ПРАВИЛА
БЕЗОПАСНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ И РЕМОНТА ОБОРУДОВАНИЯ И ТРУБОПРОВОДОВ ПРОМЫШЛЕННЫХ РЕАКТОРНЫХ УСТАНОВОК "РУСЛАН" И ЛФ-2. ПБЭР-96.

(Часть 1. ПБЭР-01-96; часть 2. ПБЭР-02-96; часть 3. ПБЭР-03-96)

gost.e-ecolog.ru

ПРАВИЛА
БЕЗОПАСНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ И РЕМОНТА ОБОРУДОВАНИЯ И ТРУБОПРОВОДОВ ПРОМЫШЛЕННЫХ РЕАКТОРНЫХ УСТАНОВОК "РУСЛАН" И ЛФ-2. ПБЭР-96.

Основные требования.
Часть 1. ПБЭР-01-96

В разработке настоящих Правил принимали участие специалисты Научно-исследовательского и конструкторского института энерготехники (НИКИЭТ г. Москва - Главный конструктор установки "Руслан", Головная отраслевая организация по прочности и материаловедению), Опытного конструкторского бюро машиностроения (ОКБМ г. Н. - Новгород - Главный конструктор установки ЛФ-2), Всероссийского проектного и научно-исследовательского института комплексной энергетической технологии (ВНИПИЭТ г. С.-Петербург - Генеральный проектировщик установок "Руслан" и ЛФ-2), Научно-исследовательского и конструкторского института монтажных технологий (НИКИМТ г.Москва-Головная отраслевая организация по сварке и контролю сварных соединений), Производственного объединения "Маяк" (ПО"Маяк" г.Озерск Челябинской области-эксплуатирующая организация).

Редакционная коллегия:

Шидловский В.В.(председатель), Ривкин Е.Ю., Преображенский В.В., Ажнин Е.И., Шишкин С.В., Звонарев Н.П., Серов Е.И., Добряк В.П., Кушков В.К., Варзин Г.А., Ослин С.Г.

Ответственные редакторы: Юрин В.П., Завьялов А.Г.

Правила ПБЭР-96 состоят из трех частей:

Часть 1.ПБЭР- 01- 96;

Часть 2.ПБЭР- 02- 96;

Часть 3.ПБЭР- 03- 96.

Дополнения и изменения в Правила вносятся на основании решения органов, утвердивших и согласовавших документ. Внесение изменений и дополнений производится в установленном МАЭ РФ порядке.

Переиздание, перепечатка, размножение и все виды копирования ЗАПРЕЩЕНЫ и преследуются законом Российской Федерации.

Настоящие правила разработаны в соответствии с совместным решением Госатомнадзора и Министерства Российской Федерации по атомной энергии № 5-7/1219 от 26.03.96 г.

Правила устанавливают основные требования к эксплуатации, ремонту и модернизации оборудования и трубопроводов промышленных реакторных установок "Руслан" и ЛФ-2. Правила действуют до вывода установок "Руслан" и ЛФ-2 из эксплуатации.

Правила разработаны с учетом особенностей конструкций систем и оборудования, конкретных проектных решений, эксплуатационных параметров, опыта эксплуатации реакторных установок "Руслан" и ЛФ-2 , а также степени влияния систем и их элементов на безопасность установок.

При разработке Правил использовались следующие нормативные документы:

ПНАЭ Г-1-011-89. Общие положения обеспечения безопасности атомных станций (ОПБ-88);

ПБЯ-07-85. Правила безопасности промышленных реакторов;

ПНАЭ Г-7-008-89. Правила устройства и безопасной эксплуатации оборудования и трубопроводов атомных энергетических установок;

ПНАЭ Г-7-009-89. Оборудование и трубопроводы атомных энергетических установок. Сварка и наплавка. Основные положения;

ПНАЭ Г-7-010-89. Оборудование и трубопроводы атомных энергетических установок. Сварные соединения и наплавки. Правила контроля;

ОТТ-87. Арматура для оборудования и трубопроводов АЭС. Общие технические требования;

Т. 203.00.00. Руководство по технической эксплуатации и ремонту оборудования и трубопроводов первого контура;

Правила безопасной эксплуатации и ремонта оборудования и трубопроводов реакторов типа АД и АДЭ.

ОСНОВНЫЕ ТЕРМИНЫ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ

Термины	ОПРЕДЕЛЕНИЯ
1. Аварийная ситуация (для оборудования и трубопроводов)	Любое отклонение от нормальных условий эксплуатации, последствия которого могут привести к такому нарушению охлаждения активной зоны реактора, что потребуется введение в действие системы аварийного охлаждения активной зоны реактора.
2. Арматура	Задвижки, вентили, затворы, обратные и запорные клапаны, предназначенные для изменения расхода теплоносителя, а также отключения и дренирования систем, оборудования, участков трубопроводов.
3. Колено	Деталь или сборочная единица трубопровода, в которой изменяется направление потока внутренней среды.
4. Гиб	Колено, изготовленное из трубы с применением деформации изгиба.
5. Головная отраслевая организация по прочности и материаловедению (ГМО).	Организация, осуществляющая руководство по вопросам прочности, надежности и ресурсу, коррозии, по качеству, разработке, совершенствованию и выбору конструкционных материалов оборудования и трубопроводов промышленных реакторных установок.
6. Головная отраслевая организация по сварке и контролю сварных соединений (ГСО).	Организация, осуществляющая разработку нормативно-технической документации (правил, положений, методик, инструкций и др.) на сварку и контроль сварных соединений металлов, из которых изготавливается оборудование и трубопроводы промышленных реакторных установок.
7. Конструкторская организация.	Организация, выполняющая проект оборудования или отдельных сборочных единиц и деталей трубопроводов.
8. Корпус насоса	Совокупность сборочных единиц и деталей насоса (кроме встроенных), образующих емкость, ограниченную патрубками и концевыми уплотнениями.
9. Монтажная организация	Организация, осуществляющая монтаж оборудования и трубопроводов и (или) разрабатывающая технологию монтажа.
10. Модернизация (для оборудования и трубопроводов)	Изменение конструкции или замена выработавших свой ресурс единиц оборудования и трубопроводов, их деталей, а также установка нового оборудования.
11. Нарушение нормальных условий эксплуатации (для оборудования и трубопроводов)	Любое отклонение от нормальных условий эксплуатации (по давлению, температуре, нагрузкам и др.), которое требует остановки реактора для ликвидации этих отклонений без введения в действие систем аварийного охлаждения активной зоны реактора.
12. Научный руководитель	Организация, осуществляющая научное руководство проектированием и эксплуатацией реакторной установки.
13. Нормальные условия эксплуатации (для оборудования и трубопроводов)	Условия работы в эксплуатационных режимах, предусмотренных технологическим регламентом работы реакторной установки (пуск, стационарный режим, работа СУЗ, изменение мощности реактора, остановка).
14. Оборудование	Совокупность деталей и сборочных единиц, работающих под давлением рабочей среды (теплоносителя или радиоактивной среды), обеспечивающая выполнение заданных функций самостоятельно или в составе систем и рассматриваемая в проекте в качестве самостоятельной структурной единицы.

Термины	ОПРЕДЕЛЕНИЯ
15. Первый контур	Контур, включающий в себя корпус реактора, систему компенсации объема теплоносителя, насосы, элементы теплообменников, арматуру, трубопроводы, по которому циркулирует теплоноситель, обеспечивающий отвод тепла от активной зоны реактора при нормальных условиях эксплуатации, нарушениях нормальных условий эксплуатации и аварийных ситуациях.
16. Предприятие-изготовитель	Предприятие, организация, подразделение объединения, изготавливающее оборудование, трубопроводы, их сборочные единицы и детали.
17. Подразделение объединения	Структурное подразделение объединения (эксплуатирующей организации), которому решением вышестоящих органов предоставлено право в разрешенном объеме самостоятельно осуществлять эксплуатацию реакторных установок (оборудования и трубопроводов установок), разрабатывать конструкторскую и технологическую документацию по ремонту и модернизации оборудования и трубопроводов, осуществлять изготовление и монтаж оборудования и трубопроводов и имеющее разрешение органов Госатомнадзора РФ на осуществление этих видов деятельности.
18. Проектная организация	Организация, выполняющая проект компоновки оборудования и трубопроводов в пределах реакторной установки.
19. Проектные пределы (для оборудования и трубопроводов)	Значения параметров и характеристик состояния систем (элементов) и реакторной установки (РУ) в целом, установленные в проекте для нормальных условий эксплуатации, нарушений нормальных условий эксплуатации и аварийных ситуаций.
20. Промышленный реактор	Устройство для осуществления управляемой цепной ядерной реакции с целью промышленного производства различных радионуклидов и другой продукции, производимой с помощью реакторного облучения.
21. Рабочее давление	Максимальное избыточное давление в оборудовании и трубопроводах при нормальных условиях эксплуатации, определяемое с учетом гидравлического сопротивления и гидростатического давления.
22. Расчетное давление	Максимальное избыточное давление воборудовании или трубопроводах, используемое при расчете на прочность при выборе основных размеров, при котором предприятием-изготовителем допускается работа данного оборудования или трубопровода при расчетной температуре при нормальных условиях эксплуатации.
23. Расчетная температура	Температура стенки оборудования или трубопровода, равная максимальному среднеарифметическому значению температур на его наружной и внутренней поверхностях в одном сечении при нормальных условиях эксплуатации.
24. Реакторная установка с промышленным реактором (РУ)	Комплекс систем и элементов, включающий промышленный реактор и непосредственно связанные с ним системы, необходимые для его нормальной эксплуатации, аварийного охлаждения, аварийной защиты и поддержания в безопасном состоянии.
25. Ремонт (для оборудования и трубопроводов)	Комплекс операций по восстановлению работоспособного или исправного состояния оборудования и трубопроводов, заключающийся в замене выработавших свой ресурс или поврежденных деталей или сборочных единиц оборудования и трубопроводов или исправлении возникших в них повреждений и дефектов.
26. Сварной переход	Переход трубопровода с конической частью, имеющей продольные сварные швы.

Термины	ОПРЕДЕЛЕНИЯ
27. Секторное колено или отвод	Колено или отвод, изготовленные из отрезков труб, сваренных под углом друг к другу.
28. Система	Совокупность элементов, предназначенных для выполнения заданных функций.
29. Трубопроводы	Совокупность деталей и сборочных единиц из труб с относящимися к ним элементами (коллекторами, тройниками, переходами, отводами, штуцерами, расширительными конусами (бачками), арматурой и т.д.), предназначенная для транспортировки рабочей среды от одного оборудования к другому.
30. Эксплуатация (для оборудования и трубопроводов)	Вся деятельность, направленная на достижение безопасным образом цели, для которой была создана РУ, включая работу на мощности, пуск, остановки, перегрузки топлива и поглотителя, испытания, техническое обслуживание, ремонт оборудования и систем, инспектирование во время эксплуатации и другую, связанную с этим деятельность.
31. Эксплуатационный персонал	Персонал, осуществляющий эксплуатацию реакторной установки.
32. Эксплуатационные пределы	Границы значений параметров и характеристик состояния систем (элементов) и РУ в целом, заданные проектом для нормальных условий эксплуатации.
33. Эксплуатирующая организация (предприятие)	Государственное предприятие (объединение), организация, созданное(ая) или назначенное (ая) вышестоящим органом государственного управления осуществлять собственными силами или с привлечением других предприятий (организаций) деятельность на всех этапах жизненного цикла реакторной установки по выбору площадки, проектированию, строительству, вводу в эксплуатацию, эксплуатации и снятию с эксплуатации РУ и имеющее(ая) разрешение органов Государственного надзора и контроля на осуществление этой деятельности.
34. Элементы	Оборудование, трубопроводы, детали и сборочные единицы, обеспечивающие выполнение заданных функций самостоятельно или в составе систем и рассматриваемые в проекте в качестве самостоятельных структурных единиц.

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

1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

1.1. Назначение Правил

1.1.1. Настоящие Правила распространяются на работающие под давлением (включая гидростатическое) и вакуумом сосуды (в том числе корпуса реакторов, теплообменники и технологические емкости), корпуса насосов, арматуру и трубопроводы систем промышленных реакторных установок "Руслан" и ЛФ-2, отнесенные к группам 1, 2, 3 настоящих Правил.

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

1) тепловыделяющие элементы и сборки, стержни системы управления и защиты (СУЗ), иные элементы, содержащие делящиеся, поглощающие, замедляющие материалы;

2) технологические каналы, каналы СУЗ и другие сборки, устанавливаемые в активную зону реактора;

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

4) механические и электрические устройства, расположенные внутри оборудования;

5) корпуса оборудования, изготовленные из неметаллических материалов;

6) набивные материалы и неметаллические элементы узлов уплотнения;

7) опоры и подвески оборудования и трубопроводов;

8) бассейны выдержки отработавшего топлива, устройства и приспособления для разделки сборок и сортировки изотопных изделий;

9) временные и капитальные могильники для хранения твердых радиоактивных отходов (ТРО), емкости, контейнеры и гидротранспортные устройства для перемещения ТРО;

10) оборудование и трубопроводы систем очистки, регенерации теплоносителя и промывочных растворов;

11) оборудование и воздуховоды общеобменной и технологической вентиляции, оборудование для очистки и выдержки газа, *исключая оборудование и трубопроводы системы* вентиляции внутрикорпусного оборудования установки ЛФ-2;

12) дренажные трубопроводы оборудования, трубопроводов, линии воздушников, штуцера, импульсные линии после первых отсечных задвижек (вентилей) по ходу среды.

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

Перечень нормативно-технической документации, на базе которых производится эксплуатация и ремонт оборудования и трубопроводов, должен быть согласован с Госатомнадзором РФ.

1.1.4. Оборудование и трубопроводы подразделяются на группы 1, 2, 3, 4 в зависимости от степени влияния системы, составной частью которой они являются, на безопасность реакторной установки.

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

1.1.6. В группу 2 входит оборудование и трубопроводы, разрушение которых приводит к неустранимой штатными запорными органами утечке теплоносителя, обеспечивающего охлаждение активной зоны реактора, и требует введения в действие систем безопасности.

1.1.7. В группу 3 входит:

1) не вошедшие в группы 1 и 2 оборудование и трубопроводы, разрушение которых приводит к утечке теплоносителя, обеспечивающего охлаждение активной зоны реактора;

2) оборудование и трубопроводы, разрушение которых приводит к выходу из строя одной из систем безопасности;

3) оборудование и трубопроводы, содержащие высоко- или среднеактивные среды (по определению "Основных санитарных правил работы с радиоактивными веществами и другими источниками ионизирующих излучений ОСП-72/87"), выход сред из которых при их разрушении приводит к нарушению санитарных правил и (или) превышению норм радиационной безопасности.

1.1.8. В группу 4, на оборудование и трубопроводы которых распространяются требования документации по п. 1.1.3., входит оборудование и трубопроводы, не влияющие на безопасность установки и не вошедшие в группы 1, 2, 3.

Отнесение оборудования и трубопроводов к группе 4 должно быть показано в обосновывающих безопасность установки документах.

1.1.9. Перечни систем нормальной эксплуатации и систем безопасности реакторных установок с указанием классификации элементов систем и границ между оборудованием и трубопроводами смежных групп приведены в Приложениях 1 и 2.

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

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

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

1.1.12. Категории сварных соединений устанавливаются в соответствии с "Правилами безопасной эксплуатации и ремонта оборудования и трубопроводов промышленных реакторных установок "Руслан" и ЛФ-2. Сварные соединения и наплавки. Правила контроля. Часть 3. ПБЭР-03-96." (в дальнейшем именуются ПБЭР-03-96).

Сварные соединения приварки опор, подвесок, подъемных деталей, подкладных листов и т. п. непосредственно к оборудованию и трубопроводам, работающим под давлением, относятся к оборудованию и трубопроводам и должны иметь соответствующую категорию согласно ПБЭР-03-96.

1.2. Общие требования к документации

1.2.1. Документация, разработанная до введения настоящих Правил, должна соответствовать ранее действовавшей нормативно-технической документации.

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

Указанная документация должна разрабатываться предприятиями и организациями, имеющими разрешение органов Госатомнадзора РФ на выполнение соответствующих работ.

Допускается применение оборудования и трубопроводов, изготовленных по проектам, выполненным в соответствии с требованиями "Правил устройства и безопасной эксплуатации оборудования и трубопроводов атомных энергетических установок" ПНАЭ Г-7-008-89, и с документацией, оформленной в соответствии с требованиями указанных Правил.

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

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

1.2.4. Выполнение ремонтных работ с применением сварки в процессе эксплуатации допускается проводить по технологии, разработанной эксплуатирующей организацией и согласованной с конструкторской организацией и предприятием-изготовителем (монтажной организацией) для ремонтируемых оборудования и трубопроводов. При этом технология сварки должна отвечать требованиям "Правил безопасной эксплуатации и ремонта оборудования и трубопроводов промышленных реакторных установок "Руслан" и ЛФ-2. Сварка и наплавка. Основные положения. Часть 2. ПБЭР-02-96." (в дальнейшем именуются ПБЭР-02-96).

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

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

1.2.6. Предприятие-изготовитель оборудования должно передать эксплуатирующей организации вместе с поставляемым оборудованием паспорт, оформленный согласно обязательному Приложению 3, а также документацию в объеме, указанном в технических условиях на изделие.

На корпуса главных циркуляционных насосов оформляются паспорта по форме Приложения 3. На корпуса других насосов должны представляться паспорта с указанием сведений согласно перечню, приведенному в обязательном Приложении 4.

1.2.7. На арматуру для оборудования и трубопроводов с внутренним диаметром присоединительных штуцеров (патрубков) более 150 мм предприятием-изготовителем должен передаваться эксплуатирующей организации паспорт, оформленный согласно обязательному Приложению 5. На остальную арматуру представляется документация предприятия-изготовителя и допускается оформление паспорта на партию изделий.

Сведения об арматуре с внутренним диаметром <150 мм (тип, среда, Ду, Ру, материал, количество, технологические номера) заносятся в паспорт оборудования и трубопроводов.

1.2.8. Предприятия (организации), выполнявшие соответствующие работы, должны передать эксплуатирующей организации оформленные согласно обязательным Приложениям 12-14 свидетельство об изготовлении деталей и сборочных единиц трубопроводов или (и) свидетельство о монтаже трубопроводов и свидетельство о монтаже (доизготовлении) сосуда.

1.2.9. Эксплуатирующая организация с использованием передаваемой по п. 1.2.8. документации должна составить паспорт на трубопроводы по форме, приведенной в обязательном Приложении 6.

На все трубопроводы отдельной системы и каждой петли 1 контура допускается оформлять один паспорт, к которому прикладываются паспорта на всю арматуру системы, петли.

ПРИМЕЧАНИЕ: при наличии ограничений на разглашение информации допускается вносить в паспорта регистрационные номера документов, содержащих соответствующие сведения о параметрах установки.

1.2.10. Эксплуатирующей организацией на основе проектной (конструкторской) документации должна быть разработана и утверждена в установленном порядке эксплуатационная документация (рабочие инструкции по эксплуатации оборудования и трубопроводов, рабочие программы контроля за состоянием металла, гидравлических испытаний и др.).

1.3. Общие требования к персоналу

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

1.3.2. Должностные лица и ИТР, занятые проектированием (конструированием), изготовлением, техническим надзором, эксплуатацией и ремонтом оборудования и трубопроводов, должны проходить проверку знаний по соответствующим разделам настоящих Правил и относящейся к ним нормативно-технической документации не реже одного раза в три года в порядке, установленном соответствующим Положением Госатомнадзора РФ и Положением по работе с персоналом.

1.3.3. Проверку знаний ИТР подразделения, эксплуатирующего установки, проводит аттестационная комиссия, назначенная приказом директора подразделения с привлечением представителей местной инспекции Госатомнадзора РФ. Лицу, выдержавшему проверку знаний, выдается удостоверение установленного образца за подписями председателя комиссии и инспектора Госатомнадзора РФ.
Оперативный (сменный) персонал проверку знаний по разделам Правил проходит при сдаче ежегодных экзаменов на рабочее место без выдачи удостоверения.

1.3.4. К обслуживанию оборудования и трубопроводов могут быть допущены лица, достигшие 18-летнего возраста, прошедшие медицинское освидетельствование, соответствующее обучение и допущенные к самостоятельной работе по обслуживанию оборудования и трубопроводов.

1.4. Ответственность за выполнение Правил

1.4.1. Ответственность за выполнение Правил при эксплуатации и ремонте оборудования и трубопроводов, проведение своевременного технического освидетельствования и контроля за состоянием металла несет эксплуатирующая организация.

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

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

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

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

2. ЭКСПЛУАТАЦИЯ ОБОРУДОВАНИЯ И ТРУБОПРОВОДОВ

2.1. Общие требования

2.1.1. Администрация эксплуатирующей организации обязана организовать, а администрация подразделения, осуществляющего эксплуатацию реакторных установок, обязана обеспечить надежную и безопасную эксплуатацию оборудования и трубопроводов в соответствии с требованиями настоящих Правил, надзор за ними, контроль состояния металла и ремонт, а также назначить лиц, ответственных за исправное состояние и безопасную эксплуатацию оборудования и трубопроводов, и лиц, осуществляющих надзор за оборудованием и трубопроводами, из числа инженерно-технических работников подразделения.

2.1.2. Ответственность за общее руководство и безопасную эксплуатацию оборудования и трудопроводов возлагается на директора и главного инженера подразделения, эксплуатирующего реакторные установки.

2.1.3. Все оборудования и трубопроводы, на которые распространяются настоящие Правила, должны быть взяты на учет инженерно-техническим работником, назначенным приказом по эксплуатирующей организации для осуществления надзора за оборудованием и трубопроводами (лицом по надзору).

2.1.4. Запрещается проведение различного рода исследований и экспериментов на действующем оборудовании и трубопроводах, связанных с превышением параметров выше установленных Регламентом значений, без предварительного согласования с Главным конструктором, Генеральным проектировщиком, Научным руководителем и органами Госатомнадзора РФ.

2.1.5. Изменение предельных параметров оборудования (расчетное давление, расчетная температура, максимальная мощность, максимальный расход теплоносителя, скорости разогрева и расхолаживания, максимальный флюенс) может быть допущено только на основании обоснованного соответствующими расчетами или экспериментами технического решения, составленного эксплуатирующей организацией и согласованного с Главным конструктором, Научным руководителем, в случае необходимости - с ГМО, ГСО и Госатомнадзором РФ и утвержденного Министерством, а также дополнения к проекту, утвержденного в установленном порядке.

Вытекающие из принятого решения изменения должны быть отражены в паспортах оборудования и трубопроводов.

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

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

2.1.7. Водный режим установок и качество теплоносителя должны соответствовать требованиям Регламента.

2.1.8. В период осмотра и ремонта оборудования и трубопроводов в процессе эксплуатации соответствующая арматура должна быть закрыта и механическим способом исключено перемещение ее подвижных частей (кроме арматуры, находящейся внутри защитной оболочки), маховики сняты либо заперты замком, шкафы питания закрыты и опечатаны и сделаны записи в оперативных журналах.

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

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

2.1.11. Перед включением в работу оборудования должны быть проверены и введены в работу проектные технологические защиты, а блокировки технологических защит, введенные в эксплуатацию, должны быть включены в течение всего времени работы оборудования. Запрещается вывод из работы исправных технологических защит. Вывод из работы технологических защит на работающем оборудовании разрешается только в следующих случаях:

- необходимость отключения защиты, обусловленной инструкцией по эксплуатации;
- очевидная неисправность защиты.

2.1.12. Перед включением в работу оборудования после ремонта или длительных остановок (более 3 суток) должна быть проверена исправность технологических защит, контрольно-измерительных приборов и арматуры согласно требованиям технологических инструкций по эксплуатации оборудования.

2.2. Эксплуатационная документация

2.2.1. Основным документом, определяющим безопасную эксплуатацию, является технологический Регламент, содержащий правила и основные приемы безопасной эксплуатации установки, общий порядок выполнения операций, связанных с безопасностью установки, а также пределы и условия безопасной эксплуатации.

Технологический Регламент разрабатывается в соответствии с "Правилами ядерной безопасности промышленных реакторов" (ПБЯ-07-85), согласовывается и утверждается в установленном порядке.

Технологический Регламент должен учитывать требования настоящих Правил, требования проектной и конструкторской документации, технических условий и инструкций по монтажу, эксплуатации оборудования и трубопроводов.

2.2.2. Эксплуатация оборудования и трубопроводов должна проводиться в соответствии с требованиями проекта, технологического Регламента, настоящих Правил и инструкций по эксплуатации оборудования и трубопроводов.

На рабочих местах начальника смены, дежурного инженера-механика и лица, осуществляющего надзор за оборудованием и трубопроводами, должны быть схемы оборудования и трубопроводов систем, подпадающих под действие Правил.

2.2.3. Администрация подразделения, эксплуатирующего реакторную установку, на основе действующих норм и правил, требований проектной и конструкторской документации, утвержденного технологического Регламента должна обеспечить разработку инструкций по эксплуатации оборудования и трубопроводов, которые должны содержать:

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

2) режимы работы оборудования и трубопроводов;

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

- при обнаружении трещин или свищей в основном металле и сварных соединениях оборудования и трубопроводов;
- при разрушении опор и подвесок;
- при увеличении давления, температуры или активности в необслуживаемых помещениях, где расположено оборудование и трубопроводы;
- при появлении шумов, вибраций, ударов в оборудовании и трубопроводах;
- при неисправности устройств измерения давления или уровня;
- при повышении давления сверх рабочего более, чем на 15% и дальнейшем его повышении несмотря на соблюдение всех требований, указанных в инструкциях;

- в случаях, предусмотренных проектом и инструкциями по ксплуатации;
4) случаи, когда должны быть приняты меры к выводу из работы борудования и трубопроводов в плановом порядке, в частности:
- при обнаружении течи во фланцевых соединениях;
- при ухудшении качества теплоносителя сверх установленных орм;
5) действия персонала при нарушениях технологического роцесса и отказах оборудования и трубопроводов;
6) порядок вывода в ремонт, приемки из ремонта оборудования трубопроводов;
7) порядок и условия проверки работы резервного борудования.

2.2.4. Эксплуатационные инструкции выдаются на рабочие еста согласно перечню технической документации.
Перечень технической документации по каждому рабочему есту утверждается главным инженером (директором) одразделения, эксплуатирующего установку.
Обслуживающий персонал знакомится с содержанием нструкций по эксплуатации под подпись.

2.2.5. В случае изменения состояния или условий эксплуатации борудования и трубопроводов в инструкции должны вноситься ответствующие изменения с доведением их до обслуживающего ерсонала с записью в журнале распоряжений.
Эксплуатационные инструкции должны пересматриваться не же 1 раза в 5 лет.

2.3. Контроль за состоянием металла оборудования и убопроводов при эксплуатации

2.3.1. Оборудование и трубопроводы систем групп 1 и 2 должны одвергаться периодическому обследованию с целью еспечения контроля за состоянием металла оборудования и убопроводов в процессе эксплуатации.

Необходимость и объем контроля оборудования и трубопроводов группы 3 устанавливается конструкторской (проектной) организацией.
Обследование проводится персоналом эксплуатирующей организации в объеме, устанавливаемом настоящими Правилами, а также Регламентом контроля металла и рабочей Программой, регламентирующими конкретный порядок осуществления контроля металла на реакторной установке.

2.3.2. Эксплуатационный контроль за состоянием металла осуществляется следующими способами:
- оперативный непрерывный контроль за состоянием металла оборудования и трубопроводов I контура с помощью контроля протечек теплоносителя;
- оперативный непрерывный контроль сварных соединений корпуса реактора с помощью контроля протечек теплоносителя;
- периодический плановый инспекционный контроль изменения геометрических размеров (формоизменения) элементов оборудования и трубопроводов и сплошности металла неразрушающими методами;
- контроль механических свойств основного металла и сварных соединений путем вырезки образцов;
- внеочередной инспекционный контроль.

