

**ПРОЕКТЫ НОРМАТИВНЫХ ДОКУМЕНТОВ**

**Федеральная служба  
по экологическому, технологическому и атомному надзору**

---

**ФЕДЕРАЛЬНЫЕ НОРМЫ И ПРАВИЛА  
В ОБЛАСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ АТОМНОЙ ЭНЕРГИИ**

---

УТВЕРЖДЕНО  
приказом  
Федеральной службы  
по экологическому,  
технологическому  
и атомному надзору  
от «\_\_\_» \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.  
№ \_\_\_\_\_

**ПРАВИЛА УСТРОЙСТВА  
И БЕЗОПАСНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБОРУДОВАНИЯ  
И ТРУБОПРОВОДОВ АТОМНЫХ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ УСТАНОВОК**

**(НП-0ХХ-ХХ)**

Введены в действие  
с «\_\_\_» \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

**Москва 2011**

## СОДЕРЖАНИЕ

Список сокращений

1. Общие положения
    - 1.1. Назначение и область применения
    - 1.2. Требования к персоналу
  2. Проектирование и конструирование
    - 2.1. Общие положения
    - 2.2. Трубопроводы
    - 2.3. Специальные требования к оборудованию и трубопроводам с жидкометаллическим теплоносителем
  3. Материалы
    - 3.1. Общие требования
    - 3.2. Новые материалы
  4. Изготовление и монтаж
    - 4.1. Общие требования
    - 4.2. Документация
    - 4.3. Образцы-свидетели
  5. Гидравлические испытания
    - 5.1. Общие положения
    - 5.2. Программы гидравлических испытаний
    - 5.3. Оценка результатов гидравлических испытаний
  6. Оснащение арматурой и контрольно-измерительными приборами
    - 6.1. Общие требования
    - 6.2. Предохранительные устройства
    - 6.3. Оснащение контрольно-измерительными приборами
    - 6.4. Требования к контрольно-измерительным приборам
  7. Контроль состояния металла при эксплуатации
    - 7.1. Общие положения
    - 7.2. Проведение контроля
    - 7.3. Объекты контроля
    - 7.4. Программы контроля
    - 7.5. Периодичность контроля
    - 7.6. Оценка результатов контроля
    - 7.7. Образцы-свидетели
    - 7.8. Организация контроля состояния металла
  8. Техническое освидетельствование и регистрация
    - 8.1. Техническое освидетельствование
    - 8.2. Регистрация
  9. Эксплуатация
    - 9.1. Общие положения
    - 9.2. Организация и проведение ремонтов
    - 9.3. Управление ресурсом и продление срока службы
  10. Переходные положения
- Приложение № 1. Термины и определения  
Приложение № 2. Устройство, изготовление и монтаж оборудования и трубопроводов  
Приложение № 3. Параметры гидравлических (пневматических) испытаний оборудования и трубопроводов  
Приложение № 4. Требования к аттестационному отчету

## СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

АЭУ – атомная энергетическая установка  
ИПУ – импульсное предохранительное устройство  
КИП – контрольно-измерительные приборы  
РУ – реакторная установка  
СУЗ – система управления и защиты

## 1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

### 1.1. Назначение и область применения

1.1.1. Настоящие федеральные нормы и правила в области использования атомной энергии «Правила устройства и безопасной эксплуатации оборудования и трубопроводов атомных энергетических установок» (далее – Правила) устанавливают требования к устройству, изготовлению, монтажу и эксплуатации работающего под избыточным или вакуумметрическим давлением оборудования и трубопроводов и их составных частей, отнесенных по классификации федеральных норм и правил к элементам первого, второго и третьего классов безопасности. В Правилах под оборудованием понимаются работающие под избыточным или вакуумметрическим давлением (далее – под давлением) сосуды, теплообменники, а также корпуса арматуры, насосов и фильтров АЭУ.

Требования настоящих Правил распространяются на АЭУ с водородными реакторами, реакторами канального типа и реакторами на быстрых нейтронах с жидкометаллическим натриевым теплоносителем (далее – реакторы с жидкометаллическим теплоносителем) и установки с исследовательскими реакторами указанных типов.

Используемые термины и определения приведены в Приложении № 1 к настоящим Правилам.

1.1.2. Требования настоящих Правил не распространяются на:

- 1) тепловыделяющие элементы и сборки, стержни СУЗ и другие конструкции внутри корпусов реакторов, технологических и иных каналов, содержащие делящиеся, поглощающие или замедляющие материалы;
- 2) трубы и устройства, встроенные внутри оборудования, разрушение которых не приводит к выходу рабочей среды за пределы этого оборудования или к протечке через элементы, разделяющие различные среды;
- 3) механические и электрические устройства, расположенные в оборудовании (механизмы перегрузочных устройств, исполнительные органы СУЗ, рабочие колеса насосов и др.);
- 4) устройства, размещенные в оборудовании или в трубопроводах для проверки их работоспособности;
- 5) внутреннюю металлическую облицовку герметичного ограждения, бассейнов перегрузки и выдержки, бассейнов-хранилищ отработавшего ядерного топлива, бетонных корпусов исследовательских реакторов;
- 6) трубопроводы и корпуса оборудования, изготовленные из неметаллических материалов;
- 7) корпуса турбин, отсекную арматуру промежуточного перегрева пара, перепускные трубопроводы в пределах турбины, трубопроводы отбора пара от турбины до запорной арматуры, а также элементы и узлы гидравлической системы регулирования турбоустановки;

- 8) опоры и подвески оборудования и трубопроводов;
- 9) металлоконструкции и кожухи, герметизирующие внутреннее пространство реакторов канального типа, в том числе 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 с жидкометаллическим теплоносителем;
- 11) уплотнительные элементы;
- 12) металлоконструкции, расположенные внутри оборудования и не нагруженные в проектных режимах давлением теплоносителя;
- 13) части механизмов, не представляющие собой самостоятельные сосуды (конденсаторы и теплообменники, конструктивно встроенные в оборудование, и др.);
- 14) баки и трубопроводы, непосредственно сообщающиеся с атмосферой или через гидрозатворы;
- 15) гидрозатворы;
- 16) трубопроводы систем измерений и диагностики, относящиеся к элементам 3-го класса безопасности, с номинальным внутренним диаметром менее 15 мм;
- 17) оборудование и трубопроводы, используемые только при техобслуживании и ремонте.

Организация-разработчик может применять отдельные требования и положения настоящих Правил к вышеуказанному оборудованию (в том числе к его составным частям) и трубопроводам, а также к оборудованию и трубопроводам других типов АЭУ.

1.1.3. Оборудование (в том числе его составные части) и трубопроводы (в том числе детали и сборочные единицы) АЭУ, на которые распространяется действие Правил, в зависимости от их влияния на безопасность АЭУ подразделяются на группы А, В и С.

1.1.3.1. Группа А включает корпуса водо-водяных реакторов и реакторов с жидкометаллическим теплоносителем, барабан-сепараторы и технологические каналы реакторов канального типа, а также оборудование (в том числе его составные части) и трубопроводы (в том числе детали и сборочные единицы), разрушение или отказ в работе которых является исходным событием, приводящим к превышению установленных для проектных аварий пределов повреждения тепловыделяющих элементов.

1.1.3.2. В группу В входят не вошедшее в группу А оборудование (в том числе его составные части) и трубопроводы (в том числе детали и сборочные единицы):

- 1) отказ в работе или разрушение которых приводит к неустранимой штатными средствами АЭУ утечке теплоносителя, обеспечивающего охлаждение тепловыделяющих элементов;
- 2) отказ в работе или разрушение которых приводит к невыполнению какой-либо системой безопасности своих функций;
- 3) отказ в работе или разрушение которых требует введения в действие систем безопасности;
- 4) находящееся в контакте с жидкометаллическим теплоносителем оборудование, трубопроводы и их составные части независимо от последствий их отказов в работе или разрушений.

1.1.3.3. В группу С входят не вошедшее в группы А и В оборудование, (в том числе его составные части) и трубопроводы (в том числе детали и сборочные единицы), отказ в работе или разрушение которых приводит к:

- 1) устранимой штатными средствами утечке теплоносителя, обеспечивающего охлаждение тепловыделяющих элементов;
- 2) выходу из строя одного из каналов какой-либо системы безопасности;
- 3) выходу в помещения или в окружающую среду радиоактивных сред, удельная активность которых не менее удельной активности среднеактивных жидких радиоактивных отходов.

1.1.3.4. Действие настоящих Правил распространяется на сварные соединения оборудования и трубопроводов групп А, В и С с деталями (сборочными единицами), не работающими под давлением.

1.1.3.5. На оборудование (в том числе его составные части) и трубопроводы (в том числе детали и сборочные единицы), отнесенные по классификации федеральных норм и правил к элементам третьего класса безопасности, но не вошедшие в группу С, распространяются требования нормативных документов на общепромышленное оборудование и трубопроводы, работающие под давлением.

1.1.4. Разделение оборудования (в том числе его составных частей) и трубопроводов (в том числе деталей и сборочных единиц) на группы осуществляется разработчиками проектов РУ и АЭУ.

1.1.5. Границами между оборудованием (трубопроводами), принадлежащим к различным группам, служат запорная арматура, предохранительные устройства, а также сварные или разъемные соединения. Запорную арматуру и предохранительные устройства относят к группе, к которой предъявляются более высокие требования для обеспечения безопасности. Граничные сварные соединения относят к категории, к которой предъявляются более высокие требования для обеспечения безопасности. Категории сварных соединений устанавливаются в соответствии с требованиями федеральных норм и правил.

1.1.6. Требования к устройству, изготовлению и монтажу оборудования и трубопроводов, а также параметры их гидравлических (пневматических) испытаний приведены в Приложениях № 2 и 3 к настоящим Правилам. Они дополняют и разъясняют требования настоящих Правил. Вместо положений, приведенных в приложениях, могут быть использованы иные способы и решения при наличии согласованного эксплуатирующей организацией обоснования.

## **1.2. Требования к персоналу**

1.2.1. Должностные лица и специалисты, занятые проектированием (конструированием), изготовлением, монтажом, ремонтом, техническим обслуживанием и эксплуатацией оборудования и трубопроводов, должны проходить периодическую проверку знаний соответствующих разделов Правил в порядке и в сроки, установленные организацией, выполняющей указанные работы.

1.2.2. Техническое обслуживание и ремонт оборудования и трубопроводов должны выполнять лица, прошедшие подготовку и допущенные к самостоятельной работе в порядке, установленном эксплуатирующей организацией.

## **2. ПРОЕКТИРОВАНИЕ И КОНСТРУИРОВАНИЕ**

### **2.1. Общие положения**

2.1.1. Конструкции оборудования и трубопроводов должны отвечать требованиям Правил, а их прочность и работоспособность должны быть обоснованы для всех проектных режимов эксплуатации в течение срока службы оборудования и трубопроводов. При проектировании (конструировании) оборудования и трубопроводов следует руководствоваться положениями Приложения № 2.

2.1.2. Срок службы оборудования и трубопроводов устанавливается конструкторской и проектной документацией.

2.1.3. Конструкция и компоновка оборудования и трубопроводов должны обеспечивать возможность их осмотра, технического обслуживания, ремонта, замены, диагностирования, а также проведения гидравлических (пневматических) испытаний<sup>1</sup> и неразрушающего контроля металла<sup>2</sup> после изготовления, монтажа и при эксплуатации.

2.1.4. Для оборудования и трубопроводов, контактирующих с радиоактивными средами, должна быть предусмотрена возможность дренажа теплоносителя и удаления продуктов загрязнений, дезактивации поверхностей и удаления промывочных и дезактивирующих растворов.

2.1.5. В АЭУ с водо-водяными реакторами и реакторами с жидкометаллическим теплоносителем в зонах воздействия наибольшего потока быстрых нейтронов должны размещаться контейнеры с образцами основного материала и сварных соединений. Образцы (далее – образцы-свидетели) основного материала и сварных соединений используются для изготовления образцов при проведении испытаний разрушающими методами в соответствии с подпунктами 7.2.2 и 7.4.2.

2.1.5.1. Количество образцов-свидетелей и места размещения контейнеров определяются разработчиком проекта РУ и согласовываются с эксплуатирующей, материаловедческой организациями и организацией, отвечающей за физические характеристики активной зоны реактора. Количество образцов-свидетелей должно быть достаточным для определения каждой характеристики материала с требуемой погрешностью.

2.1.5.2. Конструкция образцов, используемых при проведении испытаний разрушающими методами, должна соответствовать требованиям нормативных документов к указанным испытаниям.

2.1.5.3. Проектом должна быть предусмотрена возможность установки и выгрузки контейнеров с образцами-свидетелями.

2.1.6. При проектировании должны быть предусмотрены устройства для проведения раздельного гидравлического испытания трубопроводов, присоединенных к всасывающей и напорной частям насосов, если последние рассчитаны на разное давление.

2.1.7. Должны быть предусмотрены меры по защите оборудования и трубопроводов от коррозии, эрозионно-коррозионного износа или другого физико-химического воздействия рабочей среды.

2.1.8. Оборудование и трубопроводы с температурой наружной поверхности стенок выше 45 °С, расположенные в обслуживаемых помещениях, и выше 60 °С,

---

<sup>1</sup> Далее вместо термина «гидравлические (пневматические) испытания» используется термин «гидравлические испытания».

<sup>2</sup> Далее под металлом, если особо не оговорено, понимается основной материал и сварные соединения оборудования и трубопроводов.

расположенные в помещениях ограниченного доступа, должны быть теплоизолированы. Температура наружной поверхности теплоизоляции не должна превышать вышеуказанных значений. На главных циркуляционных трубопроводах на всем их протяжении и на других трубопроводах в местах, подлежащих неразрушающему эксплуатационному контролю, теплоизоляция должна быть съёмной.

Теплоизоляция должна быть съёмной в местах установки табличек и в местах маркировки.

2.1.9. Пространственная конфигурация трубопроводов и условия закрепления оборудования и трубопроводов должны исключать их повреждение при эксплуатации вследствие температурных расширений и механических воздействий.

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

2.1.11. В конструкторской (проектной) документации на чертежах общих видов или на сборочных чертежах оборудования и на чертежах деталей и сборочных единиц трубопроводов должна указываться их принадлежность к соответствующей группе. На сборочных чертежах оборудования должна указываться их принадлежность к соответствующим классу безопасности и категории сейсмостойкости, а также должны указываться величины рабочего и расчетного давлений и давления гидроиспытаний.

В конструкторской (проектной) документации должны быть приведены таблицы контроля качества металла.

2.1.12. В проектной документации должен быть приведен перечень заменяемого оборудования.

2.1.13. Организация-разработчик должна обеспечивать контроль конструкторской (проектной) документации на соответствие требованиям федеральных норм и правил.

2.1.14. Организации, разрабатывающие конструкторскую (проектную) документацию на оборудование и трубопроводы, должны обеспечить ее сохранность на протяжении срока их службы.

## **2.2. Трубопроводы**

2.2.1. В нижних точках каждого отключаемого задвижками участка трубопровода, не имеющего естественного стока за счет уклона, следует предусматривать устройства для дренажа. Конструкция дренажей должна обеспечивать возможность проверки исправности их состояния.

2.2.2. Для прогрева и продувки все участки паропроводов, которые могут быть отключены запорной арматурой, должны быть снабжены в концевых точках запорными клапанами, а при рабочем давлении свыше 2,16 МПа и на паропроводах, относящихся к группе В, независимо от давления, – двумя последовательно расположенными клапанами: запорным и дроссельным. В случае прогрева участка паропровода в двух направлениях должна быть предусмотрена продувка с каждого конца участка.

2.2.3. Горизонтальные участки трубопроводов должны иметь уклон не менее 0,004 в сторону организованного дренажа. Для паропроводов дренаж должен обеспечиваться при температурах не больших, чем температура насыщения пара при рабочем давлении.

На горизонтальных участках трубопроводов с номинальным наружным диаметром до 60 мм из коррозионно-стойких сталей аустенитного класса, контактирующих с водой, пароводяной смесью и паром, допускается не предусматривать уклон для обеспечения 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, контактирующих с указанными средами, допускается не предусматривать уклон, если отношение длины горизонтального участка к номинальному внутреннему диаметру трубопровода не превышает 25.

2.2.4. Для паропроводов насыщенного пара и для тупиковых участков паропроводов перегретого пара должен обеспечиваться непрерывный отвод конденсата.

2.2.5. В верхних точках трубопроводов при невозможности удаления воздуха или газа через оборудование должны устанавливаться линии отвода воздуха (газа). На трубопроводах, работающих под вакуумметрическим давлением, линии отвода воздуха (газа) не устанавливаются, если воздух (газ) при гидравлических испытаниях удаляется иным способом.

2.2.6. На дренажных трубопроводах и линиях отвода воздуха (газа) контуров с радиоактивными средами, удельная активность которых не менее удельной активности среднеактивных жидких радиоактивных отходов, должны устанавливаться две единицы запорной арматуры, причем на линии отвода воздуха (газа) допускается устанавливать один дроссельный и один запорный клапан.

Допускается объединение линий отвода воздуха (газа) и трубопроводов дренажа в общий трубопровод после запорной арматуры, расположенной в их необъединенной части, с установкой на нем общей запорной арматуры. Допускается объединение линий отвода воздуха (газа) из не отключаемых друг от друга участков трубопроводов, расположенных после дроссельных клапанов. В этом случае должно быть исключено перетекание рабочих сред из одних трубопроводов в другие.

### **2.3. Специальные требования к оборудованию и трубопроводам с жидкометаллическим теплоносителем**

2.3.1. Корпус реактора должен быть заключен в страховочный корпус. Примыкающие к корпусу трубопроводы должны быть заключены в страховочные кожухи. Высота страховочных корпуса и кожухов должна быть не менее максимально возможного уровня теплоносителя в корпусе реактора.

Страховочные кожухи следует размещать на трубопроводах до второй запорной арматуры включительно.

