем до первой арматуры включительно со стороны основных трубопроводов).
3.2.8. Система аварийной защиты парогенераторов по натрию (САЗ ПГ)
3.2.9. Система расхолаживания реактора воздушными теплообменниками (ВТО) по натриевой стороне.
3.2.10. Система компенсации давления второго контура (до первой арматуры со стороны основного оборудования второго контура).
3.2.11. Система охлаждения БОС по натрию.
3.2.12. Система третьего контура (оборудование и трубопроводы основного пароводяного контура за исключением системы конденсатного тракта до деаэратора включительно, а также врезки вспомогательных систем до первой арматуры включительно со стороны основных трубопроводов).
3.3. Группа С – оборудование и трубопроводы следующих систем
3.3.1. Система конденсатного тракта третьего контура.
3.3.2. Система очистки теплоносителя второго контура.
3.3.3. Система дренирования и заполнения второго контура теплоносителя.
3.3.4. Система приготовления теплоносителя.
3.3.5. Система отбора проб теплоносителя второго контура.
3.3.6. Система аварийной защиты парогенератора по пароводяному контуру.
3.3.7. Система деаэрации питательной воды.
3.3.8. Система спецводоочистки для переработки средне- и высокорадиоактивных жидких отходов.
3.3.9. Система очистки газа газовой подушки первого контура.

ПРИЛОЖЕНИЕ 3
(обязательное)

ПАСПОРТ СОСУДА АЭУ

Настоящее приложение устанавливает форму паспорта сосуда.

1. Основным документом, подтверждающим характеристики сосуда, качество изготовления, монтажа, работоспособность в процессе эксплуатации и соответствие производственно-технологической документации, является паспорт сосуда.

2. Приложение не устанавливает обязательного заполнения всех таблиц и граф паспорта. Виды и объем данных, подлежащих включению в паспорт, определяются техническими условиями на изделие и стандартами.

3. Паспорт сосуда составляется предприятием-изготовителем и передается заказчику. Данные, включаемые в паспорт с учетом указаний п. 2 настоящего приложения, приведены в табл. П3.1–П3.8 настоящего приложения, заполняемых предприятием-изготовителем, и в табл. П3.9–П3.14 настоящего приложения, заполняемых монтажной организацией и предприятием-владельцем. При монтаже (доизготовлении) сосуда на предприятии-владельце оборудования составляется свидетельство о монтаже согласно Приложению 7 предприятием или организацией, проводившей монтаж (доизготовление), и прилагается к паспорту сосуда.

Обязательными документами, которые представляются вместе с паспортом сосуда, являются:

1) комплект чертежей (общий вид и (или) сборочные единицы), которые должны давать возможность проверки основных размеров и контроля соответствия сосуда требованиям проекта и оснащения арматурой и предохранительными устройствами*;

2) расчет на прочность элементов, работающих под давлением, или выписка** из него с указанием обозначения расчета;

3) таблицы контроля качества сварных соединений и основных материалов***;

---

* Комплект чертежей устанавливается конструкторской организацией или предприятием-изготовителем по согласованию с конструкторской организацией.

** В выписке из расчета на прочность должны быть представлены: перечень рассчитываемых узлов конструкций и действующих на них нагрузок и температурных воздействий; перечень режимов эксплуатации (включая нарушения нормальных условий эксплуатации и аварийные ситуации), на которые проводился расчет; число циклов нагружений при каждом режиме эксплуатации; флюенс нейтронов на корпусе реактора; данные оценки прочности по всем критериям, требуемым нормами расчета на прочность.

*** Прилагается при наличии требований в конструкторской и технологической документации.

ПАСПОРТ _____

(наименование сосуда)

Регистрационный № _____

Примечания:

1. Регистрационный номер присваивается местным органом Госатомэнергонадзора СССР (при регистрации сосуда в этом органе) или предприятием-владельцем (при регистрации сосуда на этом предприятии).

2. Свободные графы оставлены для перевода.

СОДЕРЖАНИЕ ПАСПОРТА СОСУДА

Наименование раздела	Номер листа

ПЕРЕЧЕНЬ ДОКУМЕНТОВ, ПРИЛАГАЕМЫХ К ПАСПОРТУ

Наименование документа	Обозначение документа	Количество листов

Разрешение на изготовление №_____

от _____ 19 г выдано _____

Управлением _____

ПЗ 1*	Общие данные

Наименование и адрес предприятия-изготовителя
Наименование и адрес поставщика
Наименование и адрес заказчика
Наименование (назначение)
Заводской номер
Год изготовления
Обозначение чертежа
Группа оборудования

* Здесь и далее для конкретных паспортов первые буква и цифра в нумерации таблиц не приводятся.

П3.2	Технические характеристики и параметры

Наименование рабочего пространства		Корпус	*	*	*
Расчетное давление, МПа (кгс/см^2)					
Расчетная температура стенок, °С					
Давление испытания, МП (кгс/см^2)	гидравлическое				
	пневматическое				
Испытательная среда и продолжительность испытаний, мин					
Температура испытательной среды, °С					
Минимально допустимая температура стенок при гидравлических (пневматических) испытаниях после изготовления, °С					
Рабочая среда					
Внутренний объем, м^3					
Масса оборудования без рабочей среды, кг					

Продолжение табл. П.3.2

Допустимая скорость разогрева, °С/ч, не более**				
Допустимая скорость расхолаживания, °С/ч, не более**				
Срок службы, ч				

* Наименование других рабочих пространств (труб, нагревательного кожуха и т. п.).

** Указывается в случаях, предусмотренных проектно-конструкторской документацией.

4) паспорта (сертификаты, аттестаты) на поставляемую вместе с сосудом арматуру;

5) техническое описание и инструкция по эксплуатации, включая требования по хранению, консервации и расконсервации, пуску, монтажу и технике безопасности, а также перечень приборов контроля, измерения, управления, сигнализации и автоматизации, входящих в комплект поставки сосуда АЭС, и схема или указания по их установке;

6) документация по отклонениям от конструкторской документации, согласованная с Госатомэнергонадзором СССР.

4. Форма таблиц паспортов является обязательной. Допускается изменение размеров листов и граф, а также замена таблиц копиями сертификатов, содержащих необходимые данные.

5. Паспорта вместе с приложениями и результаты контроля оборудования на АЭС должны храниться на предприятии-владельце в течение всего срока эксплуатации.

6. Подлинники сертификатов и протоколы результатов контроля хранятся на предприятии-изготовителе оборудования (или передаются предприятию-владельцу, о чем должна быть сделана запись в паспорте в течение всего срока службы сосуда.

7. Объем паспорта допускается сократить за счет исключения сведений, не относящихся к данному сосуду, по согласованию с конструкторской организацией.

| Наименование элемента | | |

Продолжение табл. П.3.3

Данные механических испытаний при расчетной температуре*						Химический состав		Стойкость против межкристаллитной коррозии	Дополнительные данные (неразрушающий контроль и др.)		
$R^T_{p_{0,2}}$, МПа (кгс/см^2)	R^T_m, МПа (кгс/см^2)	A^T_5, %	z^T, %	Температура, °С	Критическая температура хрупкости, °С				Метод контроля	Объем контроля	Обозначение и дата документа о контроле

* Вместо данных механических испытаний при расчетной температуре от 100 до 350 °С допускается приводить данные испытаний при температуре 350 °С.

Примечания: 1. В таблицу заносятся данные в объеме, определяемом стандартами, техническими условиями на материал (полуфабрикаты). 2. Перечень элементов сосуда, в том числе крепежа, для материалов которых должна составляться настоящая таблица, определяется конструкторской организацией или предприятием-изготовителем по согласованию с конструкторской организацией. 3. Представление указанных в таблице данных в полном объеме обязательно для оборудования группы А. Для оборудования, входящего в системы групп В и С, объем представляемых данных определяется в соответствии с указаниями пп. 2 и 7 настоящего документа.

Данные о сварных соединениях и наплавке**	П3.4

| Наименование соединяемых элементов** | | |

Продолжение табл. П.3.4

Данные механических испытаний металла шва или наплавленного металла									Критическая температура хрупкости металла шва или наплавленного металла, °С	Стойкость против межкристаллитной коррозии	Содержание ферритной фазы, %	Данные о неразрушающем контроле сварных соединений и наплавок		
при температуре 20 °С				при расчетной температуре, °С										
$R_{p0,2}$, МПа (кгс/см^2)	R_m, МПа (кгс/см^2)	A_5, %	z, %	$R^T_{p0,2}$, МПа (кгс/см^2)	R^T_m, МПа (кгс/см^2)	A^T_5, %	z^T, %	температура, °С				метод контроля	объем контроля	обозначение и дата документа о контроле

* Данные представляются в объеме, устанавливаемом таблицами (схемами) контроля качества сварных соединений и наплавки.

** Перечень сварных соединений элементов и наплавок, для которых должны представляться сведения в данной таблице, определяется конструкторской организацией.

*** Вместо данных механических испытаний при расчетной температуре от 100 до 350 °С допускается приводить данные испытаний при температуре 350 °С.

Примечание. Представление указанных в таблице данных в полном объеме обязательно для оборудования группы А. Для оборудования, входящего в системы групп В и С, объем представляемых данных определяется в соответствии с указаниями пп. 2 и 7 настоящего документа.

8. На каждом листе паспорта сосудов, поставляемых на экспорт, и на прилагаемой к ним документации должно быть оставлено место для перевода текста владельцем оборудования на другой язык.

9. В паспорта сосудов могут быть внесены дополнительные сведения по требованию органов Госатомэнергонадзора СССР.

П3.5	Данные о термической обработке деталей, сборочных единиц и изделий

Наименование детали, сборочной единицы или изделия	Обозначение чертежа	Марка основного материала	Вид термической обработки*	Температура термической обработки, °С*	Продолжительность выдержки, ч*	Способ охлаждения	Количество термических обработок и суммарная продолжительность выдержки**	Обозначение и дата документа о термической обработке

* Допускается замена таблицы диаграммой по термической обработке, включающей все указанные данные.

** Указывается, если регламентировано производственно-технологической документацией.

П3.6	Данные об арматуре*

Наименование арматуры, тип	Обозначение стандарта или технических условий	Количество	Заводской номер	Условный проход, мм	Расчетные параметры		Материал корпуса		Обозначение паспорта (сертификата, аттестата)	Место установки
					Давление, МПа (кгс/см^2)	Температура, °С	Марка	Обозначение стандарта или технических условий		

* Указывается для арматуры, установленной предприятием-изготовителем на сосуде.

П3.7	Данные о предохранительной арматуре*

Наименование, тип	Количество	Место установки	Площадь минимального проходного сечения**, мм^2	Пропускная способность или коэффициент расхода и среда	Обозначение паспорта	Давление начала открытия клапана, МПа** (кгс/см^2)

* Заполняется предприятием-изготовителем в случае поставки предохранительной арматуры вместе с сосудом. В случае установки предохранительных мембранных пластин указываются их размеры, материал и пределы разрушающих давлений, а при установке других устройств, ограничивающих давление, указывается их характеристика; для предохранительных клапанов прилагается расчет пропускной способности.

** Указывается величина, принятая при расчете пропускной способности клапана.

П3.8	Результаты гидравлических (пневматических) испытаний*

Наименование элемента, пространства	Испытательная среда	Давление гидравлических (пневматических) испытаний, МПа ($кгс/см^2$)	Продолжительность выдержки, мин	Минимальная температура стенки, °С	Результаты испытаний	Дата и обозначение протокола

* Если испытания проводились после монтажа на месте установки, то протокол испытаний, составленный организацией, проводившей испытания, должен быть приложен к настоящему паспорту.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

На основании проверок и испытаний удостоверяется нижеследующее:

1. _____ изготовлен в соответствии с требованиями "Правил устройства и безопасной эксплуатации оборудования и трубопроводов атомных энергетических установок" и согласно техническим условиям на изделие: _____

(наименование сосуда)

(наименование технических условий)

_____

2. _____ и его элементы подвергались проверке и испытаниям и соответствуют указанным выше Правилам и техническим условиям.

(наименование сосуда)

3. _____ и его элементы подвергались и выдержали гидравлическое (пневматическое) испытание.

(наименование сосуда)

4. _____ признан годным для работы с параметрами, указанными в настоящем паспорте.

(наименование сосуда)

5. Настоящий раздел паспорта, заполненный предприятием-изготовителем, содержит _____ листов.

Директор или
главный инженер

_____
(подпись, печать)

Дата _____

Начальник отдела технического
контроля качества

_____
(подпись, печать)

ПЗ.9	Данные о рабочих параметрах и местонахождении сосуда

Наименование предприятия-владельца	Местонахождение сосуда на АЭС	Рабочее давление, МПа ($кгс/см^2$)	Температура рабочей среды, °С	Дата установки

ПЗ.10	Данные о лицах, ответственных за исправное состояние и безопасную эксплуатацию сосуда

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

П3.11	Данные об арматуре, установленной при монтаже сосуда

Наименование арматуры, тип	Обозначение стандарта или технических условий	Количество	Заводской номер	Условный проход, мм	Рабочее давление, МПа ($кгс/см^2$)	Температура теплоносителя, °С	Расчетные параметры		Материал корпуса		Обозначение (номер) паспорта (сертификата, аттестата)	Место установки по схеме (чертежу)	Дата установки	Подпись ответственного лица
							Давление, МПа ($кгс/см^2$)	Температура, °С	Марка	Обозначение стандарта или технических условий				

П3.12	Результаты технического освидетельствования*

П3.12.1	Результаты осмотров

Дата и обозначение акта осмотра	Результаты осмотра	Срок следующего осмотра	Подпись ответственного лица, осуществляющего надзор

* Техническое освидетельствование включает осмотр и измерения в доступных местах внешней и внутренней поверхностей сосуда и гидравлическое (пневматическое) испытание.

П3.12.2	Результаты гидравлических (пневматических) испытаний

Дата и обозначение протокола испытания	Испытательная среда	Давление гидравлических (пневматических) испытаний, МПа ($кгс/см^2$)	Продолжительность выдержки, мин	Минимальная температура стенки, °С	Результаты испытаний	Срок следующего испытания	Подпись ответственного лица, осуществляющего надзор

П3.13	Результаты контроля за состоянием металла в процессе эксплуатации

Дата контроля и обозначение документа	Результаты контроля	Срок следующего контроля	Подпись ответственного лица

П3.14	Данные о замене и ремонте элементов сосуда

Дата	Данные о замене и ремонте	Подпись ответственного лица

РЕГИСТРАЦИЯ _____

(наименование сосуда)

_____ зарегистрирован _____ за № _____

в _____

(регистрирующий орган)

В паспорте пронумеровано _____ страниц и прошнуровано всего _____ листов, в том числе чертежей на _____ листах.

_____

(должность регистрирующего лица, подпись)

Дата _____

ПРИЛОЖЕНИЕ 4

(обязательное)

СВЕДЕНИЯ, УКАЗЫВАЕМЫЕ В ПАСПОРТЕ НАСОСА АЭУ

В общий паспорт насоса должны заноситься следующие данные:

1. Номер разрешения на изготовление, дата его выдачи, наименование местного органа Госатомэнергонадзора СССР, выдавшего разрешение.
2. Номер чертежа насоса.
3. Марка насоса.
4. Заводской номер.
5. Дата изготовления, наименование предприятия-изготовителя и его адрес.
6. Характеристики насоса.

6.1. Давление насоса.

6.2. Максимальный и номинальный напор насоса.

6.3. Давление на входе.

6.4. Расчетная температура.

6.5. Рабочая среда.

6.6. Номинальная подача.
6.7. Давление гидравлических испытаний корпуса насоса.
6.8. Температура гидравлических испытаний насоса.
6.9. Срок службы.