2.3.3. Внеочередной контроль проводится:
1) после землетрясения, соответствующего по бальности проектному или превышающему его;
2) при нарушении нормальных условий эксплуатации или в аварийных ситуациях, приведших к изменению параметров работы оборудования и трубопроводов до уровня, превышающего расчетный;
3) по решению руководства эксплуатирующей организации или местной инспекции Госатомнадзора РФ.

2.3.4. Целью контроля за состоянием металла оборудования и трубопроводов в процессе эксплуатации является:
1) выявление и фиксация дефектов металла;
2) выявление и фиксация изменения физико-механических свойств и структуры металла;

3) выявление изменений геометрических размеров (формоизменения) элемента, металл которого оценивается;
4) оценка состояния металла.

2.3.5. Ответственность за соблюдение Правил в части проведения контроля за состоянием металла оборудования и трубопроводов несет заместитель главного инженера подразделения по производству (начальник установки).

Контроль осуществляется персоналом подразделения, эксплуатирующего реактор, и аттестованными специалистами эксплуатирующей организации по контролю металла.

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

При осуществлении контроля неразрушающими методами применяются:
1) визуальный контроль;
2) капиллярный контроль;
3) радиографический контроль;
4) ультразвуковой контроль;
5) контроль протечек;
6) другие методы контроля, обеспечивающие выявление дефектов металла, при наличии утвержденных в установленном порядке технологических инструкций и правил их применения.

При проведении контроля за состоянием металла разрушающими методами контроль механических свойств основного металла и сварных соединений оборудования и трубопроводов групп 1 и 2 проводится путем испытания образцов, вырезаемых из дефектных и заменяемых элементов оборудования и трубопроводов.

Контроль механических свойств металла эксплуатирующихся трубопроводов допускается проводить неразрушающими методами. Контроль должен проводиться не реже, чем через каждые 100000 часов эксплуатации трубопроводов.

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

2.3.8. Конкретная процедура контроля за состоянием металла оборудования и трубопроводов, перечень контролируемых оборудования и трубопроводов, объем и периодичность обследований, используемые виды и методики контроля, нормы оценки результатов контроля указываются в Регламенте контроля за состоянием металла оборудования и трубопроводов при эксплуатации реакторной установки.

Регламент разрабатывается Главным конструктором реакторной установки с учетом особенностей конструкций систем и оборудования, эксплуатационных параметров и режимов эксплуатации, а также степени влияния систем и оборудования на безопасность и согласовывается с Генеральным проектировщиком и эксплуатирующей организацией.

2.3.9. Регламент контроля включает в себя:
1) перечень контролируемых оборудования и трубопроводов;
2) перечень зон, контролируемых неразрушающими методами;
3) перечень трубопроводов, контролируемых разрушающими методами;
4) виды контроля для каждой из контролируемых зон;
5) объемы контроля для каждой из контролируемых зон;
6) методики контроля (указания на вид документа, где содержится описание методик контроля или непосредственное описание методик);
7) периодичность каждого из видов контроля;
8) требования к разрешающей способности аппаратуры контроля;
9) нормы оценки результатов контроля;
10) перечень специальных средств контроля.

2.3.10. На основе Регламента эксплуатирующая организация составляет рабочую Программу контроля за состоянием металла оборудования и трубопроводов при эксплуатации реакторной установки.

В рабочей Программе должно указываться:
1) конкретный для данной реакторной установки перечень контролируемого оборудования и трубопроводов;
2) перечень и координаты зон неразрушающего контроля для конкретных видов оборудования и трубопроводов;

3) координаты вырезки образцов (если предусмотрено Рабочей программой);

4) периодичность, объем и вид контроля для каждой из зон;

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

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

7) потребность в персонале для проведения контроля;

8) должность ответственного за проведение контроля лица;

9) требования по технике безопасности;

10) указания по организационным вопросам проведения контроля;

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

12) учетный номер Регламента контроля металла.

Рабочая Программа утверждается администрацией эксплуатирующей организации.

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

1) для оборудования и трубопроводов групп 1 и 2 - через 4 года, отсчитываемых от проведенного предыдущего контроля;

2) для оборудования и трубопроводов группы 2, изготовленных из сталей аустенитного класса и работающих под давлением веса наполняющей их жидкости, - через 6 лет, отсчитываемых от проведенного предыдущего контроля;

3) для оборудования и трубопроводов группы 3 - через 6 лет, отсчитываемых от проведенного предыдущего контроля;

4) для вновь установленных (отремонтированных) оборудования и трубопроводов первый эксплуатационный контроль - через 3 года.

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

В отчетной документации по неразрушающему контролю должны быть приведены:

1) номер рабочей Программы (инструкции) контроля;

2) зоны контроля (контрольные точки), применявшиеся методы контроля;

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

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

5) зафиксированные отступления от рабочей Программы;

6) оценка результатов контроля;

7) подпись ответственного за проведение контроля лица.

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

1) номер рабочей Программы испытаний образцов;

2) зоны вырезки образцов из оборудования и трубопроводов;

3) материалы, из которых изготовлены образцы, и характеристики их исходного состояния;

4) характеристики зон расположения образцов (вид теплоносителя, рабочее давление, температура, время эксплуатации);

5) виды проводившихся испытаний и методики их проведения;

6) полученные результаты;

7) оценка результатов контроля;

8) подпись ответственного за проведение контроля лица.

2.3.14. Протоколы или акты по п. 2.3.12. и 2.3.13. должны утверждаться руководством подразделения, эксплуатирующего реакторную установку. После каждого контроля производится запись в паспорте оборудования и трубопроводов.

2.3.15. При неудовлетворительных результатах контроля отчетные документы о проведенном контроле и предлагаемые решения по устранению дефектов направляются в Министерство и Госатомнадзор РФ, которые с привлечением Главного конструктора установки и (при необходимости) ГМО, ГСО, проектной организации, предприятия-изготовителя (монтажной организации) принимают решение по результатам контроля.

Копии акта по результатам контроля и решения по устранению дефекта направляются в местную инспекцию Госатомнадзора РФ.

2.3.16. Документация по контролю за состоянием металла должна храниться в эксплуатирующей организации в течение всего срока службы оборудования и трубопроводов.

2.4. Регистрация и техническое освидетельствование

2.4.1. Оборудование и трубопроводы, на которые распространяются настоящие Правила, должны быть зарегистрированы в местной инспекции Госатомнадзора РФ и взяты на учет в подразделении, эксплуатирующем реакторные установки.

2.4.2. Регистрации в местной инспекции Госатомнадзора РФ подлежат:

1) оборудование и трубопроводы группы 1;

2) оборудование группы 2;

3) оборудование группы 3 при любом из следующих условий:

- разрушение оборудования приводит к нарушению санитарных правил и (или) превышению норм радиационной безопасности при выходе высоко- или среднеактивных сред (по определению "Основных санитарных правил работы с радиоактивными веществами и другими источниками ионизирующих излучений ОСП-72/87");

- температура теплоносителя превышает 200° С;

- температура теплоносителя не превышает 200° С, но произведение емкости, м³ (л), на рабочее давление, МПа (кгс/см²), превышает 1 (10 000 л.кгс/см²);

4) трубопроводы группы 2 с наружным диаметром 108 мм и более;

5) трубопроводы группы 3 с наружным диаметром 325 мм и более;

6) корпуса главных циркуляционных насосов.

2.4.3. Оборудование и трубопроводы, не перечисленные в п. 2.4.2., подлежат регистрации в подразделении, эксплуатирующем реакторные установки, назначенным приказом инженерно-техническим работником (лицом по надзору).

2.4.4. Конкретная номенклатура оборудования и трубопроводов подлежащих регистрации в местной инспекции Госатомнадзора, границы регистрации оборудования и трубопроводов определяются перечнями, разработанными эксплуатирующей организацией в соответствии с Приложениями 1 и 2 и согласованными с местной инспекцией Госатомнадзора РФ.

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

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

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

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

4) границами насоса являются входные и выходные патрубки;

5) сбросные трубопроводы от дренажных устройств не регистрируются, если выброс среды производится в емкость, находящуюся под действием атмосферного давления или вакуумом;

6) импульсные линии контрольно-измерительных устройств, трубопроводы отбора проб теплоносителя, а также дренажи и воздушники до первого запорного клапана регистрируются совместно с основными трубопроводами, к которым они подключаются.

2.4.6. Все оборудование и трубопроводы, на которые распространяются настоящие Правила, должны быть взяты на учет в подразделении, эксплуатирующем реакторные установки, в журнале учета и освидетельствования лицом по надзору.

Форма журнала устанавливается эксплуатирующей организацией и согласовывается с местной инспекцией Госатомнадзора РФ.

2.4.7. Для регистрации оборудования и трубопроводов должны быть представлены:

1) письменное заявление администрации эксплатирующей организации;

2) паспорт на оборудование, трубопровод установленной настоящими Правилами формы;

3) исполнительная схема включения оборудования и трубопроводов с указанием параметров рабочей среды, диаметров и толщин стенок трубопроводов, расположением компенсаторов, коллекторов, арматуры, опор, подвесок, сварных стыков трубопроводов;

4) акт, удостоверяющий, что монтаж произведен в соответствии с проектом и настоящими Правилами, оборудование и трубопроводы находятся в исправном состоянии. Акт утверждается главным инженером или руководителем монтажной организации и главным инженером (его заместителем) подразделения, эксплуатирующего реакторную установку.

2.4.8. Представленные для регистрации документы должны быть рассмотрены в течение 5 дней со дня получения заявления. В этот срок представителем местной инспекции должны быть рассмотрены представленные для регистрации документы и фактическое состояние представленных для регистрации оборудования и трубопроводов.

2.4.9. При положительных результатах рассмотрения представленных документов и проверки состояния оборудования и трубопроводов в соответствии с п. 2.4.8. настоящих Правил оборудование и трубопроводы регистрируются местной инспекцией Госатомнадзора РФ в установленном порядке. Паспорт с прилагаемыми к нему документами возвращается подразделению, эксплуатирующему реакторную установку.

2.4.10. В случае выявления в представленных для регистрации документах отступлений от требований настоящих Правил или проектной документации, а также неудовлетворительного состояния оборудования и трубопроводов, местной инспекцией Госатомнадзора дается письменный отказ в регистрации. Отказ в регистрации должен быть обоснован ссылкой на соответствующие статьи настоящих Правил.

2.4.11. Снятие с регистрации оборудования и трубопроводов производится местной инспекцией Госатомнадзора РФ по письменному заявлению администрации эксплуатирующей организации.

В заявлении должна быть указана обоснованная причина снятия с регистрации.

2.4.12. Оборудование и трубопроводы, на которые распространяются настоящие Правила, подлежат техническому освидетельствованию в процессе эксплуатации в установленные сроки и досрочно при необходимости.

2.4.13. Цель технического освидетельствования-установить, что оборудование и трубопроводы изготовлены, смонтированы в соответствии с проектом, Правилами и представленными отчетными документами, находятся в исправном состоянии и возможна их дальнейшая эксплуатация при установленных параметрах среды (давлении и температуре).

2.4.14. Техническое освидетельствование включает в себя:

- проверку документации;
- наружный и внутренний осмотры оборудования и трубопроводов в доступных местах;
- гидравлическое испытание оборудования и трубопроводов;
- оформление результатов технического освидетельствования.

2.4.15. Эксплуатирующая организация должна составить перечень оборудования, недоступного (или ограниченно доступного) для внутренних (наружных) осмотров по конструктивным особенностям или радиационной обстановке. Указанный перечень должен быть согласован с местным органом Госатомнадзора РФ.

Указанные в перечнях оборудование и трубопроводы должны быть оснащены дистанционными средствами оперативного непрерывного контроля протечек теплоносителя.

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

2.4.17. Техническое освидетельствование оборудования и трубопроводов в процессе эксплуатации проводится в следующие сроки:

- оборудование и трубопроводы групп 1 и 2, а также оборудование группы 3 в случае невозможности проведения внутреннего осмотра по условиям радиационной обстановки или из-за особенности конструкции - не реже одного раза в 4 года;
- остальное оборудование и трубопроводы - не реже одного раза в 8 лет.
- наружный осмотр оборудования и трубопроводов при рабочем давлении проводится не реже одного раза в год.

2.4.18. Оборудование и трубопроводы должны подвергаться внеочередному техническому освидетельствованию в следующих случаях:

1) после ремонта или модернизации с применением сварки отдельных элементов, работающих под давлением, в том числе и под гидростатическим;

2) если оборудование было демонтировано и установлено на новом месте;

3) после землетрясения, равного или превышающего по бальности проектное;

4) по требованию местной инспекции Госатомнадзора РФ или лица по надзору.

2.4.19. При проведении технического освидетельствования после ремонта или модернизации оборудования и трубопроводов с применением сварки внутренний и наружный осмотр производится в местах ремонтируемых сварных соединений. Допускается не проводить гидравлические испытания отремонтированных в процессе эксплуатации с помощью сварки участков трубопроводов непосредственно после ремонта, а выполнить их при очередном освидетельствовании при условии проведения контроля всех новых сварных соединений и мест ремонта в установленном объеме и наружного осмотра оборудования и трубопроводов при рабочем давлении.

2.4.20. Техническое освидетельствование оборудования и трубопроводов, на которые распространяются настоящие Правила, проводится комиссией, назначенной приказом директора подразделения, эксплуатирующего реакторные установки.

При проведении технического освидетельствования оборудования и трубопроводов, зарегистрированных в местной инспекции Госатомнадзора РФ, комиссия работает при участии и под контролем инспектора Госатомнадзора РФ.

2.4.21. В состав комиссии должны быть включены:

- заместитель главного инженера подразделения по производству;
- инженерно-технический работник, отвечающий за исправное состояние оборудования и трубопроводов;
- инженерно-технический работник, осуществляющий надзор за оборудованием и трубопроводами;.
- инженерно-технические работники монтажных, ремонтных организаций по согласованию с этими организациями (при проведении технических освидетельствований после монтажа, ремонта);
- инженерно-технические работники подразделений эксплуатирующей организации, на которых возложены функции контроля за состоянием металла.

Для освидетельствования оборудования и трубопроводов 1 контура (при необходимости) привлекаются специалисты Главного конструктора установки.

2.4.22. Перед проведением технического освидетельствования

оборудования и трубопроводов комиссия должна рассмотреть и проанализировать следующие документы:

- паспорта на оборудование и трубопроводы, содержание в них записей о проведении предыдущего технического освидетельствования;
- информацию (акты, протоколы, технические решения) об отказах оборудования и проведенных ремонтах после предыдущего освидетельствования;
- результаты контроля состояния металла после предыдущего освидетельствования;
- сведения о происшедших в процессе эксплуатации нарушениях пределов безопасной эксплуатации с оценкой их возможного влияния на последующую работоспособность и надежность.

2.4.23. Конкретная дата технического освидетельствования оборудования и трубопроводов должна устанавливаться эксплуатирующей организацией, но должна быть не позже даты, указанной в паспорте оборудования и трубопроводов.

2.4.24. Администрация эксплуатирующей организации не позже чем за 10 дней должна уведомить инспектора Госатомнадзора РФ о готовности оборудования и трубопроводов к освидетельствованию..

2.4.25. Отсрочка проведения технического освидетельствования зарегистрированных в местной инспекции Госатомнадзора РФ оборудования и трубопроводов может быть разрешена местной инспекцией Госатомнадзора РФ не более чем на шесть месяцев по технически обоснованному письменному ходатайству администрации эксплуатирующей организации и (при необходимости) при положительных результатах их осмотра в рабочем состоянии инспектором Госатомнадзора РФ.

2.4.26. Отсрочка проведения технического освидетельствования оборудования и трубопроводов, не регистрируемых в местной инспекции Госатомнадзора РФ, не более чем на шесть месяцев, может быть допущена по письменному разрешению главного инженера или директора подразделения, эксплуатирующего реакторные установки.

2.4.27. Перед техническим освидетельствованием оборудование должно быть остановлено, надежно отключено от всех источников давления; поверхности, подлежащие осмотру, при необходимости очищены от загрязнений.

Внутренний осмотр оборудования, которое невозможно опорожнить на период осмотра, проводится во время капитального ремонта.

Работы, связанные с проведением освидетельствования оборудования и трубопроводов, находящихся в контакте с радиоактивным теплоносителем, должны выполняться с соблюдением инструкций по безопасному ведению работ и санитарных норм и правил.

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

2.4.29. При осмотрах обращать внимание на выявление следующих дефектов:

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

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

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

2.4.30. По результатам технического освидетельствования (наружный и внутренний осмотры, гидравлическое испытание комиссия составляет акты, в которых делаются выводы о возможности дальнейшей эксплуатации оборудования и трубопроводов с указанием допустимых параметров среды.

На основании выводов актов, результатов контроля и личного участия в проведении освидетельствования зарегистрированных в местной инспекции Госатомнадзора РФ оборудования и трубопроводов инспектор Госатомнадзора РФ принимает

окончательное решение и делает в паспортах оборудования и трубопроводов записи о результатах освидетельствования, о разрешенных параметрах среды при их работе и о сроках очередного технического освидетельствования.

Записи в паспортах остального оборудования и трубопроводов делаются лицом по надзору.

Акты комиссии хранятся наравне с паспортами на оборудование и трубопроводы.

2.4.31. Если при техническом освидетельствовании выявлены дефекты, наличие которых ставит под сомнение работоспособность оборудования или трубопроводов, представитель местной инспекции Госатомнадзора РФ или лицо по надзору имеют право запретить работу этого оборудования, о чем должна быть сделана запись в акте освидетельствования.

Администрация подразделения, эксплуатирующего установку, обязана получить заключение специализированных организаций или отдельных экспертов о причинах появления дефектов, возможности и условиях дальнейшей эксплуатации оборудования и трубопроводов и, в необходимых случаях, провести соответствующие исследования.

2.4.32. В случае обнаружения дефектов в основном металле или сварном соединении результаты обследования дефектного узла должны быть оформлены актом по форме Приложения 9.

Для устранения дефекта в каждом конкретном случае письменным (устным) распоряжением главного инженера подразделения назначается лицо (лица), ответственные за подготовительные и ремонтные работы:

- подготовку технического решения;
- разработку конструкторской документации (при необходимости);
- разработку технологии ремонта (при необходимости);
- выполнение ремонтных работ;
- контроль качества сварных соединений;
- получение разрешения на право выполнения ремонтных работ по устранению дефекта на оборудовании и трубопроводах, зарегистрированных в местной инспекции Госатомнадзора РФ.

Эксплуатирующая организация с привлечением Главного конструктора или Генерального проектировщика и (при необходимости) других предприятий и организаций подготавливает техническое решение, в котором указывается:

- характер выявленных дефектов;
- причины возникновения дефектов;
- краткое описание предлагаемой технологии ремонта;
- данные расчета на прочность, подтверждающего возможность дальнейшей эксплуатации оборудования или трубопровода после устранения дефекта.

Указанное решение согласовывается с местной инспекцией Госатомнадзора РФ.

При устранении дефектов без применения сварки на оборудовании и трубопроводах группы 3 согласование технического решения с Главным конструктором не требуется.

Техническое решение, конструкторская и технологическая документация по устранению дефекта для оборудования и трубопроводов групп 1 и 2 утверждается главным инженером эксплуатирующей организации (его заместителем), группы 3 -главным инженером подразделения, эксплуатирующего реакторную установку.

2.4.33. При необходимости срочного выполнения ремонтных работ эксплуатирующая организация готовит временное техническое решение о мерах по устранению дефектов и разрабатывает технологию ремонтных работ. Решение согласовывается с местной инспекцией Госатомнадзора РФ. Временное техническое решение, технология ремонта и акт обследования дефектного узла утверждается главным инженером эксплуатирующей организации.

После выполнения срочного ремонта по дефектному узлу проводятся мероприятия по п. 2.4.32 настоящих Правил.

2.5. Гидравлические испытания

2.5.1. Гидравлические испытания проводятся с целью проверки прочности и плотности оборудования, трубопроводов, их деталей и сборочных единиц, нагружаемых давлением.

2.5.2. Гидравлические испытания проводят:

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

2) после монтажа оборудования и трубопроводов;

3) в процессе эксплуатации оборудования и трубопроводов, нагружаемых давлением среды.

2.5.3. Гидравлические испытания в процессе эксплуатации проводятся в сроки, указанные в п. 2.4.17.

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

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

2.5.6. Оборудование и трубопроводы после изготовления и монтажа должны подвергаться гидравлическим испытаниям до нанесения защитных антикоррозийных покрытий (или тепловой изоляции).

2.5.7. Гидравлические испытания отдельных деталей и сборочных единиц оборудования и трубопроводов после их изготовления допускается не проводить, если предприятие-изготовитель осуществляет гидравлические испытания этих деталей и сборочных единиц в составе укрупненных сборочных единиц или изделий.

2.5.8. Гидравлические испытания отдельных деталей (например, труб) на предприятии-изготовителе допускается не проводить, если они прошли гидравлические испытания на предприятии-поставщике этих изделий и после этого не подвергались операциям, в процессе которых материал указанных деталей претерпевал пластические деформации.

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

$$Ph = K_h P [б]^т_h / [б]^т \text{ (нижняя граница)}$$

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

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

2.5.10. В случае, если гидравлическим испытаниям подвергаются система или контур, состоящие из оборудования и трубопроводов, работающих при разных рабочих давлениях и (или) расчетных температурах, или изготовленных из материалов с различными $[б]^т_h$ и (или) $[б]^т$, то давление гидравлических испытаний этой системы (контура) следует принимать равным минимальному значению верхней границы давлений испытаний, выбранному из всех соответствующих значений для оборудования и трубопроводов, составляющих систему (контур).

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

Значения давлений гидравлических испытаний систем

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

2.5.12. Гидравлические испытания корпусов и сосудов, заполняемых жидкостью и нагруженных ее массой, в случае отсутствия технической возможности проведения гидравлических испытаний давлением, величина которого определяется требованиями п. 2.5.9., допускается проводить под давлением массы заполняющей жидкости.

При отсутствии технической возможности проведения гидравлических испытаний систем, состоящих из оборудования и трубопроводов, давлением, величина которого определяется требованиями п. 2.5.9., допускается гидравлические испытания проводить давлением столба заполняющей их жидкости и рабочим давлением, создаваемым циркуляционными насосами при функционировании установки.

Допускается не проводить гидравлические испытания (после изготовления и в процессе эксплуатации) корпуса реактора, работающего под давлением массы наполняющей его жидкости, при условии проведения в процессе изготовления 100%-ного контроля сварных швов радиографическим методом и другими предусмотренными методами, а также наличии эксплуатационного контроля их герметичности.

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

2.5.14. Допускается проведение гидравлических испытаний после изготовления или монтажа без проведения расчета по п. 2.5.13. при температуре металла не менее 5 °С в следующих случаях:

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

2) изделие изготовлено из материалов с пределом текучести при температуре 20° С менее 295 МПа (30 кгс/мм²) и имеет наибольшую толщину стенки не более 25 мм;

3) изделие изготовлено из материалов с пределом текучести при температуре 20° С менее 590 МПа (60 кгс/мм²) и имеет наибольшую толщину стенки не более 16 мм.

2.5.15. Допускаемая температура металла при гидравлических испытаниях, проводимых после изготовления, должна определяться конструкторской (проектной) организацией согласно п.п.2.5.13., 2.5.14. и указываться в чертежах, паспортах оборудования и свидетельствах об изготовлении деталей и сборочных единиц трубопроводов.

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

2.5.16. Допускаемая температура металла при гидравлических испытаниях оборудования и трубопроводов в составе системы (контура) после монтажа принимается максимальной из всех указанных согласно п. 2.5.15. в паспортах оборудования (свидетельствах об изготовлении деталей и сборочных единиц трубопроводов), и приводится эксплуатирующей организацией в рабочей программе (инструкции) проведения гидравлических испытаний.

2.5.17. Допускаемая температура металла при гидравлических испытаниях в процессе эксплуатации (в том числе после ремонта) устанавливается эксплуатирующей организацией оборудования на основе данных расчета на прочность, паспортов оборудования и трубопроводов, чисел циклов нагружения, зафиксированных в процессе эксплуатации.

2.5.18. Время выдержки оборудования и трубопроводов под давлением Ph при гидравлических испытаниях должно быть не менее 10 минут. После выдержки давление снижается до рабочего и производится осмотр оборудования и трубопроводов в доступных местах в течение времени, необходимого для осмотра.

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

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

2.5.21. Для проведения гидравлических испытаний после монтажа и в процессе эксплуатации подразделением, эксплуатирующим оборудование и трубопроводы, должна быть составлена рабочая Программа испытаний, утверждаемая главным инженером подразделения.

2.5.22. Рабочая Программа гидравлических испытаний должна содержать следующие данные:

1) наименование и границы испытуемой системы (части системы) оборудования и трубопроводов;
2) расчетное давление;
3) давление гидравлических испытаний;
4) температура гидравлических испытаний;
5) испытательные среды и требования к их качеству;
6) допустимые скорости повышения и снижения давления и температуры;
7) время выдержки при давлении испытаний;
8) давление, при котором должен производиться осмотр;
9) способы заполнения и дренирования испытательной среды;
10) место подключения источника давления;
11) метод нагрева испытательной среды (при необходимости);
12) перечень используемых датчиков и приборов контроля давления и температуры с указанием их класса точности и точек установки;
13) график проведения испытаний (ступени подъема и сброса давления, время выдержки);
14) допускаемые пределы колебания давления и температуры в процессе выдержки;
15) способы контроля состояния испытуемого оборудования и трубопроводов в процессе осмотра и после завершения испытаний;
16) меры по подготовке к проведению испытаний (с указанием перекрываемой и открываемой арматуры, ограничивающей испытуемую систему или ее часть);
17) меры защиты от превышения давления свыше испытательного;
18) требования по технике безопасности;
19) организационные мероприятия (включая назначение ответственного за испытания лица).

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

1) наименование предприятия, проводившего испытания;
2) наименование испытуемой системы (части системы, оборудования, трубопроводов, сборочных единиц, деталей);
3) расчетное (рабочее) давление;
4) расчетные температуры;
5) давление испытаний;
6) температура испытаний;
7) испытательная среда;
8) время выдержки при давлении испытаний;
9) давление, при котором проводится осмотр;
10) номер рабочей (производственной) программы;
11) результат испытаний;
12) подпись ответственного лица и дата.

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

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

2.5.25. В процессе гидравлических испытаний допускается колебание давления вследствие изменения температуры жидкости. Допускаемые

значения колебаний температуры и давления в каждом конкретном случае должны устанавливаться расчетом или экспериментально, при этом давление не должно выходить за нижнюю и верхнюю границы по п.п. 2.5.9., 2.5.10..

Допускается компенсировать протечки, предусмотренные конструкцией уплотнений валов насосов, штоков и уплотнений арматуры, путем подкачки испытательной среды.

2.5.26. Оборудование и трубопроводы считаются выдержавшими гидравлические испытания, если в процессе испытаний и при осмотре не обнаружено течей и разрывов металла, в процессе выдержки по п. 2.5.18. не отмечено падения давления с учетом баланса протечек и подпитки по п. 2.5.25., а после испытаний не выявлено видимых остаточных деформаций в местах, доступных для осмотра.

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

3. РЕМОНТ, МОДЕРНИЗАЦИЯ

3.1. Общие требования

3.1.1. При эксплуатации оборудования и трубопроводов должны соблюдаться требования утвержденных нормативных документов по проведению планово-предупредительных ремонтов в установленном объеме.

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

3.1.3. При проведении работ по ремонту оборудования и трубопроводов необходимо руководствоваться действующими на предприятии инструкциями по общей и специальной технике безопасности.

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

3.1.5. При проведении ремонтных работ, связанных с разуплотнением оборудования и трубопроводов, должны быть приняты меры, исключающие загрязнение внутренних полостей и попадание туда посторонних предметов.

