

Государственное предприятие
«Национальная атомная энергогенерирующая компания
«Энергоатом»

ДП НАЕК "ЭНЕРГОАТОМ"
ФОНД
НОРМАТИВНЫХ ДОКУМЕНТІВ

**СТАНДАРТ ГОСУДАРСТВЕННОГО ПРЕДПРИЯТИЯ
«НАЦИОНАЛЬНАЯ АТОМНАЯ ЭНЕРГОГЕНЕРИРУЮЩАЯ
КОМПАНИЯ «ЭНЕРГОАТОМ»**

**Обеспечение технической безопасности
ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ К УСТРОЙСТВУ И БЕЗОПАСНОЙ
ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБОРУДОВАНИЯ И ТРУБОПРОВОДОВ АТОМНЫХ
ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ С РЕАКТОРАМИ ВВЭР**

СОУ НАЕК 158:2020

НАЕК
ОБГПНАУ

Киев
2020

ПРЕДИСЛОВИЕ

1 РАЗРАБОТАНО: ОП «Атомремонтсервис» ГП «НАЭК «Энергоатом»

2 РАЗРАБОТЧИКИ: С. Дудкин, И. Касперович, Ю. Соловьев, П. Скляр

3 УТВЕРЖДЕНО: приказ ГП «НАЭК «Энергоатом» от 02.11.2020 № 880

СОГЛАСОВАНО: письмо Госатомрегулирования от 22.10.2020
№ 15-23/11778-12598

4 ДАТА ВВОДА В ДЕЙСТВИЕ: 04.11.2020

5 ВВЕДЕНО ВПЕРВЫЕ

6 ПРОВЕРКА: 04.11.2023

7 КОД КНДК: 3.40

8 ПОДРАЗДЕЛЕНИЕ, ОТВЕТСТВЕННОЕ ЗА СОПРОВОЖДЕНИЕ НД:
исполнительная дирекция по производству и ремонтам

9 МЕСТОНАХОЖДЕНИЕ ОРИГИНАЛА НД: отдел стандартизации департамента по
управлению документацией и стандартизации дирекции по качеству и управлению

10 ДОПОЛНИТЕЛЬНЫЕ СВЕДЕНИЯ: с введением в действие этого стандарта не
применяются в ГП «НАЭК «Энергоатом» технические требования ПНАЭ Г-7-008-89
«Правила устройства и безопасной эксплуатации оборудования и трубопроводов
атомных энергетических установок» в части технических требований

ЛИСТ СОГЛАСОВАНИЯ СОУ НАЕК 158:2020

Обеспечение технической безопасности. Технические требования к устройству и безопасной эксплуатации оборудования и трубопроводов атомных электрических станций с реакторами ВВЭР

Временно исполняющий обязанности первого вице-президента – технического директора


«13» 03 2020

В. Кравец

Генеральный инспектор – директор по безопасности


«13» 03 2020

Д. Билей

Заместитель генерального инспектора – директор по надзору за безопасностью


«13» 03 2020

В. Новиков

Временно исполняющий обязанности исполнительного директора по производству


«03» 03 2020

Т. Ткач

Исполнительный директор по качеству и управлению


«12» 03 2020

С. Бриль

Начальник отдела стандартизации ДУДС ИДКУ


«12» 03 2020

А. Нелепов

Технический директор-главный инженер ОП «Атомремонтсервис»