7.	Сведения об элементах насоса

Наименование элемента	Количество	Внутренний диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Длина (высота), мм	Основной материал		Данные о сварке				
					Марка	Стандарт или технические условия	Соединяемые части	Способ выполнения соединения	Вид сварки	Марки сварочных материалов с указанием стандартов или ТУ	Методы и объемы контроля

8.	Арматура и КИП

Наименование	Стандарт или ТУ	Количество	Заводской номер	Условный проход, мм	Рабочее давление, МПа (кгс/см^2)	Расчетная температура, °С	Материал		Номер паспорта (сертификата)
							Марка	Стандарт или ТУ	

ПРИЛОЖЕНИЕ 5
(обязательное)

Разрешение на изготовление № _____

от _____ **19 г. выдано** _____

Управлением _____

_____

СВИДЕТЕЛЬСТВО № _____

об изготовлении деталей и сборочных единиц трубопровода АЭУ

Наименование предприятия-изготовителя и его адрес _____

_____

Наименование трубопровода по назначению _____

_____

Заказ № _____

Год изготовления _____

Рабочая среда _____

Расчетное давление, МПа (кгс/см^2) _____

Расчетная температура, $^\circ$C _____

Группа _____

П5.1*	Данные о трубах

Наименование деталей и сборочных единиц	Обозначение чертежа (схемы) или позиция	Количество	Марка материала	Номинальный наружный диаметр и толщина стенки трубы, мм	Обозначение стандарта или технических условий	Номер партии и плавки**	Обозначение (номер) и дата сертификата**

* Здесь и далее для конкретных свидетельств первые буквы и цифра в нумерации таблиц не приводятся.

** Заполняется для труб из сталей аустенитного класса с наружным диаметром 57 мм и выше и для труб из сталей других структурных классов наружным диаметром 108 мм и выше, работающих под давлением 3,93 МПа (40 кгс/см^2) и более. Для труб систем группы В указанных типоразмеров дополнительно представляются данные контроля качества металла (сертификаты) в объеме, предусмотренном стандартами или техническими условиями.

П5.2	Данные о фасонных частях (литых, сварных, штампованных, кованых и из листа)

Наименование	Обозначение чертежа или позиция	Условный проход, мм	Расчетная температура, °С	Расчетное давление, МПа (кгс/см^2)	Материал*	
					Марка	Обозначение стандарта или технических условий

* Для труб систем группы В из сталей аустенитного класса наружным диаметром 57 мм и выше и из сталей других структурных классов наружным диаметром 108 мм и выше, работающих под давлением 3,93 МПа (40 кгс/см^2) и более, дополнительно представляются данные контроля качества металла (сертификаты) в объеме, предусмотренном технической документацией.

П5.3	Данные о крепежных деталях

Наименование	Размеры	Количество	Обозначение стандарта или технических условий	Материал	
				Марка	Обозначение стандарта или технических условий

П5.4	Данные об арматуре*

Наименование арматуры, тип	Обозначение стандарта или технических условий	Количество	Заводской номер	Условный проход, мм	Расчетные параметры		Материал корпуса		Обозначение паспорта (сертификата, аттестата)	Место установки
					Давление, МПа ($кгс/см^2$)	Температура, °С	Марка	Обозначение стандарта или технических условий		

* Указывается для арматуры, установленной предприятием-изготовителем на деталях и сборочных единицах трубопровода.

П5.5	Данные о сварных соединениях

Наименование соединяемых деталей и сборочных единиц	Обозначение сварного соединения по схеме или чертежу	Категория сварного соединения	Клеймо (обозначение) сварщика	Способ сварки	Сварочные материалы		Данные о неразрушающем контроле			Обозначение (номер) и дата протокола контроля
					Марка	Обозначение стандарта или технических условий	Метод контроля	Объем контроля	Результаты контроля	

П5.6	Данные о термической обработке труб, гибов и сварных соединений

Наименование деталей (сборочных единиц)	Обозначение чертежа	Марка основного материала	Вид термической обработки*	Температура термической обработки, °С*	Продолжительность выдержки, ч*	Способ охлаждения*	Количество термических обработок и суммарная продолжительность выдержки**	Обозначение и дата документа о термической обработке

* Указываются виды и режимы термической обработки, включая использовавшиеся при ремонте сварных соединений. Допускается замена таблицы диаграммой по термической обработке, включающей все указанные данные.

** Указывается, если регламентировано производственно-технологической документацией.

П5.7	Результаты гидравлических (пневматических) испытаний

Наименование деталей и сборочных единиц	Испытательная среда	Давление гидравлических (пневматических) испытаний, МПа ($кгс/см^2$)	Продолжительность выдержки, мин	Минимальная температура стенки, °С	Результаты испытаний	Дата и обозначение протокола испытания

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

[1]. Детали (сборочные единицы) трубопровода _____

_____

(наименование трубопровода)

_____

(перечень деталей и сборочных единиц)

изготовлены в соответствии с требованиями "Правил устройства и безопасной эксплуатации оборудования и трубопроводов атомных энергетических установок", стандартов и технической документации _____

_____

(обозначение и наименование документов)

2. Детали (сборочные единицы) трубопровода признаны годными к эксплуатации при расчетных параметрах.

Директор или главный инженер предприятия-изготовителя

_____

(подпись, печать)

Начальник отдела технического контроля качества

_____

(подпись, печать)

Дата _____

ПРИЛОЖЕНИЕ 6
(обязательное)

Разрешение на монтаж № _____

от _____ 19 г. выдано _____

Управлением _____

_____

СВИДЕТЕЛЬСТВО № _____

о монтаже трубопровода АЭУ

Наименование монтажной организации _____

_____

Наименование предприятия-владельца и его адрес _____

_____

Наименование трубопровода по назначению _____

Обозначение чертежа _____

Рабочая среда _____

Рабочее давление, МПа (кгс/см^2) _____

Расчетная температура, $^\circ$C _____

Группа _____

П6.1*	Данные о трубах**

Наименование	Обозначение позиции по схеме (чертежу)	Количество	Номинальный наружный диаметр и толщина стенки трубы, мм	Марка материала	Обозначение стандарта или технических условий	Номер партии и плавки***	Обозначение (номер) и дата сертификата***

* Здесь и далее для конкретных свидетельств первые буква и цифра в нумерации таблиц не приводятся.

** Указываются только для труб, данные о которых не включены в "Свидетельство об изготовлении деталей и сборочных единиц трубопроводов".

*** Заполняется для труб аустенитного класса наружным диаметром 57 мм и выше и для труб из сталей других структурных классов наружным диаметром 108 мм и выше, работающих под давлением 3,93 МПа (40 кгс/см^2) и более. Для труб систем группы В указанных типоразмеров дополнительно представляются данные контроля качества металла (сертификаты) в объеме, предусмотренном стандартами или техническими условиями.

П6.2	Данные о фасонных частях (сварных, литых, кованых, штампованных и из листа)

Наименование	Обозначение чертежа или позиции	Условный проход, мм	Температура рабочей среды, °С	Рабочее давление, МПа (кгс/см^2)	Материал*	
					Марка	Обозначение стандарта или технических условий

* Для труб систем группы В из сталей аустенитного класса с наружным диаметром 57 мм и выше и из сталей других структурных классов с наружным диаметром 108 мм и выше, работающих под давлением 3,93 МПа (40 кгс/см^2) и более, дополнительно представляются данные контроля качества металла (сертификаты) в объеме, предусмотренном технической документацией.

П6.3	Данные о крепежных деталях

Наименование	Размеры	Количество	Обозначение стандарта или технических условий	Материал	
				Марка	Обозначение стандарта или технических условий

П6.4	Данные об арматуре*

Наименование арматуры, тип	Обозначение стандарта или технических условий	Количество	Заводской номер	Условный проход, мм	Рабочее давление, МПа (кгс/см^2)	Температура теплоносителя, °С	Расчетные параметры		Материал корпуса		Обозначение (номер) паспорта (сертификата, аттестата)	Место установки по схеме (чертежу)	Дата установки	Подпись ответственного лица
							Давление, МПа (кгс/см^2)	Температура, °С	Марка	Обозначение стандарта или технических условий				

* Указываются только для арматуры, установленной при монтаже трубопровода.

П6.5	Данные о предохранительной арматуре**

Наименование, тип	Количество	Место установки	Площадь минимального проходного сечения**, $мм^2$	Пропускная способность или коэффициент расхода и среда	Обозначение паспорта	Давление начала открытия клапана, МПа ($кгс/см^2$)

* В случае установки предохранительных мембранных пластин указываются их размеры, материал и пределы разрушающих давлений, а при установке других устройств, ограничивающих давление, указывается их характеристика; для предохранительных клапанов прилагается расчет пропускной способности.

** Указывается значение, принятое при расчете пропускной способности клапана.

П6.6	Данные о сварных соединениях*

Наименование соединяемых элементов	Обозначение сварного соединения по схеме	Категория сварного соединения	Клеймо (обозначение) сварщика	Способ сварки	Сварочные материалы		Данные о неразрушающем контроле сварных соединений			Обозначение (номер) и дата протокола контроля
					Марка	Обозначение стандарта или технических условий	Метод контроля	Объем контроля	Результаты контроля	

* Указываются только для сварных соединений, выполненных при монтаже.

П6.7	Данные о термической обработке*

Наименование сборочной единицы или изделия	Обозначение чертежа	Марка основного материала	Вид термической обработки	Температура термической обработки, °С	Продолжительность выдержки, ч	Количество термических обработок и суммарная продолжительность выдержки**	Обозначение и дата документа о термической обработке

* Указываются для сварных соединений, выполненных при монтаже, а также при ремонте сварных соединений.

** Указывается, если регламентировано производственно-технологической документацией.

П6.7	Результаты гидравлических (пневматических) испытаний

Наименование участка трубопровода	Испытательная среда	Давление гидравлических (пневматических) испытаний, МПа ($кгс/см^2$)	Продолжительность выдержки, мин	Минимальная температура стенки, °С	Результаты испытаний	Дата и обозначение протокола испытания

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Трубопровод _____
(наименование трубопровода по назначению)
изготовлен и смонтирован в соответствии с требованиями "Правил устройства и безопасной эксплуатации оборудования и трубопроводов атомных энергетических установок", стандартов и технических условий _____
(обозначение и наименование документа)
и согласно проекту _____, разработанному _____
(обозначение чертежа) (наименование проектной организации) из сборочных единиц, изготовленных _____
(наименование предприятия-изготовителя)

2. Трубопровод подвергался и выдержал гидравлическое (пневматическое) испытание согласно требованиям Правил и технических условий _____
(обозначение технических условий)

3. Трубопровод признан годным к эксплуатации при давлении, МПа (кгс/см^2) _____ и температуре, °С _____

Руководитель монтажной организации

_____
(подпись, печать)

Дата _____

ПРИЛОЖЕНИЕ 7
(обязательное)

Разрешение на монтаж № _____

от _____ 19 г. выдано _____

Управлением _____

_____

СВИДЕТЕЛЬСТВО № ____

о монтаже (доизготовлении) сосуда

Наименование монтажной (изготавливающей) организации _____

_____

Наименование предприятия-владельца и его адрес _____

_____

Наименование (назначение) сосуда _____

Заводской номер _____

Год изготовления _____

Обозначение чертежа _____

Рабочая среда _____

Рабочее давление, МПа ($кгс/см^2$) _____

Расчетная температура, $^{\circ}C$ _____

Группа оборудования _____

П7.1*	Данные о крепежных деталях**

Наименование	Размеры	Количество	Обозначение стандарта или технических условий	Материал	
				Марка	Обозначение стандарта и технических условий

* Здесь и далее для конкретных свидетельств первые буква и цифра в нумерации таблиц не приводятся.

** Указываются только для деталей, данные о которых не включены в паспорт сосуда.

П7.2	Данные об основных элементах сосуда и материалах

Наименование элемента	Обозначение чертежа элемента и (или) позиции	Размеры (диаметр, толщина, длина), мм	Марка материала и вид заготовки	Обозначение стандарта или технических условий	Номер плавки	Номер партии или полуфабриката	Обозначение (номер) и дата сертификата	Стойкость против межкристаллитной коррозии	Данные о неразрушающем контроле			Обозначение и дата документа о контроле
									Метод контроля	Объем контроля	Результаты контроля	

Примечание. В таблицу заносятся данные об элементах, не включенных в паспорт сосуда, в объеме, определяемом стандартами, техническими условиями на материал (полуфабрикат).

П7.3	Данные о сварных соединениях и наплавке*

Наименование соединяемых элементов	Обозначение сварного соединения или наплавки по схеме	Категория сварного соединения или наплавки	Способ сварки (наплавки)	Клеймо (обозначение) сварщика	Свариваемые материалы		Сварочные (наплавочные) материалы				Данные о неразрушающем контроле сварных соединений и наплавок			Обозначение и дата документа о контроле
					Наименование, марка	Обозначение стандарта или технических условий	Наименование, марка	Обозначение стандарта или технических условий	Номер партии и (или) плавки	Обозначение (номер) и дата сертификата	Метод контроля	Объем контроля	Результаты контроля	

* Указываются только для сварных соединений, выполненных при монтаже.

П7.4

Данные о термической обработке*

Наименование изделия	Обозначение чертежа	Марка основного материала	Вид термической обработки	Температура термической обработки, °С	Продолжительность выдержки, ч	Способ охлаждения	Количество термических обработок и суммарная продолжительность выдержки**	Обозначение и дата документа о термической обработке

*Указываются для сварных соединений, выполненных при монтаже.

**Указывается, если регламентировано производственно-технологической документацией.

П7.5

Данные об арматуре*

Наименование арматуры, тип	Обозначение стандарта или технических условий	Количество	Заводской номер	Условный проход, мм	Рабочее давление, МПа ($кгс/см^2$)	Температура теплоносителя, °С	Расчетные параметры		Материал корпуса		Обозначение (номер) паспорта (сертификата, аттестата)	Место и дата установки
							Давление, МПа ($кгс/см^2$)	Температура, °С	Марка	Обозначение стандарта или технических условий		

*Указываются только для арматуры, установленной при монтаже сосуда.

П7.6	Данные о предохранительной арматуре*

Наименование, тип	Количество	Место установки	Площадь минимального проходного сечения, мм^2**	Пропускная способность или коэффициент расхода и среда	Обозначение паспорта	Давление начала открытия клапана, МПа (кгс/см^2)

* Указывается только для арматуры, установленной при монтаже сосуда. В случае установки предохранительных мембранных пластин указываются их размеры, материал и пределы разрушающих давлений, а при установке других устройств, ограничивающих давление, — их характеристика; для предохранительных клапанов прилагается расчет пропускной способности.

** Указывается значение, принятое при расчете пропускной способности клапана.

П7.7	Результаты гидравлических (пневматических) испытаний

Наименование сосуда	Испытательная среда	Давление гидравлических (пневматических) испытаний, МПа (кгс/см^2)	Продолжительность выдержки, мин	Минимальная температура стенки, °С	Результаты испытаний	Дата и обозначение протокола испытания

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

На основании проведенных проверок и испытаний удостоверяется нижеследующее:

1. _____ смонтирован в соответствии с требова-
(наименование сосуда)
ниями "Правил устройства и безопасной эксплуатации оборудования и трубопроводов атомных энергетических установок" и согласно техническим условиям на изделие _____

_____
(наименование технических условий)

2. _____ и его элементы подвергались проверке
(наименование сосуда)
и испытаниям и соответствуют вышеуказанным Правилам и техническим условиям.

3. _____ и его элементы подвергались и выдер-
(наименование сосуда)
жали гидравлическое (пневматическое) испытание.

4. _____ признан годным для работы с парамет-
(наименование сосуда)
рами, указанными в настоящем паспорте.

Руководитель монтажной организации (предприятия-изготовителя)

_____
(подпись, печать)

Начальник отдела технического контроля качества

_____
(подпись, печать)

Дата _____

ПРИЛОЖЕНИЕ 8
(обязательное)

ПАСПОРТ ТРУБОПРОВОДА АЭУ

Настоящее приложение устанавливает форму паспорта трубопровода.

1. Основным документом, подтверждающим характеристики трубопровода, качество изготовления, монтажа, работоспособность в процессе эксплуатации и соответствие производственно-технологической док ментации, является паспорт трубопровода.

2. Приложение не устанавливает обязательного заполнения всех таблиц и граф паспорта. Виды и объем данных, подлежащих включению в паспорт, определяются технологическими условиями на изделие и стандартами.

3. Паспорт трубопровода АЭС составляется предприятием-владельцем трубопроводов.

Обязательными документами, которые представляются вместе с паспортом, являются:

1) комплект схем и чертежей трубопровода, которые должны давать возможность контроля соответствия трубопровода требованиям проекта, оснащения арматурой и контрольно-измерительными приборами, расположения сварных соединений и опор*;

2) свидетельство об изготовлении элементов трубопровода, составляемое предприятием-изготовителем согласно Приложению 5;

3) свидетельство о монтаже трубопроводов, составляемое монтажной организацией согласно Приложению 6;

4) паспорта (сертификаты, аттестаты) трубопроводной арматуры;

5) расчет на прочность или выписка** из него с указанием обозначения расчета;

6) таблицы контроля качества сварных соединений и основных материалов***;

7) документация по отклонениям от проектной (конструкторской) документации.