3.1.6. Ремонт оборудования и трубопроводов должен производиться по технологическим процессам, согласованным и утвержденным в порядке, установленном ПБЭР-01-96.

3.1.7. Контроль за соблюдением технологических процессов при изготовлении, монтаже и ремонте оборудования и трубопроводов возлагается на отдел технического контроля (ОТК) эксплуатирующей организации.

3.1.8. Сварочные работы и контроль сварных соединений должны выполняться в соответствии с требованиями Правил ПБЭР-02-96 и ПБЭР-03-96.

3.2. Порядок разработки проектной и конструкторской документации

3.2.1. Для проведения работ по замене и ремонту оборудования и трубопроводов разрабатывается следующая проектно-конструкторская (ПКД) и техническая документация:

1) график планово-предупредительных и капитальных ремонтов;

2) техническое решение на проведение работ;

3) техническое задание (ТЗ) на разработку ПКД;

4) проектно-конструкторская документация;

5) технологический процесс (инструкция, технологическое указание, далее - ТП);

6) расчет на прочность (при необходимости).

3.2.2. График планово-предупредительных и капитальных ремонтов (график ППР, КР) составляется планово-техническим отделом подразделения на основе заявок служб и отделов, утверждается главным инженером (его заместителем) эксплуатирующей организации.

График, в частности, должен предусматривать:

- проведение технического освидетельствования оборудования и трубопроводов при наступлении соответствующих сроков;
- проведение эксплуатационного и послеремонтного контроля за состоянием металла;
- подготовку и проведение проверки технологических защит и измерительных устройств.

3.2.3. Техническое задание (ТЗ) на разработку ремонтной проектно-технической документации готовит служба (отдел) подразделения, эксплуатирующая подлежащее ремонту оборудование. ТЗ согласовывается с разработчиком ПКД, предприятием (подразделением) - изготовителем, отделом технического контроля (ОТК) и утверждается главным инженером подразделения.

По согласованию с разработчиком ПКД в отдельных случаях допускается замена ТЗ иным утвержденным документом, содержащим необходимые технические требования для разработки ПКД (техническое решение, акт обследования дефектного узла и т. п.).

3.2.4. Проектно-конструкторская документация на ремонт и модернизацию оборудования и трубопроводов групп 1, 2, 3 разрабатывается конструкторскими подразделениями эксплуатирующей организации, получившими соответствующее разрешение на право проведения работ в региональных органах Госатомнадзора РФ.

Допускается разработка ПКД с соблюдением требований настоящих Правил иными проектно-конструкторскими организациями, имеющими право на выполнение работ от органов Госатомнадзора РФ.

ПКД согласовывается с лицом по надзору и инспектором Госатомнадзора РФ и утверждается главным инженером подразделения (организации) - разработчика документации.

3.2.5. Технологический процесс (инструкция) на выполнение ремонтных работ разрабатывается подразделениями эксплуатирующей организации или иными специализированными организациями.

ТП согласовывается с производителем ремонтных работ, разработчиком ПКД, представителем ОТК, при наличии сварочных работ - с инженером по сварке и лицом по надзору.

ТП утверждается главным инженером подразделения (предприятия) - разработчика ТП.

3.2.6. Расчет на прочность ремонтируемого оборудования, участка трубопровода проводится по решению Главного конструктора или Генерального проектировщика при наличии в ремонтной документации влияющих на прочность отличий в конструктивных решениях по отношению к действующей исполнительной и конструкторской (проектной) документации.

Расчет проводится по "Нормам расчета на прочность оборудования и трубопроводов атомных энергетических установок. (ПНАЭ Г-7-002-86)" (в дальнейшем именуются "Нормы расчета на прочность") специалистами эксплуатирующей организации, получившими право на проведение расчетов от Управления округа Госатомнадзора РФ, а также специалистами иных организацией, имеющими право на выполнение расчетов.

3.2.7. Проектно-конструкторская документация, технические решения, технологические процессы на замену и ремонт оборудования и трубопроводов подлежат согласованию с Главным конструктором или (при необходимости) с Генеральным проектировщиком установки в следующих случаях:

- ПКД разработана с отличиями в конструктивных решениях по отношению к действующей исполнительной конструкторской (проектной) документации;
- при выполнении ремонтных работ с применением сварки.

3.2.8. ПКД на ремонт с применением сварки оборудования и трубопроводов групп 1 и 2 должна согласовываться с лицом, ответственным за ядерную безопасность в подразделении, эксплуатирующем реакторную установку.

3.2.9. Подразделения, выполняющие ремонтные работы на оборудовании и трубопроводах, зарегистрированных в местной инспекции Госатомнадзора РФ, обязаны получить разрешение на право проведения конкретных ремонтных работ (частное разрешение) в местной инспекции Госатомнадзора РФ.

Для получения разрешения ремонтная (эксплуатирующая) организация не позднее, чем за 7 дней до начала работ обязана представить в инспекцию заявку на проведение ремонтных работ.

В состав заявки должны входить следующие документы:

1) заявление о выдаче разрешения по форме Приложения 10;

2) информационная справка, которая должна содержать:

- обоснование (причины) ремонта;
- описание процедуры ремонтных работ;
- перечень конструкторской, технологической документации, в соответствии с которой проводится ремонтная работа;
- список лиц, участвующих в проведении ремонта;
- описание порядка приемки оборудования, трубопровода после ремонта.

Инспекция имеет право затребовать другую документацию, относящуюся к обеспечению качественного проведения работ.

3.2.10. В экстренных случаях, связанных с безопасностью обслуживающего персонала, выходом радиоактивных сред (утечка теплоносителя, выход радиоактивных сред в боксы, обслуживаемые помещения и др.) местная инспекция Госатомнадзора может выдать предварительное разрешение на проведение ремонтных работ с последующим оформлением ремонтной документации в соответствии с п. 3.2.9. настоящих Правил.

3.2.11. Приемка оборудования и трубопроводов из ремонта оформляется актом.

Акт по форме Приложения 8 составляется комиссией, назначенной письменным или устным указанием главного инженера подразделения.

В состав комиссии должны входить:

- заместитель главного инженера подразделения по производству;
- главный механик подразделения или его заместитель;
- руководитель производимых работ;
- лицо по надзору;
- лицо, ответственное за исправное состояние и безопасную эксплуатацию соответствующего оборудования и трубопроводов;
- представитель ОТК эксплуатирующей организации.

Акт приемки утверждается главным инженером подразделения.

В паспортах оборудования и трубопроводов делается запись о выполненных ремонтных работах.

3.3. Конструкции

3.3.1. Общие требования

3.3.1.1. Конструкции оборудования и трубопроводов, установленных на реакторных установках "Руслан" и ЛФ-2 до выхода настоящих Правил, должны отвечать требованиям проектно-конструкторской и исполнительной документации, по которой они изготавливались, производился их монтаж, контроль и приемка в эксплуатацию.

Конструкции оборудования и трубопроводов, вновь устанавливаемых на реакторных установках "Руслан" и ЛФ-2, включая требования по изготовлению, монтажу, контролю, эксплуатации и ремонту, должны соответствовать проектно-конструкторской документации и отвечать требованиям настоящих Правил и "Норм расчета на прочность".

3.3.1.2. Конструкции оборудования и трубопроводов должны

обеспечивать работоспособность, надежность и безопасность их ксплуатации в течение всего срока службы, который должен ыть указан в технических условиях на изделие и паспортах.

3.3.1.3. Конструкция и компоновка оборудования и трубопроводов олжны обеспечивать возможность проведения их осмотра, ремонта, идравлических испытаний, контроля основного металла и сварных оединений неразрушающими методами после изготовления, онтажа и в процессе эксплуатации, а также замены оборудования трубопроводов со сроком службы менее установленного для ксплуатации реакторной установки в целом.

3.3.1.4. При проектировании (конструировании) деталей и борочных единиц для ремонта или модернизации оборудования трубопроводов следует предусматривать применение атериалов, обеспечивающих работоспособность конструкций в абочих средах, включая среды, используемые при промывке и езактивации, в течение предусмотренного срока службы.

3.3.1.5. В конструкциях оборудования и трубопроводов с адиоактивным теплоносителем должна быть предусмотрена озможность дренажа теплоносителя, дезактивации поверхностей удаления дезактивирующих растворов.

3.3.1.6. В оборудовании и трубопроводах должна быть редусмотрена возможность удаления воздуха при заполнении борудования и сбора организованных протечек теплоносителя процессе эксплуатации оборудования и трубопроводов.

3.3.1.7. Срок службы оборудования и трубопроводов может быть родлен на период, превышающий указанный в паспорте, на снования технического решения, составленного эксплуатирующей рганизацией. Техническое решение согласовывается с Главным онструктором реакторных установок или (при необходимости) с енеральным проектировщиком.
К решению должны быть приложены акты обследования состояния еталла и расчеты на прочность, подтверждающие возможность выполнения оборудованием своих функций в течение продлеваемого срока службы с обеспечением всех требований по ядерной, радиационной и технической безопасности. Указанное решение должно быть согласовано с органом Госатомнадзора РФ и утверждено Министерством.

3.3.2. Люки, лючки

3.3.2.1. Оборудование должно иметь съемные крышки или быть оснащено необходимым количеством люков и смотровых лючков для обеспечения осмотра, очистки и ремонта оборудования, монтажа и демонтажа внутренних устройств.
Оборудование, состоящее из цилиндрического корпуса и решеток с закрепленными в них трубками (теплообменники), допускается изготавливать без люков и лючков независимо от диаметра сосуда.

3.3.2.2. Сосуды в внутренним диаметром более 800 мм должны иметь люки, с внутренним диаметром 800 мм и менее - лючки.

3.3.2.3. Внутренний диаметр круглых люков в свету должен быть не менее 400 мм. Проходные размеры люков овальной формы по наименьшей и наибольшей осям должны быть соответственно не менее 320 и 420 мм.
Внутренний диаметр круглых или размер по наименьшей оси овальных лючков должен быть не менее 80 мм.

3.3.2.4. Люки и лючки необходимо располагать в местах, доступных для обслуживания.

3.3.2.5. Крышки люков следует выполнять съемными или шарнирно-откидными.
Крышки люков, для подъема которых требуется прикладывать усилие более 196 Н (20 кгс), должны иметь приспособления, облегчающие их открытие или позволяющие применять грузоподъемные механизмы.

3.3.2.6. При наличии на оборудовании съемных днищ и крышек, внутренний диаметр которых не менее указанных для люков в п. 3.3.2.3., обеспечивающих возможность проведения внутреннего осмотра, допускается люки не предусматривать.

3.3.3. Крышки и днища

3.3.3.1. Для оборудования групп 1 и 2 следует применять крышки и днища сферической, эллиптической, торо-сферической (кроме арматуры), тарельчатой (в виде приваренного к фланцу сферического сегмента) формы.

Для оборудования группы 3, кроме указанных выше типов крышек и днищ, допускается применение конических и плоских крышек и днищ.

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

3.3.3.3. Отношение номинальной высоты выпуклой части торо-сферических и тарельчатых крышек и днищ, измеренной от их внутренней поверхности, к номинальному внутреннему диаметру цилиндрической части H/Dв должно быть не менее 0,25, а отношение номинального диаметра центрального отверстия, если таковое имеется, к номинальному внутреннему диаметру крышки или днища d/Dв - не более 0,6 (рис. 2.). Отношение номинальных радиусов R и r, определяющих форму сферического сегмента и тора, к номинальному внутреннему диаметру цилиндрической части крышки или днища должны составлять соответственно не более 1,0 и не менее 0,1 (рис. 2.).

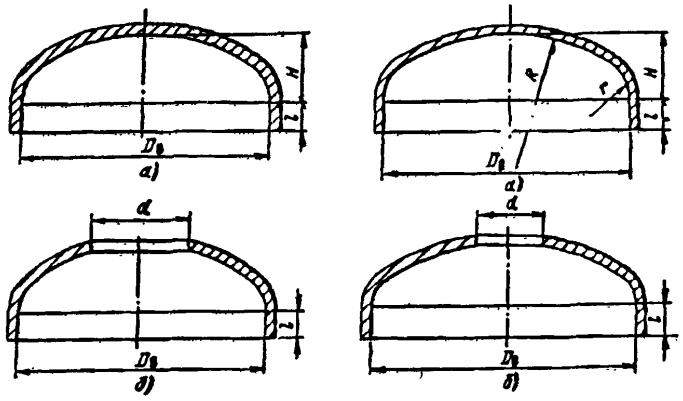

Рис. 1. Эллиптическое днище без отверстия (а) и с отверстием (б); (H/Dв $\geqslant$ 0,2; d/Dв $\leqslant$ 0,6; L - согласно п. 3.3.3.5.)

Рис. 2. Торо-сферическое днище без отверстия (а) и с отверстием (б); ($\frac{H}{Dв} \geqslant 0{,}25$; $\frac{d}{Dв} \leqslant 0{,}6$;

$\frac{R}{Dв} \leqslant 1$; $\frac{r}{Dв} \geqslant 0{,}1$; L - согласно п. 3.3.3.5.)

3.3.3.4. Сварные соединения крышек и днищ с обечайками трубами) и фланцами должны быть стыковыми. Применение тловых и тавровых сварных соединений допускается только при обеспечении возможности контроля их качества неразрушающими иетодами в объеме, установленном ПБЭР-03-96.

3.3.3.5. Подлежащие приварке к обечайкам, трубам или фланцам эллиптические, сферические, торо-сферические, тарельчатые, конические и плоские крышки и днища должны иметь цилиндрическую отбортовку или расточку.
Минимальная длина отбортовки (расточки) крышек и днищ рис. 1. и 2.) должна соответствовать нормам табл. 1.

Таблица 1

Номинальная толщина стенки крышки или днища в месте отбортовки Sи,мм	Длинна отбортовки (расточки) L,мм, не менее
До 5 включительно	15
Свыше 5 до 10	2 Sи + 5
Свыше 10 до 20	Sи + 15
Свыше 20 до 150	0,5 Sи + 25

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

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

3.3.4. Расположение отверстий

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

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

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

3.3.4.4. В случае технической необходимости, определяемой конструкторской (проектной) организацией, допускаются отступления от требований п.п.3.3.4.1.-3.3.4.3 при условии выполнения расчета на прочность в полном объеме, требуемом "Нормами расчета на прочность", или проведения соответствующих экспериментальных исследований.

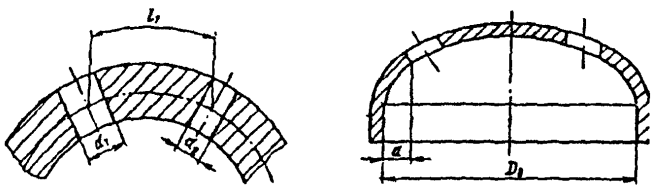

Рис. 3. Расположение отверстий по криволинейной поверхности $L1 \geqslant 1,4 \frac{d1 + d2}{2}$

Рис. 4. Расположение отверстий в днище $a \geqslant 0,1Dв$

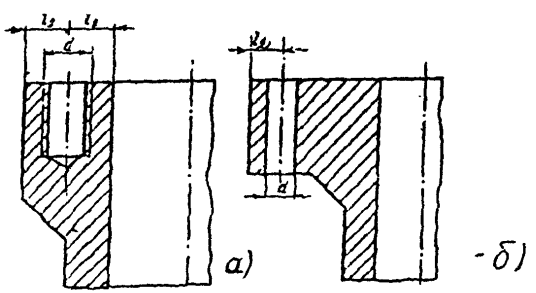

Рис. 5. Расположение отверстий под шпильки (а) и болты (б) ($L2 \geqslant 0,85d$)

3.3.5. Трубопроводы

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

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

3.3.5.3. Средний радиус кривизны колен (гнутых отводов) трубопроводов должен составлять:

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

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

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

3.3.5.4. Допускается применение штампосварных колен, изготовленных из двух заготовок, сваренных двумя продольными швами или кольцевым швом, при соблюдении требований 2) п. 3.3.5.3..

3.3.5.5. Расположение отверстий на прямых участках трубопроводов должно удовлетворять требованиям п. 3.3.4.. Расположение отверстий на криволинейных участках колен не допускается, за исключением

отверстий диаметром не более 0,1 номинального наружного диаметра колена, но не более 20 мм для приварки штуцеров, труб и бобышек систем контрольно-измерительных устройств в количестве, не более одного отверстия на колено.

3.3.5.6. В нижних точках каждого отключаемого задвижками участка трубопровода, не имеющего естественного стока за счет уклона, следует предусматривать устройства для дренажа трубопровода.

Для трубопроводов с номинальным наружным диаметром до 108 мм, изготовленных из коррозионно-стойких сталей аустенитного класса, указанное требование не является обязательным.

Устройство дренажей должно обеспечивать возможность проверки исправности их состояния.

3.3.5.7. В верхних точках трубопроводов (при отсутствии возможности удаления воздуха через оборудование) для отвода воздуха должны устанавливаться воздушники.

3.3.5.8. Допускается применение сварных секторных отводов, сварных тройников и переходов для трубопроводов с рабочим давлением до 2МПа и расчетной температурой до 100° С.

В сварных секторных отводах угол θ должен быть не более 15°, расстояние L не менее 100 мм (рис. 6.) и не менее трехкратной толщины стенки для участков трубопроводов, работающих под давлением массы заполняющей их жидкости.

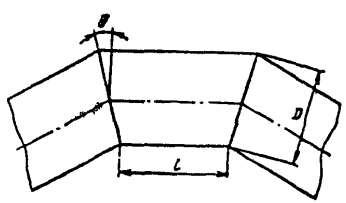

Рис. 6. Схема секторного отвода ($\theta < 15^0$; $L \geqslant 100$ мм)

3.3.5.9. Горизонтальные участки трубопроводов должны иметь уклон не менее 0,004 в сторону организованного дренажа.

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

3.3.6. Сварные соединения

3.3.6.1. Типы и размеры сварных соединений при изготовлении и ремонте оборудования и трубопроводов должны соответствовать проектно-конструкторской документации.

Сварка и контроль сварных соединений должны проводиться в соответствии с требованиями и указаниями настоящих Правил, ПБЭР-02-96, ПБЭР-03-96.

3.3.6.2. Стыковые соединения должны выполняться с полным проплавлением.

3.3.6.3. Применение нахлесточных сварных соединений допускается при приварке к оборудованию и трубопроводам укрепляющих накладок, опорных плит, подкладных листов, пластин, планок под площадки, кронштейны и т. п., а также в случае применения накладок при ремонте в качестве временных мер. Привариваемые изнутри корпусов оборудования кольца, укрепляющие отверстия люков, штуцеров и т. п. должны иметь сигнальные отверстия для контроля герметичности.

3.3.6.4. Угловые сварные соединения с конструкционным зазором допускается применять при их расположении в зонах, не

подверженных воздействию внешних силовых изгибающих нагрузок (например, при вварке труб в трубные доски), а также при наличии специальных креплений, опор, связок или других конструкторских решений, разгружающих сварные соединения от указанных нагрузок.

3.3.6.5. Тавровые сварные соединения с конструктивным зазором допускается применять для приварки опор и вспомогательных деталей (подвесок, скоб, ребер жесткости) к оборудованию и трубопроводам, а также направляющих ребер в арматуре [последнее только при расчетном давлении не выше 4,9 МПа (50 кгс/см²)].

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

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

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

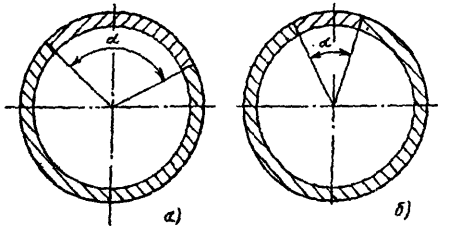

Рис. 7. Труба, изготовленная из двух секторов:
а) $\alpha \geqslant 90^0$ - допускается; б) $\alpha < 90^0$ - не допускается.

3.3.6.8. Продольные сварные соединения трубопроводов и корпусов оборудования, предназначенных для работы в горизонтальном положении, не следует располагать в пределах нижнего центрального угла, равного 140°, за исключением случаев, когда обеспечена доступность указанных соединений для осмотра и контроля в процессе эксплуатации.

3.3.6.9. Сварные соединения должны располагаться, как правило, вне опор. Расположение опор над (под) сварными соединениями допускается при одновременном соблюдении следующих условий:

1) конструкция и размещение опоры обеспечивает возможность контроля сварного соединения под опорой в процессе эксплуатации;

2) при изготовлении, монтаже или ремонте оборудования выполненное сварное соединение подвергается сплошному ультразвуковому или радиографическому контролю.

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

3.3.6.10. Наличие сварных швов на участках труб, подлежащих ибке, как правило, не допускается.

3.3.6.11. В пределах криволинейного участка сварных колен опускается только одно поперечное кольцевое соединение. Штампосварные колена должны удовлетворять следующим ребованиям:

1) номинальный наружный диаметр колена должен быть более 00 мм, а средний радиус его кривизны должен соответствовать ормам, приведенным в п. 3.3.5.3.;

2) все сварные соединения колена должны быть подвергнуты плошному неразрушающему контролю методами, предусмотренными ля сварных соединений соответствующей категории;

3) на коленах с продольными сварными соединениями в пределах риволинейного участка не допускается наличие поперечных ольцевых сварных соединений.

3.3.6.12. В секторных отводах, изготовленных из сварных труб, асстояние между сопряжениями поперечного кольцевого шва твода с продольными или спиральными швами соединяемых екторов или труб должно быть не менее 100 мм (рис. 8.). казанное расстояние измеряется между точками сопряжения сей соответствующих швов.

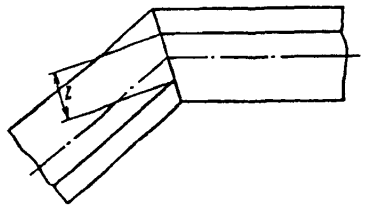

Рис. 8. Расположение сварных швов в секторных отводах (L ≥ 100 мм)

3.3.6.13. В поперечных стыковых соединениях деталей (сборочных единиц) с продольными сварными соединениями совмещение осей продольных швов двух соседних деталей не допускается. Оси указанных швов должны быть смещены относительно друг друга на расстояние, составляющее не менее трехкратной номинальной толщины более толстостенной из соединяемых деталей, но не менее чем на 100 мм (последнее условие не распространяется на сварные соединения деталей с номинальным наружным диаметром менее 108 мм).

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

3.3.6.14. При сварке днищ или крышек из нескольких деталей (листов) с расположением сварных швов по хорде расстояние от внешнего края шва до параллельного хорде диаметра днища или крышки должно быть не менее 0,2 номинального внутреннего диаметра днища или крышки (рис. 9.).

Расстояние между внешним краем кругового сварного шва на днищах и крышках (за исключением сферических и тарельчатых) и центром днища или крышки должно быть не более 0,25 номинального внутреннего диаметра днища или крышки, а минимальное расстояние между краями двух соседних радиальных или меридианальных сварных швов должно быть не менее трех номинальных толщин днища или крышки, но не менее 100 мм (рис. 10.). При этом требование по расположению кругового шва не распространяется на швы приварки крышек и днищ к фланцам и обечайкам.

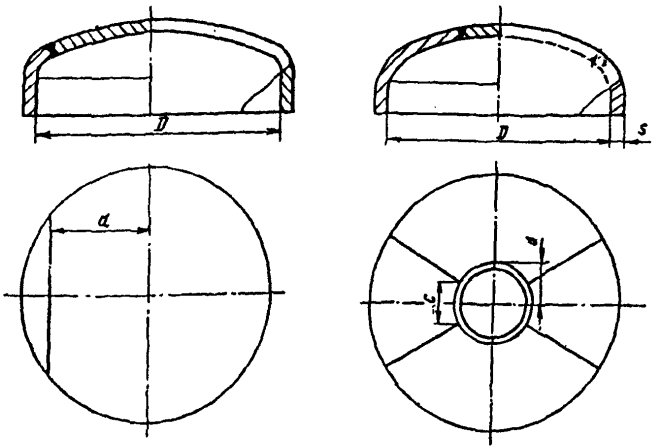

Рис. 9. Расположение хордовых швов на днище ($d \leqslant 0{,}2D$)

Рис. 10. Расположение радиальных и круговых швов на днище

$$(b \leqslant 0{,}25D;\ C \geqslant \max\left\{\begin{matrix} 3S \\ 100\ \text{мм} \end{matrix}\right\})$$

3.3.6.15. Расстояние С между краем углового сварного шва приварки штуцера, люка, трубы или других цилиндрических полых деталей и краем ближайшего стыкового сварного шва оборудования или трубопровода должно быть одновременно не меньше трехкратной расчетной высоты углового шва h и трехкратной номинальной толщины стенки привариваемой детали (рис. 11.).

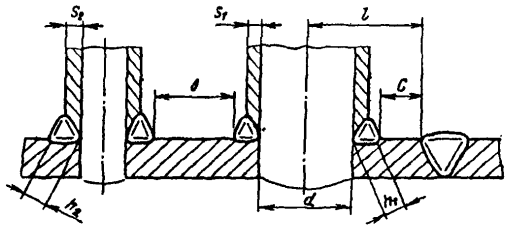

Рис. 11. Расположение сварных швов приварки патрубков:

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

3.3.6.16. Расстояние между краем стыкового сварного шва оборудования или трубопровода и центром ближайшего к нему отверстия должно быть не менее 0,9 диаметра отверстия при одновременном соблюдении требований п. 3.3.6.15. (см. рис. 11.).

Требование данного пункта не является обязательным для оборудования и трубопроводов группы 3, работающих под давлением веса заполняющей их жидкости.

3.3.6.17. Допускается уменьшение указанных в п.п. 3.3.6.15. и 3.3.6.16. расстояний (в том числе расположение отверстий в стыковом шве) при одновременном соблюдении следующих требований:

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

2) предел текучести металла шва стыкового сварного соединения при расчетной температуре должен быть не ниже предела текучести основного металла (пределы текучести принимаются по стандартам или техническим условиям на материалы и (или) таблицам "Норм расчета на прочность" и ПБЭР-03-96; при отсутствии таких сведений в указанной документации допускается использовать сертификатные данные); это требование не является обязательным в случае приварки патрубков (штуцеров) и труб без развальцовки, если напряжения в стыковом сварном соединении оборудования или трубопровода не превышают пределы текучести металла шва и основного металла при расчетной температуре;

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

Указанные требования должны быть оговорены в конструкторской документации на изделие.

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

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

3.3.6.20. Расстояние между краями ближайших угловых швов приварки патрубков (штуцеров) или труб к оборудованию или трубопроводам должно быть не менее трех расчетных высот углового шва или трех номинальных толщин стенок привариваемых патрубков или труб (см. рис. 11.). При различных значениях указанных высот или толщин следует принимать их большее значение. Требования настоящего пункта не распространяются на вварку труб в трубные доски (решетки) и коллекторы.

3.3.21. При приварке не нагружаемых давлением плоских деталей к поверхностям оборудования и трубопроводов расстояние между краем углового шва приварки этих деталей и краем ближайшего стыкового шва оборудования или трубопровода (a), а также между краями угловых швов ближайших привариваемых деталей (b) должно быть не менее трех расчетных высот угловых швов (рис. 12.).

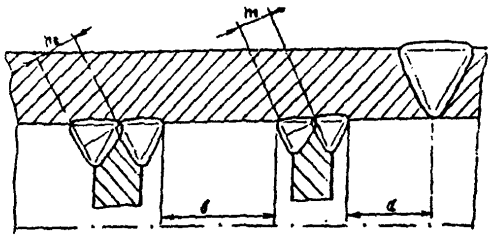

Рис. 12. Расположение сварных швов приварки деталей к поверхностям оборудования и трубопроводов

Расстояние b определяется по наибольшей расчетной высоте углового шва (при различных ее значениях).