2.3.2. Не допускается присоединение вспомогательных трубопроводов к корпусу реактора, а также устройство люков в страховочном корпусе ниже уровня, при котором нарушается циркуляция теплоносителя в первом контуре.

2.3.3. Должны предусматриваться меры по предотвращению затвердевания теплоносителя. Оборудование и трубопроводы, постоянно или периодически заполняемые натрием, должны оснащаться системами обогрева и контроля температуры.

Системы обогрева должны обеспечивать последовательный разогрев оборудования и трубопроводов, начиная с полостей со свободной поверхностью теплоносителя.

На оборудование и трубопроводы, эксплуатирующиеся в парах теплоносителя, допускается не устанавливать систему обогрева при соответствующем

обосновании безопасности эксплуатации. Системы обогрева и контроля температуры первого контура должны быть дублированы.

2.3.4. Должны быть предусмотрены системы диагностики и контроля утечек теплоносителя и контроля герметичности страховочных корпусов и кожухов. Системы контроля должны быть продублированы.

2.3.5. Коммуникации, полностью заполненные теплоносителем, которые могут быть отсечены от полостей со свободной поверхностью, должны быть оснащены устройствами, предохраняющими их от повышения давления выше расчетного.

2.3.6. Должен быть предусмотрен дренаж теплоносителя, за исключением случаев, когда он не целесообразен в связи с функциональным назначением оборудования или трубопровода.

2.3.7. При конструировании оборудования должны применяться решения, предотвращающие попадание воды и примесей нефтепродуктов в теплоноситель выше установленных в проекте пределов.

2.3.8. На всех трубопроводах сдувки газа из полостей с теплоносителем должны быть предусмотрены ловушки паров металла.

### **3. МАТЕРИАЛЫ**

#### **3.1. Общие требования**

3.1.1. Материалы для оборудования и трубопроводов АЭУ должны выбираться с учетом их физико-механических, технологических характеристик и условий эксплуатации для обеспечения работоспособности оборудования и трубопроводов в течение срока службы.

3.1.2. Следует использовать материалы, разрешенные к применению на АЭУ. Перечень разрешенных к применению основных материалов (далее – Перечень) разрабатывает и ведет уполномоченная Ростехнадзором организация. Материалы, используемые для сварки и наплавки, должны соответствовать требованиям федеральных норм и правил.

3.1.3. Перечень должен содержать:

- 1) марку материала;
- 2) сведения о химическом составе;
- 3) сведения о физико-механических характеристиках во всех температурных диапазонах использования материала;
- 4) сведения о технологии изготовления, включая способ выплавки и термообработки;
- 5) значение температуры, до которой допускается использовать материал;
- 6) сведения о рабочих средах, в которых допускается использовать материал;
- 7) сведения о свариваемости материала, марках сварочных материалов, необходимости и режимах подогрева и термообработки, о химическом составе и механических характеристиках наплавленного металла и сварных соединений;
- 8) допустимые значения параметров нейтронного облучения при соответствующем назначении материала;
- 9) наименование документа, согласно которому изготавливается материал.

Перечень можно дополнять другими сведениями, отражающими особенности поведения материала при эксплуатации АЭУ.

3.1.4. При разработке Перечня в него вносятся:

- 1) основные материалы, допущенные к применению в АЭУ до утверждения настоящих Правил;
- 2) новые основные материалы, аттестованные в соответствии с порядком, изложенным в пункте 3.2.2 настоящих Правил.

3.1.5. Сведения, приводимые в документах (сертификаты, паспорта, свидетельства об изготовлении) на поставляемые материалы, должны соответствовать требованиям нормативных документов, указанных в Перечне. При неполноте сведений применение материалов допускается только после проведения испытаний и исследований, подтверждающих полное соответствие материалов требованиям нормативных документов, указанных в Перечне.

3.1.6. Материалы разных структурных классов (стали аустенитного и перлитного классов, цветные металлы) должны транспортироваться и храниться в условиях, исключающих их контакт.

### **3.2. Новые материалы**

3.2.1. К новым материалам относятся:

- 1) материалы, не приведенные в Перечне;
- 2) материалы, приведенные в Перечне, в случае их применения при параметрах рабочей среды, облучения и значениях температуры, выходящих за пределы, указанные в Перечне.

3.2.2. Для включения нового материала в Перечень должны быть проведены испытания материала, результаты которых приводятся в аттестационном отчете. Требования к аттестационному отчету приведены в Приложении № 4 к настоящим Правилам.

По представлению эксплуатирующей организации, согласованному с разработчиками проектов АЭУ (РУ) и материаловедческой организацией, аттестационный отчет направляется для рассмотрения в уполномоченную Ростехнадзором организацию.

При соответствии аттестационного отчета требованиям пункта 3.1.4 настоящих Правил и Приложения № 4 указанная организация представляет на одобрение в Ростехнадзор результаты рассмотрения. В случае одобрения уполномоченная Ростехнадзором организация включает новый материал в Перечень.

3.2.3. Для изготовления конкретного оборудования или трубопроводов из материалов, не вошедших в Перечень, в уполномоченную Ростехнадзором организацию должно быть представлено обоснование, определяющее возможность изготовления оборудования и трубопроводов с обеспечением требуемых технических характеристик при конкретных условиях эксплуатации. Если представленное обоснование достаточно для применения материала, разрабатывается техническое решение организации-разработчика, эксплуатирующей и материаловедческой организацией и организации-изготовителя (монтажной организации). Указанное решение должно быть представлено в Ростехнадзор на одобрение.

## **4. ИЗГОТОВЛЕНИЕ И МОНТАЖ**

### **4.1. Общие требования**

4.1.1. Изготовление, монтаж и исправление дефектов оборудования (в том числе его составных частей) и трубопроводов (в том числе деталей и сборочных единиц) следует производить в соответствии с документацией, регламентирующей содержание и порядок выполнения, а также фиксацию технологических и контрольных операций. При изготовлении, монтаже и исправлении дефектов следует руководствоваться Приложением № 2 к настоящим Правилам.

4.1.2. Сварка, наплавка и контроль сварных соединений оборудования и трубопроводов должны проводиться в соответствии с требованиями федеральных норм и правил.

4.1.3. Организация, использующая материалы и (или) комплектующие детали и сборочные единицы, должна проводить входной контроль их качества на соответствие нормативным документам на материалы и на комплектующие детали и сборочные единицы. Объем входного контроля устанавливается указанной организацией.

4.1.4. Детали и сборочные единицы должны иметь 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 допускается для оборудования (трубопроводов), контактирующего с жидкометаллическим теплоносителем. Глубина отпечатков при нанесении маркировки ударным способом не должна превышать 0,3 мм. Кромки клейм не должны иметь острых граней.

4.1.5. На корпусах оборудования организацией-изготовителем должна быть установлена табличка с нанесенными на ней следующими данными:

- 1) наименование или товарный знак организации-изготовителя;
- 2) наименование оборудования;
- 3) его заводской номер и год изготовления;
- 4) значения расчетного давления и расчетной температуры;
- 5) значение давления гидравлических испытаний;
- 6) тип рабочей среды.

Места маркировки должны указываться в конструкторской документации и быть доступны для их просмотра во время эксплуатации. Нанесенные на табличку данные должны быть читаемы. Маркировочные данные должны быть продублированы. Табличка с такими же данными должна устанавливаться эксплуатирующей организацией у входа в необслуживаемые помещения, где размещается оборудование.

Требования данного пункта не распространяются на корпуса арматуры.

4.1.6. Маркировка на трубопроводах (на участках трубопроводов), места ее расположения, способы нанесения и ее содержание устанавливаются эксплуатирующей организацией.

### **4.2. Документация**

4.2.1. Технологическая документация должна быть разработана в соответствии с конструкторской, монтажной и (или) проектной документацией на оборудование (трубопроводы) с соблюдением требований Правил и других распростра-

няющихся на оборудование и трубопроводы нормативных документов. Технологическая документация на монтаж головных образцов оборудования и трубопроводов и вносимые в нее изменения (в том числе и для последующих серийных образцов) должны согласовываться с организацией-разработчиком. Технологическая документация на выплавку и разливку, термическую резку, обработку давлением, сварку, наплавку и термическую обработку металла должна быть согласована с материаловедческой организацией.

4.2.2. Вместе с поставляемым оборудованием должны передаваться его паспорт, руководство по эксплуатации, инструкция по монтажу (при наличии составных частей или комплектующих деталей и сборочных единиц) и комплект образцов-свидетелей, если он предусмотрен конструкторской документацией.

4.2.3. Паспорт оборудования должен содержать:

- 1) наименование организации-изготовителя;
- 2) наименование оборудования и его обозначение, наименование нормативного документа на изготовление оборудования;
- 3) заводской номер;
- 4) год изготовления;
- 5) группа, класс безопасности, категория сейсмостойкости оборудования;
- 6) технические характеристики оборудования и его основных частей, включая сведения о рабочей среде, расчетных давлениях и температуре;
- 7) сведения о химическом составе и механических характеристиках материалов деталей, сварных соединений и наплавов (для последних – только химический состав);
- 8) сведения о термообработке;
- 9) сведения о результатах неразрушающего контроля материала деталей, сварных соединений и наплавов;
- 10) параметры и результаты испытаний;
- 11) срок службы оборудования;
- 12) сведения о консервации и упаковывании;
- 13) заключение о соответствии изготовленного оборудования требованиям настоящих Правил и конструкторской документации;
- 14) гарантийные обязательства.

В течение срока службы оборудования паспорт должен пополняться сведениями о местонахождении, регистрации оборудования, выполненных испытаниях (в том числе гидравлических), технических освидетельствованиях, ремонтах, эксплуатационном контроле состояния металла, а также значениями ресурсных характеристик, определенных при эксплуатации.

В паспортах оборудования, в котором размещаются образцы-свидетели, должны быть приведены сведения об образцах-свидетелях в объеме, необходимом для идентификации образцов-свидетелей.

Если оборудование доизготавливается на монтажной площадке, то паспорт оформляется организацией-изготовителем после доизготовления.

Требования данного пункта не распространяются на арматуру.

4.2.4. К паспорту оборудования должны быть приложены:

- 1) руководство по эксплуатации, содержащее сведения, необходимые для проверки основных размеров и соответствия оборудования установленным требованиям, а также об оснащении арматурой, если она поставляется вместе с оборудованием;
- 2) копия сертификата соответствия, если оборудование подлежит подтверждению соответствия в форме обязательной сертификации;

- 3) расчет на прочность или выписка из него со ссылкой на расчет и с описанием исходных данных и результатов;
- 4) паспорта арматуры, если она поставляется вместе с оборудованием;
- 5) перечень комплекта поставки оборудования и перечень запасных частей.

4.2.5. Организация-изготовитель должна передавать эксплуатирующей организации свидетельства об изготовлении деталей и сборочных единиц трубопроводов. Монтажная организация должна передавать эксплуатирующей организации свидетельства о монтаже оборудования (трубопроводов).

4.2.6. В свидетельстве об изготовлении деталей и сборочных единиц трубопроводов должны быть приведены:

- 1) наименование организации-изготовителя;
- 2) наименование деталей и сборочных единиц трубопроводов;
- 3) сведения о рабочей среде, расчетных давлении и температуре;
- 4) группа, класс безопасности и категория сейсмостойкости трубопровода;
- 5) сведения о трубах, фасонных и крепежных деталях, включая сертификаты на материалы;
- 6) сведения об арматуре, установленной организацией-изготовителем на деталях и сборочных единицах трубопровода, если она поставляется вместе с деталями и сборочными единицами;
- 7) сведения о химическом составе и механических характеристиках материалов деталей, сварных соединений и наплавов (для последних – только химический состав);
- 8) сведения о термообработке сборочных единиц (в случае ее проведения);
- 9) результаты гидравлических испытаний;
- 10) сведения о выполненных при изготовлении ремонтах и о результатах неразрушающего контроля деталей, сварных соединений и наплавов;
- 11) заключение о соответствии изготовленных деталей и сборочных единиц требованиям Правил и конструкторской документации.

4.2.7. В свидетельствах о монтаже оборудования (трубопровода) должны быть приведены:

- 1) наименование монтажной организации;
- 2) наименование оборудования (трубопровода);
- 3) сведения об оборудовании (трубопроводе), включая его группу, класс безопасности и категорию сейсмостойкости, сведения о рабочей среде;
- 4) значения расчетных давления и температуры;
- 5) не включенные в паспорт оборудования (трубопровода) сведения о крепежных деталях, основных элементах и материалах;
- 6) сведения о сварных соединениях, наплавках и термообработке, выполненных при монтаже;
- 7) сведения об арматуре, установленной при монтаже;
- 8) сведения об опорах и подвесках;
- 9) результаты гидравлических испытаний;
- 10) заключение о соответствии выполненных работ проектной (конструкторской) документации.

К свидетельству о монтаже трубопровода должна быть приложена пространственная исполнительная схема трубопровода с указанием параметров ра-

бочей среды, геометрических размеров и расположения сварных соединений, опор, реперов, арматуры и КИП.

4.2.8. Паспорта трубопроводов групп А, В и С составляет эксплуатирующая организация. В паспорте трубопровода должны быть приведены:

- 1) сведения о трубопроводе, в том числе его назначение, группа, год окончания монтажа и наименование монтажной организации;
- 2) обозначение чертежа трубопровода и наименование организации-изготовителя деталей и сборочных единиц трубопровода;
- 3) сведения о рабочей среде, расчетном и рабочем давлении и расчетной температуре;
- 4) срок службы трубопровода;
- 5) величины номинального наружного диаметра, толщины стенок и длины труб;
- 6) сведения об арматуре;
- 7) перечень прилагаемой к паспорту документации.

В течение срока службы трубопровода паспорт должен пополняться сведениями о регистрации трубопровода, выполненных гидравлических испытаниях, технических освидетельствованиях, эксплуатационных контролях состояния металла, ремонтах, заменах, а также значениями ресурсных характеристик, определенных при эксплуатации. К паспорту трубопровода должны прилагаться акт приемки монтажа и перечень комплекта поставки трубопровода, включающий наименования деталей и сборочных единиц.

4.2.9. К паспорту трубопровода должны быть приложены:

- 1) свидетельство об изготовлении деталей и сборочных единиц трубопроводов;
- 2) свидетельство о монтаже трубопровода.

4.2.10. Форму паспортов оборудования и трубопроводов допускается устанавливать эксплуатирующей организацией.

4.2.11. Должна быть обеспечена сохранность оформленных паспортов оборудования и трубопроводов на протяжении срока их службы.

### **4.3. Образцы-свидетели**

4.3.1. Образцы-свидетели основного материала должны изготавливаться из припусков штатных заготовок, которые предназначены для изготовления контролируемых элементов.

4.3.2. Сварные пробы, из которых изготавливаются образцы-свидетели для контроля металла сварных соединений, должны выполняться по штатной технологии сварочными материалами той же партии, что и соответствующие сварные соединения контролируемых элементов.

4.3.3. Заготовки для изготовления образцов-свидетелей должны подвергаться совместной термообработке с контролируемыми элементами.

## **5. ГИДРАВЛИЧЕСКИЕ ИСПЫТАНИЯ**

### **5.1. Общие положения**

5.1.1. Цель гидравлических испытаний – проверка прочности и плотности оборудования и трубопроводов, работающих под давлением.

5.1.2. Гидравлические испытания на прочность проводят:

- 1) после изготовления организацией-изготовителем оборудования или сборочных единиц трубопроводов;
- 2) после монтажа оборудования и трубопроводов;
- 3) при технических освидетельствованиях в процессе эксплуатации;
- 4) после выполнения ремонта с использованием сварки (наплавки) в случаях, когда невозможно проведение контроля сварных соединений неразрушающими методами в объеме, регламентированном нормативной документацией.

5.1.3. Не допускается проводить гидравлические испытания на прочность системы первого контура водо-водяных реакторов с невыгруженной активной зоной, если безопасность выполняемых работ не обоснована.

5.1.4. Гидравлические испытания на плотность должны подтвердить герметичность разъемных соединений оборудования и трубопроводов для всех режимов эксплуатации, предусмотренных проектом.

Гидравлические испытания на плотность после разгерметизации разъемных соединений являются обязательными.

5.1.5. В случаях, когда обеспечена безопасность выполняемых работ, вместо гидравлических испытаний разрешаются пневматические испытания оборудования и трубопроводов:

- 1) нагружаемых давлением газа;
- 2) работающих под вакуумметрическим давлением;
- 3) находящихся в контакте с жидкометаллическим теплоносителем;
- 4) страховочных корпусов (кожухов) реакторов с жидкометаллическим теплоносителем.

5.1.6. Параметры гидравлических испытаний следует принимать, руководствуясь Приложением № 3 к настоящим Правилам.

5.1.7. Гидравлические испытания должны проводиться с использованием негорючей испытательной среды.

5.1.8. Для сосудов и примыкающих к ним трубопроводов до первой запорной арматуры, работающих под гидростатическим давлением, после монтажа и в процессе эксплуатации допускается проводить испытания наливом.

5.1.9. Составные части оборудования и детали и сборочные единицы трубопроводов, работающие при эксплуатации под внешним давлением, при изготовлении допускается испытывать внутренним давлением, значение которого должно быть указано в конструкторской документации.

5.1.10. После изготовления и монтажа гидравлические испытания должны проводиться до нанесения защитных антикоррозионных покрытий и установки теплоизоляции на оборудование и трубопроводы.

Допускается производить металлизацию сварных соединений трубопроводов до гидравлических испытаний, если металлизацию невозможно выполнить после окончания монтажа, что должно быть указано в конструкторской документации.

5.1.11. При наличии тепловой изоляции на оборудовании и трубопроводах гидравлические испытания должны проводиться только после ее снятия в местах, указанных в проектной (конструкторской) документации.

5.1.12. Гидравлические испытания деталей или сборочных единиц трубопроводов, изготовленных на монтажных площадках, допускается совмещать с гидравлическими испытаниями после завершения монтажа.