---

* Комплект чертежей устанавливается проектной (конструкторской) организацией

** В выписке из расчета на прочность должны быть представлены. перечень рассчитываемых узлов конструкций и действующих на них нагрузок и температурных воздействий, перечень режимов эксплуатации (включая нарушения нормальных условий и аварийные ситуации, на которые проводился расчет; число циклов нагружений при каждом режиме эксплуатации; данные оценки прочности по всем критериям, требуемым нормами расчета на прочность

*** Прилагается при наличии требований в конструкторской и технологической документации

4. Форма таблиц паспортов является обязательной. Допускается изменение размеров листов и граф, а также замена таблиц копиями сертификатов, содержащих необходимые данные.

5. Паспорта вместе с приложениями и результатами контроля трубопроводов на АЭС должны храниться на предприятии-владельце в течение всего срока эксплуатации.

6. Подлинники сертификатов и протоколы результатов контроля должны храниться на предприятии, проводившем этот контроль, или на предприятии-владельце трубопровода в течение всего срока службы трубопровода.

7. Объем паспорта и объем свидетельств допускается сократить за счет исключения сведений, не относящихся к данному трубопроводу, по согласованию с проектной организацией.

8. На каждом листе паспорта трубопроводов, поставляемых на экспорт, и на прилагаемой к нему документации должно быть оставлено место для перевода текста владельцем трубопровода на другой язык.

9. В паспорта и свидетельства трубопроводов могут быть внесены дополнительные сведения по требованию органов Госатомэнергонадзора СССР.

ПАСПОРТ ТРУБОПРОВОДА _____
(наименование)

Регистрационный № _____

Примечание. Регистрационный номер присваивается местным органом Госатомэнергонадзора СССР (при регистрации в этом органе) или предприятием-владельцем (при регистрации трубопровода на этом предприятии).

СОДЕРЖАНИЕ ПАСПОРТА
ТРУБОПРОВОДА _____
(наименование)

Наименование раздела	Номер листа

ПЕРЕЧЕНЬ ДОКУМЕНТОВ, ПРИЛАГАЕМЫХ К ПАСПОРТУ ТРУБОПРОВОДА _____

(наименование)

Наименование документа	Обозначение документа	Количество листов

П8.1*	Общие данные

Наименование и адрес предприятия-владельца	
Наименование и адрес предприятия изготовителя деталей и сборочных единиц трубопроводов	
Наименование монтажной организации	
Обозначение свидетельств об изготовлении деталей и сборочных единиц трубопроводов	
Год изготовления	
Обозначение свидетельства о монтаже трубопровода	

Обозначение чертежа трубопровода	
Назначение	
Группа	

* Здесь и далее для конкретных паспортов первые буква и цифра в нумерации таблиц не приводятся.

П8.2	Технические характеристики

Наименование рабочей среды	
Температура рабочей среды, °С	
Рабочее давление, МПа (кгс/см^2)	
Давление гидравлических (пневматических) испытаний, МПа (кгс/см^2)	
Минимальная температура стенки при гидравлических (пневматических) испытаниях, °С	
Испытательная среда и продолжительность испытаний	
Срок службы, ч	

П8.3	Данные о трубах

Номинальный наружный диаметр и толщина стенки трубы, мм	Обозначение участков на схеме трубопровода	Протяженность участков трубопроводов, м

П8.4	Данные об установленной в составе трубопровода арматуре

Наименование арматуры, тип	Количество	Условный проход, мм	Обозначение (номер) паспорта (сертификата, аттестата)	Место установки по схеме (чертежу)

П8.5	Данные о предохранительной арматуре

Наименование, тип предохранительной арматуры	Количество	Обозначение паспорта	Место установки

На основании проведенных испытаний удостоверяется следующее:

1. Трубопровод изготовлен и смонтирован согласно технической документации _____

(наименование и обозначение документов)

2. Трубопровод подвергался и выдержал гидравлическое (пневматическое) испытание при условиях, указанных в настоящем паспорте.

3. Трубопровод предназначен для работы с параметрами, указанными в настоящем паспорте.

4. Настоящий паспорт содержит _____ листов.

Директор или главный инженер
предприятия-владельца
трубопровода

_____

(подпись, печать)

Дата _____

П8.6	Данные о лицах, ответственных за исправное состояние и безопасную эксплуатацию трубопровода

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

П8.7	Результаты технического освидетельствования*

П8.7 1	Результаты осмотров

Дата и обозначение акта осмотра	Результаты осмотра	Срок следующего осмотра	Подпись ответственного лица, осуществляющего надзор

* Техническое освидетельствование включает осмотр и измерения в доступных местах внешней и внутренней поверхностей сосуда и гидравлическое (пневматическое) испытание.

П8.7.2	Результаты гидравлических (пневматических) испытаний

Дата и обозначение протокола испытания	Испытательная среда	Давление гидравлических (пневматических) испытаний, МПа ($кгс/см^2$)	Продолжительность выдержки, мин	Минимальная температура стенки, °С	Результаты испытаний	Срок следующего испытаний	Подпись ответственного лица, осуществляющего надзор

П8.8	Результаты контроля за состоянием металла в процессе эксплуатации

Дата контроля и обозначение документа	Результаты контроля	Срок следующего контроля	Подпись ответственного лица

П8.9	Данные о ремонте и реконструкции трубопровода

Дата	Перечень проведенных работ по ремонту, реконструкции и контролю трубопровода с указанием даты их проведения	Подпись ответственного лица

РЕГИСТРАЦИЯ ТРУБОПРОВОДА

Трубопровод зарегистрирован за № _____ в _____

_____

(регистрирующий орган)

В паспорте пронумеровано _____ страниц и прошнуровано всего _____ листов, в том числе чертежей (схем) на _____ листах _____

_____ _____

(должность регистрирующего лица, подпись)

Дата _____

ПРИЛОЖЕНИЕ 9
(обязательное)

ОСНОВНЫЕ МАТЕРИАЛЫ (ПОЛУФАБРИКАТЫ), ДОПУСКАЕМЫЕ ПРИ ИЗГОТОВЛЕНИИ ОБОРУДОВАНИЯ И ТРУБОПРОВОДОВ АЭУ

В табл. П9.1 настоящего приложения перечислены марки допущенных к применению материалов, документация (с обязательными требованиями, изложенными в примечаниях к таблице) и предельные температуры использования материалов. Стандарты и технические условия, около которых стоит ссылка на примечание к таблице, можно использовать только при соблюдении требований, указанных в этих примечаниях.

Конструкторская (проектная) организация по согласованию с головной материаловедческой организацией и Госатомэнергонадзором

Перечень материалов (полуфабрикатов), допускаемых для

Тип материала	Марка материала	Стандарт или технические условия на материалы	Стандарт или технические	
			Вид полуфабри	
			Листы	Трубы
Стали углеродистые	Ст3сп5	ГОСТ 380-88	ГОСТ 14637-79 (прим. 1) ГОСТ 16523-70	ГОСТ 10706-76 (прим. 10)
	10	ГОСТ 1050-74	ГОСТ 1577-81 (прим 4)	ТУ 14-3-190-82 (прим. 5)
	15	ГОСТ 1050-74	ГОСТ 1577-81 (прим. 4)	
	15Л	ГОСТ 977-75 ТУ 5.961-11151-80		
	20	ГОСТ 1050-74	ГОСТ 1577-81 (прим. 4)	ТУ 14-3-190-82 ТУ 95.499 83 (прим. 30)
		ТУ 108.11.902-87 ТУ 14-3-808-78 ТУ 14-3-460-75 ОСТ 108.030.113-87 ТУ 14-1-3987-85	ТУ 108.11.902-87	ТУ 14-3-808-78 ТУ 14-3-460-75
	20Л	ГОСТ 977-75 ТУ 5-961-11151-80		
	20Ш	ТУ 108.667-86		
	20К	ГОСТ 5520-79	ГОСТ 5520-79 (прим. 8)	
	22К	ТУ 108-11-543-80	ТУ 108-11-543-80 (прим. 9) ТУ 108.11.906-87	

СССР может использовать другие, не указанные в табл. П9.1 стандарты и технические условия на поставку материалов (полуфабрикатов), марки которых приведены в таблице, при условии, что механические свойства, объем контроля и нормы оценки показателей контроля по этим стандартам и техническим условиям, обеспечивают качество материала (полуфабриката) на том же или большем уровне, что и стандарты и технические условия, указанные в табл. П9.1.

Применение материалов (полуфабрикатов), получаемых по импорту, осуществляется в соответствии с указаниями настоящих Правил (п. 3.4).

Материалы (полуфабрикаты) должны быть термически обработаны в соответствии с указаниями стандартов и технических условий на поставку.

Таблица П9.1

использования при изготовлении оборудования и трубопроводов АЭУ

условия на полуфабрикат или изделие ката или изделия				Максимальная допускаемая температура применения, °С
Поковки	Крепежные изделия	Сортовой прокат	Отливки	
ГОСТ 8479-70 (прим. 2)		ГОСТ 535-88 (прим. 3)		350
ГОСТ 8479-70 (прим. 2)				350
ГОСТ 8479-70 (прим. 2)				350
			ГОСТ 977-75 ТУ 5.961-11151-80	350
ГОСТ 8479-70 (прим. 2) ТУ 108-11-596-81	ГОСТ 20700-75 (прим. 6)	ГОСТ 1050-74 ОСТ 3-1686-80 (прим. 7)		350
ОСТ 108.030.113-87		ТУ 14-1-3987-85		
			ГОСТ 977-75 ТУ 5.961-11151-80	350
			ТУ 108.667-86	350 350
ТУ 108-11-543-80 (прим. 9)				350

Продолжение табл. П9.1

Тип материала	Марка материала	Стандарт или технические условия на материалы	Стандарт или технические условия на полуфабрикаты: Вид полуфабриката — Листы	Стандарт или технические условия на полуфабрикаты: Вид полуфабриката — Трубы
Стали углеродистые		ГОСТ 5520-79	ГОСТ 5520-79 (прим. 8)	
	22К–ВД, 22К–Ш	ТУ 108-11-543-80	ТУ 108-11-543-80 (прим. 9) ТУ 108.11.906-87	
	22К + 08Х18Н10Т	ТУ 108.11.84-83	ТУ 108.1184-83 ТУ 108.11.906-87	
	22К (плакированная)	ТУ 108-11-543-80	ТУ 108.1152-82	
	25	ГОСТ 1050-74		
	25Л	ГОСТ 977-75 ТУ 5.961-11151-80 ОСТ 108.961.03-79		
	30	ГОСТ 1050-74		
	35	ГОСТ 1050-74		
	40	ГОСТ 1050-74		
	45	ГОСТ 1050-74		
Стали кремнемарганцовистые	09Г2С	ГОСТ 19282-73	ГОСТ 5520-79 (прим. 8) ГОСТ 19282-73	
	15ГС	ТУ 108.1268-84 ТУ 14-3-460-75 ТУ 14-3-420-75 ОСТ 108.030.113-87	ТУ 108.1268-84	**ТУ 14-3-460-75** **ТУ 14-3-420-75**

условия на полуфабрикат или изделие				Максимальная допускаемая температура применения, °С
ката или изделия				
Поковки	Крепежные изделия	Сортовой прокат	Отливки	
ГОСТ 8479-70 (прим. 2) ТУ 108-11-543-80 (прим. 9)				350
				350
				350
ГОСТ 8479-70 (прим. 2) ОСТ 3-1686-80 (прим. 7)		ГОСТ 1050-74 ОСТ 3-1686-80 (прим. 7)		350
			ГОСТ 977-75 ТУ 5.961-1151-80 ТУ 108.671-84	350
ГОСТ 8479-70 (прим. 2)	ГОСТ 20700-75 (прим. 6)	ГОСТ 1050-74 ОСТ 3-1686-80		350
ОСТ 3-1686-80 (прим. 7)		(прим. 7)		
ГОСТ 8479-70 (прим. 2) ОСТ 3-1686-80 (прим. 7)	ГОСТ 20700-75 (прим. 6) ГОСТ 23304-78	ГОСТ 1050-74		350
ГОСТ 8479-70 (прим. 2) ОСТ 3-1686-80 (прим. 7)	ГОСТ 20700-75 (прим. 6)	ГОСТ 1050-74 ОСТ 3-1686-80 (прим. 7)		350
ГОСТ 8479-70 (прим. 2)	ГОСТ 20700-75 (прим. 6) ГОСТ 23304-78	ГОСТ 1050-74		350
				450
				400
ТУ 108.1267-84 ОСТ 108.030.113-87				

Продолжение табл. П9.1

Тип материала	Марка материала	Стандарт или технические условия на материалы	Стандарт или технические	
			Вид полуфабри	
			Листы	Трубы
	15ГС–Ш	ТУ 14-3-460-75		
	16ГС	ГОСТ 19282-73	ГОСТ 5520-79 (прим 8)	ТУ 95 499-83 (прим. 34)
			ГОСТ 19282-73	ТУ 3-923-75
		ОСТ 108 030 113-87	(прим. 11)	
	20ГСЛ	ТУ 5 961-11151-80		
		ОСТ 108 961-03-79		
Стали легированные	20Х	ГОСТ 4543-71		
	30Х	ГОСТ 4543-71		
	35Х	ГОСТ 4543-71		
	40Х	ГОСТ 4543-71		
	45Х	ГОСТ 4543-71		
	45ХН	ГОСТ 4543-71		
	10ХСНД	ГОСТ 19282-73	ГОСТ 19282-73 (прим. 11)	
	10ХН1М,	ТУ 14-1-2587-78	ТУ 14-1-2587-78	
	10ХН1М–Ш	ТУ 14-3-794-79		ТУ 14-3-794-79
		ТУ 14-3-799-79		ТУ 14-3-799-79
	10Х2М	ТУ 108.11.934-87	ТУ 108.11.934-87	
		ТУ 14-1-3409-82	ТУ 14-1-3409-82 (прим. 12)	
		ТУ 14-3-350-75		ТУ 14-3-350-75 (прим. 14)
		ТУ 14-3-866-79		ТУ 14-3-866-79 (прим. 14)
		ТУ 14-3-756-78		ТУ 14-3-756-78 (прим. 14)
		ТУ 14-1-1093-74	ТУ 14-1-1093-74	
	10Х2М–ВД	ТУ 108 11 934-87	ТУ 108 11.934-87	
		ТУ 14-1-3409-82	ТУ 14-1-3409-82 (прим. 12)	
		ТУ 14-3-1260 84		ТУ 14-3-1260-84 (прим. 14)

условия на полуфабрикат или изделие				Максимальная допускаемая температура применения, °С
ката или изделия				
Поковки	Крепежные изделия	Сортовой прокат	Отливки	
			ТУ 24.11.006-89	400
				400
ОСТ 108.030.113-87				
			ТУ 5.961-11151-80 ТУ 108.671-84	350
ГОСТ 8479-70 (прим. 2) ОСТ 3-1686-80 (прим. 7)				500
	ГОСТ 23304-78			500
ГОСТ 8479-70 *(прим. 2)* ОСТ 3-1686-80 (прим. 7)	ГОСТ 20700-75 *(прим. 6)* ГОСТ 23304-78			500
ГОСТ 8479-70 (прим. 2) ОСТ 3-1686-80 (прим. 7)	ГОСТ 20700-75 (прим. 6) ГОСТ 23304-78			500
ГОСТ 8479-70	ГОСТ 23304-78	**ГОСТ 4543-71**		500
ГОСТ 8479-70				500
				400
				400
ТУ 108.11.934-87				**510**
ТУ 108.11.934-87				510