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

3.3.6.22. Расстояние между краем шва стыкового сварного соединения трубопровода с патрубком (штуцером) оборудования и краем шва ближайшего стыкового сварного соединения на трубопроводе должно быть не менее 100 мм для трубопроводов с номинальным наружным диаметром свыше 100 мм и не менее номинального наружного диаметра для трубопроводов меньшего диаметра (рис. 13.).

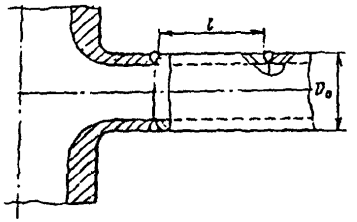

Рис. 13. Расположение сварных швов при приварке трубопровода к патрубку
(при $D_0 > 100$ мм $L \geqslant 100$ мм,
при $D_0 \leqslant 100$ мм $L \geqslant D_0$)

3.3.6.23. Расстояние от края стыкового сварного шва до начала криволинейного участка гиба на трубопроводах с номинальным наружным диаметром 100 мм и более должно быть не менее 100 мм, а для трубопроводов с номинальным наружным диаметром до 100 мм - не менее номинального наружного диаметра трубы (рис. 14.).

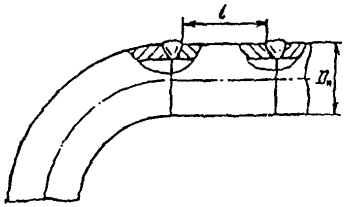

Рис. 14. Расположение сварных швов при приварке колена к трубе
(при Dн > 100 мм L ⩾ 100 мм,
при Dн ⩽ 100 мм L ⩾ Dн)

Для штампованных, кованых и штампосварных колен (отводов), утых труб поверхностей теплообмена и крутоизогнутых колен пускается уменьшение прямого участка колена (отвода), а также сположение поперечного сварного шва на границе прямого и иволинейного участков.

3.3.6.24. При отсутствии технической возможности выдержать блюдение требований п.п. 3.3.6.18., 3.3.6.22., 3.3.6.23. (например, возможность компоновки в существующих условиях змещения трубопроводов) конструкторская документация на монт и (или) модернизацию трубопроводов должна быть гласована с Главным конструктором и (или) Генеральным оектировщиком установки.

3.4. Материалы

3.4.1. Материалы, применяемые для изготовления, монтажа и ремонта орудования и трубопроводов, должны выбираться с учетом требуемых изико-механических характеристик, технологичности, свариваемости работоспособности в течение срока службы.

3.4.2. Для изготовления, монтажа и ремонта основные материалы материалы крепежных изделий должны применяться в ответствии с требованиями проекта и настоящих Правил (см. риложение 7). Допускается применение материалов, иведенных в Приложении 9 ПНАЭ Г-7-008-89.
Для сварки оборудования и трубопроводов следует применять арочные и наплавочные материалы, допущенные ПБЭР-02-96. ходной контроль сварочных и наплавочных материалов должен оводиться согласно требованиям и указаниям ПБЭР-03-96.

3.4.3. Качество и свойства основных материалов олуфабрикатов и заготовок) должны удовлетворять требованиям ответствующих стандартов, технических условий и должны ыть подтверждены сертификатами заводов-поставщиков.
Допускается отсутствие или неполнота сертификатных данных материалы оборудования и трубопроводов, принятых в сплуатацию до выхода настоящих Правил.

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

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

3.4.6. Методы и объем контроля основных материалов должны определяться на основании стандартов и технических условий конструкторской (проектной) организацией, указываться в конструкторской документации и согласовываться с предприятием-изготовителем (монтажной организацией).

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

3.4.8. Применение труб с продольными или спиральными швами, а также кованосверленных, центробежнолитых, биметаллических и других труб, изготавливаемых по специальной технологии, разрешается только при их поставке по стандартам или техническим условиям, согласованным с Госатомнадзором РФ.
Для труб с продольными или спиральными швами должен быть предусмотрен сплошной ультразвуковой или радиографический контроль сварных соединений независимо от категории сварных соединений подлежащих изготовлению (монтажу) трубопроводов. Остальные требования должны быть не ниже установленных для бесшовных труб того же сортамента из стали той же марки и для сварных соединений соответствующей категории.
Требование настоящего пункта в части согласования стандартов и

технических условий с Госатомнадзором РФ не распространяется на трубы, изготавливаемые из штампованных полуобечаек.

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

3.4.10. Качество литых полуфабрикатов, используемых для изготовления крышек и корпусных деталей оборудования и арматуры, должно удовлетворять требованиям проектной документации.

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

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

1) если расчетная температура эксплуатации крепежных деталей не превышает 70° С;

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

3.4.12. К новым материалам относятся:

1) основные материалы, не приведенные в Приложении 7 настоящих Правил;

2) основные материалы, приведенные в Приложении 7, в случае их применения при температурах, превышающих максимально допустимые по указанному приложению;

3) сварочные и наплавочные материалы (покрытые электроды, сварочные и наплавочные проволоки и ленты, флюсы и защитные газы), не предусмотренные ПБЭР-02-96 для сварки (наплавки) деталей из сталей (сплавов) соответствующих марок (сочетаний марок) применительно к конкретным способам сварки (наплавки).

3.4.13. Основные материалы, марки которых приведены Приложении 7 настоящих Правил, выплавляемые методами, і предусмотренными указанными в приложении стандартами техническими условиями (в том числе вакуумно-дуговым и электрошлаковым переплавом), к новым материалам не относятс

3.4.14. Для изготовления конкретного оборудования и трубопроводов допускается применение новых материалов совместному техническому решению конструкторской (проектно организации, головной отраслевой материаловедческой организац и предприятия-изготовителя (монтажной организации), согласованно с Госатомнадзором РФ.

К указанному решению должны быть приложены стандар или технические условия на полуфабрикаты и (или) сварочн (наплавочные) материалы и сведения о физико-механическ технологических и коррозионных свойствах основного метал и (или) сварных соединений (наплавленного металл определяющих возможность изготовления оборудования трубопроводов с обеспечением требуемой работоспособнос При этом объем и номенклатура представляемых сведен должны определяться организациями, составившими техническ решение, в зависимости от конкретных условий эксплуатац оборудования и трубопроводов.

4. ИЗГОТОВЛЕНИЕ И МОНТАЖ

1. Общие требования

1.1. Изготовление, монтаж и ремонт оборудования и трубопроводов
уют вести по производственно-технологической документации
нологическим инструкциям, картам технологических процессов и
регламентирующей содержание и порядок выполнения всех
нологических и контрольных операций. Производственно-
нологическая документация должна быть разработана
приятием-изготовителем (монтажной или ремонтной
анизацией) или специализированным конструкторско-
нологическим подразделением эксплуатирующей организации с
людением требований настоящих Правил и других
пространяющихся на соответствующее оборудование и
опроводы нормативно-технических документов, а также чертежей
нических условий на изделие.

.2. При изготовлении, монтаже и ремонте предприятие-
отовитель (монтажная, ремонтная организация) должно
ществлять производственный технический контроль в объеме,
дусмотренном конструкторской, производственно-
нологической и производственно-контрольной
ментацией. Результаты указанного контроля должны
летворять требованиям настоящих Правил, ПБЭР-02-96,
ЭР-03-96 и другой нормативно-технической и
структорской документации, распространяющейся на
тролируемые оборудование и трубопроводы.

.3. Сварку и наплавку, включая все операции по подготовке
борке под сварку и наплавку, выполнению сварных
инений и наплавленных деталей, их последующей
ической обработке и т. п., следует проводить в соответствии
ебованиями и указаниями ПБЭР-02-96.
троль качества сварных соединений и наплавок следует осу-
влять в соответствии с требованиями и указаниями ПБЭР-03-96.

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

Маркировка деталей и сборочных единиц выполняется красками, электрографическими или ударными (клеймение) способами. Маркировка деталей и сборочных единиц из сталей аустенитного класса и железоникелевых сплавов электрографическим способом не допускается.

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

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

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

4.2. Методы изготовления и монтажа

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

4.2.8. Узлы, секции, арматура, блоки и детали трубопроводс перед началом монтажа должны быть осмотрены, внутренняя поверхность, в случае необходимости, очищена.

4.3. Допуски

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

На отдельных участках цилиндрических изделий (сборочны единицах) в местах расположения сварных соединений, в том числ в местах приварки штуцеров (патрубков), труб, опор, цапф и други деталей, допускается увеличение отклонения наружного диаметр и овальности до 1,5% его номинального значения, но не боле чем до 30 мм.

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

Овальность определяется по формуле:

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

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

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

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

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

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

4.3.6. Овальность гнутых участков труб (определяемая по формуле п. 4.3.1.) не должна превышать 6% на деталях трубопроводов (коленах, отводах и др.) группы 1, 8% на деталях трубопроводов группы 2 и 12% на деталях трубопроводов группы 3, если меньшие значения овальности не установлены технической документацией на изделие.

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

4.3.7. Приведенные в пункте 4.3.6. требования по овальности не распространяются на тонкостенные цилиндрические изделия с отношением номинальной толщины стенки к номинальному наружному диаметру менее 0,02, изменяющие свою форму под действием собственной массы и (или) массы присоединяемых деталей. В этом случае значения овальности должны соответствовать установленным техническим условиям на изделие.

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

Значение утонения (утолщения) определяют по формуле:

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

где S_1 - фактическая толщина стенки по измерениям прямого участка трубы до изготовления гиба;

S_2 - фактическая толщина стенки по измерениям гнутого участка после изготовления.

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

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

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

4.4. Термическая обработка

4.4.1. Термической обработке следует подвергать заготовки, детали, сборочные единицы и другие изделия, если ее проведение

предусмотрено настоящими Правилами, ПБЭР-02-96, другими нормативно-техническими документами, конструкторской или производственно-технологической документацией.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

4.4.12. Свойства металла изделий, прошедших термическую обработку, проверяются путем испытания образцов, вырезанных из припусков или из отдельных контрольных проб, отобранных из заготовок. Пробы должны отбираться из материала той же

партии (плавки), что и контролируемое изделие и должны быть подвергнуты термической обработке в том же объеме и по тем же режимам (вместе с контролируемым изделием или отдельно от него), что и изделие в процессе изготовления или монтажа с учетом отпусков в случаях исправления дефектов металла.

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

4.5. Контроль качества основных материалов

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

4.5.2. Объем контроля на соответствие изделий требованиям п. 4.3. устанавливается конструкторской документацией (таблицами контроля) и (или) производственно-технологической документацией, разработанной предприятием-изготовителем.

4.5.3. Крутоизогнутые колена (отводы) с номинальным наружным диаметром свыше 57 мм и нормально изогнутые колена с номинальным наружным диаметром свыше 150 мм, предназначенные для изготовления оборудования и трубопроводов групп 1 и 2, подлежат сплошному контролю на овальность (п. 4.3.6.) и утонение (утолщение) стенки (п 4.3.8.).

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

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

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

5. ТРЕБОВАНИЯ ПО ОСНАЩЕНИЮ ОБОРУДОВАНИЯ И ТРУБОПРОВОДОВ АРМАТУРОЙ И КОНТРОЛЬНО-ИЗМЕРИТЕЛЬНЫМИ ПРИБОРАМИ

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

5.2. Установка арматуры и контрольно-измерительных приборов должна обеспечивать возможность их обслуживания, контроля, ремонта, замены.

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

5.4. На арматуре основных циркуляционных петель должны быть указатели крайних положений. Необходимость установки указателей промежуточных положений определяется проектной документацией.

5.5. Запорная арматура должна иметь маркировку технологического номера в соответствии со схемой трубопроводов.

5.6. Арматура оборудования и трубопроводов, непредусмотренное перемещение запорных органов которой может привести к последствиям, влияющим на безопасность установки, должна иметь замковые устройства и сигнализацию положения запорных органов. Необходимость установки запорных устройств определяется проектной документацией.

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

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

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

5.9. Предохранительные устройства должны устанавливаться на оборудовании и трубопроводах, давление в которых в процессе эксплуатации может превысить рабочее как за счет происходящих в них физических и химических процессов, так и за счет внешних источников повышения давления. Если проектной документацией вновь разрабатываемых оборудования и трубопроводов показано, что давление в оборудовании и трубопроводах не может превысить рабочее, то установка предохранительных устройств не требуется.

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

5.11. Схема установки контрольно-измерительных устройств должна предусматривать возможность периодической проверки по месту установки правильности их функционирования. Порядок и сроки проверки должны указываться в производственных инструкциях по эксплуатации оборудования и трубопроводов.

5.12. Объем контроля, места установки датчиков (первичных преобразователей) и отборных устройств, способы контроля, точность измерений, пределы измерений параметров, обеспечивающие безопасную эксплуатацию оборудования и трубопроводов, должны определяться проектной (конструкторской) документацией.

5.13. Класс точности контрольно-измерительных приборов, применяемых для контроля параметров оборудования и

трубопроводов, должен быть не ниже 1,5, а требуемая точность измерения параметров контроля должна быть указана в проектной документации. При этом погрешность измерения температуры не должна превышать 2%.

5.14. Датчики (первичные преобразователи) и отборные устройства должны устанавливаться в соответствии с правилами монтажа контрольно-измерительных устройств на соответствующую измеряемую среду (жидкость, газ и т. д.).

6. КОНТРОЛЬ ЗА СОБЛЮДЕНИЕМ ПРАВИЛ

Контроль за соблюдением Правил на промышленных реакторных установках осуществляют:

1) инспектор Госатомнадзора РФ в соответствии с Положением о Госатомнадзоре РФ и методическими указаниями, инструкциями и другими руководящими материалами Госатомнадзора РФ;

2) лицо по надзору, руководствуясь требованиями настоящих Правил, ПБЭР-02-96, ПБЭР-03-96, методическими указаниями, руководящими документами органов надзора и вышестоящих организаций;

3) администрация и отделы эксплуатирующей организации при проведении комплексных и целевых проверок.

7. РАССЛЕДОВАНИЕ АВАРИЙ, ОТКАЗОВ И НЕСЧАСТНЫХ СЛУЧАЕВ

7.1. Расследование аварий и отказов оборудования и трубопроводов должно производиться в соответствии с утвержденным Положением о порядке расследования нарушений в работе подразделений эксплуатирующей организации.

7.2. О каждой аварии, отказе оборудования и трубопроводов, а также о любых дефектах, влияющих на безопасную эксплуатацию реакторной установки и (или) способных привести к выходу радиоактивной среды, администрация эксплуатирующей организации обязана немедленно уведомить местную инспекцию Госатомнадзора РФ.

7.3. Расследование несчастных случаев при эксплуатации оборудования и трубопроводов должно производиться в соответствии с "Положением о расследовании и учете несчастных случаев на производстве" или иным документом, введенным в действие взамен вышеуказанному.

8. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Необходимость, сроки приведения в соответствие с требованиями настоящих Правил оборудования и трубопроводов, находящихся в процессе изготовления, монтажа или модернизации, на время введения в действие настоящих Правил устанавливается в каждом отдельном случае по представлению соответствующих ведомств и согласовывается с Госатомнадзором РФ.

В отдельных случаях при технической невозможности выполнения отдельных требований настоящих Правил допускается оформлять обоснованные технические решения, составляемые в зависимости от ответственности конструкторской (проектной) организацией, предприятием-изготовителем (монтажной организацией), эксплуатирующей организацией.

Указанные решения должны быть согласованы с перечисленными выше организациями, а также (при необходимости) с головными отраслевыми организациями по материаловедению и сварке, если они затрагивают сферу их ответственности, и во всех случаях - с органом Госатомнадзора РФ.

Приложение 1

ПЕРЕЧЕНЬ
оборудования и основных технологических систем реакторной установки "Руслан" и их классификация по степени влияния на безопасность

№№ п-п	Наименование системы и ее состав	Кол-во (шт.)	Границы распространения группы	Классификация по группам	Примечания
1	2	3	4	5	6
1.	**Система I контура**				
1.1.	Корпус реактора	1	Корпус реактора с входными и выходными патрубками к технологическим системам (до первых сварных швов включительно).	1	
1.2.	**Главный циркуляционный контур.**				
1.2.1.	Всасывающие трубопроводы Ф 1420х10 насосов ГЦН №№ 1-6.	6	Трубопроводы Ф 1420х10 от первых сварных швов выходных патрубков петель №№ 1-6 до патрубков всаса ГЦН №№ 1-6, включая линзовые компенсаторы, воздушники с отсечными вентилями Ду 10 т. н. 122 (А-Е).	2	
1.2.1.1.	Главные запорные задвижки ДУ 1400 т. н. 1 (А-Е).	6	Корпуса задвижек, воздушники с отсеченными вентилями Ду 10 т. н. 20 (А-Е)	2	
1.2.2.	Главные циркуляционные насосы ГЦН №№ 1-6.	6	Корпуса насосов, дренажные трубопроводы от корпусов насосов:	2	
			- Ф 56х3 до отсечных вентилей Ду 50 т. н. 3 (А-Е) включительно;		
			- Ф 89х4,5 до отсечных вентилей Ду 80 т. н. 3 (А/1-Е/1) включительно.		
1.2.3.	Трубопроводы первого контура Ф 1220х10 петель №№ 1-6.	6	От напорных патрубков насосов ГЦН №№ 1-6 до входных патрубков механических фильтров петель №№ 1-6, включая воздушники петель № 3,4,5 до отсечных вентилей Ду 20 т. н. 16 В, 16Г, 16Д включительно.	2	
1.2.3.1.	Трубопровод Ф 325х12 возврата теплоносителя из систем ТК, КГО в I-й контур петли № 2.	1	От врезки трубопровода Ф 325 х12 в трубопровод Ф 1220х10 петли №2 до задвижки Ду 300 т. н. 109 включительно, дренажный трубопровод Ф 56х3 до отсечного вентиля Ду 50 т. н. 125 включительно.	2	

1	2	3	4	5	6
1.2.3.2.	Трубопровод Ф 325х12 возврата теплоносителя из систем ТК,КГО в I-й контур петли № 3.	1	От врезки трубопровода Ф 325х12 в трубопровод Ф 1220х10 петли № 3 до задвижки Ду 300 т. н. 108 включительно, дренажный трубопровод Ф 56х3 до отсечного вентиля Ду 50 т. н. 124 включительно.	2	
1.2.4.	Механические фильтры I контура.	6	Корпуса фильтров,трубопроводы:	2	
			-дренажные Ф 108х5 до отсечных вентилей Ду 100 т. н. 7 (А-Е) включительно;		
			- промывочные Ф 108х5 до отсечных вентилей Ду 100 т. н. 10 (А-Е),11 (А-Е),12 (А-Е),13 (А-Е),14 (А-Е),15 (А-Е)воздушники Ду 20 т. н. 17 (А-Е),18 (А-Е) включительно.		
1.2.5.	Трубопроводы Ф 1220х10, Ф 820х10.	6	От выходных патрубков фильтров № 1-6 до входных патрубков ТО №№ 1-6.	2	
1.2.6.	Теплообменники №№ 1-6.	6	Корпуса теплообменников,трубопроводы:	2	
			-дренажные Ф 108х5 от нижних корпусов ТО № 1-6 до врезки в дренажные линии Ф 108х5 от фильтров № 1- 6;		
			-дренажные Ф 108х5 от верхних корпусов ТО № 1-6 до отсечных вентилей Ду 100 т. н. 6 (А-Е) включительно;		
			-воздушники Ф 25х3 от нижних и верхних корпусов ТО № 1-6 до отсечных вентилей Ду 20 т. н. 8 (А-Е),9(А-Е) включительно;		
			-Ф 108х5 заполнения петель теплоноситем до отсечных вентилей Ду 100 т.н. 4(А-Е),5 (А-Е) включительно.		
1.2.7.	Трубопроводы Ф 1220х10, Ф 820х10 петель № 1-6.	6	От выходных патрубков ТО № 1-6 до задвижек Ду 1200 т.н. 2(А-Е), включая штуцера отбора проб с вентилями Ду 10 т. н. 70 (А-Е), 71 (А-Е).	2	
1.2.8.	Напорные задвижки Ду 1200 т.н. 2 (А-Е).	6	Корпуса задвижек, воздушники корпусов задвижек до отсечных вентилей Ду 10 т. н. 19(А-Е) включительно.	2	
1.2.9.	**Коллектор I контура.**				
1.2.9.1.	Трубопроводы Ф 1220х10.	6	От задвижек Ду 1200 т. н. 2 (А-Е) до врезки в трубопровод коллектора Ф 1820х10.	2	
1.2.9.2.	Трубопровод Ф 325х12 подпитки из системы выдержки воды I контура.	1	От первого сварного шва на отм. + 4,5 (пом. 831/4) до врезки в трубопровод коллектора Ф 2520х18, включая трубопровод Ф 75х3 возврата теплоносителя из системы КГО в I контур до вентиля Ду 70 т.н. 96/1 включительно.	2	
1.2.9.3.	Трубопроводы гл. коллектора.	-	Трубопроводы: Ф 2520х18, Ф 2020х18 ,Ф 1820х18, Ф 1620х18 включая тройники:	2	
			Ф 2520/Ф2020/Ф2020 - 1 шт.,		
			Ф 2020/Ф1620/Ф1220 - 2 шт.,		
			Ф 1620/Ф1220/Ф1220 - 2 шт.		

1	2	3	4	5	6
1.2.9.4.	Трубопроводы Ф 1220х10.	6	От врезки в трубопровод коллектора Ф 1620 до первых сварных швов входных патрубков петель №№ 1-6.	2	
1.2.9.5.	Трубопровод Ф 108х5 - дренаж из коллектора.	1	От врезки трубопровода Ф 108х5 в коллектор до вентиля Ду 100 т. н. 64 включительно.	2	
1.2.9.6.	Трубопровод Ф 14х2 на pH-метр и химанализ теплоносителя из коллектора.	1	От врезки трубопровода Ф 14х2 в коллектор до отсечных вентилей Ду 10 т. н. 68,70 включительно.	2	
1.2.10.	*Система компенсации объема теплоносителя*				
1.2.10.1.	Дыхательный бак V=50м³.	1	Корпус дыхательного бака с патрубками (вентиляция, перелив, подача "ОВ") и трубопроводы до отсечных вентилей включительно:	3	
			- дренажный Ф 56х3 от корпуса бака до отсечного вентиля Ду 50 т.н. 10;		
			- заполнения бака Ф 56х3 до отсечного вентиля Ду 50 т. н. 8		
1.2.10.2.	Трубопровод Ф 630х6 от реактора к дыхательному баку.	1	От первого сварного шва патрубка корпуса реактора до задвижки Ду 600 т. н. 9 включительно.	2	
1.2.10.3.	Трубопровод Ф 630х6.	1	От задвижки Ду 600 т.н. 9 до врезки в дыхательный бак.	3	
2.	**Система КГО**				
2.1.	Трубопроводы Ф 25х3.	24	От первых сварных швов на патрубках (выход из реактора) до отсечных вентилей Ду 20 т. н. 1П-12П, 1К -12 К, штуцера для отбора проб до вентилей Ду 10 т. н. 37П-48П включительно.	2	
2.2.	Трубопроводы Ф 25х3.	-	От вентилей Ду 20 т.н. 1П-12П, 1К -12К до коллектора КГО Ф 108х5, включая вентили Ду 20 т. н. 25К -36К , 25П-36П; Ду 15 т. н. 13К -24К , 13П-24П.	3	
2.3.	Трубопроводы Ф 108х5, Ф 89х5.	-	Общий коллектор КГО Ф 108х5 до коллектора всаса Ф 89х5 перекачивающих насосов ЦНГ-63 т. н. 1 НГ, 2НГ, включая вентили Ду 80 т. н. 91,93 включительно.	3	
2.4.	Насосы ЦНГ-63 т. н. 1 НГ, 2 НГ.	2	Корпуса насосов, штуцера:	3	
			- воздушников Ду 10 т. н. 91/1,92/1,93/1,94/1 включительно;		
			- дренажей т. н. 97,98 включительно.		