5.1.13. Гидравлические испытания отдельных деталей и сборочных единиц оборудования и трубопроводов после их изготовления допускается не проводить в следующих случаях:

- 1) организация-изготовитель осуществляет гидравлические испытания этих деталей и сборочных единиц в составе укрупненных сборочных единиц;
- 2) организация-изготовитель оборудования группы В из сталей перлитного класса или высокохромистых сталей осуществляет сплошной ультразвуковой и радиографический контроль основного материала и сварных соединений (для сталей аустенитного класса и железоникелевых сплавов – сплошной радиографический контроль);
- 3) организация-изготовитель оборудования группы С из сталей перлитного класса или высокохромистых сталей осуществляет сплошной ультразвуковой и радиографический контроль всех сварных соединений (для сталей аустенитного класса и железоникелевых сталей – сплошной радиографический контроль);
- 4) организация-изготовитель деталей и сборочных единиц трубопроводов групп В и С осуществляет:
  - а) для сталей перлитного класса и для высокохромистых сталей – сплошной ультразвуковой контроль сварных соединений, а также радиографический контроль сварных соединений трубопроводов: группы В – в объеме 100%, группы С – в объеме 50%;
  - б) для сталей аустенитного класса – сплошной радиографический контроль сварных соединений;
  - в) независимо от структурного класса материала должен быть проведен дополнительный капиллярный или магнитопорошковый контроль механически обработанных поверхностей и ультразвуковой или радиографический контроль металла в зонах концентрации напряжений и в зонах, в которых при изготовлении материал приобретает пластические деформации, превышающие допустимые значения (определяемые материаловедческой организацией). Объем контроля устанавливают в конструкторской документации. Это требование не распространяется на детали и сборочные единицы трубопроводов группы С.

5.1.14. Допускается не проводить гидравлические испытания на прочность при техническом освидетельствовании для не отсекаемых с двух сторон запорной арматурой участков трубопроводов и оборудования группы С при выполнении контроля сварных соединений неразрушающими методами в объеме, регламентированном нормативной документацией.

## **5.2. Программы гидравлических испытаний**

5.2.1. Перед проведением гидравлических испытаний оборудования (составных частей) и/или деталей и сборочных единиц трубопроводов организация-изготовитель разрабатывает и утверждает производственную программу гидравлических испытаний и согласовывает ее с организацией-разработчиком.

5.2.2. Для проведения гидравлических испытаний оборудования и трубопроводов после монтажа и в процессе эксплуатации эксплуатирующей организацией должна быть разработана и утверждена комплексная программа испытаний, которая должна быть согласована с разработчиками проектов АЭУ (РУ).

5.2.3. На основе комплексной программы испытаний эксплуатирующая организация разрабатывает рабочие программы гидравлических испытаний.

5.2.4. Производственная программа гидравлических испытаний должна содержать:

- 1) наименование оборудования или сборочных единиц и деталей трубопроводов;
- 2) значения давления и температуры испытаний;
- 3) сведения об испытательных средах и требования к их качеству;
- 4) значения допустимых скоростей повышения и понижения давления и температуры;
- 5) значение давления, при котором должен проводиться осмотр;
- 6) время выдержки под давлением;
- 7) сведения об источнике давления и его подключении;
- 8) сведения о методе нагрева испытательной среды (в случае ее нагрева);
- 9) перечень используемых приборов контроля давления и температуры с указанием их класса точности и сведения об их установке;
- 10) допускаемые пределы колебаний давления и температуры в процессе выдержки;
- 11) сведения об установке технологических заглушек;
- 12) перечень организационных мероприятий, включая ответственных за испытания;
- 13) требования к оформлению результатов;
- 14) требования по технике безопасности.

5.2.5. Комплексная программа испытаний, кроме сведений, перечисленных в подпунктах 2 – 14 п. 5.2.4, должна содержать:

- 1) наименование и схему технологической системы (части системы, оборудования, трубопровода);
- 2) требования к обеспечению ядерной и радиационной безопасности.

5.2.6. Рабочая программа гидравлических испытаний, помимо сведений, перечисленных в п. 5.2.5, должна содержать:

- 1) сведения о заполнении оборудования (трубопроводов) испытательной средой и ее дренировании;
- 2) сведения о мероприятиях по подготовке оборудования (трубопроводов) к испытаниям;
- 3) перечень зон снятия теплоизоляции;
- 4) сведения о мероприятиях по защите от превышения давления сверх испытательного;
- 5) сведения о местах подвода испытательной среды.

5.2.7. После завершения гидравлических испытаний должен быть составлен протокол, включающий:

- 1) наименование испытанной системы (части системы, оборудования, трубопровода, сборочных единиц, деталей);
- 2) срок эксплуатации на момент испытания – для испытаний при техническом освидетельствовании;
- 3) значения расчетного (рабочего) давления и расчетной температуры;
- 4) значения давления испытаний и минимальной температуры металла элементов при испытаниях (последнее – только для испытаний на стадии эксплуатации);
- 5) сведения об испытательной среде;
- 6) время выдержки под давлением;

- 7) номер рабочей (производственной) программы гидравлических испытаний;
- 8) результаты испытаний.

В паспорте оборудования (трубопровода) или в свидетельстве об изготовлении деталей и сборочных единиц трубопроводов должна быть сделана запись о результатах гидравлических испытаний со ссылкой на протокол.

### **5.3. Оценка результатов гидравлических испытаний**

Оборудование и трубопроводы считаются выдержавшими гидравлические испытания, если в процессе испытаний и при осмотре не обнаружены течи испытательной среды и разрывы металла, значение давления не выходило за установленные в программе пределы, а после испытаний не выявлены видимые остаточные деформации металла. При наличии течи в разъемных соединениях необходимо переуплотнить соединение и провести повторные испытания на плотность. Течь среды через технологические уплотнения, предназначенные для проведения гидравлических испытаний, не является браковочным признаком.

При неудовлетворительных результатах гидравлических испытаний необходимость проведения повторных испытаний определяется организацией, проводившей испытания, и согласовывается организацией-разработчиком.

## **6. ОСНАЩЕНИЕ АРМАТУРОЙ И КОНТРОЛЬНО-ИЗМЕРИТЕЛЬНЫМИ ПРИБОРАМИ**

### **6.1. Общие требования**

6.1.1. Назначение арматуры, количество и места установки определяются разработчиком проектов АЭУ (РУ) исходя из условий эксплуатации.

6.1.2. Используемая в АЭУ арматура групп А, В и С должна отвечать требованиям федеральных норм и правил, регламентирующих устройство, изготовление, испытания, монтаж и эксплуатацию трубопроводной арматуры для атомных станций.

6.1.3. Участки трубопроводов и оборудование, доступные для осмотра и ремонта, а также трубопроводы низкого давления, подключенные к коммуникациям с давлением выше 2,16 МПа, должны отключаться двумя последовательно расположенными запорными арматурами с дренажем между ними. Параметры давления для арматуры на трубопроводах дренажа должны соответствовать аналогичным параметрам для запорной арматуры. Это требование не распространяется на трубопроводы дренажа, расположенные после арматуры.

Напорные трубопроводы систем безопасности, присоединенные к главному циркуляционному контуру (или к контуру многократной принудительной циркуляции), должны отключаться от него двумя последовательно установленными обратными клапанами и запорной арматурой. Между запорной арматурой и первым по ходу среды обратным клапаном должен быть установлен дренаж, пропускная способность которого превышает проектную протечку обратного клапана не менее чем в 10 раз.

Требование к установке дренажа между запорной арматурой на границах высокого и низкого давления не распространяется на импульсные линии КИП.

Должны быть предусмотрены технические и организационные меры, исключающие изменение состояния запорной арматуры при ошибочных действиях персонала.

6.1.4. Участки трубопроводов и оборудование, подключенные к коммуникациям более высокого давления (если давление не превышает 2,16 МПа) и доступные для осмотра и ремонта, могут отключаться одной единицей запорной арматуры. При отключении для осмотра (или ремонта) оборудования и участков трубопроводов запорная арматура должна быть закрыта и должны быть предусмотрены технические меры, исключающие возможность изменения ее состояния.

## **6.2. Предохранительные устройства**

6.2.1. К предохранительным устройствам относятся мембраны прямого или принудительного действия и предохранительная арматура (предохранительные и импульсные клапаны).

6.2.2. Оборудование и трубопроводы, давление в которых может превышать рабочее, должны оснащаться предохранительными устройствами.

Отсекаемые с двух сторон оборудование и участки трубопроводов с однофазной средой, которые могут прогреваться любым способом, должны быть оснащены предохранительными устройствами.

6.2.3. Количество предохранительных устройств, их пропускная способность, давление открытия (закрытия) определяются разработчиками проектов АЭУ (РУ) исходя из того, что давление в защищаемом оборудовании и трубопроводах (с рабочим давлением не менее 0,3 МПа) при срабатывании этих устройств не должно превышать рабочее на 15 % с учетом срабатывания аварийной защиты АЭУ.

В оборудовании и трубопроводах с рабочим давлением до 0,3 МПа допускается превышение давления не более чем на 0,05 МПа.

Для систем с возможным кратковременным локальным повышением давления допускается повышение давления, при котором должны срабатывать предохранительные устройства (с учетом гидравлического сопротивления на участке от места повышения давления до предохранительных устройств).

6.2.4. Если предохранительное устройство защищает несколько единиц оборудования, то оно выбирается и настраивается исходя из наименьшего рабочего давления для этих единиц оборудования.

6.2.5. Предохранительный клапан должен закрываться после срабатывания при достижении давления не ниже 0,9 от рабочего давления. Данное требование не распространяется на предохранительные клапаны систем управления авариями.

6.2.6. Количество предохранительных клапанов и предохранительных мембран с принудительным разрывом, защищающих оборудование и трубопроводы групп А и В, должно быть не менее чем на одну единицу больше их числа, определенного в соответствии с требованиями п. 6.2.2.

6.2.7. При определении количества и пропускной способности предохранительных устройств должна учитываться суммарная производительность всех возможных источников повышения давления с учетом проектных аварий.

6.2.8. В предохранительных устройствах должна быть предусмотрена возможность их блокировки при проведении гидравлических испытаний оборудования и трубопроводов.

6.2.9. Необходимо устанавливать предохранительный клапан на напорных трубопроводах между запорной арматурой и насосом объемного действия, в котором отсутствует предохранительный клапан.

6.2.10. Не допускается установка запорной арматуры между предохранительным устройством и защищаемым им оборудованием или трубопроводом, а также на отводящих и дренажных трубопроводах.

6.2.11. Допускается применение ИПУ с двумя настроенными на разные давления открытия и закрытия предохранительными клапанами при условии, если разница между их давлениями открытия не превышает 0,1 МПа.

6.2.12. Допускается установка запорной арматуры перед импульсными клапанами ИПУ и после этих клапанов, если ИПУ снабжены не менее чем двумя импульсными клапанами и обеспечивается защита от превышения давления выше допустимого при выводе из работы только одного из этих клапанов.

6.2.13. Должна быть исключена возможность несанкционированного изменения настройки пружины и других элементов регулировки предохранительной арматуры. Пружины предохранительной арматуры должны быть защищены от прямого воздействия среды и перегрева.

6.2.14. Должна быть предусмотрена проверка исправности предохранительных клапанов и импульсных клапанов ИПУ. При невозможности проверки предохранительных клапанов на работающем оборудовании должны применяться переключающие устройства, устанавливаемые перед клапанами и отключающие их для проверки. При любом положении переключающих устройств должно обеспечиваться соединение оборудования и трубопроводов с необходимыми для их защиты предохранительными клапанами.

6.2.15. Предохранительные клапаны и импульсные клапаны ИПУ, защищающие оборудование и трубопроводы групп А и В, должны иметь приводы принудительного действия, обеспечивающие открытие и закрытие клапанов. Эти клапаны должны быть сконструированы и отрегулированы таким образом, чтобы при отказе привода они срабатывали как клапаны прямого действия. При наличии нескольких клапанов их приводы должны иметь независимые друг от друга каналы управления и энергообеспечения.

Для оборудования и трубопроводов группы С необходимость предохранительных клапанов с приводом принудительного действия определяется организацией-разработчиком.

Не допускается применение предохранительной арматуры с рычажным приводом.

6.2.16. Диаметр условного прохода предохранительной арматуры должен быть не менее 15 мм.

6.2.17. При установке на одном коллекторе (трубопроводе) нескольких предохранительных устройств площадь поперечного сечения коллектора (трубопровода) должна быть не менее 1,25 расчетной суммарной площади сечения присоединительных патрубков предохранительных устройств. Предохранительные устройства должны срабатывать от импульса давления от защищаемого оборудования. При настройке предохранительных устройств допускается учитывать гидравлическое сопротивление трубопровода.

6.2.18. Оборудование и трубопроводы с жидкометаллическим теплоносителем, а также оборудование и трубопроводы группы С допускается оснащать предохранительными мембранами, разрушающимися при повышении давления в защищаемом оборудовании на 25 % от рабочего давления среды. Допускается установка предохранительных мембран перед предохранительным клапаном, если между ними будет помещено устройство, исключающее попадание частей мембраны в предохранительный клапан. Работоспособность предохранительного клапана в сочетании с предохранительной мембраной должна быть подтверждена испытанием.

Площадь проходного сечения предохранительной мембраны должна быть не меньше площади сечения входного патрубка предохранительной арматуры. Маркировка мембраны после ее установки должна быть видна и читаема.

6.2.19. Оборудование, находящееся под давлением, меньшим, чем давление питающего его источника, должно иметь на подводящем трубопроводе автоматическое редуцирующее устройство со средством измерения давления и предохранительной арматурой, размещенными со стороны меньшего давления.

Для единиц оборудования, работающего от одного источника давления при одном и том же давлении, допускается устанавливать одно автоматическое редуцирующее устройство со средством измерения давления и предохранительной арматурой, расположенными на одной магистрали до первого ответвления. Если поддержание постоянного давления за редуцирующим устройством по технологическим причинам невозможно или не требуется, на трубопроводах от питающего источника допускается устанавливать нерегулируемые редуцирующие устройства.

На трубопроводах конденсата греющего пара, соединяющих регенеративные подогреватели турбоустановок, вместо редуцирующих устройств допускаются клапаны, регулирующие уровень конденсата в оборудовании.

6.2.20. Если трубопровод на участке от автоматического редуцирующего устройства до оборудования рассчитан на максимальное давление питающего источника и оборудование снабжено предохранительным устройством, то допускается не устанавливать на нем предохранительное устройство после редуцирующего устройства.

6.2.21. Если расчетное давление в оборудовании равно давлению питающего источника или превышает его и в оборудовании исключено повышение давления, то допускается не устанавливать предохранительное устройство.

6.2.22. Установка предохранительных и автоматических регулирующих устройств не требуется:

- 1) на трубопроводах рециркуляции насосов;
- 2) на трубопроводах после регуляторов уровня;
- 3) на трубопроводах продувочных, дренажных и удаления воздуха (газа) при сбросе среды в оборудование, оснащенное предохранительными устройствами.

6.2.23. Отводящие трубопроводы, не имеющие естественных уклонов, должны быть снабжены дренажным устройством. Внутренний диаметр отводящего трубопровода должен быть не менее внутреннего диаметра выходного патрубка предохранительного клапана. Среда, выходящая из предохранительных (дренажных) устройств, должна отводиться в безопасное для персонала, оборудования и строительных конструкций место и быть пожаровзрывобезопасной.

6.2.24. Исправность предохранительной арматуры (включая схемы управления) следует проверять перед первым пуском оборудования (трубопроводов) на рабочие параметры и в период эксплуатации, но не реже, чем через 13500 час эксплуатации. Если в ходе проверки выявляются дефекты или отказы срабатывания предохранительной арматуры, следует выполнить ремонт и провести ее повторную проверку.

6.2.25. Настройку предохранительной арматуры (включая схемы управления) после монтажа (ремонта), влияющих на ее настройку или настройку схемы управления, следует проверять повышением давления на оборудовании или с помощью специальных приспособлений, или испытанием на специальном стенде. После настройки предохранительной арматуры на срабатывание узел на-

стройки должен быть защищен от несанкционированного вмешательства. Данные по регулировке (настройке) должны быть занесены в учетную документацию.

### **6.3. Оснащение контрольно-измерительными приборами**

6.3.1. Оборудование и трубопроводы должны быть оснащены КИП для измерения давления, температуры, расхода, уровня рабочей среды, химического состава теплоносителя и контроля перемещений и герметичности.

Объем и способы контроля, места установки датчиков и устройств для отбора среды должны определяться организацией-разработчиком и указываться в проектной (конструкторской) документации.

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

6.3.3. На реакторах, парогенераторах, барабанах-сепараторах, компенсаторах давления, главных паропроводах, а также на другом оборудовании (трубопроводах), эксплуатирующемся при температуре более 150 °С, для которого конструкторской (проектной) документацией регламентирована скорость изменения температуры, должны предусматриваться измерение и фиксация скорости изменения температуры теплоносителя и (или) металла стенки. Места измерения должны указываться в конструкторской (проектной) документации.

6.3.4. На корпусах реакторов с жидкометаллическим теплоносителем, парогенераторах, барабанах-сепараторах, а также трубопроводах групп В и С с наружным диаметром более 300 мм, эксплуатирующихся при температуре более 250 °С, должен быть обеспечен периодический контроль перемещения указанного оборудования и трубопроводов, а также фиксация максимальных перемещений. Если оборудование и трубопроводы расположены в необслуживаемых помещениях, то контроль перемещений должен осуществляться дистанционно.

6.3.5. В конструкторской (проектной) документации должны указываться средства измерения и места их размещения для периодического контроля перемещения оборудования и трубопроводов.

6.3.6. Датчики и устройства для отбора проб, находящиеся в контакте с жидкометаллическим теплоносителем, должны устанавливаться таким образом, чтобы место установки датчика не было наиболее холодной точкой контура. Если длина коммуникаций, содержащих теплоноситель, от датчика до места подключения к контуру превышает пять номинальных наружных диаметров труб этих коммуникаций, должен быть обеспечен подогрев труб до температуры контура.