Продолжение табл. П9.1

Тип материала	Марка материала	Стандарт или технические условия на материалы	Стандарт или технические условия на полуфабрикаты: Листы	Стандарт или технические условия на полуфабрикаты: Трубы
Стали легированные	10Х2М1ФБ	ТУ 108.11.934-87 ТУ 14-1-3409-82	ТУ 108.11.934-87 ТУ 14-1-3409-82 (прим. 12)	
	10Х2М1ФБ–ВД	ТУ 108.11.934-87	ТУ 108.11.934-87	
	12ХМ	ГОСТ 5520-79	ГОСТ 5520-79 (прим. 8)	
		ТУ 14-1-642-73	ТУ 14-1-642-73 (прим. 15)	
		ТУ 108.1263-84	ТУ 108.1263-84 (прим. 15)	
	12МХ	ГОСТ 20072-74	ТУ 14-1-642-73 (прим. 15) ТУ 108.1263-84 (прим. 15)	
	15ХМ	ТУ 14-3-460-75 ГОСТ 4543-71		**ТУ 14-3-460-75**
	20ХМ	ГОСТ 4543-71		
	20ХМА	ОСТ 95-40-73		
	20ХМЛ, 20ХМФЛ, 15Х1М1ФЛ	ТУ 5.961-11151-80		
	30ХМ	ГОСТ 4543-71		
	30ХМА	ГОСТ 4543-71		
	35ХМ	ГОСТ 4543-71		
	35ХМ	ГОСТ 4543-71		
	38ХМ	ГОСТ 4543-71		
	30ХГСА	ГОСТ 4543-71	**ГОСТ 1542-71** **ГОСТ 11269-76**	
	12Х1МФ	ТУ 14-3-460-75 ГОСТ 20072-74 ТУ 14-1-3987-85		**ТУ 14-3-460-75**

условия на полуфабрикат или изделие				Максимальная допускаемая температура применения, °С
ката или изделия				
Поковки	Крепежные изделия	Сортовой прокат	Отливки	
ТУ 108.11.934-87				500
ТУ 108.11.934-87				500
				500
ГОСТ 8479-70 (прим. 2)				500
				500
ГОСТ 8479-70 (прим. 2)		ГОСТ 4543-71		500
ОСТ 95-40-73 (прим. 17)				500
			ТУ 5.961-11151-80	500
		ГОСТ 4543-71		500
	ГОСТ 20700-75 (прим. 6)			500
	ГОСТ 23304-78			
	ГОСТ 20700-75 (прим. 6)			500
	ГОСТ 23304-78			
	ГОСТ 20700-75 (прим. 6)			500
	ГОСТ 23304-78			
ГОСТ 4543-71		ГОСТ 4543-71		500
				150
		ГОСТ 20072-74 (прим. 17)		550
		ТУ 14-1-3987-85		

Продолжение табл. П9.1

Тип материала	Марка материала	Стандарт или технические условия на материалы	Стандарт или техниче	
			Вид полуфабри	
			Листы	Трубы
Сталь легированная	15Х1М1Ф	ТУ 3-923-75		ТУ 3-923-75
		ОСТ 108.030.113-87		
		ТУ 14-3-460-75		ТУ 14-3-460-75
		ТУ 14-3-420-75		ТУ 14-3-420-75
	15Х1М1ФЛ	ТУ 5.961-11151-80		
	20Х1М1Ф1БР	ГОСТ 20072-74		
		ТУ 14-1-552-72		
		ТУ 14-1-552-72		
	25Х2М1Ф	ГОСТ 20072-74		
		ТУ 14-1-552-72		
	12Х2МФА, 12Х2МФА-А, 15Х2МФА, 15Х2МФА-А	ТУ 108.131-86 ТУ 5.961-11060-77	ТУ 108.131-86	
	15Х2МФА	ТУ 108.131-86	ТУ 108.11.906-87	
	18Х2МФА	ТУ 108.131-86	ТУ 108.131-86	
		ТУ 5.961-11060-77	ТУ 5.961-11060-77 (прим. 18)	
	12Х2МФА (плакированная)	ТУ 108.131-86	ТУ 108.1152-82	
	25Х2МФА	ТУ 108.131-86	ТУ 108.131-86	
		ТУ 5.961-11060-77	ТУ 5.961-11060-77 (прим. 18)	
	25Х3МФА	ТУ 108.131-86 ТУ 5.961-11060-77	ТУ 108.131-86	
		ГОСТ 20072-74		
	15Х3НМФА, 15Х2НМФА-А	ТУ 5.961-11307-86	ТУ 5.961-11307-86	
	15Х2НМФА, 15Х2НМФА-А	ТУ 108.765-78	ТУ 108.765-78	
	38ХН3МФА	ГОСТ 4543-7	ТУ 108.11.906-87	

ские условия на полуфабрикат или изделие				Максимальная допускаемая температура применения, °С
ката или изделия				
Поковки	Крепежные изделия	Сортовой прокат	Отливки	
ТУ 108.1267-84				510
ТУ 108.1267-84				
			ТУ 5.961-11151-80	510
	ГОСТ 20700-75 (прим. 6)			500
	ГОСТ 23304-78	ТУ 14-1-552-72 (прим. 19)		
	ГОСТ 23304-78 ГОСТ 20700-75 (прим. 6)	ГОСТ 20072-74 (прим. 18) ТУ 108.11.853-87 ТУ 14-1-552-72 (прим. 19)		500
	ГОСТ 20700-75 (прим. 6)			500
		ТУ 14-1-552-72 (прим. 19)		
ТУ 108.131-86 ТУ 5.961-11060-77 (прим. 18)				500
				500
ТУ 108.131-86 ТУ 5.961-11060-77 (прим. 18)				500
				500
ТУ 108.131-86 ТУ 5.961-11060-77 (прим. 18)				500
ТУ 108.131-86 ТУ 5.961-11060-77 (прим. 18)				500
ТУ 5.961-11307-86	ГОСТ 20700-75 (прим. 6)			350
ТУ 108.765-78				
ОСТ 3-1686-80 (прим. 7)	ГОСТ 23304-78	ГОСТ 4543-71 ТУ 108.11.853-87		500

Продолжение табл. П9.1

Тип материала	Марка материала	Стандарт или технические условия на материалы	Стандарт или техни	
			Вид полуфабриката	
			Листы	Трубы
Стали легированные	38Х2МЮА*	ГОСТ 4543-71		
	16ГНМА	ОСТ 108.030 118-78	ОСТ 108.030.118-78	
	10ГН2МФА	ТУ 108.766-86	ТУ 108.766-86 ТУ 108.11.906-87	ТУ 108.1197-83
	10ГН2МФА (плакированная)	ТУ 108.766-86 ТУ 108.1197-83	ТУ 108.1152-82	
Высокохромистые стали	08Х13	ГОСТ 5632-72	ГОСТ 7350-77 (прим. 20) ГОСТ 5582-75	ГОСТ 9940-81 (прим. 21) ГОСТ 9941-81 (прим. 21)
	12Х13	ГОСТ 5632-72		
	20Х13	ГОСТ 5632-72	ГОСТ 7350-77 (прим. 20) ГОСТ 5582-75	
	20Х13Л	ТУ 5.961-11100-79		
	30Х13	ГОСТ 5632-72 ТУ 14-1-2186-77	ГОСТ 5582-75 ТУ 14-1-2186-77	
	08Х14МФ	ТУ 14-1-1529-84		ТУ 14-3-815-79 ТУ 14-159-188-89
	14Х17Н2	ТУ 108-11-665-82 ГОСТ 5632-72		
	05Х12Н2М*	ТУ 5 961-11224-84 ТУ 14-3-873-79 ТУ 14-1-2761-79	ТУ 5-961-11224-84	ТУ 14-3-873-79
	20Х12ВНМФ	ГОСТ 5632-72		
	06Х12Н3Д 06Х12Н3ДЛ	ТУ 108 1425-86 ТУ 108.11-670-82 ТУ 108.1024-83		

ческие условия на полуфабрикат или изделие				Максимальная допускаемая температура применения, °С
или изделия				
Поковки	Крепежные изделия	Сортовой прокат	Отливки	
ОСТ 3-1686-80 (прим. 7)				500
				450
ТУ 108.766-86				350
				350
				300
ГОСТ 25054-81 (прим. 23) ОСТ 95-10-72 (прим. 22)		ГОСТ 5949-75		300
ГОСТ 250-81 (прим. 23) ОСТ 95-10-72 (прим. 22)	ГОСТ 23304-78 ГОСТ 20700-75 (прим. 6)	ГОСТ 5949-75 ТУ 108.11.853-87		300
			ТУ 5.961-11100-79	300
ГОСТ 25054-81 (прим. 23) ОСТ 95-10-72 (прим. 22)		ГОСТ 5949-75 ТУ 108.11.853-87		300
ТУ 14-1-1529-76				350
ТУ 108-11-665-82 ГОСТ 25054-81 (прим. 23) ОСТ 95-10-72 (прим. 22)		ТУ 108.11.853-87 ГОСТ 5949-75		350
				550
ТУ 14-1-2761-79				
	ГОСТ 23304-78 ГОСТ 20700-75 (прим. 6)			500
ТУ 108.1425-86				350
			ТУ 108.11-670-82 ТУ 108.1024-83	350

Продолжение табл. П9.1

Тип материала	Марка материала	Стандарт или технические условия на материалы	Стандарт или технические	
			Вид полуфабри	
			Листы	Трубы
Высокохромистые стали	06Х13Н7Д2	ГОСТ 23304-78 ТУ 14-1-3613-83		
	07Х16Н4Б, 07Х16Н4Б-Ш	ТУ 14-1-3570-83 ГОСТ 23304-78 ТУ 14 1-3573-83		
	09Х17Н*, 09Х17Н-Ш, 09ХГ7Н-ВД	ОСТ 95-41-73 ТУ 14-1-2889-80		
Коррозионно-стойкие стали аустенитного класса	09Х18Н9* (1Х18Н9)	ТУ 108-11-328-78 ТУ 14-1-3409-82 ТУ 14-3-760-78 ТУ 14-3-1061-81 ТУ 14-3-52-72 ТУ 14-1-1288-75	ТУ 108-11-328-78 ТУ 14-1-3409-82 (прим. 12)	ТУ 14-3-760-78 ТУ 14-3-1061-81 ТУ 14-3-52-72
	10Х18Н9* 10Х18Н9-ВД, 10Х18Н9-Ш	ТУ 108.11.937-87	ТУ 108.11.937-87	
	12Х18Н9*	ГОСТ 5632-72	ГОСТ 4986-79 ГОСТ 5582-75 ГОСТ 7350-77 (прим. 20) ТУ 14-1-3199-88	ТУ 14-3-1233-84
	08Х18Н10*	ГОСТ 5632-72	ГОСТ 7350-77 (прим 20) ГОСТ 5582-75 ГОСТ 4986-79 ТУ 14-1-3199-88	ГОСТ 9941-81 (прим. 21)
	06Х18Н10Т	ТУ 14-1-3935-85		ТУ 14-1-3935-85
	08Х18Н10Т	ГОСТ 5632-72	ГОСТ 5582-75 ГОСТ 7350-77 (прим. 20) ОСТ 108 109 01-79 ТУ 14-1-2542-78 ТУ 14-1-3199-88 ТУ 108-11-930-80 (прим. 25)	ГОСТ 9940-81 (прим. 21) ГОСТ 9941-81 (прим. 21) ОСТ 95-29-72 (прим. 26) ТУ 3-316-87 ТУ 95.349-85 (прим. 31)

условия на полуфабрикат или изделие				Максимальная допускаемая температура применения, °С
ката или изделия				
Поковки	Крепежные изделия	Сортовой прокат	Отливки	
	ГОСТ 23304-78			300
		ТУ 14-1-3613-83		
ТУ 14-1-3570-83				350
	ГОСТ 23304-78	ТУ 14-1-3573-83		
		ТУ 108.11.853-87	ТУ 26-07-1367-85	
ОСТ 95-41-73 (прим. 34)		ОСТ 95-41-73 (прим. 34)		100
ТУ 108.11.940-87 (прим. 35)				350
				600
ТУ 14-1-1288-75 (прим. 24) ТУ 108.11.937-87		ТУ 14-1-1288-75 (прим. 24)		600
		ГОСТ 5949-75		600
		ГОСТ 5949-75		600
ТУ 14-1-3935-85		ТУ 14-1-3935-85		600
ОСТ 108.109.01-79	ГОСТ 20700-75 (прим. 6)	ГОСТ 5949-75		600
ОСТ 95-29-72 (прим. 26) ГОСТ 25054-81 (прим. 23)	ГОСТ 23304-78	ОСТ 95-29-72 (прим. 26)		

Продолжение табл. П9.1

Тип материала	Марка материала	Стандарт или технические условия на материалы	Стандарт или технические усло	
			Вид полуфабри	
			Листы	Трубы
Коррозионно-стойкие стали аустенитного класса			ОСТ 95-29-72 (прим. 26) ТУ 14-1-394-72 (прим. 33)	ТУ 14-3-1109-82
		ТУ 14-1-2583-78		ТУ 14-3-1490-87
	08Х18Н10Т	ГОСТ 24030-80		ГОСТ 24030-80 (прим. 36)
		ТУ 14-3-197-73		ТУ 14-3-197-73
		ТУ 14-3-935-80		ТУ 14-3-935-80 (прим. 27)
		ТУ 21-4-83		ТУ 21-4-83
		ТУ 108-713-77		ТУ 108-713-77
		ТУ 108-668-86		
	08Х18Н10ТШ	ТУ 108-668-86		
	08Х18Н12Т	ГОСТ 5632-72	ГОСТ 5582-75 ГОСТ 7350-77 (прим. 20) ТУ 14-1-394-72 (прим. 33)	ГОСТ 9940-81 (прим. 21) ГОСТ 9941-81 (прим. 21) ТУ 3-316-87
		ТУ 14-3-197-73		ТУ 14-3-197-73
		ТУ 14-3-1109-82		ТУ 14-3-1109-82
	12Х18Н10Т	ГОСТ 5632-72	ГОСТ 5582-75 ГОСТ 7350-77 (прим. 20) ОСТ 108.109.01-79 ТУ 14-1-2542-78 ТУ 14-1-3199-81	ГОСТ 9940-81 (прим. 21) ГОСТ 9941-81 (прим. 21) ТУ 14-3-1109-82 ОСТ 95-29-72 (прим. 26)
			ОСТ 95-29-72 (прим. 26)	
	12Х18Н9Т	ГОСТ 5632-72	ГОСТ 7350-77 (прим. 20)	
	12Х18Н12Т	ГОСТ 5632-72	ГОСТ 7350-77 (прим. 20) ГОСТ 5582-75 ТУ 14-1-394-72 (прим. 33)	ГОСТ 9940-81 (прим. 21) ГОСТ 9941-81 (прим. 21) ОСТ 95-29-72 (прим. 26) ТУ 14-3-1109-82
		ТУ 14-3-460-75		ТУ 14-3-460-75

вия на полуфабрикат или изделие ката или изделия				Максимальная допускаемая температура применения, °С
Поковки	Крепежные изделия	Сортовой прокат	Отливки	
ТУ 108-668-86			ТУ 108-668-86	600 600
ОСТ 108 109.01-79 ОСТ 95-29-72 (прим. 26) ГОСТ 25054-81 (прим. 23)	ГОСТ 23304-78 ГОСТ 20700-75 (прим. 6)	ГОСТ 5949-75 ОСТ 95-29-72 (прим. 26)		600
ОСТ 95-29-72 (прим. 26)		ГОСТ 5949-75 ОСТ 95-29-72 (прим. 26)		600
ОСТ 95-29-72 (прим. 26)		ГОСТ 5949-75 ОСТ 95-29-72 (прим. 26)		600