1	2	3	4	5	6
2.5.	Трубопроводы Ф 56х3.	-	От напора насосов ЦНГ-63, включая обратные клапаны Ду 50 т. н. 92,94 и отсечные вентили Ду 50 т. н. 95,96.	3	
2.6.	Трубопровод Ф 75х3.	-	От вентиля Ду 50 т. н. 96 до вентиля Ду 70 т. н. 96/1 включительно.	3	
2.7.	Трубопровод Ф 108х5.	-	От врезки в трубопровод Ф 75х3 до вентилей Ду 100 т. н. 96/2, 96/3 включительно.	3	
3.	**Система теплоконтроля.**				
3.1.	Трубопроводы Ф 140х12, Ф 325х12, Ф 159х6, Ф 108х5.	-	От первых сварных швов патрубков на выходе из реактора до коллектора Ф 325/12, воздушников до отсечных вентилей Ду 20 т. н. 122/1, 122/2 включительно.	2	
3.2.	Трубопроводы Ф 426х6.	-	От коллектора Ф 325х12 до задвижек Ду 400 т. н. 101, 103, 105 на всасе насосов 14НДС-12К т. н. 1-3, дренажные трубопроводы Ф 56х3 до отсечного вентиля Ду 50 т. н. 126 включительно.	2	
3.2.1.	Трубопроводы Ф 426х6.	-	От задвижек Ду 400 т. н. 101, 103, 105 до всаса насосов 14НДС-12К т. н. 1-3.	3	
3.3.	Задвижки Ду 400 т.н. 101, 103, 105.	3	Корпуса задвижек.	2	
3.4.	Насосы 14НДС-12К т. н. 1-3.	3	Корпуса насосов, трубопроводы до отсечных вентилей включительно:	3	
			- Ф 56х3 заполнения насосов до вентилей Ду 50 т. н. 111, 112, 113;		
			- воздушники Ду 10 до отсечных вентилей т. н. 114, 117, 120, 115 118, 121;		
			-дренажей Ду 50 до отсечных вентилей т. н. 116, 119, 122.		
3.5.	Трубопроводы Ф 325х12.	-	От патрубков напора насосов 14НДС-12К до задвижек Ду 300 т. н. 108, 109, а также дренаж с напорного коллектора насосов 14НДС-12К до вентиля Ду 50 т. н. 123 включительно.	3	
4.	**Система подпитки (выдержки) воды.**				
4.1.	Трубопровод Ф 325х12.	1	От врезки в коллектор Ф 2520х18 до сварного шва на уровне пола на отм. +4,5.	2	
4.1.1.	Трубопровод Ф 75х3 подпитки из зд. 498.	1	От врезки в трубопровод подпитки Ф 325х12 до вентиля Ду 70 т. н. 67 включительно.	2	
4.1.2.	Коллектор Ф 325х12 подпитки.	1	Участок трубопровода Ф 325х12 с отм +4.5 (пом. 831/4). до задвижек т. н. 5 и 6 включительно; коллектор подпитки Ф 325х12 с обратным клапаном Ду 300 т.н. 55 и байпасный вентиль Ду 100 т. н. 7.	3	

1	2	3	4	5	6
4.1.2.1.	Трубопроводы Ф 108х5.	-	Участки трубопроводов Ф 108х5 от врезки в коллектор подпитки до вентилей Ду 100 т. н. 21-30 включительно.	3	
4.1.2.2.	Трубопровод Ф 108х5 подпитки из зд. 498.	1	От врезки в коллектор Ф 325х12 до вентиля Ду 100 т. н: 56/1 включительно.	3	
4.1.2.3.	Трубопровод Ф 108х5 выдачи теплоносителя из бака V= 200 м³ в коллектор подпитки.	1	От коллектора Ф 325х12 до отсечного вентиля Ду 100 т. н. 58 включительно.	3	
4.1.2.4.	Трубопровод Ф 108х5 заполнения петель теплоносителем.	1	От врезки в коллектор подпитки до вентиля Ду 100 т. н. 51 включительно.	3	
4.1.2.5.	Трубопровод Ф 159х6 подпитки верхнего бассейна реактора.	1	От сварного шва патрубка трубопровода подпитки верхнего бассейна реактора до врезки в коллектор подпитки Ф 325х12 включая вентили Ду 100 т. н. 3,4,52 и Ду 20 т. н. 1, регулирующий клапан Ду 25 т. н. 2.	3	
4.2.	Баки V=56м³.	10	Корпуса баков, включая штуцера и вентили пробоотбора Ду 10.	4	
4.2.1.	Трубопровод Ф 108х5, Ф 56х3, Ф 32х3,5.	-	Дренажные трубопроводы Ф 108х5 из баков, дренажного коллектора, коллектора заполнения баков включая отсечные вентили т. н. 31-40, 31/2, 31/1, 11-20 ,56 ,56/2.	4	
5.	**Система промывки приводов СУЗ.**				
5.1.	Трубопровод Ф 108х5, Ф 56х3.	-	От вентиля Ду 100 т. н. 2944/1 (в зд. 498) трубопровода охлаждения и промывки приводов СУЗ до вентилей Ду 100 т. н. 52/1, 52/2, 52/3, Ду 50 т. н. 53 ,54 включительно.	3	
5.2.	Трубопроводы Ф 56х3, Ф 14х2.	121	Коллектор Ф 56х3, от вентилей т. н. 53, 54, трубки Ф 14х2 до приводов СУЗ, включая отсечные вентили Ду 10.	2	
6.	**Система сбора организованных протечек.**				
6.1.	Трубопровод Ф 56х3.	-	От врезки в бак протечек до отсечных вентилей Ду 10 т. н. 19(А-Е), включая трубопроводы протечек с корпусов задвижек: Ду 600 т. н. 9; Ду 300 т. н. 102,104,106,107,108,109; Ду 400 т. н. 101,103,105, корпусов насосов теплоконтроля 14НДС-12К.	4	
6.2.	Бак организованных протечек V=13м³.	1	Корпус бака, включая трубопровод Ф 56х3 от бака протечек до всаса насосов НД 1600/10 и отсечные вентили Ду 50 т.н. 75,77.	4	
6.3.	Трубопровод Ф 56х3.	1	От врезки втрубопровод Ф 56х3 (подача протечек на коллектор всаса насосов НД 1600/10) до воздушников т. н. 20 (А-Е),122 (А-Е); слива пртечек из пом. 831. до бака протечек.	4	
6.3.1.	Трубопровод Ф 56х3 (слив протечек в"СК").	1	От врезки в трубопровод Ф 56х3 сбора протечек с корпусов задвижек Ду 1400 т. н. 1 (А-Е) до вентиля Ду 50 т. н. 75/1 включительно.	4	
6.4.	Насосы НД 1600/10.	2	Корпуса насосов.	4	

1	2	3	4	5	6
7.	**Система дренажей и воздушников I контура.**				
7.1.	Трубопровод Ф 56х3 дренажа с корпуса реактора.	1	От первого сварного шва патрубка дренажа с корпуса реактора до вентиля Ду 50 т.н. 110 включительно.	2	
7.2.	Трубопровод Ф 219х10 перелива из дыхательного бака.	1	От первого сварного шва патрубка перелива из дыхательного бака до врезки в бак дренажей.	4	
7 2.1.	Трубопровод Ф 108х5 дренажа с напорного коллектора Ф 1820х18.	1	От вентиля т. н. 64 до врезки в трубопровод Ф 219х10, включая вентиль Ду 70 т.н. 65.	4	
7.2.1.1.	Трубопровод 108х5.	1	Дренажный трубопровод Ф 108х5 от напорного коллектора Ф 1820х18 до отсечных вентилей т. н. 6(А-Е),7(А-Е).	4	
7.2.2.	Трубопровод Ф 56х3 дренажа из дыхательного бака реактора.	1	От вентиля Ду 50 т. н. 10 до врезки в трубопровод Ф 219х10 перелива из дыхательного бака.	4	
7.2.3.	Трубопровод Ф 159х6 перелива из верхнего бассейна реактора.	1	От первого сварного шва патрубка перелива из верхнего бассейна реактора до врезки в трубопровод Ф 219х10 перелива из дыхательного бака.	4	
7.2.3.1.	Трубопровод Ф 56х3 дренажа с корпуса реактора.	1	От вентиля Ду 50 т. н. 110 до врезки в трубопровод Ф 159х6 перелива из верхнего бассейна реактора, включая вентиль т. н. 110/1.	4	
7.2.3.2.	Трубопровод Ф 56х3 дренажа с трубопровода теплоконтроля Ф 426х6.	1	От вентиля Ду 50 т.н. 126 до врезки в трубопровод Ф 159х6.	4	
7.2.3.3.	Трубопровод Ф 56х3 дренажа с трубопроводов Ф 325х12 (возврат теплоносителя с "ТК" во II-ю и III-ю петли).	-	От врезки в трубопровод Ф 159х6 до вентилей Ду 50 т. н. 124, 125.	4	
7.2.4.	Трубопровод Ф 75х3.	1	От вентиля Ду 50 т. н. 123 до вентилей Ду 50 т. н. 123/1,123/2 включительно.	4	
7 3.	Бак дренажей V=30м³.	1	Корпус бака, включая трубопроводы:	4	
			- дыхательный Ф 108х5;		
			- перелива из дыхательного бака реактора Ф 219х10;		
			- выдачи теплоносителя на всас насосов т. н. 7-1,7-2,7-3;		
			- дренажа из бака дренажей в "СК".		
7.4.	Трубопровод Ф 159х6 на всасе насосов т. н. 7-1, 7-2,7-3.	-	От врезки в бак дренажей до вентилей Ду 80 т. н. 81/1,83/1, 85/1 включительно.	4	

1	2	3	4	5	6
7.5.	Трубопровод Ф 89х4,5.	-	От вентилей т. н. 81/1,83/1,85/1 до вентилей напора Ду 50 т. н. 82, 84, 86, включая расширительные емкости, вентили Ду 80 т. н. 81, 83, 85, насосы т. н. 7-1 ,7-2 ,7-3.	4	
8.	**Система газоудаления и выдержки в зд. 482.**				
8.1.	Трубопровод Ф 108х5.	1	От бака дренажей до бака протечек, от бака протечек до дыхательного бака реактора, от дыхательного бака до бака V=520 м³, от бака 520м³ до вентиля т. н. 1039 включительно.	4	
9.	**Система вентиляции колонн КГО и торцевых уплотнений ГЦН.**				
9.1.	Трубопровод Ф 57х3,5.	1	От всасывающего коллектора КГО до патрубков напора насосов ВВН № 1-3, включая ловушку V= 5 л, сепаратор, контактный аппарат, холодильник, насосы ВВН № 1-3, вентили Ду 50 т. н. 1053,1021,1022,1026,1029,1001,1003,1005,1051; Ду 65 т. н. 1024,1025; Ду 10 т. н. 1031,1032,1028,1007,1007/1 1033,1035,1024/1,1025/1.	4	
9.2.	Трубопроводы Ф 76х3,Ф 32х3,5.	-	От насосов ВВН № 1-3 до ловушки V=100 л, включая газосборник, вентили , Ду 25 т. н. 1034,1035,1035/1,1041,1042 Ду 80 т. н. 1002,1004,1006.	4	
10.	**Система охлаждения воды бассейнов выдержки.**	-	Насосы типа 6К-8-3 шт. т. н. 1 НБ-3НБ, теплообменники 800 ТНГ- 2 шт, трубопроводы, запорная арматура.	4	
11.	**Система очистки воды I контура СВО-1.**	-	Корпуса: насосов поз. А-01/1,2, поз. А-08/1,2, поз. А-29/1,2; фильтров патронных поз. А-02/1,2, поз. А-03/1,2, поз. А-04/1,2 ,поз. А-06/1,2; фильтров-ловушек поз. А-30/1,2,3,4,5; сборника пульпы поз. А-24; баков поз. А-07, поз. А-25; трубопроводы, запорная арматура, обвязка вышеуказанного оборудования.	4	
12.	**Система очистки воды бассейнов выдержки СВО-2.**	-	Корпуса: насосов поз. 35/1-4, фильтров патронных поз. А-32/1,2; фильтров ионообменных поз. А-33/1,2; фильтров-ловушек поз. А-35; трубопроводы, запорная арматура, обвязка выше указанного оборудования.	4	
13.	**Система технического водоснабжения (II контур).**				
13.1.	Трубопроводы Ф 820х10 подачи СВ на ТО № 1-6.		От задвижек Ду 800 т. н. 21 (А-Е) до разветвления на трубопроводы Ф 530х9 к теплообменникам № 1-6.	4	
13.1.1.	Трубопроводы Ф 530х9 до теплообменников т. н. № 1-6.		От трубопровода Ф 820х10 до входных патрубков камер по СВ и камеры по СВ теплообменников № 1-6.	4	
13.2.	Задвижки ДУ 800 т. н. 21 (А-Е).	6	Корпуса задвижек Ду 800 т.н. 21 (А-Е).	4	
13.3.	Трубопроводы СВ Ф 1420х12, Ф 1220х11 и Ф 1020х10 до задвижек Ду 800 т. н. 21 (А-Е).		От поворотных затворов Ду 1000 т. н. 221-232; Ду 1400 т. н. 218-220,238 в зд. 498 до перехода в трубопроводы Ф 820х10 в зд. 401 и до отсечных задвижек Ду 800 т. н. 21 (А-Е).	4	

1	2	3	4	5	6
13.4.	Трубопроводы ПК (сбросные) из теплообменников т.н. № 1-6.		Сбросные трубопроводы ПК от камер СВ до сбросных лотков.	4	
13.5.	Трубопровод Ф 159х6 (резервный) подачи СВ в коллектор охлаждения ТО № 1-6.	-	От врезки в трубопровод Ф 1020х10 (соор. 404) до врезки в коллектор охлаждения ТО № 1-6, включая задвижки Ду 150 т. н. 286,23В/1.	4	
14.	**Система аварийной подачи воды при разгерметизации I контура.**	-			
14.1.	Трубопровод Ф 159х6.	1	От первого сварного шва патрубка подачи сырой воды в дыхательный бак до вентиля Ду 150 т. н. 341 включительно.	3	
14.2.	Трубопровод Ф 159х4,5.	1	От вентиля т.н. 341 до вентиля Ду 150 т. н. 340, включая штуцер с вентилем Ду 25 т. н. 342.	4	
15.	**Система аварийного охлаждения.**				
15.1.	Аварийные баки № 3 и 4 V = 1000м³.	2	Корпуса баков, трубопроводы: перелива Ф 159х6, подпитки Ф 159х6 до отсечных задвижек Ду 150 т. н. 243,244, участки Ф 325х8 для соединения с коллектором Ф 630х8 до отсечных задвижек Ду 300 т. н. 253,254,263,264; дренажные Ф 108х5 до отсечных задвижек т. н. 438, 439, 440, 441 и штуцера Ду 10 с вентилями для контроля плотности облицовки баков.	4	
15.2.	Общий коллектор Ф 630х8 баков № 3 и 4.	-	От задвижек Ду 300 т. н. 263 и 264 из баков № 3 и 4 до отсечной задвижки Ду 600 т. н. 261.	4	
15.3.	Трубопровод Ф 630х8 от задвижки т. н. 261 до перехода в трубопровод Ф 426х9.	-	От задвижки Ду 600 т. н. 261 до перехода в трубопровод Ф 530х9 и Ф 426х9.	4	
15.4.	Трубопровод Ф 273х7 подачи СВ для аварийного охлаждения на ТО т. н. № 1-6.	-	От перехода с трубопровода Ф 426х9 в коллектор Ф 273х7 до врезки в трубопроводы Ф 820х10 СВ ТО т. н. № 1-6 после задвижек Ду 800 т. н. 21 (А-Е), включая отсечные задвижки Ду 250 т. н. 23 (А-Е), 24 В, 24 Б.	4	
15.5.	Трубопровод Ф 159х6 (резервный) подачи СВ для охлаждения ТО № 1-6.	-	От врезки в трубопровод Ф 530х9 (в пом. 723) до врезки в трубопровод Ф 630х8, включая задвижку Ду 150 т. н. 277/1.	4	
15.6.	Запорная арматура.	4	Задвижки Ду 300 т. н. 253,254,263,264;	4	
		3	задвижки Ду 600 т. н. 260,261,264;	4	
		1	обратный клапан Ду 600 т. н. 267.	4	
16.	**Система надежного технического водоснабжения.**				
16.1.	Трубопровод Ф 159х6 подпитки аварийных баков V = 1000 м³ №№ 3,4.	-	От трубопровода Ф 1020х10 (сооружение 404) до баков V = 1000 м³ №№ 3,4, включая вентили Ду 150 т. н. 241,243,244.	4	

Примечание: Приведенная в Перечне классификация систем и оборудования установлена с учетом следующих факторов:

1. проектных и эксплуатационных параметров систем и оборудования установки;
2. качества проектного обоснования работоспособности и надежности систем и оборудования;
3. опыта эксплуатации систем и оборудования;
4. наличия резервирования элементов и функций систем и оборудования;
5. данных анализа безопасности установки при нарушении условий нормальной эксплуатации, проектных и запроектных аварий, приведенных в "Техническом обосновании безопасности" установки.

Приложение 2

ПЕРЕЧЕНЬ
оборудования и основных технологических систем реакторной установки ЛФ-2 и их классификация по степени влияния на безопасность

№№ п-п	Наименование системы и ее состав	Кол-во (шт.)	Границы распространения группы	Классификация по группам	Примечания
1	2	3	4	5	6
1.	**Система I контура.**				
1.1.	Корпус реактора.	1	Корпус реактора с входными и выходными патрубками к технологическим системам(до первых сварных швов включительно).	1	
1.2.	**Главный циркуляционный контур.**				
1.2.1.			Коллектор Ф 668х10 от первых сварных швов патрубков разделительной камеры и трубопроводы петель N 1-4: Ф530х10, Ф426х8, Ф377х8 до задвижек т.н. 3(А-Г) включительно.	2	
1.2.2.	Присоединительные участки трубопроводов вспомогательных систем к трубопроводам главного циркуляционного контура до задвижек т.н. 3(А-Г).				
1.2.2.1.	Трубопровод Ф 325х12 возврата теплоносителя из системы шламоудаления в I-й контур.	1	Трубопровод Ф 325х12 от врезки в трубопровод Ф 530х10 петли N 1 до деаэрационного бака.	2	
1.2.2.2.	Трубопровод Ф 76х5 приема теплоносителя с ДУ.	1	Трубопровод Ф 76х5 от врезки в трубопровод Ф 530х10 петли N 1 до отсечного вентиля Ду 65 т.н. 18 включительно.	2	
1.2.2.2.1.	Трубопровод Ф32х3,5 приема теплоносителя с РУ.	1	Трубопровод Ф 32х3,5 от врезки в трубопровод Ф 76х5 приема теплоносителя с ДУ до отсечного вентиля Ду 25 т.н. 31 включительно.	2	
1.2.2.3.	Трубопровод Ф 56х3 возврата теплоносителя из системы ДВС от вентиля т.н. 23.	1	Трубопровод врезки в трубопровод Ф 325х12(возврат теплоносителя из системы шламоудаления) до отсечного вентиля Ду 50 т.н.23.	2	
1.2.2.4.	Трубопровод Ф 32х3,5 закачки теплоносителя в I-й контур от насосов 1,5ХГ.	1	Трубопровод Ф 32х3,5 от врезки в трубопровод Ф 76х5 с ДУ (прием теплоносителя) до обратного клапана и вентиля Ду 25 т.н. 50 и 51 включительно.	2	

1	2	3	4	5	6
1.2.2.5.	Трубопровод Ф 56х3 приема теплоносителя из контура зоны основного газа.	1	Трубопровод Ф 56х3 от врезки в трубопровод Ф 76х5 с ДУ (прием теплоносителя) до отсечного вентиля Ду 50 т.н. 79 включительно.	2	
1.2.3.	Главные запорные задвижки на всасе насосов ЦН-11 N 1-4.	4	Корпуса задвижек Ду 350 т.н. 3Б, 3В, Ду 400 т.н. 3А, 3Г и дренажные трубопроводы Ф 32х3,5 из корпусов задвижек до отсечных вентилей Ду 25 т.н. 29(А-Г) включительно.	2	
1.2.4.	Всасывающие трубопроводы Ф 377х8 насосов ЦН-11 N 1-4.	4	Трубопроводы Ф 377х8 от задвижек т.н. 3(А-Г) до патрубков на входе сильфонных компенсаторов и от патрубков на выходе сильфонных компенсаторов до всасывающих патрубков(включительно) насосов ЦН-11 N 1-4.	2	
1.2.4.1.	Трубопроводы Ф 32х3,5 воздушников петель N 1-4.	4	Трубопроводы Ф 32х3,5 к воздушникам петель N 1-4 от врезки в трубопроводы Ф 377х8 до отсечных вентилей Ду 25 т.н. 1 (А-Г) включительно.	2	
1.2.5.	Сильфонные компенсаторы.	4	От сварных швов приварки к трубопроводам Ф 377х8 патрубков на входе и до сварных швов патрубков на выходе компенсаторов.	2	
1.2.6.	Главные циркуляционные насосы ЦН-11 N 1-4.	4	Корпуса насосов и дренажные трубопроводы Ф 32х3,5 из корпусов насосов до отсечных вентилей Ду 25 т.н. 22(А-Г) включительно.	2	
1.2.7.	Напорные трубопроводы Ф 377х8 насосов ЦН-11 N 1-4.	4	От напорных патрубков насосов ЦН-11 N 1-4 до входных патрубков теплообменников ТК -5 N 1-4.	2	
1.2.7.1.	Трубопроводы Ф 245х12 на размыв "завала" системы шламоудаления.	2	Трубопроводы Ф 245х12 на размыв "завала" от врезки в трубопроводы Ф 377х8: петли N 2 до задвижки Ду 225 т.н. 11Б и петли N 3 до задвижки Ду 225 т.н. 11В включительно.	2	
1.2.7.2.	Трубопроводы Ф 159х6 возврата теплоносителя из системы ДВС в I-й контур.	2	Трубопроводы Ф 159х6 от врезки в трубопроводы Ф 377х8: петли N 2 до вентиля Ду 150 т.н. 2 и петли N 4 до вентиля Ду 150 т.н. 4 включительно.	2	
1.2.8.	Теплообменники ТК -5 N 1-4.	4	Корпуса теплообменников с входными и выходными патрубками ТК-5 N 1-4, дренажные трубопроводы Ф 32х3,5 из корпусов теплообменников до отсечных вентилей Ду 25 т.н. 23(А-Г), 25(А-Г),27(А-Г) включительно, дренажные трубопроводы (контрольные) из компенсаторов корпусов ТК-5 N 1-4 до отсечных вентилей Ду 20 т.н. 24(А-Г), 26(А-Г) и воздушники из компенсаторов с отсечными вентилями Ду 10 т.н. 34(А-И) включительно.	2	
1.2.9.	Напорные трубопроводы Ф 377х8 от теплообменников ТК-5 N 1-4 до обратных клапанов т.н. 30(А-Г) и задвижек т.н. 4(А-Г).	4	От выходных патрубков теплообменников ТК-5 N 1-4 до обратных клапанов Ду 350 т.н. 30Б, 30В, 30Г, Ду 400 т.н .30А и до задвижек Ду 350 т.н. 4Б, 4В, Ду 400 т.н. 4А и 4Г включительно.	2	
1.2.9.1.	Трубопроводы Ф 159х6 возврата теплоносителя из системы ДВС в I-й контур.	2	Трубопроводы Ф 159х6 от врезки в трубопроводы Ф 377х8: петли N 2 до вентилей Ду 150 т.н. 3,3Д и петли N 4 до вентиля Ду 150 т.н. 5 включительно.	2	

1	2	3	4	5	6
1.2.10.	Обратные клапаны Ду 350 и Ду 400.	4	Корпуса обратных клапанов Ду 350 т.н. 30Б, 30В, 30Г и Ду 400 т.н. 30А.	2	
1.2.11.	Главные запорные задвижки на напоре насосов ЦН-11 N 1-4.	4	Корпуса задвижек Ду 350 т.н. 4Б, 4В; Ду 400 т.н. 4А, 4Г и дренажные трубопроводы Ф 32х3,5 из корпусов задвижек до отсечных вентилей Ду 25 т.н. 28(А-Г) включительно.	2	
1.2.12.	Напорные трубопроводы петель N 1-4 от задвижек т.н. 4(А-Г) до входных патрубков разделительной камеры.		Трубопроводы петель N 1-4 от задвижек Ду 350 т.н. 4Б, 4В; Ду 400 т.н. 4А, 4Г: Ф 377х8, Ф 426х8, Ф 530х10 и коллектор Ф 668х10 до первых сварных швов патрубков напорной части разделительной камеры.	2	
1.2.12.1.	Трубопровод Ф 56х3 подачи теплоносителя на дистилляционную установку.	1	От трубопровода Ф 530х10 после задв. т.н. 4А - трубопровод Ф 56х3 до отсечного вентиля Ду 50 т.н. 16 включительно.	2	
2.	**Система шламоудаления.**				
2.1.	Трубопроводы Ф 245х12 от разделительной камеры и задвижек т.н. 11Б, 11В до задвижки Ду 225 т.н. 5А (Сб.27 ОК -190).	1	Трубопроводы Ф 245х12 от первого сварного шва патрубка (после сужающего устройства) врезки в нижнюю часть разделительной камеры и от задвижек т.н .11Б, 11В до задвижки Ду 225 т.н. 5А включительно.	2	
2.1.1.	Дренажный трубопровод Ф 32х3,5 до вентиля Ду 25 т.н. 12.	1	Дренажный трубопровод Ф 32х3,5 от врезки в трубопровод Ф 245х12 размыва шлама до вентиля Ду 25 т.н. 12 включительно.	2	
2.2.	Задвижка Ду 225 т.н. 5А (СБ.27 ОК -190).	1	Корпус задвижки Ду 225 Сб.27 т.н. 5А.	2	
2.3.	Задвижка Ду 225 т.н. 5Б (СБ.27 ОК -190).	1	Корпус задвижки Ду 225 Сб.27 т.н. 5Б.	3	
2.4.	Трубопровод Ф 245х12 от задвижки Ду 225 т. н. 5Б до сепарационного бака.	1	Трубопровод Ф 245х12 от задвижки Ду 225 т.н. 5Б до врезки в сепарационный бак.	3	
2.4.1.	Перемычка Ф 108х5 между трубопроводами Ф 245х12 и Ф 325х12.	1	Перемычка от трубопровода Ф 245х12 до врезки в трубопровод Ф 325х12, включая отсечной вентиль Ду 100 т.н. 8.	3	
2.5.	Сепарационный бак (СБ.21-1 ОК -190).	1	Корпус бака, трубопроводы Ф 56х3 для вентиляции деаэрационного и сепарационного баков до отсечных вентилей Ду 50 т.н. 6В и 144 включительно.	3	
2.6.	Трубопровод Ф 325х12 слива теплоносителя из сепарационного в деаэрационный бак.	1	Трубопровод Ф 325х12 от сепарационного бака до задвижки Ду 300 (СБ.20 ОК -190) т.н. 7.	3	
2.6.1.	Трубопровод Ф 325х12 подачи СВ аварийного охлаждения.	1	От врезки в трубопровод Ф 325х12 (слив теплоносителя из сепарационного бака) до задвижки Ду 300 т.н. 7/2 включительно.	3	
2.6.1.1.	Трубопровод Ф 32х3,5 дренажный до вентиля Ду 25 т.н. 13.	1	Дренажный трубопровод Ф 32х3,5 от врезки в трубопровод Ф 325х12 до вентиля Ду 25 т.н. 13 включительно.	3	

1	2	3	4	5	6
2.7.	Задвижка Ду 300 (СБ.20 ОК -190) т.н. 7.	1	Корпус задвижки Ду 300 (СБ.20 ОК -190) т.н. 7.	2	
2.8.	Трубопровод Ф 325х12 от задвижки Ду 300 т.н. 7 до деаэрационного бака.	1	Трубопровод Ф 325х12 от задвижки Ду 300 т.н. 7 до врезки в деаэрационный бак.	2	
2.9.	Деаэрационный бак (СБ.61-1 ОК -190).	1	Корпус деаэрационного бака, трубопровод Ф 108х5, Ф 56х3 вентиляции бака до отсечного вентиля Ду 50 т.н. 6В включительно.	2	
2.10.	Трубопровод выгрузки изделий в кюбель.	1	От врезки в сепарационный бак до наконечника трубопровода, включая задвижки Ду 300 т.н. 6А и 6Б.	3	
2.10.1.	Задвижки Ду 300 (СБ.31 ОК-190) т.н. 6А и 6Б.	2	Корпуса задвижек Ду 300 т.н. 6А, 6Б и дренажные штуцера из корпусов задвижек т.н. 6А, 6Б с отсечными вентилями Ду 25 т.н. 6Г, 6Д включительно.	3	
2.11.	Трубопровод Ф 245х12 на размыв "завала" от задвижек Ду 225 (СБ.28 ОК-190) т.н. 11Б и 11В.		Трубопроводы Ф 245х12 от задвижек Ду 225 т.н. 11Б, 11В и общий трубопровод Ф 245х12, включая задвижку Ду 225 сб. 28 ОК -190 т.н. 10, до врезки в трубопровод Ф 245х12 размыва шлама из нижней части разделительной камеры до задвижки Ду 225 сб. 27 ОК -190 т.н. 5А.	2	
2.12.	Задвижки Ду 225 (СБ.28 ОК-190) т.н. 11Б, 11В и 10.	3	Корпуса задвижек Ду 225 СБ.28 ОК -190 т.н. 11Б, 11В и 10.	2	
3.	**Дренажно-возвратная система.**				
3.1.	Трубопроводы Ф 159х6.		От напорного коллектора Ф 219х11 насосов 4ХГ т.н. 1-3 до отсечных вентилей Ду 150 т.н .2,3,4 и 5.	3	
3.2.	Трубопроводы Ф 56х3.		От напорного коллектора Ф 219х11 насосов 4ХГ т.н. 1-3 до отсечного вентиля Ду 50 т.н. 23.	3	
3.3.	Трубопроводы Ф 108х5, Ф 159х6 и Ф 219х11.		Трубопроводы Ф 159х6 из баков 80м³ т.н. 1,2, коллектор Ф 219х11 на всасе, трубопроводы Ф 108х5 на всасе и напоре насосов 4ХГ т.н. 1-3 и коллектор Ф 219х11 на напоре.	3	
3.4.	Насосы 4ХГ-12К-14-2 т.н. N 1-3.	3	Корпуса насосов 4ХГ-12К-14-2 т.н. 1-3, штуцера- на охлаждение, для дренирования и воздушников насосов 4ХГ с отсечными вентилями Ду 10 т.н. 21(А-В), 31(А-В), 32(А-В) включительно.	3	
3.5.	Бак V=80м³.	2	Корпуса баков т.н. 1 и 2.	3	
3.6.	Запорная арматура.	5	Вентили Ду 150 т.н. 3ДД, 19(А-Г);	3	
		7	вентили Ду 100 т.н. 6,19,21,22,24,25,27;	3	
		3	обратные клапаны Ду 100 т.н. 20 (А-В).	3	