«02» 03 2020

В. Белов

Заместитель главного инженера по развитию ОП НТЦ


«03» 03 2020

К. Кочкин

ОП ЗАЭС

письмо № 63-86.1/4401
от 26.02.2020

ОП РАЭС

письмо № 3052/081
от 24.02.2020

ОП ЮУАЭС

письмо № 28/4027
от 03.03.2020

ОП ХАЭС

письмо № 44-14-378/2077
от 25.02.2020

ОП АЕМ

письмо № 1312/17
от 28.02.2020





Получено в редакцию в. 7.11.14

СОДЕРЖАНИЕ

1	Область применения.....	1
2	Нормативные ссылки.....	1
3	Термины и определения понятий.....	5
4	Обозначения и сокращения	7
5	Общие положения.....	7
6	Требования к конструкции	13
7	Материалы.....	35
8	Изготовление, монтаж и ремонт.....	37
9	Испытания давлением	46
10	Оснащение арматурой и контрольно-измерительными приборами	54
11	Контроль состояния металла оборудования и трубопроводов при эксплуатации	61
12	Регистрация и техническое освидетельствование.....	61
13	Эксплуатация оборудования и трубопроводов	69
14	Требования по управлению старением и продлению срока эксплуатации оборудования и трубопроводов	72
	Приложение А. Описание и форма паспорта сосуда АЭС	73
	Приложение Б. Сведения, указываемые в паспорте насоса АЭС	91
	Приложение В. Паспорт на арматуру	93
	Приложение Г. Свидетельство об изготовлении деталей и сборочных единиц трубопроводов АЭС.....	95
	Приложение Д. Свидетельство о монтаже трубопроводов АЭС	101
	Приложение Е. Свидетельство о монтаже (доизготовлении) сосуда	108
	Приложение Ж. Описание и форма паспорта трубопровода АЭС	114
	Приложение И. Рекомендации по повышению сопротивления циклической повреждаемости крепежных деталей.....	123
	Приложение К. Перечень материалов (полуфабрикатов), допускаемых для использования при изготовлении оборудования и трубопроводов АЭС	124
	Приложение Л. Требования к применению и аттестации новых материалов.....	137
	Приложение М. Требования к акту обследования дефектного узла.....	142
	Приложение Н. Требования к выписке из заводского сертификата на обследованный дефектный узел	143
	Приложение П. Библиография	144
	Лист регистрации изменений	150

**СТАНДАРТ ГОСУДАРСТВЕННОГО ПРЕДПРИЯТИЯ
«НАЦИОНАЛЬНАЯ АТОМНАЯ ЭНЕРГОГЕНЕРИРУЮЩАЯ
КОМПАНИЯ «ЭНЕРГОАТОМ»**

Обеспечение технической безопасности

**ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ К УСТРОЙСТВУ И БЕЗОПАСНОЙ
ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБОРУДОВАНИЯ И ТРУБОПРОВОДОВ АТОМНЫХ
ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ С РЕАКТОРАМИ ВВЭР**

1 ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

1.1 Данный стандарт распространяется на работающие под давлением (включая гидростатическое) и вакуумом оборудование и трубопроводы систем атомных электрических станций с водо-водяными энергетическими реакторами, относящимися к группам А, В и С в соответствии с классификацией, определенной в НП 306.2.227-2020 «Загальні вимоги безпеки до улаштування та експлуатації обладнання й трубопроводів атомних станцій», и к 1, 2, 3 классу по влиянию на безопасность согласно классификации, определенной в НП 306.2.141-2008 «Загальні вимоги безпеки атомних станцій».

Требования данного стандарта не распространяются на элементы оборудования и трубопроводов, перечисленные в пункте 2 раздела II НП 306.2.227-2020.

1.2 Данный стандарт детализирует положения и действует совместно с НП 306.2.227-2020 «Загальні вимоги безпеки до улаштування та експлуатації обладнання й трубопроводів атомних станцій».

1.3 Выполнение требований данного стандарта является обязательным для персонала подразделений, входящих в состав ГП «НАЭК «Энергоатом», который выполняет работы, связанные с конструированием, изготовлением, ремонтом и эксплуатацией оборудования и трубопроводов.

1.4 Требования данного стандарта обязательны для включения в тендерную документацию и/или договоры с проектными, конструкторскими, монтажными, ремонтными и экспертными организациями, осуществляющими проектирование, конструирование, монтаж и ремонт оборудования и трубопроводов АЭС, изготовление, поставку продукции и услуг для АЭС.

1.5 Требования данного стандарта, по согласованию с Госатомрегулирования, могут полностью или частично использоваться для других типов ядерных установок или установок для обращения с радиоактивными отходами на всех этапах их жизненного цикла.

2 НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ *(изменено, пзм. № 3)*

Ниже приведены документы, ссылки на которые присутствуют в этом стандарте

Если документ, указанный в этом разделе, изменен (заменен) или его действие отменено (без замены на другой), то до момента внесения изменений в СОУ ПАЕК 158 необходимо пользоваться измененным (замененным) документом.

либо положення СОУ НАЕК 158 применять без учета требований документа, действие которого отменено.

НП 306.2.227-2020 «Загальні вимоги безпеки до улаштування та експлуатації обладнання й трубопроводів атомних станцій»

НП 306.2.141-2008 «Загальні положення безпеки атомних станцій»

НП 306.1.187-2012 «Порядок проведення навчання і перевірки знань з питань ядерної та радіаційної безпеки у персоналу експлуатуючої організації (оператора) та юридичних осіб, які залучаються експлуатуючими організаціями як підрядники»

НП 306.2.202-2015 «Вимоги з ядерної та радіаційної безпеки до інформаційних та керуючих систем, важливих для безпеки атомних станцій»

НП 306.2.208-2016 «Вимоги до сейсмостійкого проектування та оцінки сейсмічної безпеки енергоблоків атомних станцій»