6.3.7. Датчики, постоянно работающие на границе раздела жидкий металл-газ, должны быть стойкими к шлакованию их поверхностей примесями, находящимися на свободной поверхности жидкого металла.

### **6.4. Требования к контрольно-измерительным приборам**

6.4.1. Измерительные каналы контрольно-измерительных систем должны обеспечивать возможность их периодической метрологической поверки (калибровки) и тестирования в лабораторных условиях и (или) по месту установки. Порядок и сроки поверки (калибровки) должны указываться в инструкциях по эксплуатации конкретных измерительных каналов.

6.4.2. Точность измерения контролируемых параметров устанавливается разработчиками проектов АЭУ (РУ) и должна быть указана в проектной (конструкторской) документации.

## **7. КОНТРОЛЬ СОСТОЯНИЯ МЕТАЛЛА ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ**

### **7.1. Общие положения**

7.1.1. Цели контроля:

- 1) выявление и фиксация несплошностей металла;
- 2) выявление и фиксация изменения геометрических размеров, включая коррозионно-эрозионные повреждения, и формоизменения оборудования и трубопроводов;
- 3) выявление негерметичности оборудования и трубопроводов;
- 4) выявление и фиксация изменения физико-механических характеристик и структуры металла.

7.1.2. Контроль состояния металла выполняется неразрушающими и разрушающими методами.

7.1.2.1. Неразрушающий контроль состояния металла подразделяется на предэксплуатационный, эксплуатационный и внеочередной.

7.1.2.2. Предэксплуатационный контроль проводится до пуска АЭУ в эксплуатацию и фиксирует исходное состояние металла, с которым в дальнейшем сопоставляются результаты эксплуатационного контроля.

7.1.2.3. Эксплуатационный контроль проводится планово в процессе эксплуатации и фиксирует текущее состояние металла. На основе его результатов принимается решение о продолжении эксплуатации до следующего контроля, либо о необходимости проведения ремонта (замены) оборудования (в том числе его составных частей) или трубопровода (в том числе его деталей или сборочных единиц).

7.1.2.4. Внеочередной контроль проводится:

- 1) после динамических воздействий техногенного или природного происхождения, интенсивность которых соответствует проектным значениям или превышает их;
- 2) при нарушении нормальной эксплуатации, приведшем к изменению параметров работы оборудования и трубопроводов свыше определяемых проектом значений;
- 3) по решению эксплуатирующей организации или по требованию Ростехнадзора;
- 4) после ремонта с применением сварки.

7.1.3. Предэксплуатационный и эксплуатационный контроль состояния металла регламентируются соответствующими типовыми программами неразрушающего контроля, разрабатываемыми для каждого типа АЭУ.

Типовые программы неразрушающего контроля разрабатываются:

- 1) для эксплуатируемых и сооружаемых АЭУ эксплуатирующей организацией;
- 2) для вновь проектируемых АЭУ разработчиками проектов АЭУ (РУ).

Типовые программы неразрушающего контроля утверждаются эксплуатирующей организацией, должны быть согласованы с разработчиками проектов АЭУ (РУ), материаловедческой организацией, организацией-изготовителем оборудования (для оборудования группы А) и рассмотрены Ростехнадзором при лицензировании.

7.1.4. Допускается не разрабатывать типовые программы неразрушающего контроля для АЭУ с исследовательскими реакторами. В этом случае контроль выполняется по рабочей программе, разработанной в соответствии с п. 7.4.4 и согласованной в соответствии с п.7.1.3.

7.1.5. Эксплуатационный (предэксплуатационный) контроль состояния металла выполняется по рабочей программе эксплуатационного (предэксплуатационного) контроля. Рабочие программы разрабатываются эксплуатирующей организацией для каждого блока АЭУ в соответствии с типовыми программами.

7.1.6. Методики неразрушающего контроля состояния металла оборудования и трубопроводов АЭУ разрабатываются эксплуатирующей организацией, согласовываются с материаловедческой организацией и рассматриваются Ростехнадзором при лицензировании.

Разработка методик неразрушающего контроля и введение их в действие осуществляется в соответствии с порядком, утвержденным эксплуатирующей организацией и одобренным Ростехнадзором.

7.1.7. Результаты неразрушающего контроля оборудования и трубопроводов, отнесенных к группам А и В, должны выборочно перепроверяться дефектоскопистами, не участвующими в штатном контроле. Перепроверке подлежат сварные соединения, проконтролированные ультразвуковым ручным методом без автоматической фиксации результатов. Объем перепроверки определяется эксплуатирующей организацией и должен составлять не менее 3 % от объема штатного контроля. Если при перепроверке обнаружены дефекты либо обнаружены несплошности, которые не зафиксированы в результатах штатного контроля, проводят сплошную перепроверку сварных соединений, проконтролированных при текущем планово-предупредительном ремонте конкретным дефектоскопистом.

7.1.8. Проведение разрушающего контроля регламентируется:

- 1) программой исследования образцов-свидетелей, разрабатываемой для каждого блока АЭУ;
- 2) типовой программой эксплуатационного контроля технологических каналов и каналов СУЗ реакторов канального типа;
- 3) решением эксплуатирующей организации о вырезке образцов из оборудования и трубопроводов, согласованным с разработчиками проектов АЭУ (РУ), материаловедческой организацией и организацией-изготовителем (для оборудования группы А).

Программы исследования образцов-свидетелей разрабатывает и утверждает эксплуатирующая организация. Они должны быть согласованы с разработчиком проекта РУ, материаловедческой организацией и организацией, отвечающей за физические характеристики активной зоны реактора.

Типовую программу эксплуатационного контроля технологических каналов и каналов СУЗ реакторов канального типа разрабатывает и утверждает эксплуатирующая организация. Она должна быть согласована с разработчиком проекта РУ.

Разрушающий контроль образцов, вырезанных из оборудования и трубопроводов (за исключением каналов реакторов канального типа), выполняется по программам, разработанным и утвержденным эксплуатирующей организацией в соответствии с решением о вырезке образцов.

7.1.9. Методики и средства контроля, а также подразделения (организации), выполняющие контроль, и их персонал, должны быть аттестованы организациями, имеющими соответствующую аккредитацию<sup>3</sup>.

## **7.2. Проведение контроля**

7.2.1. При контроле состояния металла неразрушающими методами применяются:

- 1) визуальный и измерительный контроль, включая контроль геометрических размеров и формоизменения оборудования и трубопроводов;
- 2) контроль герметичности;
- 3) капиллярный контроль;
- 4) магнитопорошковый контроль;
- 5) ультразвуковой контроль, включая толщинометрию;
- 6) радиографический контроль;
- 7) вихретоковый контроль;

7.2.2. Разрушающими методами контролируют изменение предела текучести, временного сопротивления, относительного удлинения, относительного сужения, характеристик циклической прочности и характеристик сопротивления хрупкому разрушению (критическая температура хрупкости, вязкость разрушения, критическое раскрытие трещины).

7.2.3. Неразрушающий контроль должен проводиться преимущественно автоматизированными средствами. Перечень автоматизированных средств контроля и технических требований к их разработке должен быть приведен в проекте АЭУ. В местах, где контроль не может быть осуществлен непосредственно по условиям радиационной обстановки или размещения, должны быть предусмотрены соответствующие дистанционные средства контроля.

7.2.4. В местах, где невозможно применять автоматизированные средства из-за конструктивных особенностей оборудования или условий его размещения, контроль проводится ручными средствами.

## **7.3. Объекты контроля**

7.3.1. Обязательному неразрушающему контролю подлежат:

- 1) оборудование группы А (корпуса водо-водяных реакторов) – основной материал, расположенный на уровне активной зоны, сварные соединения, антикоррозионные наплавки и радиусные переходы патрубков присоединения трубопроводов, уплотнительные поверхности разъёмных соединений корпусов и крышек, сварные соединения опор, шпильки, металл резьбы шпилек и опорные бурты нажимных колец;
- 2) оборудование группы А (корпуса реакторов с жидкометаллическим теплоносителем) – сварные соединения приварки страховочных корпусов к основному корпусу, а также сварные соединения корпуса реактора в зоне отсутствия страховочного корпуса;
- 3) оборудование группы А (кроме вышеуказанного), оборудование группы В – все сварные соединения корпусов и основной материал 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

---

<sup>3</sup> Требование вступает в силу после ввода в действие системы аккредитации.

ды патрубков, зоны перемычек между отверстиями в корпусе, сварные швы присоединения опор, болты и шпильки, металл резьбы шпилек и болтов;

- 4) трубопроводы групп А и В – сварные соединения и антикоррозионные наплавки труб и коллекторов, гибы, сварные соединения тройников, переходов, опор, патрубков и труб в местах отводов; на трубопроводах АЭУ с реакторами с жидкометаллическим теплоносителем указанный контроль должен осуществляться в зонах отсутствия страховочных кожухов, а также в зонах приварки этих кожухов к трубопроводам.

Перечень конкретных зон вышеперечисленного оборудования и трубопроводов, подлежащих неразрушающему контролю, устанавливается типовыми программами неразрушающего контроля.

7.3.2. Необходимость и объем неразрушающего контроля оборудования и трубопроводов группы С устанавливаются эксплуатирующей организацией по согласованию с разработчиками проектов РУ и АЭУ и материаловедческой организацией.

7.3.3. Обязательному разрушающему контролю на образцах-свидетелях подлежит металл оборудования реакторов с жидкометаллическим теплоносителем и корпусов водо-водяных реакторов, расположенный в зонах воздействия наибольшего нейтронного потока.

Обязательному разрушающему контролю подлежат образцы, вырезанные из технологических каналов и каналов СУЗ реакторов канального типа.

#### **7.4. Программы контроля**

7.4.1. Типовая программа неразрушающего контроля должна, как минимум, содержать:

- 1) перечень контролируемого оборудования и трубопроводов;
- 2) перечень контролируемых зон;
- 3) методы и объем контроля для каждой из контролируемых зон;
- 4) требования к чувствительности средств контроля;
- 5) ссылки на документы, содержащие описание методик контроля;
- 6) нормы оценки несплошностей;
- 7) процедуру принятия решения по результатам контроля.

7.4.2. Программа исследования образцов-свидетелей должна, как минимум, содержать:

- 1) перечень контролируемого оборудования и его составных частей (трубопроводов), а также перечень зон контроля;
- 2) перечень определяемых характеристик;
- 3) число комплектов образцов-свидетелей, типы и число образцов-свидетелей в комплекте и в каждой выгрузке;
- 4) сведения о размещении и креплении образцов-свидетелей;
- 5) методы контроля флюенса нейтронов и температуры;
- 6) число индикаторов для измерения флюенса нейтронов и температуры;
- 7) сроки выгрузок контейнеров (индикаторов) и испытаний образцов-свидетелей;
- 8) методики испытаний и обработки результатов;
- 9) ссылки на документы, содержащие описание процедуры оценки и использования результатов испытаний.

7.4.3. Типовая программа эксплуатационного контроля технологических каналов и каналов СУЗ реакторов канального типа должна, как минимум, содержать:

- 1) перечень контролируемых технологических каналов и каналов СУЗ;
- 2) перечень контролируемых зон;
- 3) методы и объем контроля для каждой из контролируемых зон;
- 4) ссылки на документы, содержащие описание методик контроля;
- 5) нормы оценки несплошностей;
- 6) описание процедуры принятия решения по результатам контроля.

7.4.4. Рабочие программы эксплуатационного и предэксплуатационного контроля, кроме конкретизации зон, объема, методов и средств текущего контроля, должны, как минимум, содержать:

- 1) срок эксплуатации на момент контроля;
- 2) перечень зон, недоступных для контроля, с предусмотренными компенсирующими мерами (в том числе с использованием систем диагностики);
- 3) описание методик контроля или ссылки на соответствующие документы;
- 4) перечень средств контроля для каждой контролируемой зоны;
- 5) перечень необходимых для проведения контроля технических и организационных мероприятий.

Объем текущего контроля должен устанавливаться в рабочей программе с учетом фактической наработки оборудования и трубопроводов и с учетом результатов предыдущих контролей.

В рабочей программе предэксплуатационного контроля должен быть предусмотрен контроль сплошности основного материала и сварных соединений, которые при эксплуатации становятся недоступными для контроля.

7.4.5. Эксплуатирующая организация должна организовать учет программ контроля (оригиналов и их копий) и вносить в них соответствующие изменения.

## **7.5. Периодичность контроля**

7.5.1. Эксплуатационный контроль неразрушающими методами должен проводиться первый раз не позднее чем через 3 года после ввода в эксплуатацию оборудования и трубопроводов. Последующие сроки должны соответствовать:

- 1) для оборудования группы А, а также оборудования и трубопроводов группы В, изготовленных из труб или обечаек с продольными сварными соединениями и входящих в АЭУ с водо-водяными реакторами или реакторами канального типа – не позднее чем через каждые 4 года работы, отсчитываемые от предыдущего контроля;
- 2) для остального оборудования и трубопроводов независимо от типа АЭУ – не позднее чем через 8 лет работы, отсчитываемые от предыдущего контроля.

Контроль, выполняемый согласно позициям 1) и 2), может быть распределен по промежуточным этапам в рамках указанной периодичности.

Допускается увеличивать срок между очередными эксплуатационными контролями до 1 года с учетом графика планово-предупредительных ремонтов при удовлетворительных результатах предыдущего неразрушающего контроля в соответствии с п. 7.6.1.

7.5.2. Допускается устанавливать периодичность неразрушающего контроля, отличную от приведенной в позициях 1) и 2) п. 7.5.1, по результатам обоснования безопасности эксплуатации, а также при условии, что используемые методики и средства контроля обеспечивают выявление дефектов.

7.5.3. Выгрузка и испытания образцов-свидетелей должны осуществляться не менее 6 раз за срок службы контролируемого оборудования. Первый раз выгрузка и испытания образцов-свидетелей проводятся не позднее чем через 10 лет после начала эксплуатации.

## **7.6. Оценка результатов контроля**

7.6.1. Состояние металла принимается удовлетворительным, если выполнены следующие условия:

- при проведении неразрушающего контроля в металле не обнаружены дефекты;
- прогноз роста выявленных несплошностей свидетельствует о том, что в течение времени до следующего контроля их размеры не превысят допустимые значения, определяемые в соответствии с нормами их оценки;
- прогноз изменения выявленных утонений свидетельствует о том, что в течение времени до следующего контроля толщины стенок будут находиться в допустимых пределах, определяемых в соответствии с конструкторской документацией.

7.6.2. Оценка и использование результатов разрушающего контроля проводятся в соответствии с нормативными документами, ссылки на которые должны быть приведены в программе исследования образцов-свидетелей и типовой программе эксплуатационного контроля технологических каналов и каналов СУЗ реакторов канального типа.

## **7.7. Образцы-свидетели**

7.7.1. В контейнер с образцами-свидетелями должны быть установлены индикаторы (детекторы) для измерения флюенса нейтронов и температуры облучения.

7.7.2. Одновременно с поставкой образцов-свидетелей и контейнеров для их размещения вместе с оборудованием должен поставляться контрольный комплект образцов-свидетелей, достаточный для фиксации исходного состояния металла.

7.7.3. Эксплуатирующей организацией должны быть обеспечены учет и хранение образцов-свидетелей в течение срока службы контролируемого оборудования.

## **7.8. Организация контроля состояния металла**

7.8.1. Неразрушающий (эксплуатационный или предэксплуатационный) контроль состояния металла оборудования и трубопроводов должен проводиться эксплуатирующей организацией согласно соответствующей рабочей программе.

7.8.2. Испытания образцов-свидетелей должны быть организованы эксплуатирующей организацией.

7.8.3. В отчетной документации по неразрушающему контролю, как минимум, должны быть приведены:

- 1) номер типовой программы неразрушающего контроля;
- 2) номер рабочей программы эксплуатационного (предэксплуатационного) контроля;
- 3) срок эксплуатации на момент контроля;
- 4) сведения о зонах, методах и объеме контроля;
- 5) ссылки на документы, содержащие описание методик и средств контроля;
- 6) результаты контроля;
- 7) оценка результатов контроля.

7.8.4. В отчетной документации по разрушающему контролю, как минимум, должны быть приведены:

- 1) номер программы исследования образцов-свидетелей (типовой программы эксплуатационного контроля технологических каналов и каналов СУЗ реакторов канального типа);
- 2) срок эксплуатации на момент контроля;
- 3) сведения о расположении образцов-свидетелей (перечень контролируемых зон технологических каналов и каналов СУЗ реакторов канального типа);
- 4) данные, характеризующие исходное состояние образцов-свидетелей (предыдущее состояние контролируемых зон технологических каналов и каналов СУЗ реакторов канального типа);
- 5) данные, характеризующие воздействие эксплуатационных факторов;
- 6) виды испытаний и методики их проведения;
- 7) результаты испытаний;
- 8) оценка результатов контроля.

7.8.5. Записи о проведении каждого неразрушающего и разрушающего контроля вносятся в паспорта оборудования и трубопроводов. Отчетная документация о контроле должна храниться эксплуатирующей организацией в течение всего срока эксплуатации оборудования и трубопроводов.

7.8.6. При неудовлетворительных результатах неразрушающего контроля оборудования и трубопроводов акт обследования дефектного узла должен направляться разработчикам проектов АЭУ (РУ), организации-изготовителю и в Ростехнадзор.

7.8.7. В акте обследования дефектного узла, как минимум, должны содержаться следующие сведения:

- 1) дата обнаружения дефекта;
- 2) наименование оборудования, сборочной единицы (детали);
- 3) номер чертежа сборочной единицы (детали);
- 4) наименование организации-изготовителя (монтажной организации);
- 5) марка металла дефектной детали;
- 6) срок эксплуатации оборудования, сборочной единицы (детали) на момент обнаружения дефекта;
- 7) признаки, по которым обнаружен дефект;
- 8) условия эксплуатации (среда, рабочее давление, температура, параметры режимов и количество циклов нагружения, гидравлические испытания), флюенс нейтронов, время работы АЭУ на мощности, нарушения проектных режимов;
- 9) место расположения, характер, размеры и конфигурация дефекта;
- 10) методы контроля, применявшиеся при обследовании;
- 11) результаты лабораторных испытаний по определению механических характеристик;

- 12) результаты металлографических исследований;
- 13) причины повреждения металла;
- 14) случаи повреждения этого или аналогичного узла ранее, в том числе и на других АЭУ;
- 15) мероприятия по ликвидации дефекта и предотвращению подобных повреждений при дальнейшей эксплуатации.