1	2	3	4	5	6
4.	**Система дренажей и сбора протечек.**				
4.1	Трубопроводы Ф 32х3,5, Ф 56х3.		Трубопроводы Ф 32х3,5 от вентилей Ду 25 т.н. 22(А-Г),23(А-Г), 25(А-Г), 27(А-Г), 28(А-Г), 29(А-Г), 12,13 и от вентиля Ду 10 т.н.11, коллектор Ф 56х3 с отсечными вентилями Ду 50 т.н. 2(А-Г) и общий трубопровод Ф 56х3 слива теплоносителя в бак дренажей до вентиля Ду 50 т.н. 64.	3	
4.2.	Бак дренажей V=20м³.	1	Корпус бака, трубопроводы до отсечных вентилей включительно: - трубопровод Ф 159х6 для вакуумирования до вентиля Ду 150 т.н. 167; - трубопровод Ф 56х3 для приема теплоносителя в бак до вентилей Ду 50 т.н. 64,64А; - трубопровод Ф 32х3 для вентиляции бака до вентиля Ду 25 т.н. 168; - трубопровод Ф 32х3 для приема теплоносителя при закачке из бака в бак до вентиля Ду 25 т.н. 66; - дренажный трубопровод Ф 32х3 из контура зоны чистого газа в бак до вентилей Ду 25 т.н. 65А и 65Б; - трубопровод Ф 76х5 для закачки теплоносителя из бака до вентилей Ду 50 т.н. 39 и 39А.	3	
4.3.	Бак чистого конденсата N 1 V= 40м³.	1	Корпус бака, трубопроводы до отсечных вентилей включительно: - трубопровод Ф 159х6 для ваккумирования до вентиля Ду 150 т.н. 165; - трубопровод Ф 56х3 для вентиляции бака до вентиля Ду 50 т.н. 166; - трубопровод Ф 32х3 для приема теплоносителя с РУ в бак до вентиля Ду 25 т.н.62; - трубопровод Ф 32х3 для приема теплоносителя при закачке из бака в бак до вентиля Ду 25 т.н.59; - трубопровод Ф 32х3 приема теплоносителя с ДУ в бак до вентилей Ду 25 т.н.63А,63Б; - трубопровод Ф 76х5 для закачки теплоносителя из бака до вентилей Ду 50 т.н. 40А и 40 .	3	
4.4.	Бак чистого конденсата N 2 V= 40м³.	1	Корпус бака, трубопроводы до отсечных вентилей включительно: - трубопровод Ф 159х6 для вакуумирования бака до вентиля Ду 150 т.н. 163; - трубопровод Ф 56х3 для вентиляции бака до вентиля Ду 50 т.н. 164; - трубопровод Ф 32х3 приема теплоносителя с РУ в бак до вентиля Ду 25 т.н. 61; - трубопровод Ф 32х3 для приема теплоносителя при закачке из бака в бак до вентиля Ду 25 т.н. 58; - трубопровод Ф 32х3 приема теплоносителя с ДУ в бак до вентилей Ду 25 т.н. 63В,63Г; - трубопровод Ф 76х5 для закачки теплоносителя из бака до вентиля Ду 50 т.н. 41.	3	

1	2	3	4	5	6
4.5.	Бак петли V=40м³.	1	Корпус бака, трубопроводы до отсечных вентилей включительно: - трубопровод Ф 159х6 для вакуумирования бака до вентиля Ду 150 т.н. 161; - трубопровод Ф 56х3 для вентиляции бака до вентиля Ду 50 т.н. 162; - трубопровод Ф 32х3 приема теплоносителя с РУ в бак до вентиля Ду 25 т.н.60; - трубопровод Ф 32х3 для приема теплоносителя при закачке из одного бака в другой до вентиля Ду 25 т.н.57; - трубопровод Ф 76х5 для закачки теплоносителя из бака до вентиля Ду 50 т.н. 42.	3	
4.6.	Бак протечек ЦН-11 (БП ЦН-11).	1	Корпус бака и трубопроводы: - трубопроводы Ф 32х3 от камер уплотнений насосов ЦН-11 N 1-4 с электромагнитными клапанами Ду т. н. 43(А-Г) включительно; - коллектор Ф 56х3 от электромагнитных клапанов с вентилем Ду 50 т. н. 43 до врезки в бак; - трубопровод Ф 56х3 выдачи теплоносителя из бака протечек в бак дренажей до врезки в общий сливной трубопровод Ф 56х3, включая вентиль ДУ 50 т.н. 38 и перемычку Ф 32х3 между трубопродами Ф 56х3 и Ф 32х3 с вентилем т. н. 38а включительно; - трубопровод Ф 14х2 от воздушников насосов 1,5ХГ "А" и ЦГ "Б" до вентиля Ду 10 т. н. 43Е включительно; - трубопроводы Ф 32х3 к УСГС до вентилей Ду 25 т. н. 43И, 43Ж включительно - трубопровод Ф 25х2,5 закачки теплоносителя из БП ЦН-11, включая вентиль Ду 20 т.н. 36В до врезки во всасывающий трубопровод насосов 1, 5ХГ"А" и ЦГ"Б"; - трубопроводы Ф 14х2 до вентилей Ду 10 т. н. 36А, 36Б и 36Г включительно.	3	
4.7.	Бак централизованных сливов (БЦС-1).	1	Корпус бака и трубопроводы: - трубопроводы Ф 32х3 сбора протечек теплоносителя по валу насосов ЦН-11 N 1-4 до коллектора Ф 56х3 с промежуточными бачками; - коллектор Ф 56х3 до врезки в корпус бака централизованных сливов (БЦС-1); - трубопровод Ф 25х2,5 закачки теплоносителя из БЦС-1, включая вентиль Ду 20 т.н. 33а, до врезки во всасывающий трубопровод насосов 1, 5 ХГ "А" и ЦГ"Б"; - штуцера Ф 14х2 с вентилями Ду 10 (3 шт) включительно.	3	
4.8.	Общий всасывающий трубопровод Ф 76х5 насосов 1,5ХГ и 1ЦГ.	1	Трубопровод Ф 76х5 от вентилей Ду 50 т.н. 39,40А, 41,42 до разветвления на трубопроводы Ф 56х3 на всас насосов.	3	

1	2	3	4	5	6
4.8.1.	Трубопроводы Ф 56х3, Ф 32х3,5 обвязки насосов 1,5ХГ и 1ЦГ.		Трубопроводы Ф 56х3 от врезки в коллектор Ф 76х5 до всасывающих патрубков насосов 1,5ХГ и 1ЦГ, трубопроводы Ф 32х3,5 от напорных патрубков насосов до отсечных вентилей на напорном коллекторе т.н. 51,52А,52Б,56А и 56Б, включая общий отсечной вентиль Ду 25 т.н. 51А и байпас Ду 10 т.н. 51В.	3	
4.9.	Насосы 1,5ХГ и 1ЦГ.		Корпуса насосов 1,5ХГ"А" и 1ЦГ"Б", штуцера на охлаждение, для дренирования и воздушников насосов с отсечными вентилями Ду 10 т.н. 48,48(А-Г), 49,49(А-Г) включительно.	3	
4.10.	Запорная арматура.	6	Вентили Ду 50 т.н. 44,44(А,Б), 45(А,Б);	3	
		2	обратные клапаны Ду 50 т.н. 46Б,47Б;	3	
		8	вентили Ду 25 т.н. 46,46А,46В,44В,47,47А,47В и 45В.	3	
5.	**Система газового хозяйства.**				
5.1.	Система основного газа.				
5.1.1.	Трубопроводы Ф 159х6 от аппарата до всасывающего и напорного коллекторов газодувок ОСГ-1;		От первых сварных швов входящих и выходящих патрубков аппарата до всасывающего и напорного коллектора газодувок ОСГ-1(А,Б,В), включая отсечные вентили Ду 150 т.н. 100-103.	3	
5.1.1.1.	Трубопровод Ф 159х6 байпасный аварийного конденсатора.	1	Трубопровод Ф 159х6 перемычки между всасывающим и напорным трубопроводом, включая отсечной вентиль Ду 150 т.н. 140.	3	
5.1.1.2.	Всасывающий и напорный коллекторы Ф 219х12 газодувок ОСГ-1.	2	От врезки в трубопроводы Ф 159х6 до разводки в боксы и из боксов газодувок ОСГ-1 (А,Б,В).	3	
5.1.1.3.	Трубопровод Ф 159х6 обвязки газодувок ОСГ-1 (А,Б,В).		От всасывающего коллектора до врезки в напорный коллектор газодувок ОСГ-1 (А,Б,В), включая отсечные вентили Ду 150 т.н. 104,105,106,107,110,111,112,113,116,117,118,119.	3	
5.1.1.4.	Трубопровод Ф 108х5 байпасный ОСГ-1 (А,Б,В).	3	Трубопроводы Ф 108х5 перемычки между всасывающими и напорными трубопроводами газодувок ОСГ-1(А,Б,В), включая отсечные вентили Ду 100 т.н. 109,115 и 121.	3	
5.1.1.5.	Трубопровод Ф 59х4,5 вентиляции сепарационного бака.	1	От врезки в трубопровод Ф 159х6 до отсечного вентиля Ду 50 т.н. 144 включительно.	3	
5.1.1.6.	Трубопровод Ф 159х6 вакуумирования контура зоны основного газа.	1	От врезки в трубопровод Ф 159х6 между вентилями Ду 150 т.н. 100 и 101 до отсечного вентиля Ду 150 т.н. 148 включительно.	3	

1	2	3	4	5	6
5.1.1.7.	Трубопровод Ф 56х3, объединяющий по напору зоны основного и чистого газа.	1	От врезки в трубопровод Ф 159х6 до вентиля Ду 150 т.н. 103 и до врезки в трубопровод Ф 108х5 до вентиля Ду 50 т.н. 125, включая отсечные вентили Ду 50 т.н. 138 и 139.	3	
5.1.1.8.	Трубопровод Ф 56х3, объединяющий по всасу зоны основного и чистого газа.	1	От врезки в трубопровод после линейного сепаратора зоны основного газа до врезки в трубопровод после линейного сепаратора зоны чистого газа, включая отсечной вентиль Ду 50 т.н. 143 включительно.	3	
5.1.1.9.	Трубопровод Ф 108х5 сброса давления из контура зоны основного газа в ГНД или спец.вентиляцию.	1	От врезки в трубопровод Ф 159х6 до отсечных вентилей Ду 100 т.н. 141 и 142 включительно.	3	
5.1.1.10.	Трубопровод Ф 56х3 для вакуумирования ОСГ-1 (А,Б,В).	3	От врезки в трубопровод Ф 159х6 перед газодувкой ОСГ-1 (А,Б,В) до отсечных вентилей Ду 50 т.н.173,174 и 175 включительно.	3	
5.1.1.11.	Трубопровод Ф 33х4 и Ф 56х3 для дренирования теплоносителя.		Трубопровод Ф 33х4 для дренирования теплоносителя из оборудования контура зоны основного газа от вентилей Ду 50 т.н. 78, Ду 25 т.н. 77,76, 70-72, 70А-72А, 70В-72В и общий дренажный трубопровод Ф 56х3 до отсечного вентиля Ду 50 т.н. 79.	3	
5.1.1.12.	Прочие трубки к приборам КИП.		От врезки в трубопроводы Ф 159х6 штуцера Ду 6 с отсечными вентилями включительно: к приборам КИП, газоанализаторам, пробоотборникам и для подпитки осушенным воздухом.	4	
5.1.2.	Аварийный конденсатор (СБ.49 ОК -190).	1	Корпус аварийного конденсатора с входными и выходными патрубками (по газовой смеси), дренажный штуцер Ф 56х3 с отсечным вентилем Ду 50 т.н. 78 и штуцер Ф 10х2 подпитки газом контрольной полости с отсечным вентилем Ду 6 включительно.	3	
5.1.3.	Линейный сепаратор.	1	Корпус сепаратора с входными и выходными патрубками, дренажный штуцер Ф 33х4 с отсечным вентилем Ду 25 т.н. 77 включительно.	3	
5.1.4.	Контактный аппарат.	3	Корпусные детали контактного аппарата с входными и выходными патрубками.	3	
5.1.5.	Паралитовый фильтр.	3	Корпус фильтра с входными и выходными патрубками, трубопровод Ф 33х4 дренажный из корпуса фильтра до отсечных вентилей Ду 25 т.н. 70В,71В и 72В включительно.	3	
5.1.6.	Конденсатор.	3	Корпус конденсатора с входными и выходными патрубками (по газовой смеси), трубопровод Ф 33х4 дренажный до отсечных вентилей Ду 25 т.н. 70А,71А,72А.	3	
5.1.7.	Газодувка ОСГ-1.	3	Корпус газодувки, дренажный трубопровод Ф 33х4 из корпуса газодувки до отсечных вентилей Ду 25 т.н. 70,71,72 и штуцер Ду 10 с отсечными вентилями т.н. 178,179,180 включительно для контроля целостности манжет.	3	

1	2	3	4	5	6
5.1.8.	Запорная арматура.	16	Вентиль Ду 150 т.н. 100-107,110-113,116-119,140;	3	
		3	обратный клапан Ду 150 т.н. 108,114,120;	3	
		3	вентиль Ду 100 т.н. 109,115,121;	3	
		3	вентиль Ду50 т.н. 78,79,144;	3	
		15	вентиль Ду 25 т.н. 70,70А,70В,71,71А,71В,72,72А,75-77.	3	
5.2.	*Система чистого газа.*				
5.2.1.	Трубопроводы Ф 108х5 от аппарата до вентилей т.н. 122 и 124.		От первых сварных швов входящих и выходящих патрубковаппарата до отсечных вентилей Ду 50 т.н. 122 и 124 включительно.	3	
5.2.1.1.	Трубопроводы Ф 76х4,Ф 60х5 и Ф 56х3 обвязки оборудования контура зоны чистого газа.		От вентиля Ду 50 т.н.123 на всасе до вентиля Ду 50 т.н.125 на напоре, включая трубопроводы Ф 60х5 и Ф 56х3 обвязки газодувок в боксах ОСГ-2(Г,Д).	3	
5.2.1.2.	Трубопровод Ф 56х3 сброса давления из контура зоны чистого газа в спец.вентиляцию.	1	От врезки в трубопровод Ф 76х4 на напоре до врезки в трубопровод Ф 108х5 сброса давления из контура зоны основного газа в спец.вентиляцию, включая отсечной вентиль Ду 50 т.н.145.	3	
5.2.1.3.	Трубопровод Ф 76х4 - перемычка между напорными трубопроводами газодувок ОСГ-1"В" и ОСГ-2"Г".	1	От врезки в трубопровод Ф 159х6 до отсечных вентилей Ду 150 т.н. 116,117 ОСГ-1 "В" до врезки в трубопровод Ф 76х4 между вентилями Ду 50 т.н. 126,127 ОСГ-2"Г", включая отсечной вентиль т.н. 131"А".	3	
5.2.1.4.	Трубопровод Ф 76х4 - перемычка между напорными трубопроводами газодувок ОСГ-1"В" и ОСГ-2"Г".	1	От врезки в трубопровод Ф 159х6 до отсечных вентилей Ду 150 т.н. 118,119 ОСГ-1 "В" до врезки в трубопровод Ф 76х4 между вентилями Ду 50 т.н. 128 и 129 ОСГ-2"Г", включая отсечной вентиль т.н. 131"Б".	3	
5.2.1.5.	Трубопровод Ф 56х3 байпасный ОСГ-2 "Г" и "Д".	2	От врезки в трубопровод Ф 76х4 напорный до врезки во всасывающий трубопровод, включая отсечной вентиль т.н. 131 ОСГ-2"Г" и т.н. 137 ОСГ-2"Д".	3	
5.2.1.6.	Трубопровод Ф 33х4 для дренирования теплоносителя.		Трубопровод Ф 33х4 для дренирования теплоносителя из оборудования контура зоны чистого газа от вентилей Ду 25 т.н. 80,81,73,73А,73В,74,74А,74В до отсечных вентилей Ду 25 т.н. 65А,65Б на баке дренажей включительно.	3	
5.2.1.7.	Прочие трубки к приборам КИП.		От врезки втрубопроводы Ф 76х4 штуцера Ду 6 с отсечными вентилями включительно: к приборам КИП, газоанализаторам, пробоотборникам и для подпитки осушенным воздухом.	4	
5.2.2.	Аварийный конденсатор.	1	Корпус конденсатора с входными и выходными патрубками (по газовой смеси), дренажный штуцер Ф 33х4 с отсечным вентилем Ду 25 т.н. 81 и штуцер подпитки газом контрольной полости с отсечным вентилем Ду 6 включительно.	3	

1	2	3	4	5	6
5.2.3.	Линейный сепаратор.	1	Корпус сепаратора с входными и выходными патрубками, штуцер дренажный Ф 33х4 с отсечным вентилем Ду 25 т.н. 80 включительно.	3	
5.2.4.	Контактный аппарат.	1	Корпус контактного аппарата с входными и выходными патрубками.	3	
5.2.5.	Паралитовый фильтр.	2	Корпус фильтра с входными и выходными патрубками, дренажный трубопровод Ф 33х4 из фильтра до отсечных вентилей Ду 25 т.н. 73В и 74В включительно.	3	
5.2.6.	Конденсатор.	2	Корпус конденсатора с входными и выходными патрубками (по газовой смеси), дренажный трубопровод Ф 33х4 до отсечного вентиля Ду 25 т.н. 73А, 74А и штуцер Ду 6 подпитки газом контрольной полости с отсечным вентилем включительно.	3	
5.2.7.	Газодувка ОСГ-2.	2	Корпус газодувки, дренажный трубопровод Ф 33х4 из корпуса газодувки до отсечных вентилей Ду 25 т.н. 73,74 и штуцер Ду 10 с отсечными вентилями т.н. 181 и 182 включительно для контроля целостности манжет.	3	
5.2.8.	Запорная арматура.	15	Вентиля Ду 50 т.н. 122-129, 127А, 133А, 131, 134, 135, 137, 145;	3	
		2	обратные клапаны Ду 50 т.н. 130,136;	3	
		8	вентиля Ду 25 т.н. 73, 73А , 73В, 74, 74А, 74В, 80 и 81.	3	
6.	**Система охлаждения зависшего канала.**				
6.1.	Бак V = 1м³.	1	Корпус - цилиндрическая обечайка с плоскими днищами, трубопровод Ф 89х4,5 для заполнения бака ОВ с отсечной задвижкой Ду 80 т.н. 502В включительно.	3	
6.2.	Трубопроводы Ф 89х4,5 и Ф 25х3.		Трубопровод Ф 89х4,5 от бака, коллектор Ф 89х4,5 до разводки для подачи воды на пять захватов.	3	
6.3.	Запорная арматура.	5	Вентиля Ду 20 т.н. 1,2,3,4,5.	3	
7.	**Система технического водоснабжения (II контур).**				
7.1.	Трубопроводы Ф 820х10 подачи СВ на ТК-5 N 1-4.	4	Трубопроводы Ф 820х10 от поворотных затворов Ду 800 т.н. 401, 402, 403, 404 (включительно) до входных патрубков камер по СВ и камеры по СВ теплообменников ТК-5 N 1-4.	4	

1	2	3	4	5	6
7.2.	Затворы поворотные Ду 800.	4	Корпуса затворов Ду 800 т.н. 401-404.	4	
7.3.	Фильтры СВ водоводов ТК-5 N 1-4.	4	Корпуса фильтров СВ водоводов ТК -5 N 1-4, воздушники Ф 56х3 фильтров с отсечными вентилями Ду 50 т.н. 405-408 и дренажей Ф 56х3 из корпусов фильтров с отсечными вентилями Ду 50 т.н. 725-728 включительно.	4	
7.4.	Трубопроводы СВ Ф 820х10 от зд.470 и 471 до поворотных затворов Ду 800.	4	Трубопроводы Ф 820х10 от задвижек Ду 800 т.н. 5,7,8 и 10 на распределительных коллекторах в зданиях 470 и 471 до поворотных затворов Ду 800 т.н. 401-404.	4	
7.5.	Запорная арматура.	8	Корпуса задвижек Ду 800 т.н. 5,7,8,10 и байпасные задвижки в зд. 470,471.	4	
7.6.	Трубопроводы ПК(сбросные) из теплообменников ТК-5 N 1-4.	4	Сбросные трубопроводы ПКФ 820х10 от камер по СВ ТК-5 N 1-4 до сбросных шахт.	4	
8.	**Система аварийного охлаждения.**				
8.1.	Трубопровод Ф 325х8 подачи СВ для аварийного охлаждения из аварийного бака N 5 V = 1000м³.	1	От обратного клапана Ду 300 т.н. 422 до задвижки Ду 300 т.н. 7/1 включительно.	4	
8.1.1.	Трубопровод Ф 325х12 подачи СВ (ст.12Х18Н10Т) до врезки в трубопровод системы шламоудаления.	1	От задвижки Ду 300 т.н. 7/2 включительно до врезки в трубопровод Ф 325х12 системы шламоудаления.	3	
8.1.2.	Задвижка Ду 300 т.н. 7/2.	1	Корпус задвижки Ду 300 т.н. 7/2.	3	
8.1.3.	Трубопроводы Ф 273х7 подачи СВ на ТК-5 N 3 и 4.	2	От трубопровода Ф 325х8 до врезки в водоводы Ф 820х10 ТК-5 N 3 и 4, включая отсечные задвижки Ду 250 т.н. 409и 410.	4	
8.1.4.	Трубопровод Ф 325х8 подачи СВ на аварийные конденсаторы газового хозяйства.		От врезки в трубопровод Ф 325х8 до отсечной задвижки Ду 300 т.н. 425 включительно.	4	
8.2.	Запорная арматура.	3	Задвижки Ду 300 т.н. 423,425,7/1 ;	4	
		1	обратный клапан Ду 300 т.н. 422;		
		2	задвижки Ду 250 т.н. 409,410.		
8.3.	Трубопровод Ф 325х8 подачи СВ из аварийного бака N 5 V = 1000м³.		От врезки трубопровода Ф 325х8 в бак N 5 V = 1000м³ до обратного клапана Ду 300 т.н. 422.	4	
8.3.1.	Трубопровод Ф 159х6 подпитки ав.бака N 5.	1	От врезки в трубопровод Ф 325х8 до отсечной задвижки Ду 150 т.н. 242.	4	

1	2	3	4	5	6
8.4.	Аварийный бак N 5 V = 1000м³.	1	Бак с трубопроводами: перелива Ф 159х6, подпитки Ф 159х6 до отсечной задвижки Ду 150 т.н. 245, для соединения с коллектором баков N 3 и 4 Ф 325х8 до отсечной задвижки т. н. 269, на аварийное охлаждение ЛФ- 2 Ф 325х8 до отсечной задвижки Ду 300 т.н. 265, дренажным трубопроводом Ф 108х5 до отсечной задвижки Ду 100 т.н. 442 и штуцер Ду 10 с вентилем для контроля плотности облицовки.	4	
8.5.	Запорная арматура.	4	Задвижки Ду 300 т.н. 255,265,269,268;	4	
		1	задвижка Ду 150 т.н. 245;		
		1	задвижка Ду 100 т.н. 442.		
9.	Система охлаждения водяного бака.		Все элементы системы : насосы (2 шт.), компенсационная емкость, сетчатый фильтр, теплообменник, кольцевые коллекторы, трубопроводы и запорная арматура.	4	
10.	Установка сжигания гремучей смеси.		Все элементы системы : контактный аппарат, конденсаторы (2 шт.), фильтр (ФП), монжюс, трубопроводы и запорная арматура.	4	
11.	Система вентиляции ОРП.		Все элементы системы : газодувки ОСГ-2 (2 шт.), конденсаторы (2 шт.), контактный аппарат, маслоотделители (2 шт.), трубопроводы и запорная арматура.	4	
12.	Система выдержки "грязного" газа.		Все элементы системы : компрессоры МК 10/6 (3 шт.), конденсатор, маслоотделитель, газгольдеры ГНД(3 шт.), газгольдеры ГВД (8 шт.), фильтры ФП-100 (8 шт.), угольный фильтр, барботер, фреоновая установка, запорная арматура и трубопроводы.	4	
13.	Система охлаждения кондиционеров.		Все элементы системы : кондиционеры, трубопроводы и запорная арматура.	4	
14.	Система охлаждения ВОП ГЦН.		Все элементы системы : вентиляторы, воздуховоды, калориферы, трубопроводы охлаждающей воды и запорная арматура.	4	
15.	Система подпитки транспортных бассейнов артезианской водой.		Все элементы системы : трубопроводы и запорная арматура.	4	
16.	Спецканализация.		Все элементы системы : насос, трубопроводы и запорная арматура.	4	

1	2	3	4	5	6
17.	Система очистки теплоносителя I-го контура (дистиллящионная установка, ДУ).		Выпарные аппараты поз.ДОВ (1-4)000, сепараторы поз. ДОС (1-4)000, конденсаторы поз.ДОК (1-4)000, сосуды разделительные поз. ДОS (1-4)000, контактные аппараты поз.ДОW(1-2)000,охладители сдувок поз.ДОL(1-2)000, вымораживатели поз.ДОG (1-4)000, насосы вакуумные поз. ДОN (1-3)000, емкости поз.ДОЕ (1,3)000, фильтры ионообменные поз.ДОV (1,2)000, запорная арматура, трубопроводы обвязки оборудования, трубопроводы приема и выдачи теплоносителя с ДУ до отсечных вентилей Ду 50 т.н. 15 и Ду 65 т.н. 17 включительно.	4	
18.	Система очистки теплоносителя I контура методом изотопной регенерации (регенерационная установка,РУ).		Колонны регенерационные поз.ROA (10-50,61,62)00, испарители поз. ROT(1,3-6)000,конденсаторы поз.ROK (1-5)000, уравнительные сосуды поз.ROS (1-5)000, сборники флегмы поз.ROE(1-5)000, холодильники флегмы поз.ROH (20-60,41,01,51)00, фильтры-холодильники поз.ROH(10,02)00, насосы поз. RON (11,12,01,02 03,21,22,31,32,41,42,51,52)00, мерники поз.ROM (01-07)00, напорные баки поз.ROE (01,02)00, трубопроводы и запорная арматура обвязки оборудования, трубопровод приема теплоносителя с РУ в I-й контур до отсечных вентилей Ду 25 т.н. 29 и 30 включительно.	4	
19.	Система вентиляции "Лба" аппарата (в/с В-20М).		Все элементы системы: воздуховоды, запорная арматура, фильтровальная станция и вентагрегаты.	4	
20.	Система вентиляции шахты аппарата и помещений I-го контура.		Все элементы системы: воздуховоды,арматура и вентагрегаты.	4	
21.	Система кондиционирования и вентиляции помещений.		Все элементы системы: воздуховоды,кондиционеры, арматура и вентагрегаты.	4	
22.	ВОПы агрегатов насосов ЦН-11 N 1-4.		Все элементы системы: вентагрегаты и воздуховоды.	4	
23.	Система вентиляции помещений аварийной защиты.		Все элементы системы: воздуховоды,арматура и вентагрегаты.	4	

ПРИМЕЧАНИЕ: Приведенная в Перечне классификация систем и оборудования установлена с учетом следующих факторов:

1. проектных и эксплуатационных параметров систем и оборудования установки;
2. качества проектного обоснования работоспособности и надежности систем и оборудования;
3. опыта эксплуатации систем и оборудования;
4. наличия резервирования элементов и функций систем и оборудования;
5. данных анализа безопасности установки при нарушении условии нормальной эксплуатации, проектных и запроектных авариях, приведенных в"Техническом обосновании безопасности" установки.

Приложение 3
(обязательное)

ПАСПОРТ СОСУДА

Настоящее приложение устанавливает форму паспорта сосуда.

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

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

3. Паспорт сосуда составляется предприятием-изготовителем и передается заказчику. Данные, включаемые в паспорт с учетом указаний п. 2 настоящего приложения, приведены в табл. Т1-Т7 настоящего приложения, заполняемые предприятием-изготовителем, и в табл. Т8-Т13 настоящего приложения, заполняемых монтажной организацией и предприятием-владельцем.

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

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

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

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

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

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

6) документация по отклонениям от конструкторской документации, согласованная с Госатомнадзором РФ.

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

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

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

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

8. В паспорта сосудов могут быть внесены дополнительные сведения по требованию органов Госкомнадзора РФ.

---

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

** В выписке из расчета на прочность должны быть представлены: перечень расчитываемых узлов конструкций и действующих на них нагрузок и температурных воздействий; перечень режимов эксплуатации (включая нарушения нормальных условий эксплуатации и аварийные ситуации; флюенс нейтронов на корпусе реактора; данные оценки прочности по всем критериям, требуемым нормами расчета на прочность.