Продолжение табл П9.1

Тип материала	Марка материала	Стандарт или технические условия на материалы	Стандарт или технические усло	
			Вид полуфабрика	
			Листы	Трубы
Коррозионно-стойкие стали аустенитного класса	12Х18Н9ТЛ	ГОСТ 2176-77		
	12Х18Н12М3ТЛ	ТУ 5.961-11151-80		
	12Х18Н12М3Л*	ТУ 5.961-11185-81		
	10Х11Н20Т3Р	ГОСТ 5632-72		
	31Х19Н9МВБТ	ГОСТ 5949-75		
	10Х11Н23Т3МР	ГОСТ 5632-72		
	03Х16Н9М2*, 03Х16Н9Н2-ВД, 03Х16Н9Н2-Ш	ТУ 108.11.595-87	ТУ 108.11.595-87	
	08Х16Н11М3	ТУ 14-1-3409-82	ТУ 14-1-3409-82	
	10Х17Н13М2Т	ГОСТ 5632-72	ГОСТ 5582-75 ГОСТ 7350-77 (прим. 20)	ГОСТ 9940-81 (прим. 21) ГОСТ 9941-81 (прим. 21)
	03Х17Н14М3	ТУ 14-1-1541-75	ТУ 14-1-1541-75	
Железоникелевые сплавы	03Х21Н32М3Б*	ТУ 14-1-769-73 ТУ 14-3-758-78	ТУ 14-1-2511-78	ТУ 3-342-78 ТУ 14-3-758-78
	ХН35ВТ	ГОСТ 5632-72		
		ТУ 14-1-272-72		
	ХН35ВТ-ВД	ТУ 14-1-1665-76		
	Х20Н46Б	ТУ 14-3-1202-83 ТУ 14-1-516-73		ТУ 14-3-1202-83
Циркониевые сплавы	Сплавы с 1 и 2,5% ниобия	ТУ 95.166-83	ТУ 95.252-74	ТУ 95.535-78 ТУ 95.405-81 ТУ 95.240-74
Титановые сплавы	ВТ1-0, ВТ1-1	ГОСТ 19807-74 ОСТ 1-90013-71	АМТУ 475-2-67	АМТУ 386-2-65
	ОТЧ-1	ГОСТ 19807-74 ОСТ 1-90013-71	АМТУ 475-2-67	АМТУ 386-4-65
	ВТ5-1	ГОСТ 19807-74 ОСТ 1-90013-71	АМТУ 475-7-67	
	ОТЧ	ГОСТ 19807-74 ОСТ 1-90013-71	АМТУ 475-3-67	АМТУ 386-5-65
	АТ-2	ОСТ 1-90013-71	СТУ 559-6-69	

вия на полуфабрикат или изделие				Максимальная допускаемая температура применения, °С
та или изделия				
Поковки	Крепежные изделия	Сортовой прокат	Отливки	
			ГОСТ 2176-77	600
			ТУ 5.961-11151-80	600
			ТУ 5.961-11185-81	560
	ГОСТ 23304-78	ГОСТ 5949-75 ТУ 108.11.853-87		600
	ГОСТ 23304-78			600
		ГОСТ 5949-75		600
ТУ 108.11.595-87				600
				600
ОСТ 95-29-72 (прим. 26)		ОСТ 95-29-72 (прим. 26)		600
				600
ОСТ 95-29-72 (прим. 26)		ОСТ 95-29-72 (прим. 26)		550
	ГОСТ 23304-78 ГОСТ 20700-75 (прим. 6)			600
		ТУ 14-1-272-72 ТУ 108.11.853-87		
		ТУ 108.11.853-87		600
ТУ 14-1-516-73				600
		ТУ 95.241-78 ТУ 001.205-82		360
				250
				350
				500
				400
				520

Продолжение табл. П9.1

Тип материала	Марка материала	Стандарт или технические условия на материалы	Стандарт или технические усло	
			Вид полуфабрика	
			Листы	Трубы
Алюминиевые сплавы	АД00, АД0, АД1, АД, АВ, АМГ2, АМГ3	ГОСТ 4784-74	ГОСТ 21631-76 ГОСТ 17232-79	ГОСТ 18482-79
	САВ1	ОСТ 95-42-73		
	САВ2	ГОСТ 4784-74 ОСТ 95-42-73	ТУ 1-1-21-71	
Латунь	Л062-1	ГОСТ 15527-70	ГОСТ 931-78	ГОСТ 21646-76
Медь	М1, М2, М3	ГОСТ 859-78	ГОСТ 495-77	
Никель	НП2	ГОСТ 492-73	ГОСТ 5235-73	
Эвтектический сплав	42,1% олова ОВЧ-00 и 57,9% висмута ВЧ00	ГОСТ 860-75 ГОСТ 10928-75		
Медно-никелевый сплав	МНЖ5-1	ГОСТ 492-73		ГОСТ 17217-79

Примечания:

1. ГОСТ 14637-79 – с обязательным выполнением пп. 3.17 и 5.10.
2. ГОСТ 8479-70 – IV и V группы поковок с обязательным выполнением УЗК по п. 1.3.
3. ГОСТ 535-88 – II и III группы по назначению.
4. ГОСТ 1577-81 – с обязательным выполнением п. 2.16 и УЗК по п. 4.3.
5. ТУ 14-3-190-82 – только для трубопроводов группы С.
6. ГОСТ 20700-75 – только для оборудования и трубопроводов группы С.
7. ОСТ 3-1686-80 – 4 и 5 группы с обязательным выполнением УЗК, без пп. 4.6 и 4.10.
8. ГОСТ 5520-79 – 16 и 18 категории с обязательным выполнением УЗК по п. 5.18.
9. ТУ 108-11-543-80 – 2–5 группы заготовок.
10. ГОСТ 10706-76 – для трубопроводов группы С.
11. ГОСТ 19282-73 – с обязательным выполнением п. 2.11 и УЗК по п. 4.9.

вия на полуфабрикат или изделие				Максимальная допускаемая температура применения, °С
та или изделия				
Поковки	Крепежные изделия	Сортовой прокат	Отливки	
		ГОСТ 21488-76		150
ОСТ 95-42-73 (прим. 32)		СТУ 101-3-70		190
ОСТ 95-42-43 (прим. 32)				190
		ГОСТ 2060-73		250
				360
				360
				360
				200

12. ТУ 14-1-3409-82 – без примечания 4 к табл. 2.

13. ТУ 108-11-604-81 – 3 и 5 группы с обязательным выполнением УЗК.

14. ТУ 14-3-866-79, ТУ 14-3-350-79, ТУ 14-3-1260-84, ТУ 14-3-756-79 – с проведением гидравлических испытаний согласно требованиям настоящих Правил.

15. ТУ 14-1-642-73, ТУ 108.1263-84 – с обязательным выполнением УЗК.

16. ОСТ 95-40-73 – с обязательным выполнением УЗК по п. 1.14.

17. ГОСТ 20072-74 – с обязательным выполнением УЗК по п. 2.13*.

18. ТУ 5.961-11060-77 – без п. 2.13е.

19. ТУ 14-1-552-72 – с установлением норм к примечаниям к табл. 2, пп. 2.5 и 2.6.

20. ГОСТ 7350-77 – с обязательным выполнением УЗК по п. 3.10б.

21. ГОСТ 9940-81, ГОСТ 9941-81 – только для трубопроводов группы С с обязательным выполнением УЗК.

22. ОСТ 95-10-72 – IV и V группы, без п. 2.13.

23. ГОСТ 25054-81 – группы 4, 4К, 5 и 5К с обязательным выполнением УЗК по п. 3.3.

Окончание табл. П9.1

24. ТУ 14-1-1288-75 – в термообработанном состоянии с обязательным выполнением УЗК.

25. ТУ 108-11-930-80 – без п. 4.7, с обязательным выполнением п. 1.3.6, УЗК и контроля макроструктуры.

26. ОСТ 95-29-72 – с обязательным выполнением УЗК.

27. ТУ 14-3-935-80 – только для трубопроводов группы С.

28. ТУ 95.349-85 – только для трубопроводов группы С при максимально допустимой температуре применения 350 °С.

29. ТУ 5.961-11255-84 – 3–5 группы с обязательным выполнением УЗК, без п. 3 примечаний к табл. 3.

30. ТУ 95.499-83 – максимальная допускаемая температура применения 200 °С.

31. ТУ 24-3-15-768-74 – II–V группы поковок с обязательным выполнением УЗК.

32. ОСТ 95-42-73 – II группа поковок.

33. ТУ 14-394-72 – с обязательным выполнением УЗК.

34. ОСТ 95-41-73 – для изготовления магнитопроводов электромагнитных муфт механизмов СУЗ, Группы III и IV с обязательным контролем макроструктуры по п. 1.15 и УЗК по п. 1.16.

35. ТУ 108.11.940-87 – для приборов электрических установок.

36. ГОСТ 24030-80 – группа А.

---

* Материалы, применяемые только для изделий, работающих в контакте с жидкометаллическим теплоносителем.

ПРИЛОЖЕНИЕ 10
(рекомендуемое)

ТРЕБОВАНИЯ К ТЕХНИЧЕСКИМ УСЛОВИЯМ НА ПОЛУФАБРИКАТЫ

При составлении технических условий на полуфабрикаты (листы, поковки, отливки, прутки, трубы и т. п.) рекомендуется предусматривать следующие виды контроля:

1) анализ химического состава материала;

2) контроль геометрических размеров;

3) внешний осмотр состояния поверхности;

4) металлографическое исследование и макроконтроль с целью выявления усадочных раковин, пузырей, неметаллических включений, размеров зерен, количества α-фазы (для сталей аустенитного класса), микроструктуры (для перлитных сталей);

5) определение механических свойств (R_m, $R_{p_{0,2}}$, A_5, z) при 20 °С и расчетной температуре;

6) определение или подтверждение критической температуры хрупкости;

7) оценка пластичности и технологических свойств при холодной штамповке и гибке (раздача, сплющивание, загиб и т. п.);

8) контроль неразрушающими методами;

9) гидравлические испытания (для полых полуфабрикатов);

10) испытания на стойкость против межкристаллитной коррозии (для сталей аустенитного класса).

В технических условиях также должны быть приведены нормы оценки качества.

Указанный выше объем технических условий рекомендуется для оборудования и трубопроводов групп А и В и может быть сокращен для оборудования и трубопроводов группы С.

ПРИЛОЖЕНИЕ 11
(обязательное)

ТРЕБОВАНИЯ К ПРИМЕНЕНИЮ И АТТЕСТАЦИИ НОВЫХ МАТЕРИАЛОВ

1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

1.1. **Принципы отнесения** основных и сварочных (наплавочных) материалов к новым указаны в п. 3.4.1 основного текста настоящих Правил.

1.2. Порядок представления аттестационных отчетов и получения права на применение новых материалов указан в п. 3.4.3 основного текста Правил.

1.3. В настоящем Приложении устанавливаются перечень и объем данных, которые должны содержаться в аттестационном отчете.

2. СВЕДЕНИЯ О НОВЫХ МАТЕРИАЛАХ

2.1. Общие положения

2.1.1. При представлении новых материалов для включения их в качестве разрешенных при изготовлении оборудования и трубопроводов должны быть указаны:

1) общие сведения;

2) физико-механические свойства;

3) характеристики сопротивления хрупкому разрушению;

4) характеристики циклической прочности;
5) характеристики длительной прочности и ползучести;
6) характеристики коррозионной стойкости.

2.2. Общие сведения

2.2.1. Для основного металла должны быть представлены следующие сведения:

1) химический состав (с указанием содержания вредных примесей);

2) вид и способ получения полуфабрикатов;

3) предельная температура, до которой разрешается использовать материал, T_{max};

4) рабочие среды, в которых разрешается использовать материал;

5) термическая обработка;

6) предельный допускаемый флюенс нейтронов [если материал предназначается для работы в условиях нейтронного облучения при флюенсе $F \geqslant 10^{22}$ нейтр/м^2 ($E \geqslant 0{,}5$ МэВ)], а также флюенс нейтронов и температура при испытаниях;

7) сертификатные данные на полуфабрикаты, использованные при проведении испытаний, номера плавок;

8) схема вырезки образцов из полуфабрикатов;

9) перечень стандартов и (или) технических условий на полуфабрикаты;

10) назначение материала.

2.2.2. Для сварных и наплавочных материалов должны быть представлены следующие сведения:

1) способ сварки;

2) сочетание сварочных (наплавочных) и основных материалов (по их маркам);

3) химический состав наплавленного металла (металла шва) с указанием пределов содержания элементов и вредных примесей;

4) необходимость и режимы предварительного и сопутствующего подогрева;

5) необходимость, вид и режимы термической обработки сварных соединений и наплавленных изделий;

6) предельный допускаемый флюенс нейтронов [если материал предназначается для работы в условиях нейтронного облучения при флюенсе $F \geqslant 10^{22}$ нейтр/м^2 ($E \geqslant 0{,}5$ МэВ)], а также флюенс нейтронов и температура при испытаниях.

2.2.3. Для материалов, предназначающихся для работы в контакте с жидкометаллическим теплоносителем должны быть представлены данные, характеризующие склонность материалов к обезуглероживанию и локальным разрушениям.

2.3. Физико-механические свойства

2.3.1. Для основного металла и наплавленного металла (металла шва) должны быть представлены гарантируемые и фактически полученные при испытаниях значения следующих свойств:

1) предел прочности R_m;

2) предел текучести $R_{p_{0,2}}$;

3) относительное удлинение A_5;

4) относительное сужение z.

2.3.2. Для сварного соединения должны быть представлены гарантируемые и полученные при испытаниях значения предела прочности и угла загиба.

2.3.3. Указанные в п. 2.3.1 и 2.3.2 характеристики должны быть определены в пределах температур от 20 °С до T_{max} через каждые 50 °С, а также при температурах (T_{max} + 25) и (T_{max} + 50) °С. Угол загиба сварного соединения определяется только при температуре 20 °С.

2.3.4. Для основных материалов, наплавленного металла (металла шва) и сварных соединений, антикоррозионной наплавки, предназначенных для работы в условиях нейтронного облучения, должны быть представлены данные по изменению механических свойств по п. 2.3.1 и 2.3.2 (кроме угла загиба) при температурах 20 °С, 270 °С и T_{max} при максимальном допускаемом для рассматриваемого материала флюенсе нейтронов.

2.3.5. Для предлагаемых новых материалов должно быть подтверждено отсутствие снижения механических свойств (в условиях отсутствия нейтронного облучения) ниже гарантируемого уровня за полный ресурс эксплуатации или должны быть представлены количественные данные, характеризующие изменение механических свойств во времени.

2.3.6. Для основного металла и наплавленного металла (металла шва) должны быть представлены полученные при испытаниях значения следующих физических характеристик:

1) модуль упругости E;

2) коэффициент линейного расширения α;

3) коэффициент теплопроводности λ;

4) плотность γ.

2.3.7. Указанные в п. 2.3.6 характеристики должны быть определены в пределах температур от 20 °С до T_{max} через каждые 100 °С, а также при температуре (T_{max} + 50) °С.

2.4. Характеристики сопротивления хрупкому разрушению

2.4.1. Для основного металла, металла шва и околошовной зоны должны быть определены:

1) температурная зависимость вязкости разрушения в диапазоне температур от ($T_к$ − 100) до ($T_к$ + 50) °С (при температурах, превы-

шающих $T_к$, допускается представление значений K_{1c}, полученных пересчетом по критическим значениям контурного интеграла I_{1c});

2) критическая температура хрупкости материала в исходном состоянии $T_{ко}$;

3) сдвиг критической температуры хрупкости вследствие температурного старения ΔT_T;

4) сдвиг критической температуры хрупкости вследствие влияния циклической повреждаемости ΔT_N;

5) сдвиг критической температуры хрупкости вследствие влияния облучения ΔT_F.

2.4.2. Указанные в п. 2.4.1 значения $T_{ко}$, ΔT_T, ΔT_N, ΔT_F должны определяться по методикам, приведенным в "Нормах расчета на прочность оборудования и трубопроводов атомных энергетических установок" (Приложение 2).

Значения K_{1c} (или I_{1c}) должны определяться по ГОСТ 25.506-85.

2.4.3. Для предлагаемого нового материала должно быть подтверждено, что взаимодействие его с рабочей средой не приводит к снижению характеристик сопротивления хрупкому разрушению ниже гарантируемого в аттестационном отчете уровня, или должны быть представлены количественные данные, отражающие характер этого взаимодействия.

Представление указанных данных не требуется для не подвергающихся нейтронному облучению ($F \leqslant 10^{22}$ нейтр/м^2 при $E \geqslant 0{,}5$ МэВ) материалов с пределом прочности не более 590 МПа (60 кгс/мм^2) при температуре 20 °С, а также для любых материалов, защищенных со стороны рабочей среды антикоррозионным покрытием.

2.4.4. Представление характеристик, указанных в п. 2.4.1 и 2.4.3 не требуется для материалов, предназначенных для изготовления изделий, не подвергающихся нейтронному облучению ($F \leqslant 10^{22}$ нейтр/м^2 при $E \geqslant 0{,}5$ МэВ), в следующих случаях:

1) при толщине деталей не более 25 мм для материала с пределом текучести при температуре 20 °С до 295 МПа (30 кгс/мм^2) включительно;

2) при толщине деталей не более 16 мм для материала с пределом текучести при температуре 20 °С свыше 295 МПа (30 кгс/мм^2);

3) для материалов, изготовленных из коррозионно-стойких сталей аустенитного класса и цветных сплавов.