7.8.8. При неудовлетворительных результатах неразрушающего контроля дальнейшая эксплуатация оборудования или трубопроводов допускается только после устранения дефектов.

Если причины возникновения дефектов не установлены, должно быть проведено обоснование безопасности эксплуатации оборудования или трубопроводов до следующего останова АЭУ (РУ). Решение о возможности дальнейшей эксплуатации и сроках проведения последующего эксплуатационного контроля оборудования и трубопроводов принимается эксплуатирующей организацией по результатам выполненного обоснования. Решение о возможности дальнейшей эксплуатации оборудования и трубопроводов должно быть согласовано разработчиками проектов АЭУ (РУ), организацией-изготовителем (для оборудования группы А), материаловедческой организацией и направлено вместе с результатами обоснования на одобрение в Ростехнадзор.

## **8. ТЕХНИЧЕСКОЕ ОСВИДЕТЕЛЬСТВОВАНИЕ И РЕГИСТРАЦИЯ**

### **8.1. Техническое освидетельствование**

8.1.1. Техническое освидетельствование проводится с целью подтверждения, что оборудование и трубопроводы изготовлены и смонтированы в соответствии с требованиями настоящих Правил и проектом, находятся в исправном состоянии и возможно их использование на этапах пусконаладочных работ и эксплуатации.

Техническое освидетельствование проводится после неразрушающего эксплуатационного или предэксплуатационного контроля при наличии остаточного ресурса оборудования и трубопроводов, определенного в соответствии с п. 9.1.4.

8.1.2. Техническое освидетельствование включает:

- 1) проверку документации;
- 2) внешний и внутренний осмотр оборудования в доступных местах;
- 3) внешний осмотр трубопроводов в доступных местах;
- 4) гидравлические испытания;
- 5) оформление результатов.

Под доступными местами понимаются зоны оборудования и трубопроводов, которые можно осмотреть визуально или с помощью специальных средств после удаления съемных и съёмных частей (снятия теплоизоляции). Места, недоступные для осмотра по условиям радиационной обстановки, определяются эксплуатирующей организацией. Недоступность для внешнего осмотра по другим причинам устанавливается организацией-разработчиком и эксплуатирующей организацией.

8.1.3. Техническое освидетельствование подразделяется на:

- 1) первичное – проводится до начала пусконаладочных работ;
- 2) периодическое – проводится при эксплуатации;

3) досрочное – проводится:

а) после динамических воздействий техногенного или природного происхождения, интенсивность которых соответствует проектным значениям или превышает их;

б) при нарушении нормальной эксплуатации, приведшем к изменению параметров работы оборудования и/или трубопроводов до значений, выше определяемых проектом;

в) по решению эксплуатирующей организации или по требованию Ростехнадзора;

г) после замены, модернизации или капитального ремонта оборудования или деталей и сборочных единиц трубопровода.

8.1.4. Эксплуатирующая организация должна составлять перечень оборудования и участков трубопроводов, которые недоступны для внутренних и/или внешних осмотров по конструкционным особенностям, технологическим причинам (например невозможность опорожнения) или из-за радиационной обстановки. В каждом конкретном случае для такого оборудования или трубопроводов эксплуатирующей организацией должна быть разработана инструкция по проведению технического освидетельствования.

8.1.5. При проведении технического освидетельствования:

1) проверяется наличие проектной и конструкторской документации;

2) проверяются паспорта оборудования и трубопроводов;

3) анализируется документация, содержащая результаты предэксплуатационного контроля состояния металла;

4) анализируется документация, содержащая результаты предыдущего эксплуатационного контроля состояния металла в соответствии с п. 7.5.1. По позициям 1) и 3) проверка проводится только при первичном техническом освидетельствовании.

8.1.6. При осмотрах оборудования и трубопроводов проводятся:

1) проверка готовности оборудования (в том числе его составных частей) и трубопроводов (в том числе деталей и сборочных единиц) к проведению пусконаладочных работ и эксплуатации;

2) визуальный контроль для выявления поверхностных дефектов, включая механические, коррозионные повреждения и эрозионные размывы.

3) оценка состояния опор, подвесок, крепежных и разъёмных соединений оборудования и трубопроводов.

По позиции 1) осмотр проводится при первичном техническом освидетельствовании.

8.1.7. Первичное техническое освидетельствование оборудования и трубопроводов, имеющих страховочные корпуса и кожухи, должно проводиться до приварки последних.

8.1.8. Техническое освидетельствование в процессе эксплуатации проводится с той же периодичностью, что и эксплуатационный контроль состояния металла неразрушающими методами в соответствие с позициями 1 и 2 пункта 7.5.1.

8.1.9. Отсрочка проведения технического освидетельствования оборудования и трубопроводов допускается до 12 месяцев с учетом графика планово-предупредительных ремонтов АЭУ при положительных результатах предыдущего технического освидетельствования.

8.1.10. Периодичность технического освидетельствования, отличная от приведенной в подпунктах 8.1.8, 8.1.9, допускается при наличии выполненного обоснования безопасности эксплуатации, а также при выполнении следующих условий:

- результаты текущего контроля состояния металла признаны удовлетворительными в соответствии с пунктом 7.6.1;
- наличие действующей системы диагностики, позволяющей контролировать техническое состояние оборудования или трубопроводов.

Периодичность технического освидетельствования, отличная от приведенной в подпунктах 8.1.8 и 8.1.9, устанавливается решением эксплуатирующей организации, которое должно быть согласовано разработчиками проектов АЭУ (РУ), организацией-изготовителем (для оборудования группы А), материаловедческой организацией и представлено на одобрение в Ростехнадзор.

8.1.11. Если в состав АЭУ с реакторами с жидкометаллическим теплоносителем входят средства контроля герметичности оборудования и трубопроводов, при техническом освидетельствовании допускается не проводить визуальный контроль:

- 1) внутренней поверхности оборудования со стороны жидкометаллического теплоносителя;
- 2) внутренней поверхности страховочных корпусов;
- 3) внешних поверхностей оборудования в страховочных корпусах и трубопроводов в страховочных кожухах.

8.1.12. Техническое освидетельствование проводится эксплуатирующей организацией. Если оборудование и трубопроводы подлежат регистрации в территориальном органе Ростехнадзора, эксплуатирующая организация не менее чем за 10 суток должна проинформировать территориальный орган Ростехнадзора о готовности оборудования и трубопроводов к техническому освидетельствованию и о месте и дате проведения технического освидетельствования.

8.1.13. Перед техническим освидетельствованием оборудование должно быть освобождено от заполняющей его рабочей среды, а поверхности, подлежащие осмотру, должны быть очищены от загрязнений.

8.1.14. Оборудование и трубопроводы, находящиеся в контакте с радиоактивными средами, удельная активность которых не менее удельной активности среднеактивных жидких радиоактивных отходов, должны быть дезактивированы до начала технического освидетельствования и предшествующих ему подготовительных работ.

8.1.15. При обнаружении дефектов при проведении осмотра или гидроиспытаний составляется акт обследования дефектного узла согласно п. 7.8.7, который направляется разработчикам проектов АЭУ (РУ), организации-изготовителю и в Ростехнадзор.

8.1.16. Результаты технического освидетельствования фиксируются в актах технического освидетельствования с приложением протоколов гидравлических испытаний.

На основании указанных актов эксплуатирующей организацией принимается решение о результатах технического освидетельствования с указанием допустимых условий эксплуатации и сроков очередных технических освидетельствований, а в паспорта оборудования и трубопроводов вносятся соответствующие записи.

## **8.2. Регистрация**

8.2.1. Регистрации в территориальном органе Ростехнадзора подлежат:

- 1) оборудование и трубопроводы группы А;
- 2) оборудование группы В;
- 3) трубопроводы группы В с наружным диаметром 57 мм и более;

4) оборудование группы С при любом из следующих условий:

- а) содержание радиоактивных сред, удельная активность которых не менее удельной активности среднеактивных жидких радиоактивных отходов;
  - б) температура теплоносителя превышает 200 °С;
  - в) произведение емкости, м<sup>3</sup>, на рабочее давление, МПа, превышает 1;
- 5) трубопроводы группы С:
- а) с наружным диаметром 57 мм и более, содержащие радиоактивные среды, удельная активность которых не менее удельной активности среднеактивных жидких радиоактивных отходов;
  - б) с наружным диаметром 108 мм и более.

Регистрация проводится после первичного технического освидетельствования, а также после замены, модернизации и капитального ремонта оборудования или деталей и сборочных единиц трубопровода.

8.2.2. Номенклатура оборудования и трубопроводов, подлежащих регистрации в территориальном органе Ростехнадзора, и границы их регистрации определяются перечнями, подготовленными эксплуатирующей организацией совместно с организацией-разработчиком до первичного технического освидетельствования.

8.2.3. При определении границ регистрации необходимо руководствоваться следующими требованиями:

- 1) границами регистрации оборудования являются входные (выходные) патрубки и штуцера (сварной шов приварки трубопровода к штуцеру оборудования относится к трубопроводу); совместно с оборудованием допускается регистрировать участки трубопровода, не отключаемые от оборудования запорной арматурой;
- 2) допускается регистрировать отдельно узлы реактора, баки и головки деаэраторов и т.п. при наличии отдельных паспортов на эти элементы;
- 3) арматура, кроме установленной на патрубке сосуда, подлежит регистрации в составе трубопровода;
- 4) установленная на патрубке сосуда арматура регистрируется в составе оборудования;
- 5) участки трубопроводов низкого давления после редуцирующих устройств вместе с предохранительными устройствами и первой по ходу среды запорной арматурой регистрируются совместно с трубопроводами высокого давления;
- 6) границами насоса служат входные и выходные патрубки;
- 7) главные паропроводы регистрируются до их сварного соединения с патрубком корпуса стопорного клапана турбины;
- 8) если на трубопроводе отбора пара от турбины до оборудования отсутствует запорная арматура, то границей регистрации служит обратный клапан, а при отсутствии последнего – сварное соединение трубопровода к оборудованию.

8.2.4. Для регистрации оборудования в территориальный орган Ростехнадзора должны быть представлены:

- 1) письменное заявление эксплуатирующей организации;
- 2) паспорт оборудования с приложениями;
- 3) исполнительная схема включения оборудования с указанием параметров рабочей среды, источников давления и их параметров, необходимой арматуры, предохранительных мембран, спускных, продувочных, дренажных устройств, систем диагностики и КИП;

- 4) свидетельство о монтаже оборудования;
- 5) акт технического освидетельствования (пункт 8.1.16).

8.2.5. Для регистрации трубопровода в территориальный орган Ростехнадзора должны быть представлены:

- 1) письменное заявление эксплуатирующей организации;
- 2) паспорт трубопровода с приложениями, включая исполнительную пространственную схему трубопровода и свидетельство о монтаже трубопровода;
- 3) акт технического освидетельствования (пункт 8.1.16).

8.2.6. Территориальный орган Ростехнадзора должен рассмотреть документы регистрации в течение 5 рабочих дней со дня получения заявления. При регистрации территориальный орган Ростехнадзора может дополнительно затребовать документацию, которая подлежит проверке при техническом освидетельствовании.

8.2.7. При положительных результатах рассмотрения документов оборудование (трубопровод) регистрируется территориальным органом Ростехнадзора. Паспорт оборудования (трубопровода) с прилагаемыми к нему документами подлежат возврату в эксплуатирующую организацию.

8.2.8. При выявлении в документах отступлений от настоящих Правил территориальным органом Ростехнадзора дается письменный отказ в регистрации. Отказ в регистрации должен быть обоснован ссылками на соответствующие пункты Правил.

8.2.9. Снятие с регистрации производится территориальным органом Ростехнадзора по письменному заявлению эксплуатирующей организации. В заявлении должна быть указана причина снятия с регистрации.

8.2.10. Оборудование и трубопроводы, не указанные в пункте 8.2.1, регистрируются в эксплуатирующей организации.

8.2.11. Перечень документов, необходимых для регистрации оборудования и трубопроводов, указанных в пункте 8.2.10, определяется эксплуатирующей организацией.

## **9. ЭКСПЛУАТАЦИЯ**

### **9.1. Общие положения**

9.1.1. Эксплуатирующая организация на основании требований конструкторской и проектной документации, инструкций по монтажу и руководств по эксплуатации, а также результатов пусконаладочных испытаний до регистрации оборудования и трубопроводов должна обеспечить разработку инструкций по эксплуатации, а также документации и инструкций по техническому обслуживанию и ремонту.

Инструкции по эксплуатации оборудования (систем) должны содержать:

- 1) краткую характеристику оборудования (системы);
- 2) технологические ограничения и меры по обеспечению безопасности;
- 3) описание режимов работы оборудования (системы);
- 4) порядок ввода (и вывода) в эксплуатацию оборудования (системы);
- 5) порядок подготовки к пуску, порядок пуска, остановка и технического обслуживания при нормальной эксплуатации;
- 6) перечень ситуаций, когда оборудование и трубопроводы должны быть отключены немедленно, в частности:
  - а) при обнаружении трещин или сквозных дефектов в металле;

- б) при разрушении опор и подвесок;
- в) при превышении в необслуживаемых помещениях установленных в проекте значений давления, температуры или активности;
- г) при неисправностях или выходе из строя предохранительных устройств в количестве, не обеспечивающем безопасный уровень эксплуатации;
- д) при появлении шумов, вибраций, ударов;
- е) при повышении давления сверх рабочего более чем на 15 % и дальнейшем его повышении;
- 7) перечень ситуаций, когда оборудование и трубопроводы должны быть отключены в плановом порядке;
- 8) порядок действий персонала при нарушениях в работе систем и отказах оборудования.

Перечни ситуаций, когда оборудование групп А и В, а также системы, в которые входят оборудование и трубопроводы групп А и В, необходимо отключать немедленно или в плановом порядке, должны быть согласованы с разработчиками проектов АЭУ (РУ).

9.1.2 Инструкции по эксплуатации должны корректироваться в случае изменения состояния или условий эксплуатации оборудования и трубопроводов.

9.1.3. Начиная с этапов пусконаладочных работ, эксплуатирующая организация должна организовать учет числа циклов нагружения оборудования и трубопроводов, флюенса нейтронов и температуры облучения, времени работы на мощности и других параметров, необходимых для оценки остаточного ресурса.

9.1.4. Эксплуатирующая организация должна определять остаточный ресурс оборудования и трубопроводов с периодичностью, не препятствующей проведению технического освидетельствования.

9.1.5. Разъемные соединения оборудования и трубопроводов должны быть уплотнены в соответствии с инструкцией по их эксплуатации с применением специального инструмента.

9.1.6. Величины затяжки шпилек с контролируемой вытяжкой должны быть указаны в инструкции по эксплуатации оборудования.

9.1.7. Работы на действующем оборудовании и трубопроводах, не предусмотренные технологическим регламентом, не допускаются.

9.1.8. Технологические защиты должны быть проверены в соответствии с положениями инструкций по эксплуатации защищаемого оборудования. Отключение технологической защиты на работающем оборудовании допускается только в случаях, определяемых указанной инструкцией.

9.1.9. Проверка исправности оборудования или трубопровода перед пуском в работу после ремонта или останова выполняется в соответствии с порядком, разработанным и утвержденным эксплуатирующей организацией.

9.1.10. Оборудование и трубопроводы, имеющие страховочные корпуса и кожухи, должны быть отключены при срабатывании сигнализации систем контроля утечки теплоносителя.

9.1.11. Перед подъемом давления в системах высокого давления от них должны быть отключены оборудование и трубопроводы низкого давления и вспомогательных систем (охлаждения, заполнения, опорожнения, подачи сжатого газа низкого давления и др.). В инструкциях по эксплуатации должны быть предусмотрены меры, исключающие ошибочное подключение систем низкого давления к системам высокого давления.

9.1.12. На остановленном и уплотненном водо-водяном реакторе предохранительные устройства компенсатора давления должны быть в рабочем состоянии (за исключением периода гидравлических испытаний).

9.1.13. Показатели водно-химического режима АЭУ должны находиться в пределах норм, установленных стандартами эксплуатирующей организации.

9.1.14. При разуплотнении оборудования и трубопроводов, содержащих радиоактивные жидкости, газы или аэрозоли, а также водород и другие газы во взрывоопасных концентрациях, должны соблюдаться требования радиационной безопасности и пожаровзрывобезопасности.

9.1.15. Периодичность и объем работ при техническом обслуживании оборудования и трубопроводов определяются порядком, разработанным и утвержденным эксплуатирующей организацией.

9.1.16. В случае обнаружения дефектов при техническом обслуживании оборудования и трубопроводов составляется акт обследования дефектного узла согласно п. 7.8.7, который направляется разработчикам проектов АЭУ (РУ), организации-изготовителю и в Ростехнадзор.

9.1.17. Должна быть обеспечена сохранность отчетной документации (результаты технического обслуживания, ремонта и эксплуатационного контроля металла) на оборудование и трубопроводы в течение их срока службы.

## **9.2. Организация и проведение ремонтов**

9.2.1. На основе результатов пусконаладочных работ, предэксплуатационного и эксплуатационного контроля состояния металла эксплуатирующей организацией должен быть разработан и утвержден порядок проведения, объем и сроки планово-предупредительных ремонтов.

9.2.2. Допускается восстанавливать механические характеристики металла незаменимого оборудования по специально разработанному материаловедческой организацией технологическому процессу, утвержденному эксплуатирующей организацией и согласованному с разработчиком проекта РУ и организацией-изготовителем оборудования.