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

Паспорт _____
(наименование сосуда)

Регистрационный № _____

АЭУ "_____"

Примечание: регистрационный номер присваивается местным органом Госатомнадзора или предприятием-владельцем.

Содержание паспорта сосуда.

	Разделы паспорта

Наименование раздела	Номер страницы

Перечень документов, прилагаемых к паспорту

	Документация

Наименование документа	Обозначение, регистрационный номер	Кол-во листов

Разрешение на изготовление № _____
от _____19_____г. выдано _____
Управлением _____
_____

	Общие данные
T1	

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

Т 2	Технические характеристики и параметры

(продолжение таблицы Т2)

Наименование рабочего пространства		Корпус	*	**
Расчетное давление, МПа (кгс/см^2)				
Расчетная температура стенок, ^{0}С				
Давление испытания	гидравлическое			
	пневматическое			
Испытательная среда				
Продолжительность испытания, мин.				
Температура исп. среды, ^{0}С				
Минимально допустимая температура при испытаниях после изготовления, ^{0}С				
Рабочая среда				
Внутренний объем, м^3				
Масса оборудования без рабочей среды, кг				
Допустимая скорость разогрева ^{0}С **				
Допустимая скорость расхолаживания ^{0}С **				
Срок службы, час. (лет)				

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

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

Т 3	Данные об основных элементах сосуда и материалах

Наименование элемента	Номер чертежа, позиции	Размеры: -диаметр, -толщина, -длина	Марка материала	Обозначение стандарта или ТУ	Номер плавки	Номер партии	Номер и дата сертификата	Механические испытания													Химический состав			Стойкость против МКК	Неразрушающ. контроль		
								при температуре 20°С					уд. вязкость	% излома	тип образца	расчетная Т *					Т критическая хрупкости, °С					метод	объем	обозначение, дата документа
								$R^T_{p0,2}$, МПа	R^T_m, МПа	$A5^T$, %	Z^T, %	уд. вязкость				$R^T_{p0,2}$, МПа	R^T_m, МПа	$A5^T$, %	Z^T, %	Т расчетная								

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

Примечания: 1. В таблицу заносятся данные в объеме, определяемом стандартами, техническими условиями на материал (полуфабрикаты).

2. Перечень элементов сосуда, в том числе крепежа, для материалов которых должна составляться настоящая таблица, определяется конструкторской организацией или предприятием-изготовителем по согласованию с конструкторской организацией.

3. Представление указанных в таблице данных в полном объеме обязательно для оборудования группы 1. Для оборудования, входящего в системы групп 2 и 3, объем представляемых данных определяется в соответствии с указаниями пп. 2 и 7 настоящего документа.

Т 4	Данные о сварных соединениях

Наименование соединяемых элементов	Обозначение сварн. соединения	Категория соединения	Обозначение контрольных сварных швов	Дата протоколов испытаний контр. швов	Способ сварки	Клеймо сварщика	Основн. металл		Сварочный материал				Данные механических испытаний													Т критическая хрупкости металла шва	Стойкость против МКК	Содержание феритной фазы	Данные о неразруш. контроле св. швов		
													св. соединение				металл шва													
													Т = 20 °С		Т расч.		Т = 20°С				Т расч., °С									
							марка	обозначение станд. или ТУ	марка	стандарт. ТУ	номер плавки	номер сертиф.	Rm, МПа	угол загиба	Rm^T, МПа	Т расчетн. °С	$Rp_{0,2}$, МПа	Rm, МПа	A5, %	Z, %	$R^T p_{0,2}$, МПа	$R^T m$, МПа	$A^T 5$, %	Z^T, %	Т расчетн. °С				метод контроля	объем контроля	документ, дата контроля

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

Примечания: 1. В таблицу заносятся данные в объеме, определяемом стандартами, техническими условиями на материал (полуфабрикаты).

2. Перечень элементов сосуда, в том числе крепежа, для материалов которых должна составляться настоящая таблица, определяется конструкторской организацией или предприятием-изготовителем по согласованию с конструкторской организацией.

3. Представление указанных в таблице данных в полном объеме обязательно для оборудования группы 1. Для оборудования, входящего в системы групп 2 и 3, объем представляемых данных определяется в соответствии с указаниями пп. 2 и 7 настоящего документа.

Т 5 — Данные о термообработке деталей

Наименование детали, сборочной единицы или изделия	№ чертежа	Марка материала	Вид термообработки **	Температура термообработки, °С	Продолжит. выдержки, мин.*	Способ охлаждения	К-во термообработок, общее время выдержки **	Обозначение, дата документа о термической обработке

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

** Указывается, если регламентировано производственно-технологической документацией.

Т 6 — Данные об арматуре

Тип, наименование арматуры	Стандарт, ТУ	Количество	Заводской номер	Условный проход, мм	Расчетные параметры		Материал корпуса		Обозначение паспорта, сертификата	Место установки
					Р, МПа	Т, °С	марка	стандарт, ТУ		

Примечание: указывается для арматуры, установленной предприятием-изготовителем.

Т 7	Результаты гидро (пневмо) испытаний

Наименование элемента, пространства	Испытательная среда	Давление испытания МПа (кГс/см^2)	Продолжительность выдержки, мин.	Минимальная температура стенки, °С	Результат испытаний	Дата, обозначен. протокола

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

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

На основании проверок и испытаний удостоверяется нижеследующее:

1. _____ изготовлен в соответствии с требо-
(наименование сосуда)

ваниями **ПБЭР-96** и согласно техническим условиям на изделие ___

_____.
(наименование технических условий)

2. _____ и его элементы подверглись проверке
(наименование сосуда)

и испытаниям и соответствуют вышеуказанным Правилам и техническим условиям.

3. _____ и его элементы подверглись и выдер-
(наименование сосуда)

жали гидравлическое (пневматическое) испытание.

4. _____ признан годным для работы с параметрами,
(наименование сосуда)

указанными в настоящем паспорте.

5. Настоящий раздел паспорта, заполненный предприятием-изготовителем, содержит _____ страниц.

Директор или главный инженер

_____
(подпись, печать)

_____

Дата _____

Начальник отдела технического контроля

_____
(подпись, печать)

_____

Дата _____

Т 8	Данные о рабочих параметрах и местонахождении сосуда

Наименование предприятия-владельца	Местонахождение сосуда на предприятии	Рабочее давление, МПа (кГс/см²)	Температура рабочей среды, °С	Дата установки

Т 9	Данные о лицах, ответственных за исправное состояние и безопасную эксплуатацию

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

Т 10	Данные об арматуре, установленной при монтаже

Тип, наименование арматуры	Обозначение стандарта, ТУ	Количество	Заводской номер	Ду,мм	Рабочее давление, МПа (кГс/см²)	Температура теплоносителя,° С	Расчетные параметры		Материал корпуса		Обозначение паспорта (сертификата)	Место установки по схеме	Дата установки
							Р,МПа, (КГс/см²)	Т, °С	марка	стандарт или ТУ			

Т 11	Техническое освидетельствование

Т 11.1	Результаты осмотров

Дата и номер акта ос ютра	Результаты осмотра	Срок след. осмотра	Подпись отв. лица

Примечание: техническое освидетельствование включает измерения и осмотр в доступных местах внешней и внутренней поверхностей и гидро(пневмо) испытание.

Т 11.2	Результаты гидро(пневмо) испытаний

Дата, протокол испытания	Испыт. среда	Pu	Время выдержки	Мин. температура стенки, °С	Результат испытания	Срок следующ. испытания	Подпись отв. лица

Т 12	Результаты контроля за состоянием металла в процессе эксплуатации

Дата контроля, обозначение документа	Результаты контроля	Срок следующ. контроля	Подпись отв. лица

Т 13	Данные о замене и ремонте элементов сосуда

Дата	Данные о замене и ремонте	Подпись отв. лица

Регистрация _____
наименование сосуда

_____ зарегистрирован _____

за № _____ в _____

_____
регистрирующий орган

В паспорте пронумеровано _____ страниц и прошнуровано всего

_____ листов, в том числе чертежей на _____ листах.

_____
должность регистрирующего лица, подпись

Дата _____

Приложение 4
(обязательное)

ПАСПОРТ НАСОСА

ПРАВИЛА
заполнения и ведения паспорта

1. Форма таблиц паспорта является обязательной.Допускается изменение размеров листов и граф, а также замена таблиц копиями сертификатов.

2. Паспорта вместе с приложениями и результатами контроля должны храниться на предприятии-владельце в течение всего срока эксплуатации.

3. В паспорта могут быть внесены дополнительные сведения по требованию органов Госатомнадзора.

4. Обязательными документами, которые предъявляются вместе с паспортом, являются:

а) чертеж общего вида;

б) свидетельство об изготовлении и монтаже;

в) документация по отклонениям от проектной документации;

г) паспорт на насос, поставленный заводом-изготовителем.

Указанная документация хранится в архиве. В графе "Документация" указывается регистрационный номер документа.

Паспорт насоса

_____

(марка)

Регистрационный № _____

АЭУ "_____"

Примечание: регистрационный номер присваивается местным органом Госатомнадзора или предприятием-владельцем.

Содержание паспорта насоса _____
(марка)

	Разделы паспорта

Наименование раздела	Номер страницы

Перечень документов, прилагаемых к насосу _____
(марка)

	Документация

Наименование документа	Обозначение документа	Регистр. номер в архиве	Кол-во листов

Т 1	Общие данные

Номер разрешения на изготовление	
Дата выдачи разрешения	
Наименование органа, выдавшего разрешение	
Номер чертежа насоса	
Марка насоса	
Заводской номер	
Дата изготовления	
Предприятие-изготовитель, его адрес	
Группа оборудования	

Т 2	Технические характеристики

Давление насоса, МПа (кГс/см^2)	
Максимальный напор, "	
Номинальный напор, "	
Давление на входе, "	
Расчетная температура, ^{0}С	
Рабочая среда	
Номинальная подача, м^3/ч	
Давление гидроиспытания корпуса	
Температура гидроиспытания	
Срок службы	

Т 3	Сведения об элементах насоса

Наименование элементов	Кол-во	Внутренний диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Длина (высота), мм	Основной металл	
					марка	стандарт, Т. У.

Данные о сварке					
соединяемые части	категория шва	способ выполнения соединения	вид сварки	сварочн. матер., стандарт или Т. У.	метод и объем контроля

Т 4	Арматура и КИП

Наименование	Стандарт или Т. У.	К-во	Заводской номер	Условный проход,мм	Рабочее давление МПа (кГс/см²)	Расчетная температура,°С	Материал		Номер паспорта, сертификата
							марка	стандарт или Т. У.	

Т 5	Данные о рабочих параметрах и местонахождении насоса

Наименование предприятия-владельца	
Группа оборудования	
Местонахождение насоса на предприятии	
Дата установки	
Рабочее давление, МПа	
Температура рабочей среды, ^{0} С	
Рабочий расход, м^3/ч	

Т 6	Данные о лицах, ответственных за исправное состояние и безопасную эксплуатацию

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

Т 7	Техническое освидетельствование насосов

Дата и номер тех. решения	Результаты освидетельствовавния	Срок след. освид.	Подпись ответст-венного лица

Т 7.1	Результаты осмотров

Дата и номер акта	Результаты осмотра	Срок след. осмотра	Подпись ответст-венного лица

Т 8	Данные о замене и ремонте элементов насоса

Дата	Данные о замене и ремонте элементов насоса	Подпись отв. лица

Регистрация _____
марка, наименование насоса

_____ зарегистрирован _____

за № _____ в _____ _____

_____
регистрирующий орган

В паспорте пронумеровано _____ страниц

и прошнуровано всего _____ листов,

в том числе чертежей на _____ листах.

_____ ___
должность регистрирующего лица

Подпись _____ Дата _____

Приложение 5
(обязательное)

ПАСПОРТ
на арматуру

ПРАВИЛА
заполнения и ведения паспорта

1. Форма таблиц паспорта является обязательной Допускается изменение размеров листов и граф, а также замена таблиц копиями сертификатов.

2. Паспорта вместе с приложениями и результатами контроля должны храниться на предприятии-владельце в течение всего срока эксплуатации.

3. В паспорта могут быть внесены дополнительные сведения по требованию органов Госатомнадзора.

4. Обязательными документами, которые предъявляются вместе с паспортом, являются:

а) чертеж общего вида;

б) паспорт на арматуру завода-изготовителя;

в) для арматуры 1 контура-сертификаты на химический состав и механические свойства металла корпусных изделий;

г) расчет на прочность.

Указанные документы разрешается хранить в архиве. В этом случае в паспорте указывается регистрационный номер.

Паспорт
запорной арматуры

_____
(наименование, ДУ)

Регистрационный № _____

АЭУ "_____"

Примечание: регистрационный номер присваивается местным орг
ном Госатомнадзора или предприятием-владельцем.

Содержание паспорта

(наименование запорной арматуры)

Наименование раздела	Номер страницы

Перечень документов, прилагаемых к паспорту

(наименование)

Наименование документа	Обозначение документа, регистрац. номер	Кол-во листов

Т 1	Общие данные

Разрешение на изготовление № _____

от "____"_____19 г. выдано _____

_____
(наименование органа, выдавшего разрешение)

Наименование _____

Чертеж № _____

Технические условия № _____

Заводской № _____

Дата изготовления _____

Завод-изготовитель и его адрес _____

_____

_____

Т 2	Технические характеристики

Класс и группа	
Условный проход	
Рабочая среда	
Расчетное и рабочее давление, МПа	
Расчетная и рабочая температура, ^{0} С	
Привод	
Номер чертежа привода	
Исполнение привода	
Заводской номер привода	
Номинальный крутящий момент	
Передаточное число	

Т 3	Результаты гидроиспытаний

Давление гидравлических испытаний, МПа (кгс/см^2)	Температура гидравлических испытаний, ($^\circ$C)

Давление, при котором производится осмотр, МПа (кгс/см^2)	Протечки, см^3/мин.	Номер акта,дата испытания

Т 4	Сведения об основных частях и крепеже изделия

Наименование деталей	Основной металл		Данные	о сварке (наплавке)			Сведения о термообра
	марка	стандарт, ТУ	способ выполнения соединения	вид сварки	электроды (тип, марка, стандарт, ТУ)	методы и объем контроля сварки	

Примечание: 1. В таблицу вносятся детали, нагруженные давлением (корп
запорный орган, шток, диски, сильфон).
2. Сведения о термообработке даются для арматуры 1 контура

Заключение

Арматура изготовлена в полном соответствии с "Правилами устройства и безопасной эксплуатации оборудования АЭС" и техническими условиями.

Арматура признана годной для работы при рабочих параметрах.

Расчет на прочность №_____ выполнен в соответствии с "Правилами расчета на прочность для АЭС".

Главный инженер завода-изготовителя _____
(подпись, дата)

Начальник ОТК завода _____
(подпись, дата)

Т 5	Данные о местонахождении арматуры

Наименование предприятия-владельца	
Местонахождение арматуры на предприятии	
Контур, система	
Дата установки	

Т 6	Данные о лицах, ответственных за исправное состояние и безопасную эксплуатацию

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

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

Т 7	Результаты осмотров и ремонт

Дата осмотра	Результаты осмотра, вид ремонта	Срок след. осмотра	Подпись отв. лица

Дата осмотра	Результаты осмотра, вид ремонта	Срок след. осмотра	Подпись отв. лица

Регистрация _____
наименование арматуры,

_____ зарегистрирован _____

за № _____ в _____

_____
регистрирующий орган

В паспорте пронумеровано _____ страниц и

прошнуровано всего _____ листов,

в том числе чертежей на _____ листах.

_____
должность регистрирующего лица

Подпись _____ Дата _____

Приложение 6
(обязательное)

ПАСПОРТ ТРУБОПРОВОДА

Настоящее приложение устанавливает форму паспорта трубопровода.

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

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

3. Паспорт трубопровода составляется предприятием-владельцем трубопроводов.

Обязательными документами, которые представляются вместе с паспортом, являются:

1) комплект схем и чертежей трубопровода, которые должны давать возможность контроля соответствия трубопровода требованиям проекта, оснащения арматурой и контрольно-измерительными приборами, расположения сварных соединений и опор*;

2) свидетельство об изготовлении элементов трубопровода, составляемое предприятием-изготовителем согласно Приложению 12;

3) свидетельство о монтаже трубопроводов, составляемое монтажной организацией согласно Приложению 13;

4) паспорта (сертификаты, аттестаты) трубопроводной арматуры;

5) расчет на прочность или выписка** из него с указанием обозначения расчета;

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

7) документация по отклонениям от проектной (конструкторской) документации.

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

5. Паспорта вместе с приложениями и результатами контроля трубопроводов должны храниться на предприятии-владельце в течение всего срока эксплуатации.

6. Подлинники сертификатов и протоколы результатов контроля должны храниться на предприятии, проводившем этот контроль, или на предприятии-владельце трубопровода в течении всего срока службы трубопровода.

7. Объем паспорта и объем свидетельств допускается сократить за счет исключения сведений, не относящихся к данному трубопроводу, по согласованию с проектной организацией.

8. В паспорта и свидетельства трубопроводов могут быть внесены дополнительные сведения по требованию органов Госатомнадзора РФ.

---

* Комплект чертежей устанавливается проектной (конструкторской) организацией.

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

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

Паспорт трубопровода

_____

(наименование)

Регистрационный № _____

АЭУ "_____"

Примечание: регистрационный номер присваивается местным органом Госатомнадзора или предприятием-владельцем.

Содержание паспорта трубопровода _____

(наименование)

	Разделы паспорта	
	Наименование раздела	Номер страницы

Перечень документов, прилагаемых к паспорту трубопровода

(наименование)

	Документация

Наименование документа	Обозначение документа, регистрац. номер	Кол-во листов

Т 1	Общие данные

Наименование, адрес предприятия-владельца	
Наименование, адрес предприятия-изготовителя	
Наименование монтажной организации	
Обозначение свидетельств об изготовлении деталей и сборочных единиц	
Год изготовления	
Обозначение свидетельства о монтаже	
Обозначение чертежа	
Назначение	
Группа	

Т 2	Технические характеристики

Наименование рабочей среды	
Температура рабочей среды, ^{0}C	
Рабочее давление, МПа (кГс/см ^{2})	
Давление гидро- (пневмо) испытаний, МПа (кГс/см ^{2})	
Минимальная температура стенки при испытаниях, ^{0}C	
Испытательная среда и продолжительность испытания, мин	
Срок службы, час. (лет)	

Т 3	Данные о трубах

Номинальный наружный диаметр, толщина стенки, мм	Обозначение участка на схеме	Протяженность участка, м

Т 4	Данные о запорной арматуре

Тип, наименование	Кол.	Ду	Обозначение паспорта (сертификата)	Место установки по схеме

На основании проведенных испытаний удостоверяется нижеследующее:

1. Трубопровод изготовлен и смонтирован согласно технической документации:

_____

_____

наименование и обозначение технической документации

_____

2. Трубопровод подвергался и выдержал гидравлическое (пневматическое) испытание при условиях, указанных в настоящем паспорте.

3. Трубопровод предназначен для работы с параметрами, указанными в настоящем паспорте.

4. Настоящий паспорт содержит _____ листов.

Директор или главный инженер предприятия-владельца

_____

подпись, печать

Дата _____

Т 5	Данные о лицах, ответственных за исправное состояние и безопасную эксплуатацию

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

Т 6	Результаты технического освидетельствования

Т 6.1	Результаты осмотров

Дата и номер акта осмотра	Результаты осмотра	Срок след. осмотра	Подпись отв. лица

Примечание: техническое освидетельствование включает измерения и осмо
в доступных местах внешней и внутренней поверхностей и гидро(пневм
испытания.

Т 6.2	Результаты гидро (пневмо) испытаний

Дата, обозначение протокола испытаний	Испытат. среда	Давление испытания МПа (кГс/см^2)	Время выдержки, мин.	Мин. температура стенки, ^{0}C	Срок следующ. испытания	Подпись ответств. лица

Т 7	Результаты контроля за состоянием металла в процессе эксплуатации

Дата контроля, обозначение документа	Результаты контроля	Срок следующ. контроля	Подпись отв. лица

Т 8	Данные о ремонте и реконструкции трубопровода

Дата	Перечень проведенных работ	Подпись отв. лица

Регистрация трубопровода

Трубопровод зарегистрирован за № _____ в _____

_____

регистрирующий орган

В паспорте пронумеровано _____ страниц

и прошнуровано всего _____ листов,

в том числе чертежей (схем) на _____ листах.

_____

должность регистрирующего лица

Подпись _____ Дата _____

Приложение 7

Перечень материалов (полуфабрикатов), допускаемых для использования при изготовлении, ремонте и модернизации элементов оборудования и трубопроводов групп 1,2 и 3 установок "Руслан" и ЛФ-2.

Тип материала	Марка материала	Стандарт или технические условия на материалы	Стандарт или технические условия на полуфабрикат или изделие						Максимальная допустимая температура применения, °С
			Вид полуфабриката или изделия						
			листы	трубы	поковки	крепежные изделия	сортовой прокат	отливки	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Стали углеродистые	Ст3сп5	ГОСТ 380-88	ГОСТ 14637-79 ГОСТ 16523-70	ГОСТ 10706-76 (для кл. гр. 3,4)	ГОСТ 8479-70		ГОСТ 535-88		350
	10	ГОСТ 1050-88	ГОСТ 1577-81	ТУ 14-3-190-82 (для кл. гр. 3,4)	ГОСТ 8479-70				350
	15	ГОСТ 1050-88	ГОСТ 1577-81		ГОСТ 8479-70				350
	15Л	ГОСТ 977-88 ТУ 5.961-11151-80						ГОСТ 977-88 ТУ 5.961-11151-80	350
	20	ГОСТ 1050-88 ТУ 108.11.902-87 ТУ 14-3-808-78 ТУ 14-3-460-75 ОСТ 108.030.113-87 ТУ 14-1-3987-85	ГОСТ 1577-81 ТУ 108.11.902-87	ТУ 14-3-190-82 ТУ 95.499-83 (Tmax = 200 °С) ТУ 14-3-808-78 ТУ 14-3-460-75	ГОСТ 8479-70 ТУ 108-11-596-81 ОСТ 108.030.113-87	ГОСТ 20700-75 (для кл. гр. 3)	ГОСТ 1050-88 ОСТ 3-1686-80 ТУ 14-1-3987-85		350
	20Л	ГОСТ 977-88 ТУ 5.961-11151-80						ГОСТ 977-88 ТУ 5.961-11151-80	350
	22 К	ТУ 302.02.092-90	ТУ 302.02.092-90 (2-5 гр. заготовок)		ТУ 302.02.092-90 (2-5 гр. заготовок)				350

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Стали углеродистые		ТУ 108-11-543-80 ГОСТ 5520-79	ТУ 108.11.906-87 ТУ 108-11-543-80 (2-5 гр. заготовок) ГОСТ 5520-79		ТУ 108-11-543-80 (2-5 гр. заготовок) ГОСТ 8479-70 (Гр. 4, 5 с обязательным выполнением УЗК)				
	22К -ВД 22К -Ш	ТУ 302.02.092-90 ТУ 108-11-543-80	ТУ 302.02.092-90 (2-5 гр. заготовок) ТУ 108.11.906-87 ТУ 108-11-543-80 (2-5 гр. заготовок)		ТУ 302.02.092-90 (2-5 гр. заготовок) ТУ 108-11-543-80 (2-5 гр. заготовок)				350
	22К + 08Х18Н10Т	ТУ 108.1184-83	ТУ 108.1184-83 ТУ 108.11.906-87						350
	22К (плакированная)	ТУ 108-11-543-80 ТУ 302.02.092-90	ТУ 108.1152-82						350
	25	ГОСТ 1050-88			ГОСТ 8479-70 ОСТ 3.1686-90 (Гр. 4,5 с обязательным выполнением УЗК)		ГОСТ 1050-88 ОСТ 3.1686-90 (Гр. 4,5 с обязательным выполнением УЗК)		350
	25Л	ГОСТ 977-88 ТУ 5.961-11151-80 ОСТ 108.961.03-80						ГОСТ 977-88 ТУ 5.961-11151-80 ТУ 108.671-84	350
	30	ГОСТ 1050-88			ГОСТ 8479-70 ОСТ 3.1686-90 (Гр. 4,5 с обязательным выполнением УЗК)	ГОСТ 20700-75 (для кл. гр. 3)	ГОСТ 1050-88 ОСТ 3.1686-90 (Гр. 4,5 с обязательным выполнением УЗК)		350
	35	ГОСТ 1050-88			ГОСТ 8479-70 ОСТ 3.1686-90 (Гр. 4,5 с обязательным выполнением УЗК)	ГОСТ 20700-75 (для кл. гр. 3) ГОСТ 23304-78	ГОСТ 1050-88		350
	40	ГОСТ 1050-88			ГОСТ 8479-70	ГОСТ 20700-75 (для кл. гр. 3)	ГОСТ 1050-88		350

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Стали углеродистые	45	ГОСТ 1050-88			ОСТ 3.1686-90 (Гр. 4,5 с обязательным выполнением УЗК) ГОСТ 8479-70 (Гр. 4,5 с обязательным выполнением УЗК)	ГОСТ 20700-75 (для кл. гр. 3) ГОСТ 23304-78	ОСТ 3.1686-90 (Гр. 4,5 с обязательным выполнением УЗК) ГОСТ 1050-88		350
Стали кремне-марганцовистые	09Г2С	ГОСТ 19281-89	ГОСТ 5520-79 ГОСТ 19282-73						450
	13ГС, 13Г1С-У	ТУ 14-1-3636-83							400
	15ГС	ТУ 108.1268-84 ТУ 14-3-460-75 ТУ 14-3-420-75 ОСТ 108.030.113-87	ТУ 108.1268-84	ТУ 14-3-460-75 ТУ 14-3-420-75	ТУ 108.1267-84 ОСТ 108.030.113-87				400
	16ГС	ГОСТ 19281-89 ОСТ 108.030.113-87	ГОСТ 5520-79 ГОСТ 19281-89	ТУ 95.499-83 ТУ 3-923-75	ОСТ 108.030.113-87				400
	17ГС, 17Г1С, 17Г1С-У	ГОСТ 19281-89 ТУ 14-1-1921-76 ТУ 14-1-1950-89 ТУ 14-1-4248 ТУ 14-15-25691		ГОСТ 20295-85 ТУ 14-3-620 ТУ 14-3-954 ТУ 14-3-1138 ТУ 14-3-1160					400
Стали легированные	20Х	ГОСТ 4543-71			ГОСТ 8479-70 ОСТ 3-1686-90 (Гр. 4,5 с обязательным выполнением УЗК)				500
	30Х	ГОСТ 4543-71				ГОСТ 23304-78			500
	35Х	ГОСТ 4543-71			ГОСТ 8479-70	ГОСТ 20700-75 (для кл. гр. 3)			500