2.5. Характеристики длительной прочности, пластичности и ползучести

2.5.1. Сведения по длительной прочности, пластичности и ползучести представляются в тех случаях, когда максимальная температура, при которой может использоваться новый материал, превышает сле-

дующие температуры (в дальнейшем обозначаются $T_п$):

450 °С – для коррозионно-стойких сталей аустенитного класса, хромоникелевых сплавов и жаропрочных хромомолибденовых сталей;

350 °С – для углеродистых и легированных сталей (кроме жаропрочных хромомолибденовых сталей);

250 °С – для циркониевых сплавов;

20 °С – для алюминиевых и титановых сплавов.

2.5.2. Для основных материалов и наплавленного металла (металла шва) должны быть представлены гарантируемые и полученные при испытаниях значения пределов длительной прочности и пластичности.

2.5.3. Для сварных соединений должны быть представлены только гарантируемые и фактически полученные при испытаниях значения пределов длительной прочности.

2.5.4. Характеристики, указанные в п. 2.5.2 и 2.5.3, должны быть представлены в диапазоне температур от $T_п$ (см. п. 2.1.2) до T_{max} через каждые 50 °С, а также при температурах (T_{max} + 25) и (T_{max} + + 50) °С.

Характеристики длительной прочности должны быть представлены при испытаниях продолжительностью до $2 \cdot 10^4$ ч. При этом гарантированные значения должны быть представлены в пределах от $1 \cdot 10^4$ до $2 \cdot 10^5$ ч.

2.5.5. Для основных материалов и металла шва при температурах, указанных в п. 2.5.4, должны быть представлены изохронные кривые деформирования в координатах напряжения – деформации для 10; 30; 10^2; $3 \cdot 10^2$; 10^3; $3 \cdot 10^3$; 10^4; $3 \cdot 10^4$; 10^5; $2 \cdot 10^5$ ч.

2.5.6. Для материалов, предназначенных для работы в условиях нейтронного облучения, должны быть представлены коэффициенты или зависимости, отражающие влияние облучения на характеристики длительной прочности, пластичности и ползучести.

2.5.7. Должно быть подтверждено, что контакт материала с рабочей средой не снижает характеристики длительной прочности, пластичности и ползучести ниже гарантированных значений, или представлены данные, отражающие влияние рабочих сред.

2.5.8. Соответствующие испытания должны проводиться по методикам, указанным в "Нормах расчета на прочность оборудования и трубопроводов атомных энергетических установок" (Приложение 2).

2.6. Характеристики циклической прочности

2.6.1. Для основных материалов, их сварных соединений и антикоррозионных наплавок, предназначенных для работы при температурах ниже $T_п$ (см. п. 2.5.1), должны быть представлены кривые усталости при гарантированных значениях характеристик прочности и плас-

тичности для основного металла и коэффициента снижения циклической прочности сварных соединений при температурах 20 °С и T_{max}.

2.6.2. Для основных материалов и их сварных соединений и антикоррозионных наплавок, предназначенных для работы при температурах выше $T_п$, должны быть представлены кривые усталости и коэффициенты снижения циклической прочности сварных соединений для гарантированных характеристик кратковременной и длительной прочности и пластичности с учетом времени эксплуатации материала в интервале циклов от 10^2 до 10^7.

Указанные кривые должны быть представлены в интервале температур от $T_п$ до $(T_{max} + 50)$ °С через каждые 50 °С.

2.6.3. При представлении нового материала должно быть подтверждено отсутствие снижения циклической прочности вследствие контакта с рабочими средами, деформационного старения, наводороживания, нейтронного облучения или должны быть представлены количественные данные по учету влияния этих факторов на циклическую прочность для расчетных температур и интервала их изменения в процессе нагружения при заданных числе циклов и длительности эксплуатации. Если материал предназначен для работы в условиях, когда влияние того или иного фактора из числа вышеперечисленных заведомо отсутствует, то это должно быть специально указано в отчете об аттестационных испытаниях, и представление соответствующих данных в этом случае не требуется.

2.7. Характеристики коррозионной стойкости

При представлении новых материалов должны быть указаны:

1) для основного металла и его сварных соединений — значения скорости сплошной коррозии и характер сопротивления язвенной коррозии (развитие глубины язв), а также коррозии под напряжением в рабочих средах при предполагаемых режимах эксплуатации (включая стояночные режимы);

2) для коррозионно-стойких сталей и их сварных соединений дополнительно к данным по п. 1) — подтверждение стойкости против межкристаллитной коррозии.

3. ТРЕБОВАНИЯ К ОФОРМЛЕНИЮ АТТЕСТАЦИОННЫХ ОТЧЕТОВ

3.1. После завершения испытаний должен быть представлен отчет, содержащий данные исследований и гарантированные характеристики, предусмотренные п. 2 Приложения 11, а также стандарты или технические условия на полуфабрикаты и сварочные материалы.

3.2. Все сведения, характеристики и показатели должны представляться в виде таблиц, графиков и сопроводительного текста с указанием методик проведения испытаний (или ссылок на документы,

где содержится описание методик), типов образцов, зон их вырезки, ориентации в полуфабрикате или сварном соединении.

3.3. Допускается в зависимости от предполагаемых условий эксплуатации материала с учетом степени отличия (сходства) характеристик новых и аналогичных, допущенных к применению материалов, сокращать объем сведений по сравнению с полным объемом, предусмотренным настоящим приложением.

3.4. Количество проведенных кратковременных и длительных испытаний, их продолжительность, а также число исследованных плавок, типоразмеров полуфабрикатов должно быть достаточным для достоверного определения соответствующих характеристик, их зависимости от температуры и других факторов, оценки пределов разброса данных с учетом влияния допускаемых отклонений в химическом составе материалов и в технологии изготовления полуфабрикатов и изделий.

3.5. Рекомендуется до проведения испытаний составить программу аттестационных испытаний и согласовать ее с головной организацией по разработке настоящих Правил и головной межведомственной материаловедческой организацией.

ПРИЛОЖЕНИЕ 12
(обязательное)

АКТ ОБСЛЕДОВАНИЯ ДЕФЕКТНОГО УЗЛА

В акте обследования дефектного узла должны содержаться следующие сведения:

дата аварии или обнаружения дефекта;

наименование изделия, сборочной единицы или детали;

номер чертежа сборочной единицы или детали;

номер предприятия-изготовителя (монтажной организации);

номер предприятия-владельца;

марка металла детали в месте дефекта;

срок службы изделия до обнаружения дефекта;

признаки, по которым обнаружен дефект;

условия эксплуатации: среда, рабочее давление, температура, параметры режимов, число циклов каждого из переходных режимов, число гидравлических испытаний, флюенс нейтронов, интенсивность и спектр потока нейтронов (для изделий, находившихся под воздействием потока нейтронов с $E \geqslant 0{,}5$ МэВ), характер напряженного состояния и его изменение в процессе эксплуатации (с указанием конкретных параметров эксплуатации в различные промежутки времени), случаи нарушения нормальных условий эксплуатации и аварий-

ные ситуации, состав внешней среды, воздействовавшей на поврежденную поверхность, время контакта среды с поверхностью при различных температурах;

оценка общего состояния поверхности поврежденного металла;

место расположения, характер, размеры (протяженность, глубина, раскрытие) и конфигурация дефекта;

методы, применявшиеся при обследовании;

фотографии, слепок или схематическое изображение дефекта;

результаты лабораторных испытаний по определению механических свойств;

результаты металлографических исследований;

причины повреждения металла;

случаи повреждения этого или аналогичного узла ранее;

мероприятия по ликвидации дефекта и предотвращению подобных повреждений при дальнейшей эксплуатации;

номера протоколов и заключений.

Подписи:

Главный инженер (директор) АЭУ,
начальник цеха,
начальник лаборатории металлов

Дата

ПРИЛОЖЕНИЕ 13
(обязательное)

ВЫПИСКА ИЗ ЗАВОДСКОГО СЕРТИФИКАТА НА ОБСЛЕДОВАННЫЙ ДЕФЕКТНЫЙ УЗЕЛ

В выписке должны содержаться следующие сведения:

наименование узла;

характерные размеры (номинальный наружный диаметр, толщина стенки, параметры резьбы, толщина листа и т. п.);

завод-изготовитель и заводской номер;

способ изготовления;

номер плавки, поковки, отливки и т. п.;

окончательный режим термической обработки;

химический состав;

механические и технологические свойства (предел текучести, предел прочности, относительное сужение, относительное удлинение, ударная вязкость, технологические пробы);

бальность по неметаллическим включениям;

результаты металлографического анализа.

Подписи: начальник лаборатории металлов

Примечание. Указанные данные должны представляться как для основного металла, так и для сварных соединений и антикоррозионных наплавок (если они имеются в дефектном узле).

ПРИЛОЖЕНИЕ 14
(рекомендуемое)

РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ПОВЫШЕНИЮ СОПРОТИВЛЕНИЯ ЦИКЛИЧЕСКОЙ ПОВРЕЖДАЕМОСТИ КРЕПЕЖНЫХ ДЕТАЛЕЙ

Для повышения сопротивления циклической повреждаемости рекомендуется осуществление следующих мероприятий:

1) для резьбовых соединений из сталей с $R_m \leqslant 1175$ МПа (120 кгс/мм^2) и отношением пределов прочности материала гайки (или корпуса) R_{m_1} и шпильки R_{m_2} в пределах $0{,}8 \leqslant R_{m_1}/R_{m_2} \leqslant 1{,}0$ при диаметре метрической резьбы более 48 мм и шагом более 4 мм профилировать резьбу шпильки (гайки или гнезда в корпусе) с конусностью по среднему диаметру 1 : 200 (в сторону свободного торца шпильки или гайки);

2) профиль впадины метрической резьбы выполнять закругленным с радиусом $r = (0{,}14 \div 0{,}18)M$, где M – шаг резьбы;

3) при определении длины резьбовой части шпильки к числу витков резьбы, находящихся в сопряжении, добавлять 4–5 свободных витка, которые должны находиться со стороны опорной поверхности гайки (корпуса);

4) для резьбовых соединений с диаметром метрической резьбы от 150 до 300 мм применять резьбу с шагом 8 мм закруглением профиля впадины;

5) опорную поверхность гаек выполнять плоской или сферически вогнутой (применение сферически выпуклой поверхности не рекомендуется);

6) при термическом или механическом упрочнении опорной поверхности гайки или торцевой поверхности корпуса витки резьбы в гайке (корпусе) не выводить на опорную поверхность, для чего на опорной поверхности выполнять проточку по диаметру резьбы на глубину не менее толщины упрочненного слоя;

7) для резьбовых соединений с применением вытяжки шпилек, осуществлять предварительное упрочнение методами поверхностной пластической деформации сопряженных опорных торцевых поверхностей гаек, шайб, фланцев (в зонах действия напряжений сжатия и износа поверхностей);

8) для снижения изгибающих усилий на фланцы применять во фланцевых соединениях сопрягаемые выпуклые и вогнутые сферические шайбы.

Федеральный надзор России по ядерной и радиационной безопасности
(ГОСАТОМНАДЗОР РОССИИ)

ПРАВИЛА И НОРМЫ ПО ЯДЕРНОЙ И РАДИАЦИОННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ

Приложение к
постановлением № 10
Госатомнадзора России
от 27 декабря 1999 г.

ИЗМЕНЕНИЕ № 1

в ПНАЭ Г-7-008-89 "Правила устройства и безопасной эксплуатации оборудования и трубопроводов атомных энергетических установок"

Введено в действие
с 1 сентября 2000 г

Москва

ИЗМЕНЕНИЕ № 1

в ПНАЭ Г-7-008-89 "Правила устройства и безопасной эксплуатации оборудования и трубопроводов атомных энергетических установок"

Содержание изменения:

1. Титульный лист.

1) Заменить наименование федерального органа исполнительной власти "Государственный Комитет СССР по надзору за безопасным ведением работ в атомной энергетике (Госатомэнергонадзор СССР)" наименованием "Федеральный надзор России по ядерной и радиационной безопасности (Госатомнадзор России)".

2) На свободном поле титульного листа ПНАЭ Г-7-008-89 ниже его наименования записать: "Действует с изменением № 1 (см. постановление Госатомнадзора России от 27 декабря 1999 г. №10). Изменены: пункты 1.1.3, 1.1.9, 1.2.1, 1.2.2, 1.2 4, 1.2.5, 1.2.6, 1.2.7, 1.2.9, 1.2.10, 1.2.11, 1.3.2, 2.1.11, 3.2.3, 3.4.3, 3.4.4, 4.1.2, 4.3.7, 5.1.3, 5.3.5, 5.3.6, 5.6.2, 5.6 4, 5.6.5, 6.2.1, 6.2.8, 7.1.6, 7.2.1, 7.4.2, 7.5.1, 7.5.2, 7.7.6, 7.8.2, 7.8.3, 7.8.10, 7.8.11, 8.1.1, 8.1.2, 8.1.4, 8.1.7, 8.1.8, 8.1.9, 8.1.10, 8.1.11, 8.1.12, 8.2.4, 8.2.5, 8.2.10, 8.2.13, 8.2.14, 8.2.15, 8.2.16, 8.2.17, 8.2.21, 8.2.22, 8.2.23, 9.1.3, 9.1.4, 9.1.6, 9.1.16, 9.2.2, 9.3.1, 11.1, 11.2; Разделы 1.4, 8.3, 10, 11, 12; Таблица 3; Приложения 1, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9".

2. Пункт 1.1.3.

Заменить слова "Госгортехнадзора СССР" словами "Госгортехнадзора России".

3. Пункт 1 1.9.

Заменить слова "Генеральным проектировщиком (Главным конструктором)" словами "разработчиками проекта АЭУ".

Исключить текст, начиная со слов "для каждого блока АЭУ каждой реакторной установки", и дополнить пункт сло-

вами "на стадии технического проекта реакторной установки и проекта АЭУ", после чего пункт 1.1.9 читать в редакции:

1.1.9. Конкретная номенклатура оборудования и трубопроводов с указанием их принадлежности к группам А, В и С и отнесение их к классам безопасности по "Классификации" устанавливается разработчиками проекта АЭУ на стадии технического проекта реакторной установки и проекта АЭУ.

4. Пункт 1.2.1.

Второй абзац.

Заменить слова "разрешение Госатомэнергонадзора СССР" словами "лицензию Госатомнадзора России".

5. Пункт 1.2.2.

Пункт исключить.

6. Пункт 1.2.4.

Заменить слова "разрешение местных органов Госатомэнергонадзора СССР" словами "лицензию Госатомнадзора России".

7. Пункт 1.2.5.

Заменить слова "предприятием-владельцем АЭУ" словами "эксплуатирующей организацией", после чего пункт 1.2.5 читать в редакции:

1.2.5. Выполнение ремонтных работ с применением сварки в процессе эксплуатации допускается проводить по технологии, разработанной эксплуатирующей организацией и согласованной с конструкторской организацией и предприятием-изготовителем (монтажной организацией) ремонтируемых оборудования и трубопроводов. При этом технология сварки должна отвечать требованиям НД "Оборудование и трубопроводы атомных энергетических установок. Сварка и наплавка. Основные положения" (в дальнейшем именуется ОП).

8. Пункт 1.2.6.

1) Заменить слова "организациями-разработчиками указанной документации в установленном порядке и доводиться

до сведения местных органов Госатомэнергонадзора СССР" словами "в соответствии с порядком, установленным Госатомнадзором России".

2) Заменить слова "владельцу АЭУ" словами "эксплуатирующей организации".

3) Второй абзац читать в редакции: "Технические задания (спецификация) и конструкторская документация (включая технические условия на полуфабрикаты) на оборудование и трубопроводы, поставляемые по импорту, должны быть одобрены Госатомнадзором России", после чего пункт 1.2.6 читать в редакции:

1.2.6. Все изменения проектной и конструкторской документации, необходимость в которых возникает при изготовлении, монтаже и эксплуатации оборудования и трубопроводов, должны осуществляться в соответствии с порядком, установленным Госатомнадзором России. Вносимые изменения должны быть отражены в конструкторской (проектной) документации и в документации, передаваемой эксплуатирующей организации предприятием-изготовителем и монтажной организацией, в том числе в паспортах оборудования и трубопроводов.