НП 306.2.210-2017 «Загальні вимоги до управління старінням елементів і конструкцій та довгострокової експлуатації атомних станцій»

ДСТУ 2651:2005/ГОСТ 380-2005 «Сталь вуглецева звичайної якості. Марки»

ДСТУ 2834-94 (ГОСТ 16523-97) «Прокат тонколистовий з вуглецевої сталі якісної та звичайної якості загального призначення. Технічні умови (ГОСТ 16523-97, IDT)»

ДСТУ 3321:2003 «Система конструкторської документації. Терміни та визначення основних понять»

ДСТУ 4484:2005/ГОСТ 535-2005 «Прокат сортовий і фасонний із сталі вуглецевої звичайної якості. Загальні технічні умови (ГОСТ 535-2005, IDT)»

ДСТУ 7806:2015 «Прокат із легованої конструкційної сталі. Технічні умови»

ДСТУ 7809:2015 «Прокат сортовий, калібрований зі спеціальним обробленням поверхні з вуглецевої якісної конструкційної сталі. Загальні технічні умови»

ДСТУ 8541:2015 «Прокат сталевий підвищеної міцності. Технічні умови»

ДСТУ 8733:2017 «Атомна енергетика. Терміни та визначення понять»

ДСТУ 8781:2018 «Виливки зі сталі. Загальні технічні умови»

ДСТУ 8804:2018 «Прокат товстолистовий з нелегованої та легованої сталі для котлів і посудин, які працюють під тиском. Технічні умови»

ДСТУ ГОСТ 492:2007 «Нікель, сплави нікелеві та мідно-нікелеві, оброблювані тиском. Марки (ГОСТ 492-2006, IDT)»

ДСТУ ГОСТ 859:2003 «Мідь. Марки (ГОСТ 859-2001, IDT)»

ДСТУ ГОСТ 1173:2007 «Фольга, стрічки, листи та плити мідні. Технічні умови (ГОСТ 1173-2006, IDT)»

ДСТУ ГОСТ 2060:2007 «Прутки латунні. Технічні умови (ГОСТ 2060-2006, IDT)»

ДСТУ ГОСТ 2208:2008 «Фольга, стрічки, листи та плити латунні. Технічні умови (ГОСТ 2208-2007, IDT)»

ДСТУ 2391:2010 «Система технологічної документації. Терміни та визначення основних понять»

ДСТУ 8803:2018 «Прокат товстолистовий з вуглецевої сталі звичайної якості. Технічні умови»

ДСТУ ГОСТ 15527:2005 «Сплави мідно-цинкові (латуні), оброблювані тиском. Марки (ГОСТ 15527-2004, IDT)»

ДСТУ EN 610:2004 «Олово та олов'яні сплави. Олово у зливках»

ДСТУ EN 10222-2:2018 (EN 10222-2:2017, IDT) «Поковки сталеві для роботи під тиском. Частина 2. Феритні і мартенситні сталі із заданими властивостями для експлуатації за підвищених температур»

ДСТУ EN 10222-5:2018 (EN 10222-5:2017, IDT) «Поковок сталеві для роботи під тиском. Частина 5. Мартенситні, аустенічні та аустенітно-феритні неіржавкі сталі»

ДСТУ Б А.2.4-4:2009 «Основні вимоги до проектної і робочої документації»

ГОСТ 1577-93 «Прокат толстолистовой и широкополосный из конструкционной качественной стали. Технические условия (ГОСТ 1577-93, IDT)

ГОСТ 4784-97 «Алюминий и сплавы алюминиевые деформируемые. Марки (ГОСТ 4784-97, IDT)»

ГОСТ 5582-75 «Прокат тонколистовой коррозионно-стойкий, жаростойкий и жаропрочный. Технические условия»

ГОСТ 5949-75 «Сталь сортовая и калиброванная коррозионно-стойкая, жаростойкая и жаропрочная. Технические требования»

ГОСТ 7350-77 «Сталь толстолистовая коррозионно-стойкая, жаростойкая и жаропрочная. Технические условия»

ГОСТ 9940-81 «Трубы бесшовные горячедеформированные из коррозионно-стойкой стали. Технические условия»

ГОСТ 9941-81 «Трубы бесшовные холодно- и теплодеформированные из коррозионно-стойкой стали. Технические условия»

ГОСТ 10706-76 «Трубы стальные электросварные прямошовные. Технические требования»

ГОСТ 17217-79 «Трубы из медно-никелевого сплава марки МНЖ5-1. Технические условия»

ГОСТ 17232-99 «Плиты из алюминия и алюминиевых сплавов. Технические условия (ГОСТ 17232-99, IDT)»