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Стали легиро-ванные					ОСТ 3.1686-90 (Гр. 4,5 с обязательным выполнением УЗК)	ГОСТ 23304-78			
	40Х	ГОСТ 4543-71			ГОСТ 8479-70 ОСТ 3.1686-90 (Гр. 4,5 с обязательным выполнением УЗК)	ГОСТ 20700-75 (для кл. гр. 3) ГОСТ 23304-78			500
	45Х	ГОСТ 4543-71			ГОСТ 8479-70	ГОСТ 23304-78	ГОСТ 4543-71		500
	30ХМ	ГОСТ 4543-71					ГОСТ 4543-71		500
	30ХМА	ГОСТ 4543-71 ГОСТ 8479-70				ГОСТ 20700-75 (для кл. гр. 3) ГОСТ 23304-78			500
	30ХГСА	ГОСТ 4543-71	ГОСТ 1542-71 ГОСТ 11269-76						450
	25Х1МФ	ГОСТ 20072-74 ТУ 14-1-552-72				ГОСТ 23304-78 ГОСТ 20700-75 (для кл. гр. 3)	ГОСТ 20072-74 ТУ 108.11.853-87 ТУ 14-1-552-72		500
	25Х2М1Ф	ГОСТ 20072-74 ТУ 14-1-552-72				ГОСТ 20700-75 (для кл. гр. 3)	ТУ 14-1-552-72		500
	38ХН3МФА	ГОСТ 4543-71	ТУ 108.11.906-87		ОСТ 3.1686-90 (Гр. 4,5 с обязательным выполнением УЗК)	ГОСТ 23304-78	ГОСТ 4543-71 ТУ 108.11.853-87		500
Стали высоко-хро-мистые	08Х13	ГОСТ 5632-72	ГОСТ 7350-77 ГОСТ 5582-75	ГОСТ 9940-81 (для кл. гр. 3 с обязательным выполнением УЗК) ГОСТ 9941-81 (для кл. гр. 3 с обязательным выполнением УЗК)					300

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Стали высоко-хро-мистые	12Х13	ГОСТ 5632-72			ГОСТ 25054-81 (поковки гр. 4, 4к, 5 и 5к с обязательным выполнением УЗК для кл. гр. 2) ОСТ 95-10-72 (IV и V группы, без п. 2.13)		ГОСТ 5949-75		300
	20Х13	ГОСТ 5632-72	ГОСТ 7350-77 ГОСТ 5582-75		ГОСТ 25054-81 (поковки гр. 4, 4к, 5 и 5к с обязательным выполнением УЗК для кл. гр. 2) ОСТ 95-10-72 (IV и V группы, без п. 2.13)	ГОСТ 23304-78 ГОСТ 20700-75 (для кл. гр. 3)	ГОСТ 5949-75 ТУ 108.11.853-87		300
	30Х13	ГОСТ 5632-72 ТУ 14-1-2186-77	ГОСТ 5582-75 ТУ 14-1-2186-77		ГОСТ 25054-81 (поковки гр. 4, 4к, 5 и 5к с обязательным выполнением УЗК для кл. гр. 2) ОСТ 95-10-72 (IV и V группы, без п. 2.13)		ГОСТ 5949-75 ТУ 108.11.853-87		300
	14Х17Н2	ГОСТ 5632-72			ГОСТ 25054-81 (поковки гр. 4, 4к, 5 и 5к с обязательным выполнением УЗК для кл. гр. 2) ОСТ 95-10-72 (IV и V группы, без п. 2.13)		ГОСТ 5949-75 ТУ 108.11.853-87		350
	06Х12Н3Д	ТУ 108-1425-86			ТУ 108-1425-86				350
	07Х16Н4Б	ТУ 14-1-3570-83			ТУ 14-1-3570-83				350
	07Х16Н4Б-Ш	ГОСТ 23304-78 ТУ 14-1-3573-83				ГОСТ 23304-78	ТУ 14-1-3573-88 ТУ 108.11.853-87	ТУ 26-07-1367-85	350

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Коррозионно-стойкие стали аустенитного класса	08Х18Н10Т	ГОСТ 5632-72 ТУ 14-1-2583-78	ГОСТ 5582-75 ГОСТ 7350-77 ОСТ 108.109.01-92 ТУ 14-1-2542-78 ТУ 14-1-3199-88 ТУ 108.11.930-80 ОСТ 95-29-72 (с обязательным выполнением УЗК для кл. гр 1) ТУ 14-1-394-72 (с обязательным выполнением УЗК для кл. гр 1)	ГОСТ 9940-81 (для кл. гр. 2,3,4) ГОСТ 9941-81 (для кл. гр. 2,3,4) ОСТ 95-29-72 (с обязательным выполнением УЗК для кл. гр. 1) ТУ 3-316-87 ТУ 95.349-91 ТУ 14-3-1109-82 ТУ 14-3-1490-87	ОСТ 108.109.01-92 ОСТ 95-29-72 (с обязательным выполнением УЗК для кл. гр. 1) ГОСТ 25054-81 (поковки гр. 4,4к,5 и 5к с обязательным выполнением УЗК для кл. гр. 1)	ГОСТ 20700-75 (для кл. гр. 3) ГОСТ 23304-78	ГОСТ 5949-75 ОСТ 95-29-72 (с обязательным выполнением УЗК для кл. гр. 1)		600
	08Х18Н10Т	ГОСТ 24030-80 ТУ 14-3-197-89 ТУ 14-3-935-80 ТУ 21-4-83 ТУ 108-713-77 ТУ 108-668-86		ГОСТ 24030-80 (для кл. гр. 1) ТУ 14-3-197-89 ТУ 14-3-935-80 (для кл. гр. 3 и 4) ТУ 21-4-83 ТУ 108-713-77	 ТУ 108-668-86				600 600
	08Х18Н10Т-ВД	ГОСТ 5632-72 ТУ 14-1-632-75					ТУ 14-1-2787-79		600
	08Х18Н12Т	ГОСТ 5632-72 ТУ 14-3-197-89 ТУ 14-3-1109-82	ГОСТ 5582-75 ГОСТ 7350-77 ТУ 14-1-394-72 (с обязательным выполнением УЗК для кл. гр. 1,2)	ГОСТ 9940-81 (для кл. гр. 2,3,4) ГОСТ 9941-81 (для кл. гр. 2,3,4) ТУ 3-316-87 ТУ 14-3-197-89 ТУ 14-3-1109-82					600
	12Х18Н10Т	ГОСТ 5632-72	ГОСТ 5582-75 ГОСТ 7350-77	ГОСТ 9940-81 (для кл. гр. 2,3,4) ГОСТ 9941-81 (для кл. гр. 2,3,4)	ОСТ 108.109.01-92 ОСТ 95-29-72 (с обязательным выполнением УЗК для кл. гр. 1)	ГОСТ 20700-75 (для кл. гр. 3) ГОСТ 23304-78	ГОСТ 5949-75 ОСТ 95-29-72 (с обязательным выполнением УЗК для кл. гр. 1)		600

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Коррозионно-стойкие стали аустенитного класса			ОСТ 108.109.01-92 ТУ 14-1-2542-78 ТУ 14-1-3199-81 ОСТ 95-29-72 (с обязательным выполнением УЗК для кл. гр. 1)	ТУ 14-3-1109-82 ОСТ 95-29-72 (с обязательным выполнением УЗК для кл. гр. 1)	ГОСТ 25054-81 (поковки гр. 4, 4к, 5 и 5к с обязательным выполнением УЗК для кл. гр. 1)				
	12Х18Н9Т	ГОСТ 5632-72	ГОСТ 7350-77		ОСТ 95-29-72 (с обязательным выполнением УЗК для кл. гр. 1)		ГОСТ 5949-75 ОСТ 95-29-72 с обязательным выполнением УЗК для кл. гр. 1)		600
	12Х18Н12Т	ГОСТ 5632-72 ТУ 14-3-460-75	ГОСТ 7350-77 ГОСТ 5582-75 ТУ 14-1-394-72 с обязательным выполнением УЗК для кл. гр. 1)	ГОСТ 9940-81 (для кл. гр. 2,3,4) ГОСТ 9941-81 (для кл. гр. 2,3,4) ОСТ 95-29-72 с обязательным выполнением УЗК для кл., гр. 1) ТУ 14-3-1109-82 ТУ 14-3-460-75	ОСТ 95-29-72 (с обязательным выполнением УЗК для кл. гр. 1)		ГОСТ 5949-75 ОСТ 95-29-72 с обязательным выполнением УЗК для кл. гр. 1)		600
	12Х18Н9ТЛ	ГОСТ 977-88						ГОСТ 977-88	600
	12Х18Н12М3ТЛ	ТУ 5.961-11151-80						ТУ 5.961-11151-80	600
	10Х17Н13М2Т	ГОСТ 5632-72	ГОСТ 5582-75 ГОСТ 7350-77	ГОСТ 9940-81 (для кл. гр. 2,3,4) ГОСТ 9941-81 (для кл. гр. 2,3,4)	ОСТ 95-29-72 (с обязательным выполнением УЗК для кл. гр. 1)		ОСТ 95-29-72 с обязательным выполнением УЗК для кл. гр. 1)		600
Железо-никелие-вые стали	ХН35ВТ	ГОСТ 5632-72 ТУ 14-1-272-72				ГОСТ 23304-78 ГОСТ 20700-75 (для кл. гр. 3)	ТУ 14-1-272-72 ТУ 108.11.853-87		600
Чугуны	СЧ 15-32	ГОСТ 1412-85						ГОСТ 1412-85	<100

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Чугуны	СЧ 18-36	ГОСТ 1412-85						ГОСТ 1412-85	<100
	СЧ 21-40	ГОСТ 1412-85						ГОСТ 1412-85	<100

ПРИМЕЧАНИЯ:

1. Конструкторская (проектная) организация по согласованию с Главным конструктором установки и Госатомнадзором РФ может использовать другие, не указанные в Приложении 7 стандарты и технические условия на поставку материалов (полуфабрикатов), марки которых приведены в Приложении, при условии, что механические свойства, объем контроля и нормы оценки показателей контроля по этим стандартам и техническим условиям обеспечивают качество материала (полуфабриката) на том же или большем уровне, что и стандарты и технические условия, указанные в Приложении 7.
2. Использование чугунной трубопроводной арматуры допускается только в системе аварийного расхолаживания установки ЛФ-2, относящейся к группе 3, с параметрами рабочей среды $P_{раб.} \leqslant 0{,}5$ МПа, $T_{раб.} \leqslant 35\ ^{0}$ С, при этом трубопроводную арматуру общепромышленного назначения выбирать на $P_{у} \geqslant 1{,}6$ МПа, $T_{расч.} \geqslant 100\ ^{0}$С.
3. Использование изделий и полуфабрикатов из сталей марок 13ГС, 13Г1С-У, 17ГС, 17Г1С, 17Г1С-У допускается при замене и ремонте трубопроводов группы 3 с параметрами рабочей среды $P_{раб.} < 1{,}6$ МПа, $T_{раб} \leqslant 100\ ^{0}$С.
4. Сокращения "кл. гр. 1, 2, 3, 4" обозначают классификационные группы оборудования и трубопроводов в соответствии с п. п. 1.1.5., 1.1.6., 1.1.7., 1.1.8. ПБЭР-01-96.

Приложение 8
(обязательное)

УТВЕРЖДАЮ:
Главный инженер подразделения
"____"_____199 г.

Подразделение (цех) _____.

АКТ №_____

приемки-оборудования и трубопроводов из ремонта

Комиссия в составе:

председателя_____

и членов комиссии _____

_____

произвела приемку работ по _____
(указать вид ремонта)

_____

выполненных в период с "_____"_____199 г.

по "____"_____199 г.

1. Техническая характеристика выполненных работ _____

_____

_____

_____

_____

_____

_____

_____

_____

2. Комиссии представлены следующие документы, характеризующие качество материалов, характер производства и выполнения работ _____

_____

_____

_____

_____

_____

Ремонт и испытания _____
(указать наименование оборудования)

_____

проведены в соответствии _____
(указать №№ ТУ, чертежей, техпроцесса)

_____

_____

_____

_____

3. Замечания по выполненным работам _____

_____

_____

_____

_____

_____

4. Комиссия постановила _____

_____

_____

_____

Председатель комиссии _____

Члены: 1. _____

2. _____

3. _____

4. _____

Приложение 9
(обязательное)

ОБЪЕКТ

АКТ

_____№_____

обследования дефектного узла (аварийного выхода оборудования)

УТВЕРЖДАЮ:
Главный инженер объединения

_____

"____"_____199 г.

Составлен комиссией в составе:

Председатель _____
(должность, инициалы, фамилия)

Члены комиссии: 1. _____

2. _____

(Примерное содержание текста акта)

В период с _____ по _____ комиссия провела обследование дефектного узла _____

1. Дата аварии или обнаружения дефекта.
2. Наименование узла.
3. Номер сборочного чертежа.
4. Марка стали.
5. Срок службы узла до обнаружения дефекта.
6. Условия эксплуатации: среда, давление, температура, число температурных циклов и циклов нагружения, имевших место на данном узле (указать амплитуду колебаний температуры и напряжений), вибрация и т. д.

Примечание. Отметить особые условия и временные отклонения от нормальных режимов на величину, влияющую на эксплуатационную надежность узла.

7. Оценка общего состояния поверхности контролируемого металла.
8. Место расположения, тип (трещины, свищи и т. п.), величина (протяженность, раскрытие, глубина) и конфигурация дефекта.
9. Методы, применяемые при обследовании.
10. Фотография, слепок или чертеж дефекта.
11. Результаты металлографического анализа.
13. Номера протоколов и заключений.
14. Причины разрушения металла.
15. Случаи повреждения этого или аналогичного узла ранее.
16. Мероприятия по ликвидации дефекта и предотвращению подобных повреждений при дальнейшей эксплуатации.
17. Заключение о необходимости срочного ремонта дефектного оборудования на текущем ППР с указанием объемов ремонта или возможности оставления оборудования в эксплуатации до следующего ППР.

Председатель _____
(должность, расшифровка подписи)

Члены комиссии: 1. _____

2. _____

3. _____

СОГЛАСОВАНО:

Главный инженер подразделения

Главный механик подразделения

Приложение 10
Форма заявления

Бланк предприятия

Начальнику
Озерской инспекции
Госатомнадзора России

_____
Ф., и., о.

ЗАЯВЛЕНИЕ

_____
(наименование предприятия)

просит выдать частное разрешение на право проведения ____

_____

_____

_____

_____

_____

_____

_____

_____

_____

_____

_____

Приложение: _____

_____

_____

_____

_____

_____

_____

_____

_____

Директор (гл. инж.) подразделения: _____
(личная подпись)

_____
(расшифровка подписи)

Печать предприятия

Приложение 11

А К Т №_____
гидравлических испытаний

Составлен комиссией в составе:

*Председатель*_____

Члены комиссии _____

_____

_____

1. Установка _____
2. Система (элемент системы) _____
_____
3. Причина испытаний _____
_____
4. Расчетное (рабочее) давление _____МПа.
5. Расчетная температура _____° С.
6. Давление испытания _____ МПа.
7. Температура испытаний _____° С.
8. Испытательная среда _____
_____
9. Время выдержки при давлении испытания _____
_____мин.
10. Давление при осмотре _____МПа.
11. Номер рабочей (производственной)программы _____
_____

12. Результат испытаний _____
_____
_____
_____

Председатель комиссии _____

Члены: 1. _____

2. _____

3. _____

4. _____

Приложение 12
(обязательное)

Разрешение на изготовление № _____
от _____ выдано _____
Управлением _____
_____

СВИДЕТЕЛЬСТВО №_____

об изготовлении деталей и сборочных единиц трубопровода

Наименование предприятия-изготовителя и его адрес _____
_____
Наименование трубопровода по назначению _____
_____
Заказ № _____
Год изготовления _____
Рабочая среда _____
Расчетное давление, МПа (кгс/см²) _____
Расчетная температура, °С _____
Группа _____

Т 1	Данные о трубах

Наименование деталей и сборочных единиц	Обозначение чертежа (схемы) или позиция	Количество	Марка материала	Номинальный наружный диаметр и толщина стенки трубы, мм	Обозначение стандарта или технических условий	Номер партии и плавки *	Обозначение (номер) и дата сертификата *

* Заполняется для труб из сталей аустенитного класса с наружным диаметром 57 мм и выше и для труб из сталей других структурных классов наружным диаметром 108 мм и выше, работающих под давлением 3,93 МПа (40 кгс/см²) и более.

Для труб систем группы 2 указанных типоразмеров дополнительно представляются данные контроля качества металла (сертификаты) в объеме, предусмотренном стандартами или техническими условиями.

Т 2	Данные о фасованных частях (литых, сварных, штампованных, кованных или из листа)

Наименование	Обозначение чертежа или позиции	Условный проход, мм	Расчетная температура, ^{0}C	Расчетное давление, МПа (кгс/см ^{2})	Материалы *	
					марка	обозначение стандарта или технических условий

* Для труб систем группы 2 из сталей аустенитного класса с наружным диаметром 57 мм и выше и из сталей других структурных классов с наружным диаметром 108 мм и выше, работающих под давлением 3,93 МПа (40 кгс/см^2) и более, дополнительно представляются данные контроля качества металла (сертификаты) в объеме, предусмотренном технической документацией.

Т 3	Данные о крепежных материалах

Наименование	Размеры	Количество	Обозначение стандарта или технических условий	Материалы	
				марка	обозначение стандарта или технических условий

Т 4 — Данные об арматуре *

Наименование арматуры, тип	Обозначение стандарта или технических условий	Количество	Заводской номер	Условный проход, мм	Расчетные параметры		Материал корпуса		Обозначение паспорта (сертификата, паспорта)	Место установки
					давление, МПа (кгс/см²)	температура, °С	марка	обозначение стандарта или технических условий		

* Указывается для арматуры, установленной предприятием-изготовителем на деталях и сборочных единицах трубопровода.

Т 5 — Данные о сварных соединениях

Наименование соединяемых деталей и сборочных единиц	Обозначение сварного соединения по схеме или чертежу	Категория сварного соединения	Клеймо (обозначение) сварщика	Способ сварки	Сварочные материалы		Данные о неразрушающем контроле			Обозначение (номер) и дата протокола контроля
					марка	обозначение стандарта или технических условий	метод контроля	объем контроля	результаты контроля	

Т 6	Результаты гидравлических испытаний

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

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Детали (сборочные единицы) трубопровода _____

_____
(наименование трубопровода)

_____
(перечень деталей и сборочных единиц)

изготовлены в соответствии с требованиями ПБЭР-96, стандартов и технической документации.

_____

_____
(обозначение и наименование документов)

2. Детали (сборочные единицы) трубопровода признаны годными к эксплуатации при расчетных параметрах.

Директор или главный инженер предприятия-изготовителя

_____
(подпись, печать)

Начальник отдела технического контроля качества

_____
(подпись, печать)

Дата _____

Приложение 13
(обязательное)

Разрешение на монтаж № _____
от _____19 г. выдано _____
Управлением _____
_____

СВИДЕТЕЛЬСТВО №_____

о монтаже трубопровода АЭУ

Наименование монтажной организации _____
_____

Наименование предприятия-владельца и его адрес _____
_____

Наименование трубопровода по назначению _____
_____

Обозначение чертежа _____

Рабочая среда _____

Рабочее давление, МПа (кгс/см²) _____

Расчетная температура, °С _____

Группа _____

Т 1	Данные о трубах *

Наименование	Обозначение позиции по схеме (чертежу)	Количество	Марка материала	Номинальный наружный диаметр и толщина стенки трубы, мм	Обозначение стандарта или технических условий	Номер партии и плавки**	Обозначение (номер) и дата сертификата**

* Указываются только для труб, данные о которых не включены в "Свидетельство об изготовлении деталей и сборочных единиц трубопроводов".

** Заполняется для труб из сталей аустенитного класса с наружным диаметром 57 мм и выше и для труб из сталей других структурных классов наружным диаметром 108 мм и выше, работающих под давлением 3,93 МПа (40 кгс/см²) и более.

Для труб систем группы 2, указанных типоразмеров дополнительно, представляются данные контроля качества металла (сертификаты) в объеме, предусмотренном стандартами или техническими условиями.

Т 2	Данные о фасованных частях (литых, сварных, штампованных, кованных из листа)

Наименование	Обозначение чертежа или позиции	Условный проход, мм	Температура рабочей среды, °С	Расчетное давление, МПа (кгс/см^2)	Материалы*	
					марка	обозначение стандарта или технических условий

* Для труб систем группы 2 из сталей аустенитного класса с наружным диаметром 57 мм и выше и из сталей других структурных классов с наружным диаметром 108 мм и выше, работающих под давлением 3,93 МПа (40 кгс/см^2) и более, дополнительно представляются данные контроля качества металла (сертификаты) в объеме, предусмотренном технической документацией.

Т 3	Данные о крепежных материалах

Наименование	Размеры	Количество	Обозначение стандарта или технических условий	Материалы	
				марка	обозначение стандарта или технических условий

Т 4 | Данные об арматуре*

Наименование арматуры, тип	Обозначение стандарта или технических условий	Количество	Заводской номер	Условный проход, мм	Рабочее давление, МПа (кгс/м²)	Температура теплоносителя, °С	Расчетные параметры: давление, МПа (кгс/см²)	Расчетные параметры: температура, °С	Материал корпуса: марка	Материал корпуса: обозначение стандарта или технических условий	Обозначение (номер) паспорта (сертификата, аттестата)	Место установки по схеме (чертежу)	Дата установки	Подпись ответственного лица

Указываются только для арматуры, установленной при монтаже рубопровода.

Т 5 | Данные о сварных соединениях*

Наименование соединяемых элементов	Обозначение сварного соединения по схеме	Категория сварного соединения	Клеймо (обозначение) сварщика	Способ сварки	Сварочные материалы: марка	Сварочные материалы: обозначение стандарта или технических условий	Данные о неразрушающем контроле сварных соединений: метод контроля	Данные о неразрушающем контроле сварных соединений: объем контроля	Данные о неразрушающем контроле сварных соединений: результаты контроля	Обозначение (номер) и дата протокола контроля

* Указываются только для сварных соединений, выполненных при монтаже.

Т 6	Результаты гидравлических (пневматических) испытаний

Наименование деталей и сборочных единиц	Испытательная среда	Давление гидравлических испытаний, МПа (кгс/см ^{2})	Продолжительность выдержки, мин	Минимальная температура стенки, °С	Результаты испытаний	Дата и обозначение протокола испытаний

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Трубопровод _____

_____
(наименование трубопровода по назначению)

изготовлен и смонтирован в соответствии с требованиями "Правил устройства и безопасной эксплуатации оборудования и трубопроводов атомных энергетических установок",

стандартов и технических условий _____

_____
(обозначение и наименование документов)

и согласно проекту _____, разработанному _____
(обозначение чертежа)

_____
(наименование проектной организации)

из сборочных единиц, изготовленных _____

_____
(наименование предприятия-изготовителя)

_____

2. Трубопровод подвергался и выдержал гидравлическое (пневматическое) испытание согласно требованиям Правил и технических условий _____
(обозначение технических условий)

_____

3. Трубопровод признан годным к эксплуатации при давлении,

МПа(кгс/см^2) _____ и температуре, °С _____

Руководитель монтажной организации

_____
(подпись, печать)

Дата _____

Приложение 14
(обязательное)

Разрешение на монтаж № _____
от _____19 г. выдано _____
Управлением _____
_____

СВИДЕТЕЛЬСТВО №_____
о монтаже (доизготовлении) сосуда

Наименование монтажной (изготовливающей) организации ___
_____

Наименование предприятия-владельца и его адрес _____
_____

Наименование (назначение) сосуда _____
Заводской номер _____
Год изготовления _____
Обозначение чертежа _____
Рабочая среда _____
Рабочее давление, МПа (кгс/см²) _____
Расчетная температура, °С _____
Группа оборудования _____

Т 1	Данные о крепежных деталях

Наименование	Размеры	Количество	Обозначение стандарта или технических условий	Материал	
				марка	обозначение стандарта или технических условий

Т 2 Данные об основных элементах сосуда и материалах

Наименование элемента	Обозначение чертежа элемента и/или позиции	Размеры (диаметр, толщина, длина), мм	Марка материала и вид заготовки	Обозначение стандарта или технических условий	Номер плавки	Номер партии или полуфабриката	Обозначение (номер) и дата сертификата	Стойкость против межкристаллитной коррозии	Данные о неразрушающем контроле			Обозначение и дата документа о контроле
									метод контроля	объем контроля	результаты контроля	

Т 4 — Данные об арматуре*

Наименование арматуры, тип	Обозначение стандарта или технических условий	Количество	Заводской номер	Условный проход, мм	Рабочее давление, МПа (кгс/см²)	Температура теплоносителя, °С	Расчетные параметры: давление, МПа (кгс/см²)	Расчетные параметры: температура, °С	Материал корпуса: марка	Материал корпуса: обозначение стандарта или технических условий	Обозначение (номер) паспорта (сертификата, аттестата)	Место установки и дата

Указывается только для арматуры, установленной при монтаже сосуда.

Т 5 — Результаты гидравлических (пневматических) испытаний

Наименование сосуда	Испытательная среда	Давление гидравлических (пневматических) испытаний, МПа (кгс/см²)	Продолжительность выдержки, мин.	Минимальная температура стенки, °С	Результаты испытаний	Дата и обозначение протокола испытаний

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

На основании проведенных проверок и испытаний удостоверяется нижеследующее:

1. _____
(наименование сосуда)

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

_____
(наименование технических условий)

2. _____
(наименование сосуда)

и его элементы подвергались проверке и испытаниям и соответствуют вышеуказанным Правилам и техническим условиям.

3. _____
(наименование сосуда)

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

4. _____
(наименование сосуда)

признан годным для работы с параметрами, указанными в настоящем паспорте.

Руководитель монтажной организации (предприятия-изготовителя)

_____
(подпись, печать)

Дата _____

Начальник отдела технического контроля качества

_____
(подпись, печать)

Дата

СОДЕРЖАНИЕ:

ОСНОВНЫЕ ТЕРМИНЫ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ 2

1. Общие положения
1.1. Назначение правил 5
1.2. Общие требования к документации 6
1.3. Общие требования к персоналу 8
1.4. Ответственность за выполнение Правил 8

2. Эксплуатация оборудования и трубопроводов.
2.1. Общие требования 9
2.2. Эксплуатационная документация 10
2.3. Контроль за состоянием металла оборудования и трубопроводов при эксплуатации 11
2.4. Регистрация и техническое освидетельствование 14
2.5. Гидравлические испытания 18

3. Ремонт, модернизация
3.1. Общие требования 22
3.2. Порядок разработки проектной и конструкторской документации 22
3.3. Конструкции
3.3.1. Общие требования 24
3.3.2. Люки, лючки 25
3.3.3. Крышки и днища 26
3 3.4. Расположение отверстий 27
3.3.5. Трубопроводы 28
3.3.6. Сварные соединения 29
3.4. Материалы 35

4. Изготовление и монтаж.
4.1. Общие требования 37
4.2. Методы изготовления и монтажа 37
4.3 Допуски 38
4.4. Термическая обработка 39
4.5. Контроль качества основных материалов 41

5. Требования по оснащению оборудования и трубопроводов арматурой и контрольно-измерительными приборами 42

6. Контроль за соблюдением Правил 43

7. Расследование аварий, отказов и несчастных случаев 43

8. Заключение 43

ПРИЛОЖЕНИЯ:

1. Перечень оборудования и основных технологических систем установки "Руслан" и их классификация по степени влияния на безопасность 44
2. Перечень оборудования и основных технологических систем установки ЛФ-2 и их классификация по степени влияния на безопасность 53
3. Паспорт сосуда 66
4. Паспорт насоса 79
5. Паспорт на арматуру 87
6. Паспорт трубопровода 97
7. Перечень материалов (полуфабрикатов), допускаемых для использования при изготовлении, ремонте и модернизации элементов оборудования и трубопроводов групп 1, 2 и 3 установок "Руслан" и ЛФ-2 105
8. Акт приемки оборудования и трубопроводов из ремонта 113
9. Акт обследования дефектного узла 114
10. Форма заявления на право проведения ремонтных работ 115
11. Акт гидравлических испытаний 116
12. Свидетельство об изготовлении деталей и сборочных единиц трубопроводов 117
13. Свидетельство о монтаже трубопровода АЭУ 121
14. Свидетельство о монтаже (доизготовлении) сосуда 125

Лист регистрации изменений 130

Лист регистрации изменений

Изм.	Номера листов (страниц)				Всего листов (страниц) в докум.	№ докум.	Входящий № сопроводительного докум. и дата	Подпись	Дата
	измененных	замененных	новых	аннулированных					