Технические задания (спецификация) и конструкторская документация (включая технические условия на полуфабрикаты) на оборудование и трубопроводы, поставляемые по импорту, должны быть одобрены Госатомнадзором России.

9. Пункт 1.2.7.

Заменить слова "предприятию-владельцу АЭУ" словами "администрации АЭУ".

10. Пункт 1.2.9.

Заменить слова "Госатомэнергонадзором СССР" словами "при одобрении Госатомнадзором России", после чего пункт 1.2.9 читать в редакции:

1.2 9. Формы паспортов или свидетельств на технологические каналы, каналы СУЗ (чехлы и корпуса приводов СУЗ) и другие каналы устанавливаются предприятием-изготовителем по согласованию с конструкторской организацией и при одобрении Госатомнадзором России

11. Пункт 1 2 10

Заменить слова "предприятию-владельцу АЭУ" словами "администрации АЭУ"

12. Пункт 1.2 11

Заменить слова "Предприятие-владелец АЭУ" словами "Администрация АЭУ", после чего пункт 1.2 11 читать в редакции

1 2 11 Администрация АЭУ с использованием передаваемой по п 1 2 10 документации должна составить паспорт на трубопроводы по форме, приведенной в обязательном Приложении 8

13. Пункт 1.3.2.

Дополнить пункт после "РД-3-3" словами "а также в соответствии с другими документами Госатомнадзора России", после чего пункт 1.3.2 читать в редакции

1 3.2 Должностные лица и ИТР, занятые проектированием (конструированием), изготовлением, монтажом, эксплуатацией и ремонтом оборудования и трубопроводов, должны проходить проверку знаний по соответствующим разделам настоящих Правил и относящейся к ним нормативно-технической документации не реже одного раза в три года в порядке, устанавливаемом "Типовым положением о порядке проверки знаний правил, норм и инструкций по безопасности в атомной энергетике у руководителей и инженерно-технических работников РД-3-3", а также в соответствии с другими документами Госатомнадзора России

14. Раздел 1 4 Ответственность за выполнение правил.

1) Пункт 1.4.1 заменить пунктом следующего содержания:

1.4.1. Должностные лица на предприятиях, занятых изготовлением, монтажом, эксплуатацией и ремонтом оборудования и трубопроводов АЭУ, а также должностные лица и ИТР проектных (конструкторских) организаций, виновные в нарушении настоящих Правил, несут дисциплинарную, административную и уголовную ответственность.

2) Пункт 1.4.2.

Заменить слова "Госатомэнергонадзора СССР" словами "Госатомнадзора России".

3) Исключить пункты 1.4.3 - 1 4.5.

15. Пункт 2.1.11.

Заменить слова "предприятием - владельцем АЭУ" словами "администрацией АЭУ".

Заменить слова "головной межведомственной материаловедческой организации" словами "головной материаловедческой организации". Заменить последнее предложение "Указанное решение должно быть утверждено министерством (ведомством), которому принадлежит соответствующая АЭУ, и согласовано с Госатомэнергонадзором СССР" предложением "Указанные решения должны быть утверждены эксплуатирующей организацией и одобрены Госатомнадзором России", после чего пункт 2.1 11 читать в редакции

2.1.11. Срок службы оборудования или трубопроводов может быть продлен на период, превышающий указанный в паспорте, на основании технического решения, составляемого администрацией АЭУ с участием конструкторской (проектной) организации, предприятия-изготовителя и головной материаловедческой организации. К решению должны быть приложены расчет на прочность, подтверждающий возможность продления срока службы, и акты обследования состояния металла. Кроме того, должны быть представлены акты, подтвер-

ждающие возможность выполнения оборудованием своих функций в течение продлеваемого срока службы с обеспечением всех требований по ядерной, радиационной и технической безопасности Указанные решения должны быть утверждены эксплуатирующей организацией и одобрены Госатомнадзором России

16. Пункт 3 2 3

1) Первый абзац.

Заменить слова "согласованным с Госатомэнергонадзором СССР" словами "разрешенным к применению Госатомнадзором России"

2) Последний абзац

Заменить слова "Госатомэнергонадзором СССР" словами "Госатомнадзором России"

17. Пункт 3 4 3

1) Первый абзац

Дополнить в первом предложении после слов "министерство (ведомство)" слова "или эксплуатирующая организация"

Заменить слова "Госатомэнергонадзор СССР" словами "Госатомнадзор России"

2) Последний абзац

Заменить слова "головной организацией по разработке настоящих Правил и головной межведомственной материаловедческой организацией" словами "головной материаловедческой организацией", после чего пункт 3 4 3 читать в редакции

3 4 3 Для включения в настоящие Правила или ОП новых материалов министерство (ведомство) или эксплуатирующая организация, заинтересованные в применении новых материалов, должны обратиться с соответствующим предложением в Госатомнадзор России, приложив к нему отчет, содержащий данные испытаний и исследований новых материалов, а также стандарты

или технические условия на полуфабрикаты и сварочные (наплавочные) материалы.

Перечень сведений, которые должны быть представлены в отчете, приведен в обязательном Приложении 11.

Отчет должен быть согласован с головной материаловедческой организацией.

18. Пункт 3.4.4.

Заменить слова "и Госатомэнергонадзором СССР" словами " и одобренному в установленном порядке Госатомнадзором России".

19. Пункт 4.1.2.

Первое предложение.

Заменить слова "головной отраслевой материаловедческой организацией" словами "головной материаловедческой организацией".

20. Пункт 4.3.7.

Второй абзац.

Последнее предложение.

Заменить слова "Госатомэнергонадзором СССР" словами "Госатомнадзором России".

21. Пункт 5.1.3.

Первый абзац, второе предложение.

Заменить слова "согласована с Госатомэнергонадзором СССР" словами "одобрена Госатомнадзором России", после чего второе предложение п.5.1.3 читать в редакции:

Возможность такой замены должна быть одобрена Госатомнадзором России.

22. Пункт 5.3.5.

Заменить слова "предприятием-владельцем оборудования" словами "администрацией АЭУ".

23. Пункт 5.3.6.

Заменить слова "Генеральный проектировщик АЭУ" словами "разработчик проекта АЭУ".

24. Пункт 5.6.2.

Заменить слова "предприятием-владельцем оборудования и трубопроводов" словами "администрацией АЭУ".

25. Пункт 5.6 4.

Последнее предложение "Комплексная программа должна быть утверждена руководством проектной организации и согласована с предприятием-владельцем оборудования и трубопроводов" читать в редакции:

Комплексная программа должна быть согласована руководством проектной организации и утверждена администрацией АЭУ

26. Пункт 5.6.5.

В последнем предложении заменить слова "утверждена дирекцией предприятия-владельца оборудования и трубопроводов" словами "утверждена администрацией АЭУ", после чего последнее предложение читать в редакции:

Рабочая программа должна быть утверждена администрацией АЭУ.

27. Пункт 6.2.1

Второй абзац.

Исключить слова "в соответствии с требованиями ОПБ-88".

28. Пункт 6.2.8.

Первое предложение "Расчет пропускной способности предохранительных устройств должен проводиться в соответствии с ГОСТ 12.2.085-82" читать в редакции:

Расчет пропускной способности предохранительных устройств должен проводиться в соответствии с требованиями нормативных документов Госатомнадзора России.

29. Пункт 7.1.6

Предложение:

"3) по решению руководства предприятия-владельца оборудования и трубопроводов или местного органа Госатомэнергонадзора СССР" читать в редакции:

"3) по решению администрации АЭУ, эксплуатирующей организации или межрегионального территориального округа Госатомнадзора России".

30. Пункт 7.2.1.

1) Первый абзац.

Первое предложение.

Заменить слова "организациями министерств (ведомств), в ведении которых находится АЭУ" словами "головной материаловедческой организацией", после чего первое предложение пункта 7.2.1 читать в редакции:

Конкретный перечень оборудования и трубопроводов, подлежащих контролю, устанавливается типовыми программами контроля, разрабатываемыми головной материаловедческой организацией".

2) Второй абзац.

Предложение "Типовые программы должны быть согласованы с Генеральным проектировщиком АЭУ, Главным конструктором реакторной установки и Госатомэнергонадзором СССР" читать в редакции:

Типовые программы должны быть согласованы разработчиками проекта РУ и АЭУ, утверждены эксплуатирующей организацией и одобрены Госатомнадзором России в установленном порядке".

31. Пункт 7.4.2.

Исключить последнее предложение "Типовая программа должна быть согласована с организациями по п.7.2.1."

32. Пункт 7.5.1.

Заменить слова "предприятие-владелец оборудования и трубопроводов" словами "администрация АЭУ", после чего пункт 7.5.1 читать в редакции:

7.5.1. На основе типовой программы (инструкции, регламента) контроля администрация АЭУ составляет рабочую программу (инструкцию) контроля.

33. Пункт 7.5.2.

Последнее предложение.

Заменить слова "администрацией предприятия-владельца оборудования и трубопроводов" словами "администрацией АЭУ", после чего последнее предложение читать в редакции:

Рабочая программа утверждается администрацией АЭУ.

34. Пункт 7.7.6.

Заменить слова "по согласованию с Госатомэнергонадзором СССР" словами "после одобрения Госатомнадзором России", после чего пункт 7.7.6 читать в редакции:

7.7.6. В случае технической невозможности размещения образцов-свидетелей в количестве, определяемом п 7.7.5, конструкторская организация после одобрения Госатомнадзором России может уменьшить это количество, но не менее, чем требуется для проведения контроля один раз в каждые восемь лет эксплуатации.

35. Пункт 7.8.2.

Пункт исключить.

36. Пункт 7 8.3.

1) Первое предложение

Заменить слова "предприятием-владельцем оборудования и трубопроводов" словами "администрацией АЭУ".

2) Второе предложение.

Заменить слова "предприятие-владелец оборудования и трубопроводов" словами "эксплуатирующая организация", после чего пункт 7.8.3 читать в редакции:

7.8.3. Контроль за состоянием металла должен осуществляться администрацией АЭУ с привлечением при необходимости специализированных организаций. Ответственность за проведение контроля несет эксплуатирующая организация.

37. Пункт 7.8.10.

Заменить слова "руководством предприятия-владельца оборудования и трубопроводов" словами "администрацией АЭУ", после чего пункт 7.8.10 читать в редакции:

7.8.10. Протоколы или акты по п.7.8.7 должны утверждаться администрацией АЭУ. После каждого контроля производится запись в паспорте сосудов и трубопроводов.

38. Пункт 7.8.11.

Заменить слова "в министерство (ведомство), которому принадлежит предприятие-владелец оборудования и трубопроводов, и Госатомэнергонадзор СССР" словами "в межрегиональный территориальный округ и центральный аппарат Госатомнадзора России".

Исключить текст, начиная со слов "которые с привлечением" и до конца пункта, после чего пункт 7.8.11 читать в редакции:

7.8.11. При неудовлетворительных результатах контроля отчетные документы о проведенном контроле и предлагаемые решения направляются в межрегиональный территориальный округ и центральный аппарат Госатомнадзора России.

39. Пункт 8.1.1.

Заменить слова "местных органах Госатомэнергонадзора СССР" словами "межрегиональных территориальных округах Госатомнадзора России", после чего пункт 8.1.1 читать в редакции:

8 1 1 Оборудование и трубопроводы, на которые распространяются настоящие Правила, должны быть зарегистрированы в межрегиональных территориальных округах Госатомнадзора России и взяты на учет на предприятии-владельце оборудования и трубопроводов после окончания их монтажа до проведения технического освидетельствования

40. Пункт 8 1 2

Заменить первое предложение "8 1 2 Регистрации в местных органах Госатомэнергонадзора СССР подлежат" предложением "8 1 2 Регистрации в межрегиональных территориальных округах Госатомнадзора России подлежат"

41. Пункт 8 1 4

Заменить слова "в местных органах Госатомэнергонадзора СССР, границы регистрации оборудования и трубопроводов определяются перечнями, разработанными Генеральным проектировщиком совместно с администрацией АЭУ и главным конструктором, и согласовываются с местными органами Госатомэнергонадзора СССР" словами " в межрегиональных территориальных округах Госатомнадзора России, границы регистрации оборудования и трубопроводов определяются перечнями, подготовленными разработчиками проекта АЭУ совместно с администрацией АЭУ, и должны быть одобрены межрегиональными территориальными округами Госатомнадзора России", после чего первый абзац пункта 8 1 4 читать в редакции

Конкретная номенклатура оборудования и трубопроводов, подлежащих регистрации в межрегиональных территориальных округах Госатомнадзора России, границы регистрации оборудования и трубопроводов определяются перечнями, подготовленными разработчиками проектов АЭУ совместно с администрацией АЭУ, и должны быть одобрены межрегиональными территориальными округами Госатомнадзора России

42. Пункт 8.1.7.

Первое предложение.

Заменить слова "в местных органах Госатомэнергонадзора СССР" словами "в межрегиональных территориальных округах Госатомнадзора России".

43. Пункт 8.1.8.

1) Первое предложение.

Заменить слова "в местных органах Госатомэнергонадзора СССР" словами "в межрегиональных территориальных округах Госатомнадзора России".

2) Второе предложение.

Заменить предложение "Письменное заявление администрации предприятия-владельца" предложением "Письменное заявление администрации АЭУ".

44. Пункт 8.1.9.

Второе предложение.

Заменить слова "инспектором Госатомэнергонадзора СССР" словами "межрегиональным территориальным округом Госатомнадзора России".

45. Пункт 8.1.10.

1) Первое предложение.

Заменить слова "местным органом Госатомэнергонадзора СССР" словами "межрегиональным территориальным округом Госатомнадзора России".

2) Второе предложение.

Заменить слова "владельцу оборудования или трубопроводов" словами "администрации АЭУ", после чего пункт 8.1.10 читать в редакции:

8.1.10. При положительных результатах рассмотрения представленных документов и проверки завершенности работ в соответствии с п.8.1.9 настоящих Правил оборудование и трубопроводы регистрируются межрегиональным территориальным округом Госатомнадзора

России в установленном порядке. Паспорт с прилагаемыми к нему документами возвращается администрации АЭУ.

46. Пункт 8.1.11.

Заменить слова "местным органом Госатомэнергонадзора СССР" словами "межрегиональным территориальным округом Госатомнадзора России".

47. Пункт 8.1.12.

Заменить слова "местным органом Госатомэнергонадзора СССР" словами "межрегиональным территориальным округом Госатомнадзора России" и слова "администрации предприятия-владельца" словами "администрации АЭУ", после чего пункт 8.1.12 читать в редакции:

8.1.12. Снятие с регистрации оборудования и трубопроводов производится межрегиональным территориальным округом Госатомнадзора России по письменному заявлению администрации АЭУ. В заявлении должна быть указана обоснованная причина снятия с регистрации.

48. Пункт 8.2.4.

Примечание.

Заменить второе предложение "Вопрос о доступности по условиям радиационной обстановки должен решаться предприятием-владельцем оборудования и трубопроводов с местным органом Госатомэнергонадзора СССР, а недоступность места для внешнего осмотра по другим причинам устанавливается проектной (конструкторской) организацией и предприятием-владельцем оборудования и трубопроводов по согласованию с местным органом Госатомэнергонадзора СССР" предложением:

Места, не доступные по условиям радиационной обстановки для осмотра оборудования и трубопроводов, определяются и обосновываются эксплуатирующей организацией и одобряются межрегиональным территориальным округом

Госатомнадзора России, а недоступность места для внешнего осмотра по другим причинам устанавливается проектной (конструкторской) организацией и администрацией АЭУ и одобряется межрегиональным территориальным округом Госатомнадзора России.

49. Пункт 8.2.5.

1) Первое предложение

Заменить слова "согласован с местным органом Госатомэнергонадзора СССР" словами "одобрен межрегиональным территориальным округом Госатомнадзора России".

2) Последнее предложение.

Заменить предложение "Инструкция подлежит согласованию с организацией, выполнившей проект этого оборудования, и с местным органом Госатомэнергонадзора СССР" предложением "Инструкция должна быть одобрена Госатомнадзором России в установленном порядке", после чего пункт 8.2.5 читать в редакции:

8.2.5. Администрация АЭУ должна составить перечень оборудования, которое по конструкционным особенностям или радиационной обстановке недоступно (или ограниченно доступно) для внутренних (наружных) осмотров. Указанный перечень должен быть одобрен межрегиональным территориальным округом Госатомнадзора России.