9.2.3. Выполнять ремонтные работы с применением сварки допускается по технологии, разработанной и утвержденной эксплуатирующей организацией и согласованной с разработчиками проектов АЭУ (РУ), материаловедческой организацией и организацией-изготовителем (для оборудования группы А).

9.2.4. Для оборудования и трубопроводов, находящихся под давлением, работы с разъёмными соединениями и ремонт (в том числе с проведением сварки) не допускаются, за исключением специальных операций по дистанционной перегрузке тепловыделяющих сборок без остановки реактора с помощью специальных машин или механизмов.

9.2.5. При проведении ремонтных работ на оборудовании и трубопроводах должны быть приняты меры, исключающие загрязнение внутренних полостей или попадание в них посторонних предметов.

## **9.3. Управление ресурсом и продление срока службы**

9.3.1. Эксплуатирующей организацией должен быть разработан и утвержден порядок управления ресурсом важного для безопасности оборудования и трубопроводов, одобренный Ростехнадзором.

9.3.2. Эксплуатирующей организацией должна быть организована разработка методик подтверждения остаточного ресурса оборудования и трубопроводов. Указанные методики должны быть утверждены эксплуатирующей организацией и одобрены Ростехнадзором.

Для вновь сооружаемых АЭУ методики подтверждения остаточного ресурса оборудования и трубопроводов должны быть разработаны до начала эксплуатации.

9.3.3. Продление срока службы оборудования или трубопроводов, для которых имеются утвержденные методики по пункту 9.3.2, осуществляется по указанным методикам при наличии остаточного ресурса.

9.3.4. При отсутствии утвержденных методик по пункту 9.3.2 для продления срока службы оборудования или трубопроводов эксплуатирующая организация при наличии остаточного ресурса должна выполнить обоснование возможности дальнейшей эксплуатации на основании результатов обследования их технического состояния. При положительных результатах обоснования эксплуатирующей организацией оформляется решение о возможности, сроках и условиях дальнейшей эксплуатации оборудования или трубопроводов. Указанное решение должно быть согласовано организацией-разработчиком и организацией-изготовителем (для оборудования группы А) и одобрено Ростехнадзором или его территориальным органом.

Номенклатура оборудования и трубопроводов, подлежащая одобрению Ростехнадзором или его территориальным органом, определяется перечнем, разработанным эксплуатирующей организацией и одобренным Ростехнадзором.

## **10. ПЕРЕХОДНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ**

10.1. Конструкторская (проектная) и технологическая документация на оборудование, а также на детали и сборочные единицы трубопроводов, изготовленные до ввода в действие настоящих Правил, переработке не подлежит.

10.2. Допускается в течение 3 лет с момента ввода в действие настоящих Правил изготавливать оборудование (в том числе его составные части) и детали и сборочные единицы трубопроводов по конструкторской и технологической документации, выпущенной до ввода в действие настоящих Правил, при условии соблюдения требований подпунктов 2.1.11, 4.2.3–4.2.6.

10.3. Эксплуатационная документация (в том числе паспорта оборудования и трубопроводов) должна быть приведена в соответствие с требованиями настоящих Правил в течение 5 лет с момента их ввода в действие.

Приложение № 1  
к Правилам устройства и безопасной эксплуатации  
оборудования и трубопроводов  
атомных энергетических установок,  
утвержденным приказом Федеральной службы  
по экологическому, технологическому  
и атомному надзору  
от «\_\_» \_\_\_\_\_ 20\_\_ г. № \_\_\_\_\_

### Термины и определения

**Материаловедческая организация** – организация, признанная органом управления использованием атомной энергии компетентной оказывать услуги эксплуатирующей и другим организациям по выбору, выплавке и разливке, термической резке, обработке давлением, сварке, наплавке и термической обработке материалов при изготовлении оборудования и трубопроводов для конкретного типа АЭУ.

**Материалы** – основные материалы (стали и сплавы в виде поковок, труб, листов, сортового проката, отливок) и сварочные материалы (электроды, проволока, флюс, защитный газ), используемые для изготовления оборудования и трубопроводов АЭУ.

**Монтажная организация** – организация, осуществляющая монтаж оборудования и трубопроводов на АЭУ и (или) разрабатывающая технологию монтажа.

**Организация-изготовитель** – организация, изготавливающая оборудование и (или) сборочные единицы и детали трубопроводов и оборудования.

**Организация-разработчик** – организация, проектирующая и/или конструирующая оборудование и трубопроводы или сборочные единицы и детали трубопроводов.

**Технологический канал** – составная часть трубопровода реактора канального типа, предназначенная для установки тепловыделяющей сборки.

В Правилах не даны определения общепринятых технических терминов, а также терминов, установленных в федеральных законах или нормах и правилах.

Приложение № 2  
к Правилам устройства и безопасной эксплуатации  
оборудования и трубопроводов  
атомных энергетических установок,  
утвержденным приказом Федеральной службы  
по экологическому, технологическому  
и атомному надзору  
от «\_\_» \_\_\_\_\_ 20\_\_ г. № \_\_\_\_\_

## Требования к устройству, изготовлению и монтажу оборудования и трубопроводов

### 1. Элементы конструкции

#### 1.1. Крышки и днища

1.1.1. Для оборудования следует применять сферические, эллиптические, торосферические (кроме арматуры), тарельчатые крышки и днища.

Для оборудования группы С допускается применять конические и плоские крышки и днища.

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

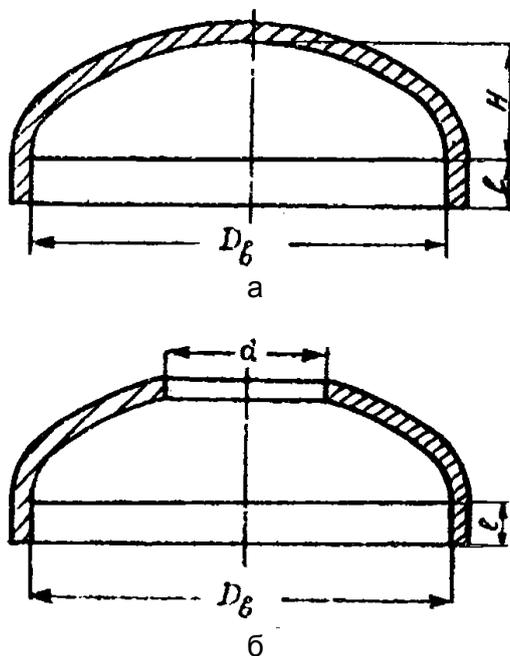


Рис. 1. Эллиптическое днище:  
а – без отверстия; б – с отверстием

1.1.3. Отношение номинальной высоты выпуклой части торосферических и тарельчатых крышек и днищ, измеренной от их внутренней поверхности, к номинальному внутреннему диаметру цилиндрической части  $H/D_в$  следует принимать не менее 0,25, отношение номинального диаметра центрального отверстия, если таковое имеется, к номинальному внутреннему диаметру крышки или днища  $d/D_в$  – не более 0,6. Отношение номинальных радиусов  $R$  и  $r$  сферического сегмента тора к номинальному внутреннему диаметру цилиндрической части крышки или днища  $D_в$  следует принимать не более 1,0 и не менее 0,1 соответственно (рис. 2).

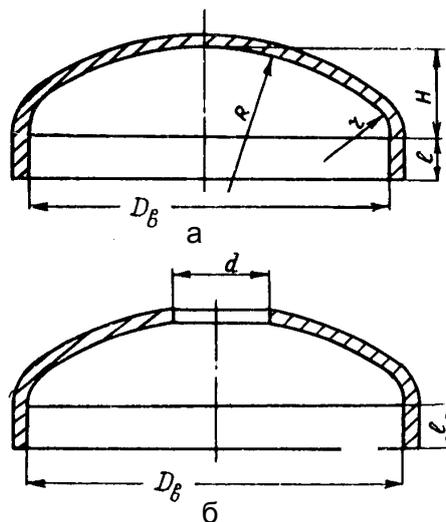


Рис. 2. Торосферическое днище:  
а – без отверстия; б – с отверстием

1.1.4. Сварные соединения крышек и днищ с обечайками (трубами) и фланцами выполняются стыковыми. Применение угловых и тавровых сварных соединений допускается только при наличии обоснований по достаточности контроля неразрушающими методами.

1.1.5. Подлежащие приварке к обечайкам, трубам или фланцам эллиптические, сферические, торосферические, тарельчатые, конические и плоские крышки и днища следует изготавливать с цилиндрической отбортовкой или расточкой.

Минимальную длину отбортовки (расточки)  $l$  крышек и днищ (рис. 1 и 2) следует назначать согласно табл. 1, где  $S_u$  – номинальная толщина стенки крышки или днища в месте отбортовки.

Таблица 1

$S_u$ , мм	$l$ , мм, не менее
$S_u \leq 5$	$3S_u + 5$
$5 < S_u \leq 10$	$3S_u + 10$
$10 < S_u \leq 20$	$3S_u + 15$
$20 < S_u \leq 150$	$3S_u + 15$
$S_u > 150$	$3S_u$

1.1.6. На отбортованных плоских крышках и днищах радиус кривизны перехода от плоской к цилиндрической части (рис. 2) следует назначать не менее 5 мм.

## 1.2. Расположение люков

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

1.2.2. Размеры для прохода люков овальной формы по наименьшей и наибольшей осям следует назначать не менее 320 и 420 мм соответственно. Допускается устройство люков круглой формы диаметром в свету не менее 400 мм.

Люки для сосудов с номинальным внутренним диаметром менее 800 мм, а также для сосудов групп В и С с номинальным внутренним диаметром до 1400 мм АЭУ с жидкометаллическим теплоносителем следует изготавливать круглыми или овальными с минимальным размером в свету не менее 80 мм.

1.2.3. 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. Конструкция таких крышек предусматривает их удаление перед осмотром и последующую повторную приварку крышки к уплотняемому люку после осмотра оборудования с последующим контролем сварного соединения.

1.2.4. Крышки люков, для подъема которых требуется прикладывать усилие более 196 Н, следует оснащать приспособлениями, облегчающими их открытие или позволяющими применять грузоподъемные механизмы.

1.2.5. Шарнирно-откидные и вставные болты, хомуты, а также зажимные приспособления люков, крышек и фланцев следует конструировать так, чтобы обеспечивать их фиксацию в заданном положении (предохранять от сдвига).

## 1.3. Расстояния между отверстиями

1.3.1. Минимальное расстояние по срединной линии между центрами двух соседних отверстий следует назначать не менее 1,4 от полусуммы диаметров этих отверстий.

1.3.2. Расстояние  $a$  по внутренней поверхности от кромки отверстия в сферических, эллиптических, торосферических и тарельчатых крышках и днищах до их цилиндрической части, измеренное по проекции, следует назначать не менее 0,1 от внутреннего диаметра цилиндрической части  $D_6$  (рис. 3).

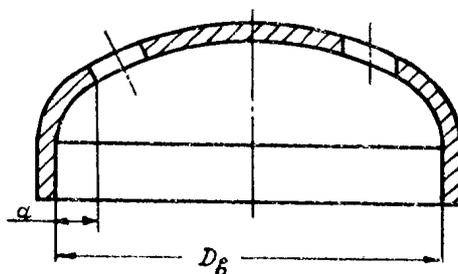


Рис. 3. Расположение отверстий в днище

1.3.3. Расстояние между центром отверстия под болт или шпильку во фланцах, крышках или нажимных кольцах и их кромкой (внутренней или наружной) следует назначать не менее 0,85 от диаметра отверстия.

## 1.4. Трубопроводы

1.4.1. Соединение деталей и сборочных единиц трубопроводов между собой и присоединение трубопроводов к оборудованию следует производить сваркой. Допускается использовать разъемные фланцевые соединения трубопроводов (включая резьбовые соединения с уплотнением «шар по конусу»), если их необходимость определяется требованиями к обслуживанию.

1.4.2. Применение линзовых компенсаторов тепловых расширений допускается только для трубопроводов, работающих под рабочим давлением до 2,45 МПа.

1.4.3. Средний радиус кривизны колен (гнутых отводов) трубопроводов следует принимать при изготовлении:

- 1) методом холодной гибки – не менее 3,5 от номинального наружного диаметра колена (нормально изогнутые колена);
- 2) методами горячего деформирования с применением гибки, протяжки, штамповки, осадки, а также для штампосварных колен – не менее номинального наружного диаметра колена (для крутоизогнутых колен, если средний радиус их кривизны менее 3,5 от номинального наружного диаметра колена).

Допускается изготовление отводов методом холодной гибки с относительным радиусом менее 3,5 по согласованию с материаловедческой организацией.

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

1.4.4. Допускается применять штампосварные колена, изготовленные из двух сваренных двумя продольными швами или кольцевым швом заготовок, при соблюдении требований п.1.4.3.

1.4.5. Применение сварных секторных отводов, сварных тройников и переходов допускается для трубопроводов группы С с рабочим давлением до 3,9 МПа и расчетной температурой до 350 °С.

В сварных секторах угол  $\theta$  следует принимать не более 15°, расстояние  $l$  – не менее 100 мм (рис. 4).

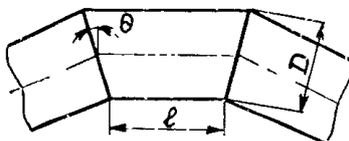


Рис.4. Схема секторного отвода

1.4.6. Располагать отверстия на прямых участках трубопроводов следует согласно подразделу 1.3. Не допускаются отверстия на криволинейных участках колен, за исключением отверстий диаметром не более 0,1 от номинального наружного диаметра колена, но не более 20 мм для приварки штуцеров, труб и боышек систем КИП (не более одного отверстия на колено).

## **2. Сварные соединения**

### **2.1. Общие положения**

2.1.1. Угловые сварные соединения с конструкционным зазором допускаются применять в зонах, не подверженных воздействию внешних изгибающих нагрузок, а также при наличии специальных креплений, опор, связей и т.п., снижающих указанные нагрузки на сварные соединения.

2.1.2. Тавровые сварные соединения с конструкционным зазором допускаются применять для приварки опор и вспомогательных деталей (подвесок, скоб, ребер) к оборудованию и трубопроводам.

2.1.3. Допускается применение нахлесточных сварных соединений при приварке к оборудованию и трубопроводам укрепляющих накладок, опорных плит, подкладных листов, пластин, планок под площадки, лестницы, кронштейны, мембраны и т.п. Кольца, привариваемые с внутренней стороны корпусов для укрепления люков, штуцеров и т.п., следует изготавливать с отверстиями для контроля герметичности.

2.1.4. В стыковых сварных соединениях деталей различной толщины должен быть обеспечен плавный переход от большей толщины к меньшей. При разнице в толщинах не более 30 % от толщины более тонкой детали, но не превышающей 5 мм, переход может быть осуществлен за счет поверхности шва, при большей разнице толщин на более толстой детали должен быть сделан скос под углом не более 12 %.

2.1.5. Стыковые сварные соединения должны выполняться с полным проплавлением.

### **2.2. Расположение сварных соединений**

2.2.1. Продольные сварные соединения корпусов оборудования, предназначенного для работы в горизонтальном положении, не следует располагать в пределах нижнего центрального угла, равного  $140^\circ$  (рис. 5), за исключением случаев, когда обеспечены осмотр и контроль указанных соединений при эксплуатации.

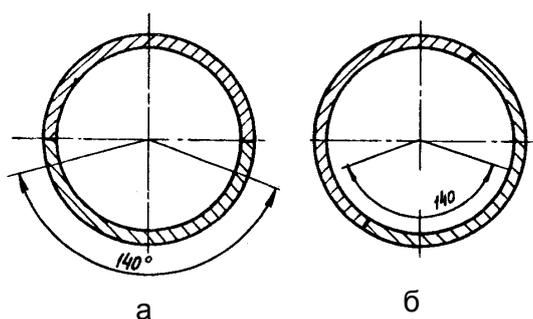


Рис. 5. Расположение сварных соединений в нижней части оборудования и трубопроводов:  
а – допускаемое; б – недопускаемое

2.2.2. Сварные соединения следует располагать, как правило, вне опор. Расположение опор над (под) сварными соединениями допускается при одновременном соблюдении следующих условий:

- 1) конструкция и размещение опор обеспечивают контроль сварного соединения под опорой при эксплуатации (рис. 6);
- 2) при изготовлении или монтаже оборудования сварное соединение подвергается сплошному ультразвуковому или радиографическому контролю, и расположенный под опорой участок сварного соединения подвергается магнитопорошковому или капиллярному контролю.

Не допускается перекрывать опорами зоны пересечения и сопряжения сварных соединений.

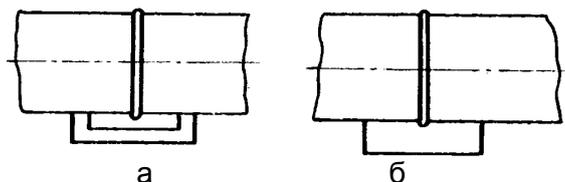


Рис. 6. Расположение опор в зоне сварных соединений:  
а – допускаемое; б – недопускаемое

2.2.3. Не допускаются сварные швы на подлежащих гибке участках труб.

2.2.4. В пределах криволинейного участка сварных колен допускается только одно поперечное кольцевое соединение.

При изготовлении штампосварных колен следует удовлетворять следующим требованиям:

- 1) номинальный наружный диаметр колена должен быть больше 100 мм, а средний радиус его кривизны – соответствовать приведенным в п. 1.4.3 значениям;
- 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 допускаются поперечные кольцевые сварные соединения.

2.2.5. В секторных отводах сварных труб расстояние между сопряжениями поперечного кольцевого шва отвода с продольными или спиральными швами соединяемых секторов или труб следует принимать не менее 100 мм (рис. 7). Указанное расстояние измеряется между точками сопряжения осей соответствующих швов.

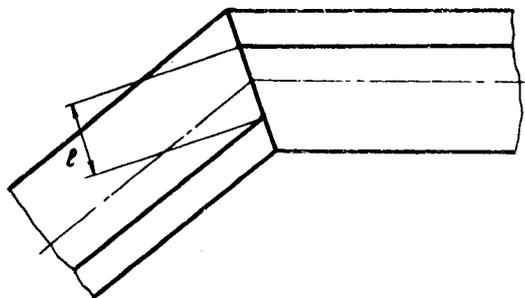


Рис. 7. Расположение сварных соединений в секторных отводах

2.2.6. Расположение поперечных сварных соединений на кольцевых коллекторах и спирально изогнутых трубах теплообмена допускается при условии

сплошного радиографического или ультразвукового контроля указанных соединений.

Если невозможно контролировать вышеуказанные сварные соединения после изготовления труб, допускается сварка и контроль до гибки труб.

### 2.3. Расстояния между сварными соединениями

2.3.1. В поперечных стыковых сварных соединениях деталей (сборочных единиц) с продольными сварными соединениями совмещение осей продольных швов двух соседних деталей не допускается. Оси указанных швов следует смещать 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 уменьшать указанное расстояние при проведении 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 обязателен.

2.3.2. При сварке днищ или крышек из нескольких деталей (листов) с расположением швов по хорде расстояние  $a$  от внешнего края шва до параллельного хорде диаметра днища или крышки следует принимать не более 0,2 от номинального внутреннего диаметра днища или крышки  $D_s$  (рис. 8).

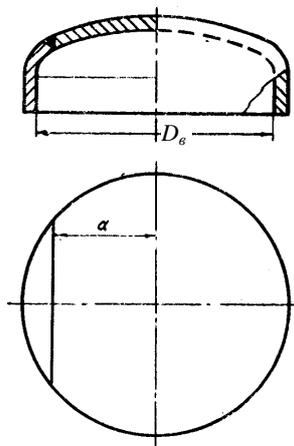


Рис. 8. Расположение хордовых швов на днище

Расстояние  $b$  между внешним краем кругового сварного соединения на днищах и крышках (за исключением сферических и тарельчатых) и центром днища или крышки следует принимать не более 0,25 от номинального внутреннего диаметра  $D$  днища или крышки. Минимальное расстояние  $c$  между краями двух соседних радиальных или меридиональных сварных соединений следует принимать не менее трех номинальных толщин  $s$  днища или крышки, но не менее 100 мм (рис. 9). Требования к расположению кругового шва не распространяются на швы приварки крышек и днищ к фланцам и обечайкам.

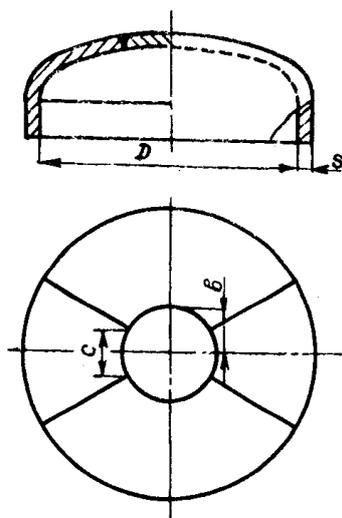


Рис. 9. Расположение радиальных и круговых швов на днище

2.3.3. Расстояние  $c$  между краем углового сварного соединения приварки штуцера, люка, трубы или других цилиндрических полых деталей и краем ближайшего стыкового сварного соединения оборудования или трубопровода следует принимать не меньше трехкратной расчетной высоты углового шва  $h$  и трехкратной номинальной толщины стенки  $s$  привариваемой детали (рис. 10).

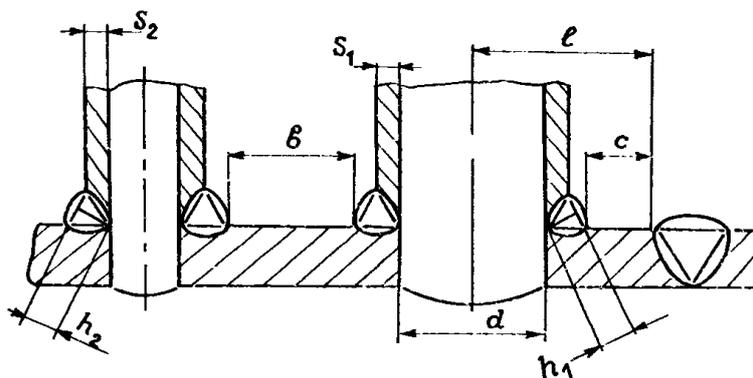


Рис. 10. Расположение сварных соединений приварки патрубков:  
 $c \geq 3h_1$ ,  $c \geq 3S_1$ ,  $l \geq 0.9d$ ,  $b \geq 3h_2$ ,  $b \geq 3S_2$  ( $S_2 > S_1$ ,  $h_2 > h_1$ )

2.3.4. Расстояние  $l$  между краем стыкового сварного соединения оборудования или трубопровода и центром ближайшего к нему отверстия следует принимать не менее 0,9 от диаметра отверстия  $d$  при соблюдении условий п. 2.3.3 (см. рис. 10).

2.3.5. Расстояние между осями соседних поперечных стыковых сварных соединений на цилиндрических и конических деталях следует принимать не менее трехкратной номинальной толщины стенки сваренных деталей (по большей толщине), но не менее 100 мм для деталей, имеющих номинальный наружный диаметр более 100 мм, и не менее указанного диаметра при его значении до 100 мм включительно.

Это условие не распространяется на сварные соединения приварки трубопроводов к патрубкам оборудования и арматуры, если указанные патрубки подвергались термообработке в составе оборудования и арматуры, а также на сварные соединения приварки трубных досок и элементов типа колец, имеющих толщину, превышающую более чем в 2 раза толщину отбортовки под сварку.

2.3.6. Расстояние от края сварного соединения штуцера до края ближайшего поперечного сварного соединения трубы при приварке штуцеров к камерам измерительных диафрагм следует принимать не менее трех толщин стенки привариваемого штуцера и трехкратной расчетной высоты углового шва. Допускается размещать штуцера с наружным диаметром до 30 мм в зоне термического влияния кольцевых соединений измерительных устройств с соплами и диафрагмами.

2.3.7. Расстояние  $b$  между краями ближайших угловых соединений приварки патрубков (штуцеров) или труб к оборудованию или трубопроводам следует принимать не менее трех высот углового соединения или трех номинальных толщин стенок привариваемых патрубков или труб (см. рис. 10). При различных значениях указанных высот или толщин следует принимать их большее значение. Эти условия не распространяются на вварку труб в трубные доски (решетки) и коллекторы.

2.3.8. При приварке не нагружаемых давлением плоских деталей к поверхностям оборудования и трубопроводов расстояние  $a$  между краем углового соединения приварки этих деталей и краем ближайшего стыкового соединения следует принимать не менее трех расчетных высот угловых соединений (рис. 11). Расстояние  $b$  между краями угловых соединений ближайших привариваемых деталей определяется по наибольшей расчетной высоте углового соединения (при различных ее значениях).

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

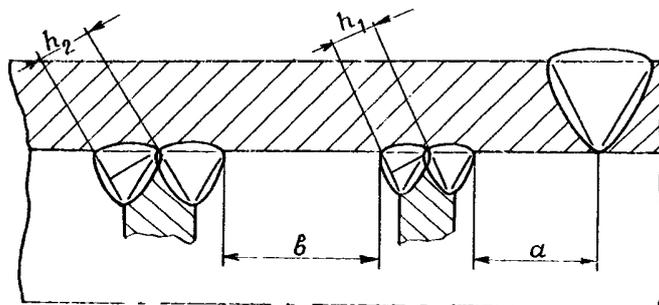


Рис. 11. Расположение сварных соединений приварки деталей к поверхностям оборудования и трубопроводов

2.3.9. Расстояние  $l$  между краем шва стыкового сварного соединения трубопровода с патрубком (штуцером) оборудования и краем шва ближайшего стыкового сварного соединения на трубопроводе следует принимать не менее  $6S_u$  для трубопроводов с номинальным наружным диаметром более 100 мм, но не менее номинального наружного диаметра для трубопроводов меньшего диаметра (рис. 12), где  $S_u$  – наибольшая из номинальных толщин соединяемых деталей.

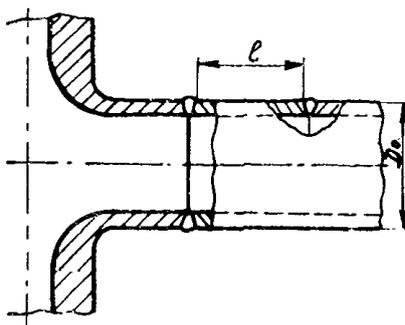


Рис. 12. Расположение сварных соединений приварки трубопроводов к патрубку

2.3.10. В подлежащих местной термообработке стыковых сварных соединениях цилиндрических деталей длину  $L$  свободного прямого участка в каждую сторону от оси шва (или от осей крайних швов при одновременной местной термообработке группы сварных соединений) следует принимать не менее:

$$L = \sqrt{(D_n - S_u) S_u},$$

где  $D_n$  – номинальный наружный диаметр соединяемых деталей.

Длину указанных участков следует принимать 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.

Свободным прямым участком считается участок (с наклоном не более  $15^\circ$ ) от оси шва до края ближайшей приварной детали, началагиба, края соседнего поперечного шва и т. д.

2.3.11. В подлежащих ультразвуковому контролю стыковых сварных соединениях длину свободного прямого участка в каждую сторону от оси шва следует принимать не менее указанной в табл. 2.

Таблица 2

Величина $S_u$ , мм	Длина свободного прямого участка $L$ , мм, не менее
$S_u \leq 15$	100
$15 < S_u \leq 30$	$6 S_u + 25$
$30 < S_u \leq 36$	$6 S_u + 25$
$S_u > 36$	$6 S_u + 30$

2.3.12. Расстояние от края стыкового сварного соединения до начала криволинейного участкагиба на трубопроводах с номинальным наружным диаметром 100 мм и более следует принимать не менее  $(6 S_u + 30)$ , а для трубопроводов с номинальным наружным диаметром до 100 мм – не менее номинального наружного диаметра трубы.

Для штампованных, кованных 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.

2.3.13. При варке патрубков (штуцеров) в трубопроводы, изготовленные из труб с продольными или спиральными швами, не допускается выход швов труб в угловые (верхние и нижние) точки пересечения образующих трубы и штуцера. Измеряемое на наружной поверхности минимальное расстояние от указанных точек до осей швов труб следует назначать не менее 100 мм (рис. 13).

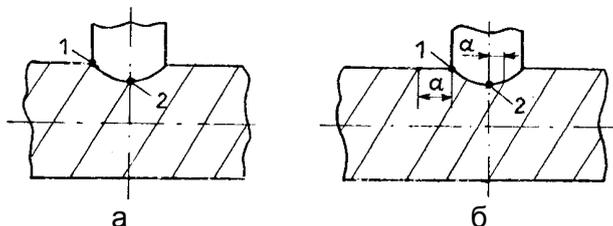


Рис. 13. Вварка патрубков (штуцеров) в трубопроводы со спиральными швами:  
1, 2 – угловые точки пересечения образующих штуцера и трубопроводов;  
а – не допускается; б – допускается

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 следует принимать не менее трех номинальных толщин стенки трубы.

### **3. Оборудование и трубопроводы с жидкометаллическим теплоносителем**

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

3.2. Присоединение патрубков вспомогательных трубопроводов к страховочному корпусу ниже уровня теплоносителя в корпусе реактора допускается при условии их демонтажа и наличия заглушки на страховочном корпусе после заполнения корпуса реактора теплоносителем.

3.3. Приварку трубопроводов с номинальным наружным диаметром более 300 мм к корпусу реактора или к страховочному корпусу следует выполнять стыковым швом к отбортованной части.

3.4. Для страховочных корпусов и кожухов допускается применение секторных отводов и сварных переходов.

### **4. Полуфабрикаты**

4.1. В нормативных документах (стандартах) на полуфабрикаты должно быть предусмотрено проведение следующих работ:

- 1) анализ химического состава материала;
- 2) контроль геометрических размеров;
- 3) визуальный и измерительный контроль состояния поверхности;
- 4) металлографические исследования и макроконтроль с целью выявления усадочных раковин, пузырей, неметаллических включений, размеров зерен, количества  $\alpha$ -фазы (для сталей аустенитного класса), микроструктуры (для сталей перлитного класса);
- 5) определение предела текучести, временного сопротивления, относительного удлинения и относительного сужения при температуре 20 °С и расчетной температуре;

- 6) определение критической температуры хрупкости (кроме сталей аустенитного класса);
- 7) оценка возможности применения холодной штамповки и гибки при изготовлении;
- 8) контроль сплошности материала неразрушающими методами;
- 9) гидравлические испытания для полых полуфабрикатов;
- 10) испытания на стойкость против межкристаллитной коррозии (для сталей аустенитного класса).

Указанный перечень обязателен для оборудования и трубопроводов групп А и В и может быть сокращен для оборудования и трубопроводов группы С.

В нормативных документах (стандартах) следует приводить нормы оценки качества.

4.2. Допускается применение труб с продольными или спиральными швами, а также кованосверленных, центробежнолитых и биметаллических труб при соблюдении требований нормативных документов (стандартов), включенных в Перечень.

Для труб с продольными или спиральными швами должен быть предусмотрен 100 %-ный ультразвуковой или радиографический контроль сварных соединений.

4.3. Плакированные и наплавленные листы следует подвергать ультразвуковому контролю или контролю другими методами, обеспечивающими выявление отслоений плакированного (наплавленного) слоя от основного материала. Нормы оценки качества устанавливаются в нормативных документах (стандартах) на плакированные (наплавленные) листы.

## **5. Крепежные детали**

Крепежные детали для соединения фланцев, узлов уплотнения разъемов и присоединения крышек следует изготавливать из сталей того же структурного класса, что и соединяемые элементы.

Допускается применение крепежных деталей из сталей других структурных классов, чем соединяемые элементы:

- 1) если расчетная температура крепежных деталей не превышает 50 °С;
- 2) во всех других случаях, когда работоспособность соединения подтверждена расчетом или экспериментально.

## **6. Методы изготовления**

6.1. Резку полуфабрикатов (заготовок) и вырезку отверстий следует проводить по технологии, исключающей образование трещин. После термической резки следует выполнять механическую обработку кромок.

6.2. Днища и крышки, а также их детали следует изготавливать штамповкой из одного листа или 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.

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

6.4. Допускается раздача или обжатие концов труб для обеспечения сопряжения их внутренних поверхностей при сварке.

Холодная раздача (обжатие) допускается только на трубах, для которых регламентированное стандартами или нормативными документами минимальное значение относительного удлинения металла при температуре 20 °С составляет не менее 18 %.

Возможность применения горячей раздачи (обжатия) концов труб устанавливается в технологической документации.

6.5. Приварные детали (накладки, ребра жесткости, скобы, подвески и др.) следует конструировать таким образом, чтобы их сопрягаемые поверхности имели ту же конфигурацию, что и поверхность в местах приварки указанных деталей.

Допустимый зазор между краями поверхности подлежащей приварке детали и поверхностью изделия следует назначать не более половины высоты углового шва, но не более 5 мм.

6.6. Холодный натяг трубопроводов следует выполнять после сварки (за исключением замыкающего шва) на участке натяга, термообработки (если она предусмотрена) и контроля сварных соединений и окончательного закрепления неподвижных опор на концах участка натяга. Допустимая величина холодного натяга должна быть указана в проектной документации. При монтаже трубопроводов не допускается прикладывать растягивающие усилия к замыкающему шву до полного его остывания после сварки или термообработки, если она предусмотрена.

Выполнение этой операции должно быть оформлено монтажной организацией актом, прилагаемым к паспорту трубопровода.

6.7. 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 или в средах, содержащих гелий, следует соблюдать указания конструкторской документации по расположению волокон для исключения проникновения среды вдоль волокон детали в местах их перерезывания.

## 7. Допуски

7.1. Отклонение наружного диаметра цилиндрических деталей (кроме труб), изготовленных из листов, поковок и отливок, следует назначать не более 1 % от его номинального значения, но не более 20 мм.

На отдельных участках цилиндрических деталей или сборочных единиц в местах расположения сварных соединений, в том числе в местах приварки штуцеров (патрубков), труб, опор, цапф и других деталей, допускается увеличивать отклонение наружного диаметра до 1,5 % от его номинального значения, но не более чем до 30 мм.

7.2. Отклонение внутреннего диаметра сферических днищ и крышек должно быть не более 1% его номинального значения, но не более 20 мм.

7.3. Отклонение от заданного чертежом профиля днищ и крышек (кроме сферических) следует назначать не более 1 % от номинального значения внутреннего диаметра днища (крышки), но не более 20 мм.

7.4. В высаженных горловинах радиус галтели на наружной поверхности горловины  $R$  следует назначать не менее номинальной толщины стенки детали в месте посадки горловины  $S$ , но не менее 20 мм (рис. 14).

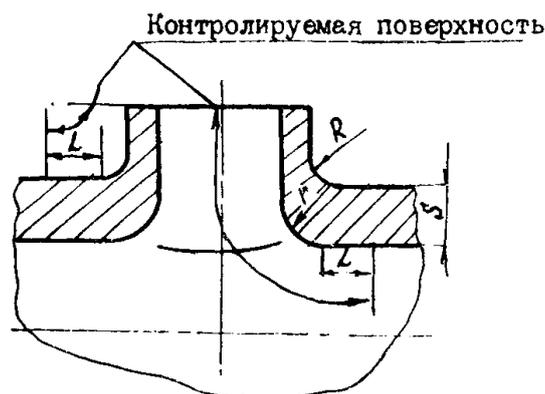


Рис. 14. Схема высаженной горловины

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 термообработке и капиллярному или магнитопорошковому контролю наружной и внутренней поверхностей горловины в пределах зоны, обозначенной на рис. 15 размером  $L$ . Размеры этой зоны устанавливаются технологической документацией. Для деталей из сталей аустенитного класса и из углеродистых и кремнемарганцовистых сталей перлитного класса допускается совмещать горячую высадку горловины и термообработку. Капиллярный и магнитопорошковый контроль проводят после механической обработки горловины.