Техническое освидетельствование такого оборудования должно проводиться с применением дистанционных средств и неразрушающих методов контроля металла и сварных соединений. В каждом конкретном случае для такого оборудования администрацией АЭУ должна быть разработана инструкция по проведению технического освидетельствования. Инструкция должна быть одобрена Госатомнадзором России в установленном порядке.

50. Таблица 3, пункт 7 Столбец в примечании

Второе предложение "По согласованию с местным органом Госатомэнергонадзора СССР, зарегистрировавшим трубопроводы, допускается не проводить гидравлические (пневматические) испытания отремонтированных в процессе эксплуатации с помощью сварки участков трубопроводов (за исключением участков с продольными сварными швами) непосредственно после ремонта, а выполнить их при очередных испытаниях по п 3 или 4 настоящей таблицы при условии проведения контроля всех новых сварных соединений и мест ремонта в установленном объеме" читать в редакции

Допускается, если это будет обосновано эксплуатирующей организацией и одобрено межрегиональным территориальным округом Госатомнадзора России, не проводить гидравлических (пневматических) испытаний зарегистрированных трубопроводов, отремонтированных в процессе эксплуатации с помощью сварки участков трубопроводов (за исключением участков с продольными сварными швами) непосредственно после ремонта, а выполнить их при очередных испытаниях по п 3 или 4 настоящей таблицы при условии проведения контроля всех новых сварных соединений и мест ремонта в установленном объеме

51. Таблица 3

1) Пункт 11 Столбец 2

Предложение "Оборудование и трубопроводы досрочно по требованию инженера-инспектора Госатомэнергонадзора СССР или инженерно-технического работника предприятия-владельца, осуществляющего надзор за оборудованием и трубопроводами (лица по надзору)" читать в редакции

Досрочное освидетельствование

2) Столбец в примечании

Предложение "Объем технического освидетельствования устанавливается инженером-инспектором Госатомэнергонадзора СССР или лицом по надзору" читать в редакции

Объем досрочного технического освидетельствования устанавливается межрегиональным территориальным округом Госатомнадзора России или администрацией АЭУ, по требованию которых должно осуществляться досрочное техническое освидетельствование.

52. Пункт 8.2.10

Текст пункта "Техническое освидетельствование оборудования и трубопроводов, на которые распространяются настоящие Правила, проводится комиссией, назначенной приказом директора предприятия-владельца АЭУ. При проведении технического освидетельствования оборудования и трубопроводов, зарегистрированных в органах Госатомэнергонадзора СССР, комиссия работает при участии и под контролем инспектора Госатомэнергонадзора СССР" читать в редакции:

8.2.10. Техническое освидетельствование оборудования и трубопроводов, на которые распространяются настоящие Правила, проводится комиссией, назначенной приказом директора АЭУ. При проведении технического освидетельствования оборудования и трубопроводов, зарегистрированных в межрегиональных территориальных округах Госатомнадзора России, администрация АЭУ должна проинформировать инспекцию Госатомнадзора России на АЭУ об ее образовании, месте и времени начала работы комиссии.

53. Пункт 8.2.13.

Заменить слова "администрацией предприятия-владельца оборудования и трубопроводов" словами "администрацией АЭУ".

54. Пункт 8.2.14.

Предложение "Администрация предприятия-владельца оборудования и трубопроводов не позже, чем за 10 суток должна уведомить инспектора Госатомэнергонадзора СССР о готовности оборудования и трубопроводов к освидетельствованию" читать в редакции:

8.2 14. Администрация АЭУ не позднее чем за 10 суток должна уведомить инспекцию Госатомнадзора России о готовности оборудования и трубопроводов к освидетельствованию.

55. Пункт 8.2.15.

1) Заменить слова "в местном органе Госатомэнергонадзора СССР оборудования и трубопроводов может быть разрешена местным органом Госатомэнергонадзора СССР" словами "в межрегиональном территориальном округе Госатомнадзора России оборудования и трубопроводов может быть разрешена этим органом".

2) Заменить слова "администрации предприятия-владельца оборудования и трубопроводов" словами "администрации АЭУ".

3) Заменить слова "инспектором Госатомэнергонадзора СССР" словами "представителем Госатомнадзора России", после чего пункт 8.2.15 читать в редакции:

8.2.15. Отсрочка проведения технического освидетельствования зарегистрированных в межрегиональном территориальном округе Госатомнадзора России оборудования и трубопроводов может быть разрешена инспекцией Госатомнадзора России не более чем на три месяца по технически обоснованному письменному ходатайству администрации АЭУ и при положительных результатах их осмотра в рабочем состоянии представителем Госатомнадзора России.

56. Пункт 8.2.16.

1) Заменить слова "в органах Госатомэнергонадзора СССР" словами "в межрегиональных территориальных округах Госатомнадзора России".

2) Заменить слова "директора предприятия-владельца оборудования и трубопроводов" словами "директора АЭУ".

Дополнить словами "по согласованию с лицом, осуществляющим надзор от эксплуатирующей организации", после чего пункт 8.2.16 читать в редакции:

8.2.16 Отсрочка проведения технического освидетельствования оборудования и трубопроводов, не регистрируемых в межрегиональных территориальных округах Госатомнадзора России не более чем на три месяца, может быть допущена по письменному разрешению главного инженера или директора АЭУ, по согласованию с лицом, осуществляющим надзор от эксплуатирующей организации.

57. Пункт 8.2.17.

Исключить слова "согласованная с предприятием-владельцем оборудования и трубопроводов и местным органом Госатомэнергонадзора СССР".

58. Пункт 8.2.21.

Второе предложение.

Заменить слова "зарегистрированных в органах Госатомэнергонадзора СССР оборудования и трубопроводов инженер-инспектор Госатомэнергонадзора СССР" словами "зарегистрированных в органах Госатомнадзора России оборудования и трубопроводов представителем Госатомнадзора России".

59. Пункт 8.2.22.

1) Заменить слова "инспектор Госатомэнергонадзора СССР" словами "представитель Госатомнадзора России"

2) Заменить слова "администрации предприятия-владельца оборудования и трубопроводов" словами "администрации АЭУ".

60. Пункт 8.2.23.

1) Первый абзац.

Заменить слова "в министерство (ведомство), которому принадлежит предприятие-владелец оборудования и трубопроводов, главному конструктору реакторной установки,

предприятию-изготовителю и министерству, которому оно принадлежит, и в местный орган Госатомэнергонадзора СССР" словами "в межрегиональный территориальный округ и центральный аппарат Госатомнадзора России", после чего первый абзац читать в редакции

В случаях обнаружения дефектов в основном металле или сварном соединении результаты обследования дефектного узла должны быть оформлены актом (Приложение 12), который вместе с выпиской из заводского сертификата (Приложение 13), расчетом на прочность и данными экспериментальной оценки напряжений и температур, заключением специалистов при обнаружении коррозионных повреждений направляются (по одному экземпляру) в межрегиональный территориальный округ и центральный аппарат Госатомнадзора России. Один экземпляр акта подшивается в паспорт на оборудование или трубопроводы.

2) Третий абзац.

Текст абзаца "Решение о мерах по устранению дефектов и возможности дальнейшей эксплуатации оборудования и трубопроводов принимается комиссией, назначенной министерством, в ведении которого находится предприятие-владелец оборудования и трубопроводов, или главным инженером предприятия-владельца (в зависимости от характера и масштабов выявленных дефектов); в состав комиссии должен входить инспектор Госатомэнергонадзора СССР, а при необходимости представители предприятия-изготовителя (монтажной организации), проектной (конструкторской) организации и головной материаловедческой организации" читать в редакции:

Решение о мерах по устранению дефектов и возможности дальнейшей эксплуатации оборудования и трубопроводов принимается комиссией, назначенной эксплуатирующей организацией или администрацией АЭУ (в зависимости от характера и масштабов выявленных

дефектов). В состав комиссии при необходимости могут входить представители предприятия-изготовителя (монтажной организации), проектной (конструкторской) организации и головной материаловедческой организации.

Межрегиональный территориальный округ Госатомнадзора России должен быть проинформирован администрацией АЭУ об образовании, месте и времени начала работы комиссии.

61. Раздел 8.3 Разрешение на проведение пусконаладочных работ и эксплуатации систем АЭУ.

Раздел исключить.

62. Пункт 9.1.3.

Заменить второе предложение "Требования к квалификации персонала, порядку подготовки к проведению проверок знаний должны соответствовать ОПБ-88" предложением "Требования к квалификации персонала и его подготовке определяются в соответствии с нормативными документами Госатомнадзора России".

63. Пункт 9.1.4.

Заменить слова "инспекции Госатомэнергонадзора СССР" словами "инспекции Госатомнадзора России на АЭУ".

64. Пункт 9.1.6.

Заменить слова "в органах Госатомэнергонадзора СССР" словами "в межрегиональном территориальном округе Госатомнадзора России".

65. Пункт 9.1.16.

Текст пункта "Запрещается проведение различного рода исследований и экспериментов на действующем оборудовании и трубопроводах без предварительного согласования с Главным конструктором, Генеральным проектировщиком, Научным руководителем и Госатомэнергонадзором СССР и разрешения министерства (ведомства), которому подчинена данная АЭУ" читать в редакции:

9 1 16 Запрещается проведение различного рода исследований и экспериментов на действующем оборудовании и трубопроводах без предварительного согласования разработчиками проектов РУ и АС, без получения разрешения от эксплуатирующей организации и одобрения Госатомнадзором России

66. Пункт 9 2 2

Текст пункта "Изменение предельных параметров оборудования (расчетное давление, расчетная температура, максимальная мощность, расход теплоносителя, скорости разогрева и расхолаживания, максимальный флюенс на корпусе или каналах реактора) может быть допущено только на основании обоснованного соответствующими расчетами или экспериментами технического решения, составленного предприятием-владельцем оборудования и трубопроводов и согласованного с Главным конструктором, Научным руководителем, Генеральным проектировщиком, предприятием-изготовителем (монтажной организацией), головной материаловедческой организацией и в случае необходимости Госатомэнергонадзором СССР, а также дополнения к проекту, утвержденному в установленном порядке Вытекающие из принятого решения изменения должны быть отражены в паспортах оборудования и трубопроводов" читать в редакции

9 2 2 Изменение предельных параметров оборудования (расчетное давление, расчетная температура, максимальная мощность, расход теплоносителя, скорости разогрева и расхолаживания, максимальный флюенс на корпусе или каналах реактора) может быть допущено только на основании обоснованного соответствующими расчетами или экспериментами технического решения, составленного эксплуатирующей организацией и согласованного с разработчиками проектов РУ и АЭУ, предприятием-изготовителем (монтажной организацией), головной материаловедческой организацией и после одобрения Госатомнадзором России

После внесения изменений в проектные параметры АЭУ в порядке, установленном Госатомнадзором России, эти изменения должны быть отражены в паспортах оборудования и трубопроводов.

67. Пункт 9.3.1.

1) Первый абзац.

Заменить слова "министерством (ведомством), которому подчинена данная АЭУ" словами "эксплуатирующей организацией".

2) Второй абзац "Перенос сроков ремонта и уменьшение объема работ могут быть допущены в исключительных случаях по письменному разрешению министерства (ведомства), которому подчинена АЭУ, по согласованию с органами Госатомэнергонадзора СССР" читать в редакции:

"Перенос сроков ремонта и уменьшение объема работ должны быть обоснованы администрацией АЭУ, утверждены эксплуатирующей организацией и доведены до сведения инспекции Госатомнадзора России", после чего пункт 9.3.1 читать в редакции:

9.3.1. При эксплуатации оборудования и трубопроводов АЭУ должны соблюдаться требования по проведению планово-предупредительных ремонтов, утвержденных эксплуатирующей организацией.

Перенос сроков ремонта и уменьшение объема работ должны быть обоснованы администрацией АЭУ, утверждены эксплуатирующей организацией и доведены до сведения инспекции Госатомнадзора России.

68. Раздел 10. Надзор за соблюдением правил.

Раздел исключить.

69. Раздел 11.

Изменить название раздела 11 "Расследование аварий, отказов и несчастных случаев" следующим : 11. Расследования происшествий и аварий.

70. Пункт 11.1.

Читать в редакции:

11.1 Расследование происшествий и аварий при эксплуатации оборудования и трубопроводов, а также уведомление эксплуатирующей организации, органов государственного регулирования безопасности и других федеральных органов исполнительной власти должны проводиться в соответствии с федеральными нормами и правилами в области использования атомной энергии.

71. Пункт 11.2.

Пункт исключить.

72. Раздел 12. Заключение.

Текст заключения "Необходимость, сроки приведения в соответствие с настоящими Правилами действующих оборудования и трубопроводов, а также находящихся в процессе изготовления, монтажа или реконструкции на время введения в действие настоящих Правил устанавливаются в каждом отдельном случае по представлению соответствующих министерств (ведомств) и согласовываются с Госатомэнергонадзором СССР.

В отдельных случаях при технической невозможности выполнения каких-либо требований настоящих Правил допускается оформлять обоснованные технические решения, составляемые в зависимости от ответственности по п 1.4.3 - 1 4 5 конструкторской (проектной) организацией, предприятием-изготовителем (монтажной организацией), предприятием-владельцем оборудования и трубопроводов.

Указанные решения должны быть согласованы с перечисленными выше организациями, а также с головной материаловедческой организацией, если они затрагивают сферу их ответственности, и во всех случаях - с Госатомэнергонадзором СССР" читать в редакции:

Необходимость, сроки и объем приведения АЭУ в соответствие с настоящими Правилами определяются в ка-

ждом конкретном случае в порядке, установленном Госатомнадзором России при лицензировании деятельности по сооружению и эксплуатации АЭУ.

73. Приложение 1 (справочное). Основные термины и определения.

1) Исключить следующие термины и их определения:

Нормальные условия эксплуатации (для оборудования и трубопроводов);

Нарушения нормальных условий эксплуатации (для оборудования и трубопроводов);

Аварийная ситуация (для оборудования и трубопроводов);

Научный руководитель.

2) Заменить определение термина "Головная материаловедческая организация - организация, осуществляющая руководство по выбору материалов, сварке и обеспечению качества изготовления оборудования и трубопроводов" определением:

Головная материаловедческая организация - организация, признанная соответствующим органом использования атомной энергии оказывать услуги эксплуатирующим или другим организациям по выбору материалов, сварке, обеспечению качества изготовления оборудования и трубопроводов и осуществлять экспертизу проектной, конструкторской, технологической документации и документов, обосновывающих ядерную и радиационную безопасность АЭУ, и имеющая на эту деятельность лицензию Госатомнадзора России.

Дополнить раздел новым термином и его определением: "Согласование головной материаловедческой организации - положительное заключение головной материаловедческой организации, подготовленное по запросу эксплуатирующей или других организаций".

74. Приложение 3 (обязательное).

1) Пункт 3, подпункты 6) и 9).

Заменить подпункт "6) документация по отклонениям от конструкторской документации, согласованная с Госатомэнергонадзором СССР" подпунктом "6) документация по отклонениям от конструкторской документации, одобренная Госатомнадзором России".

Заменить подпункт "9) В паспорта сосудов могут быть внесены дополнительные сведения по требованию органов Госатомэнергонадзора СССР" подпунктом "9) В паспорта сосудов могут быть внесены дополнительные сведения по требованию Госатомнадзора России".

2) Примечание.

В первом пункте примечания заменить слова "местным органом Госатомэнергонадзора СССР" словами "межрегиональным территориальным округом Госатомнадзора России".

3) Раздел "Перечень документов, прилагаемых к паспорту".

Заменить слово "Разрешение" словом "Лицензия".

Исключить слово "Управлением".

75. Приложение 4 (обязательное). Сведения, указываемые в паспорте насоса АЭУ.

Первый абзац.

1) Заменить слово "разрешения" словом "лицензии".

2) Заменить слова "местного органа Госатомэнергонадзора СССР" словами "межрегионального территориального округа Госатомнадзора России".

3) Заменить слово "разрешение" словом "лицензию", после чего текст читать в редакции:

1. Номер лицензии на изготовление, дата ее выдачи, наименование межрегионального территориального округа Госатомнадзора России, выдавшего лицензию.

76. Приложение 5.

Заменить слово "Разрешение" словом "Лицензия".

Исключить слово "Управлением".

gost.e-ecolog.ru