При номинальном внутреннем диаметре высаженной горловины менее 200 мм контроль ее внутренней поверхности можно не проводить по совместному решению организации-разработчика и материаловедческой организации.

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

7.5. Овальность гнутых участков труб 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.

Овальность гнутых участков труб теплообменного оборудования всех групп не должна превышать 12 %.

Это требование не распространяется на тонкостенные цилиндрические детали с отношением номинальной толщины стенки к номинальному наружному диаметру менее 0,02.

7.6. Положения п. 7.5 не распространяются на овальность тонкостенных цилиндрических деталей, изменяющих свою форму под действием собственного веса и (или) веса присоединяемых деталей, с отношением номинальной толщины стенки к номинальному наружному диаметру менее 0,02.

7.7. Гнутые участки труб следует изготавливать таким образом, чтобы на их внутреннем обводе высота волнистости не превышала значений, установленных конструкторской документацией и в стандартах (нормативных документах), а ширина каждой гофры превышала ее высоту не менее чем в 3 раза.

Технология исправления недопустимой волнистости должна быть согласована с материаловедческой организацией. Местные неровности в начале и концегиба допускается исправлять путем механической обработки или термической резки по технологии, согласованной с материаловедческой организацией.

7.8. Крутоизогнутые колена (отводы) с номинальным наружным диаметром более 57 мм и нормально изогнутые колена с номинальным наружным диаметром более 150 мм, предназначенные для изготовления оборудования и трубопроводов групп А и В, подлежат сплошному контролю овальности и утонения стенки. В остальных случаях контроль овальности и утонения 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).

## **8. Термообработка**

8.1. Термообработке подвергаются заготовки, детали, сборочные единицы в соответствии с требованиями федеральных норм и правил, регламентирующих производство сварки при изготовлении оборудования и трубопроводов АЭУ, и с положениями конструкторской или технологической документации.

Необходимость термообработки сборочных единиц и деталей при изготовлении или монтаже следует указывать в конструкторской документации.

8.2. Вид термообработки (отпуск, нормализация или закалка с последующим отпуском, аустенизация) и ее режимы (скорость нагрева, температура и время выдержки, условия охлаждения) устанавливаются стандартами (нормативными документами) на полуфабрикаты, а при отсутствии соответствующих указаний – в технологической документации.

8.3. При термообработке следует обеспечить контроль заданных режимов нагрева и выдержки с фиксацией их параметров.

8.4. Механические характеристики материала из сталей перлитного класса, прошедшего термообработку, определяются при испытаниях образцов, вырезанных из припусков или отдельных контрольных проб, отобранных из заготовок. Пробы следует отбирать из материала той же партии (плавки), что и контролируемое изделие, и подвергать термообработке в том же объеме и по тем же режимам (вместе с контролируемым изделием или отдельно от него), что и изделие в процессе изготовления или монтажа, с учетом отпусков в случаях исправления дефектов металла.

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

8.6. Гнутые участки труб из углеродистой и кремнемарганцовистых сталей подлежат термообработке, если отношение среднего радиусагиба к номинальному наружному диаметру трубы составляет менее 3,5, а отношение номинальной толщины стенки трубы к ее номинальному наружному диаметру превышает 0,05.

Допускается при относительном радиусе отвода менее 3,5 не проводить термообработку по согласованию с материаловедческой организацией.

8.7. Термообработку деталей из углеродистых и кремнемарганцовистых сталей после горячей вальцовки, гибки или штамповки допускается не проводить, если в момент окончания деформирования температура металла была не ниже 700 °С. Данное положение не распространяется на изготовленные гибкой с нагревом токами высокой частоты отводы, для которых отмена термообработки решается материаловедческой организацией.

Для днищ и деталей из аустенитных хромоникелевых сталей, штампуемых (вальцуемых) при температуре не ниже 850 °С, термическая обработка не требуется.

8.8. Допускается совмещать термообработку после деформирования деталей (сборочных единиц) из углеродистых и кремнемарганцовистых сталей, а также из сталей аустенитного класса с последующей термообработкой изделия после других технологических операций.

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

8.10. При отпуске и аустенизации изделия большой длины допускается его термообработка 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 материаловедческой организацией.

8.11. При отпуске и аустенизации гнутых участков труб допускается местная термообработка участкагиба и примыкающих к нему с каждой стороны прямых участков труб протяженностью не менее трехкратной номинальной толщины ее стенки, но не менее 100 мм.

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

8.13. Если контролируемые изделия подлежат многократным 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 % от суммарной продолжительности выдержки отпусков.

8.14. Если контролируемые изделия подлежат многократным отпускам при различных температурах с одинаковой (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 % от (суммарной) продолжительности выдержки соответствующего 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.

Если среди предусмотренных многократных отпусков при различных температурах имеются отпуска с одной и той же температурой и одинаковой суммарной продолжительностью выдержки, при проведении однократного отпуска контрольной пробы продолжительность выдержки при каждой такой температуре следует назначать не менее 80 % и не более 100 % от суммарной продолжительности отпусков.

8.15. Допускается проверять характеристики металла на одной контрольной пробе с соблюдением указаний пп. 8.12 – 8.14 в случаях, когда предусмотренная при одной и той же температуре продолжительность (суммарная продолжительность) выдержки отпусков различна, но разница между максимальной и минимальной продолжительностью (суммарной продолжительностью) выдержки не превышает 20 % от максимальной продолжительности (суммарной продолжительности) выдержки. При проведении отпуска контрольной пробы продолжительность выдержки следует назначать не менее 80 % и не более 100 % от максимальной продолжительности выдержки отпусков (максимальной суммарной продолжительности выдержки соответствующих отпусков).

8.16. Если контролируемые изделия подлежат отпускам при различных температурах (кроме случаев, указанных в п. 8.14) или (и) с различной продолжительностью выдержки (кроме случаев, указанных в п. 8.15), проверку характеристик металла следует проводить на двух отдельных контрольных пробах.

Первую контрольную пробу следует подвергнуть с учетом требований пп. 8.12 – 8.14 тому же отпуску, что и изделие, для которого предусмотрены наименьшая температура отпуска и (или) минимальная продолжительность выдержки при однократном отпуске, либо наиболее низкие температуры и (или) наименьшая суммарная продолжительность выдержки при наибольшей для данного изделия температуре отпуска при многократных отпусках.

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

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

Вторую контрольную пробу следует подвергнуть с учетом указаний подпунктов 8.12 – 8.14 тому же отпуску, что и изделие, для которого предусмотрены наиболее высокая температура отпуска и (или) максимальная продолжительность выдержки при однократном отпуске, либо 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 в технологической документации отпуски, в том числе отпуски после исправления дефектов в основном материале и сварных соединениях.

8.17. Если контролируемые 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.

Приложение № 3  
к Правилам устройства и безопасной эксплуатации  
оборудования и трубопроводов  
атомных энергетических установок,  
утвержденным приказом Федеральной службы  
по экологическому, технологическому  
и атомному надзору  
от «\_\_» \_\_\_\_\_ 20\_\_ г. № \_\_\_\_\_

## Параметры гидравлических (пневматических) испытаний оборудования и трубопроводов

### 1. Давление гидравлических испытаний

1.1. Давление гидравлических испытаний  $P_h$  при проверке прочности должно быть не менее:

$$P_h = K_h P \frac{\sigma^{T_h}}{\sigma^T} \quad (\text{нижняя граница})$$

и не более давления, при котором в испытываемом 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 формуле:

$P$  – расчетное давление при испытаниях в организации-изготовителе или рабочее давление испытаний при монтаже и в процессе эксплуатации;

$$K_h = \begin{cases} 1,25 & \text{для оборудования и трубопроводов} \\ 1 & \text{для защитных оболочек и страховочных корпусов} \end{cases};$$

$\sigma^{T_h} = \min(R_m^{T_h}/2, 6; R_{p0,2}^{T_h}/1,5)$  – номинальное допускаемое напряжение при температуре гидравлических испытаний  $T_h$  в материале элемента конструкции;

$\sigma^T = \min(R_m^T/2, 6; R_{p0,2}^T/1,5)$  – номинальное допускаемое напряжение при расчетной температуре  $T$  в материале элемента конструкции;

$R_m^{T_h}$  и  $R_m^T$  – минимальные значения предела прочности при температуре испытаний и расчетной температуре соответственно;

$R_{p0,2}^{T_h}$  и  $R_{p0,2}^T$  – минимальные значения предела текучести при температуре испытаний и расчетной температуре.

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

$$P_h \leq 1,25P,$$

где  $P$  – допускаемое внешнее давление.

Значения общих и местных мембранных, общих изгибных напряжений, допускаемого внешнего давления определяются в соответствии с федеральными нормами и правилами, регламентирующими требования к расчету на прочность АЭУ.

1.2. В случае если гидравлическим испытаниям подвергается система, состоящая из оборудования и трубопроводов, работающих при различных рабочих давлениях и (или) расчетных температурах, или изготовленных из материалов с

различными номинальными допускаемыми напряжениями при расчетной температуре (температуре гидравлических испытаний), то давление гидравлических испытаний этой системы следует принимать не ниже максимального значения из совокупности минимальных давлений для всех элементов системы. Испытательное давление не должно превышать максимальное испытательное давление для любого элемента системы.

1.3. При проверке плотности давление гидравлических испытаний должно быть не ниже величины рабочего давления и не выше величины расчетного давления.

## **2. Температура гидравлических (пневматических) испытаний**

2.1. Гидравлические испытания на прочность при изготовлении (или при монтаже) следует проводить при температуре металла испытываемого элемента не ниже 5 °С, если в конструкторской (проектной) документации не указано иное.

2.2. Гидравлические испытания должны проводиться при температуре испытательной среды, при которой температура металла испытываемого оборудования и трубопроводов не будет ниже минимальной допускаемой, определяемой в соответствии с федеральными нормами и правилами, регламентирующими требования к расчету на прочность АЭУ. Во всех случаях температура испытательной и окружающей среды не должна быть ниже 5 °С.

2.3. Допускаемая температура металла при гидравлических испытаниях в процессе эксплуатации устанавливается эксплуатирующей организацией на основе данных расчета на прочность, паспортов оборудования и трубопроводов, числа циклов нагружения, зафиксированных при эксплуатации, флюенса нейтронов, результатов испытаний образцов-свидетелей.

## **3. Время выдержки**

3.1. Время выдержки под давлением  $P_h$  при гидравлических испытаниях должно быть не менее 10 мин. После выдержки давление гидравлических испытаний снижается до  $0,8P_h$  и проводится осмотр оборудования и трубопроводов в доступных местах в течение времени, необходимого для осмотра. Минимально допускаемая температура металла при выдержке должна определяться в соответствии с федеральными нормами и правилами, регламентирующими требования к расчету на прочность АЭУ.

3.2. Время выдержки 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, значение которого определяется исходя из условий безопасности, но во всех случаях оно не должно превышать  $0,85P_p$ .

## **4. Давление пневматических испытаний**

4.1. Давление пневматических испытаний  $P_p$  определяется по формуле:

$$P_p = K_p P \frac{\sigma^{T_h}}{\sigma} \quad (\text{нижняя граница}),$$

где  $K_p = \begin{cases} 1,15 & \text{– для оборудования и трубопроводов} \\ 1 & \text{– для защитных оболочек и страховочных корпусов.} \end{cases}$

Верхняя граница та же, что и указанная в п. 1.1.

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

$$P_p \leq 1,15P,$$

где  $P$  – допускаемое внешнее давление.

4.2. Если в оборудовании и трубопроводах в процессе эксплуатации имеется слой жидкого металла, который невозможно удалить перед проведением пневматических испытаний, то нижняя граница давления пневматических испытаний должна определяться по формуле:

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

где  $H$  – высота слоя жидкого металла;  $\gamma$  – удельная масса жидкого металла при расчетной температуре;  $P$  – рабочее давление газа.

4.3. При пневматических испытаниях защитных оболочек, страховочных корпусов (кожухов) располагающиеся под ними оборудование или трубопроводы могут находиться под внешним давлением, вследствие чего в оборудовании или трубопроводах может оказаться необходимым создавать противодействие  $P_g$ . В этом случае должно выполняться условие:

$$P_p \leq 1,15P + P_g.$$

Приложение № 4  
к Правилам устройства и безопасной эксплуатации  
оборудования и трубопроводов  
атомных энергетических установок,  
утвержденным приказом Федеральной службы  
по экологическому, технологическому  
и атомному надзору  
от «\_\_» \_\_\_\_\_ 20\_\_ г. № \_\_\_\_\_

### Требования к аттестационному отчету

1. Помимо сведений, приведенных в пункте 3.1.3, в аттестационном отчете должны быть представлены следующие данные:

- 1) назначение материала;
- 2) сертификатные данные на полуфабрикаты, использованные при проведении испытаний, номера плавок;
- 3) схема вырезки образцов из полуфабрикатов;
- 4) гарантируемые и фактически полученные при испытаниях значения предела текучести, временного сопротивления, относительного удлинения и относительного сужения;
- 5) полученные при испытаниях значения модуля упругости, коэффициента линейного расширения, коэффициента теплопроводности и плотности материала;
- 6) характеристики сопротивления хрупкому разрушению;
- 7) характеристики циклической прочности;
- 8) характеристики длительной прочности и ползучести в случаях, оговоренных в пункте 5.1;
- 9) характеристики коррозионной стойкости.

2.1. Указанные в позиции 4 пункта 1 характеристики должны быть определены в пределах температур от 20 °С до  $T_{\max}$  (где  $T_{\max}$  – предельная температура, до которой разрешается использовать материал) через каждые 50 °С, а также при температурах ( $T_{\max} + 25$ ) °С и ( $T_{\max} + 50$ ) °С.

2.2. Для материалов, предназначенных для работы в условиях нейтронного облучения<sup>4</sup>, должны быть представлены данные по изменению характеристик, указанных в позиции 4 п. 1, при температурах 20 °С, 270 °С и  $T_{\max}$  при максимальном допуске<sup>5</sup> для конкретного типа АЭУ флюенсе нейтронов.

2.3. Должны быть представлены количественные данные, характеризующие изменение во времени указанных в позиции 4 пункта 1 характеристик при отсутствии нейтронного облучения.

3. Указанные в позиции 5 пункта 1 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.

4.1. Для указанных в позиции 6 пункта 1 характеристик должны быть определены:

---

<sup>4</sup> Значения флюенса быстрых нейтронов и температуры облучения, при превышении которых необходимо учитывать влияние нейтронного облучения на механические характеристики материала, устанавливаются материаловедческой организацией и организацией, отвечающей за физические характеристики активной зоны реактора.

<sup>5</sup> Устанавливается материаловедческой организацией и организацией, отвечающей за физические характеристики активной зоны реактора.

- 1) температурная зависимость вязкости разрушения в диапазоне температур от  $(T_k - 100)$  °С до  $(T_k + 50)$  °С;
- 2) критическая температура хрупкости материала в исходном состоянии;
- 3) сдвиг критической температуры хрупкости вследствие температурного старения;
- 4) сдвиг критической температуры хрупкости вследствие влияния циклической повреждаемости;
- 5) сдвиг критической температуры хрупкости вследствие влияния облучения.

4.2. Должно быть подтверждено, что контакт материала с рабочей средой не снижает характеристики, указанные в пункте 4.1, ниже гарантированных значений, или представлены данные, отражающие влияние рабочих сред.

Представление указанных данных не требуется для не подвергавшихся нейтронному облучению материалов, а также для любых материалов (кроме материалов корпусов реакторов), защищенных со стороны рабочей среды антикоррозионным покрытием.

4.3. Представление характеристик, указанных в подпунктах 4.1 и 4.2 не требуется для материалов, предназначенных для изготовления изделий, не подвергающихся нейтронному облучению, в следующих случаях:

- 1) при толщине деталей не более 16 мм;
- 2) для материалов, изготовленных из коррозионно-стойких сталей аустенитного класса и цветных сплавов.

5.1. Сведения по длительной прочности, пластичности и ползучести представляются в тех случаях, когда  $T_{max}$  превышает следующие температуры (в дальнейшем обозначаются  $T_n$ ): 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.

5.2. Должны быть представлены гарантируемые и полученные при испытаниях значения пределов длительной прочности и пластичности. Характеристики должны быть представлены в диапазоне температур от  $T_n$  до  $T_{max}$  через каждые 50 °С, а также при температурах  $(T_{max} + 25)$  °С 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.

5.3. При температурах, указанных в п. 5.2, 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.

5.4. Для материалов, предназначенных для работы в условиях нейтронного облучения, должны быть представлены данные, отражающие влияние облучения на характеристики длительной прочности, пластичности и ползучести.

5.5. 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.

6.1. Для материалов, предназначенных для работы при температурах ниже  $T_n$  (см. пункт 5.1), должны быть представлены кривые усталости при гарантированных значениях характеристик прочности и пластичности при температурах 20 °С и  $T_{max}$ .

6.2. Для материалов, предназначенных для работы при температурах выше  $T_n$ , должны быть представлены кривые усталости для гарантированных характеристик кратковременной и длительной прочности и пластичности с учетом времени эксплуатации материала. Указанные кривые должны быть представлены в интервале температур от  $T_n$  до  $(T_{max} + 50)$  °С через каждые 50 °С.

6.3. 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. 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 и представление соответствующих данных в этом случае не требуется.

7. Для указанных в позиции 7 пункта 1 характеристик должны быть определены:

- 1) значение 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) подтверждение стойкости против межкристаллитной коррозии (только для коррозионно-стойких сталей).

8. Испытания материалов должны проводиться по методикам, приведенным в федеральных нормах и правилах, регламентирующих требования к расчету на прочность АЭУ.

9. Отчет должен содержать результаты испытаний, в том числе гарантированные характеристики, а также нормативные документы (стандарты) на материал.

10. Допускается в зависимости от предполагаемых условий эксплуатации материала сокращать объем сведений, представляемых в аттестационном отчете.

11. Количество проведенных испытаний и их продолжительность должны быть достаточными для достоверного определения соответствующих характеристик.

\_\_\_\_\_