ГОСТ 18482-79 «Трубы прессованные из алюминия и алюминиевых сплавов. Технические условия»

ГОСТ 20072-74 «Сталь теплоустойчивая. Технические условия»

ГОСТ 21488-97 «Прутки прессованные из алюминия и алюминиевых сплавов. Технические условия (ГОСТ 21488-97, IDT)»

ГОСТ 24030-80 «Трубы бесшовные из коррозионно-стойкой стали для энергомашиностроения. Технические условия»

ПНАЭ Г-7-002-86 «Нормы расчета на прочность оборудования и трубопроводов атомных энергетических установок»

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

- ОСТ 95.10-72 «Заготовки из коррозионностойких сталей марок 12X13, 20X13, 30X13, 40X13, 95X18, 14X17H2, 07X16H4Б и 07X16H4Б-Ш»
- ОСТ 95.29-72 «Заготовки из коррозионностойких сталей марки 12X18H9T, 12X18H10T, 10X17H13M2T»
- ОСТ 108.030.113-87 «Поковки из углеродистой и легированной стали для оборудования и трубопроводов тепловых и атомных станций. Технические условия»
- ОСТ 108.109.01-79 «Заготовки корпусных деталей из коррозионностойких сталей аустенитного класса. Технические условия»
- ОСТ 108.109.01-92 «Заготовки корпусных деталей из коррозионностойких сталей аустенитного класса. Технические условия» (с учетом ОТР от 22.05.2013 № ОТР-М.1234.06-215.13)
- ОСТ 108.961.03-79 «Отливки из углеродистой и легированной стали для фасонных элементов паровых котлов и трубопроводов с гарантированными характеристиками прочности для высоких температур. Технические условия»
- СОУ НАЕК 001:2019 «Управління документацією. Система документації ДП «НАЕК «Енергоатом». Загальні положення»
- СОУ НАЕК 005:2021 «Управління закупівлями продукції. Технічні вимоги та умови постачання продукції для АЕС. Правила розроблення, оформлення та поводження. Вимоги до змісту»
- СОУ НАЕК 011:2019 «Інженерна, наукова і технічна підтримка. Метрологічне забезпечення експлуатації АЕС. Організація робіт із забезпечення єдності вимірювань та порядок їх проведення»
- СОУ НАЕК 012:2021 «Управління поставками (закупівлями) продукції. Оцінка постачальників продукції, робіт та послуг для систем, важливих для безпеки ядерних установок»
- СОУ НАЕК 022:2014 «Інтегрована система управління. Управління невідповідностями»
- СОУ НАЕК 030:2017 «Управление документацией. Правила разработки, оформления и обращения с ремонтными документами ГП «НАЭК «Энергоатом»
- СОУ НАЕК 033:2021 «Технічне обслуговування і ремонт. Правила організації технічного обслуговування і ремонту обладнання енергоблоків та загальностанційного обладнання атомних електростанцій»
- СОУ НАЕК 064:2016 «Поводження з ядерним паливом. Перевантаження палива в реакторі ВВЕР-1000. Номенклатура експлуатаційних нейтронно-фізичних розрахунків та експериментів»
- СОУ НАЕК 080:2014 «Эксплуатация технологического комплекса. Долгосрочная эксплуатация действующих энергоблоков АЭС. Общие положения»
- СОУ НАЕК 084:2015 «Техническое обслуживание и ремонт. Стальные оливки для атомных энергетически установок. Правила контроля»
- СОУ НАЕК 100:2016 «Інженерна, наукова і технічна підтримка. Інформаційні та керуючі системи, важливі для безпеки атомних станцій. Загальні технічні вимоги»
- СОУ НАЕК 141:2017 «Инженерная, научная и техническая поддержка. Управление старением элементов и конструкций энергоблока АЭС. Общие требования»
- СОУ НАЕК 159:2020 «Обеспечение технической безопасности. Сварка и

наплавка оборудования и трубопроводов атомных электрических станций с реакторами ВВЭР. Технические требования»

СОУ НАЕК 160:2020 «Обеспечение технической безопасности. Контроль качества основного металла, сварных соединений и наплавки оборудования и трубопроводов атомных электрических станций с реакторами ВВЭР. Технические требования»

СТП 0.41.076-2008 «Анализ и оценка безопасности. Порядок использования расчетных кодов для обоснования безопасности ядерных энергетических установок. Методические указания»

«Перечень разрешенных к использованию ГП «НАЭК «Энергоатом» расчетных кодов для обоснования безопасности ядерных установок», утвержденный первым вице-президентом – техническим директором

ПЛ-С.0.06.003-21 «Положення про організаційну структуру ДП «НАЕК «Енергоатом»

ПЛ-К.0.18.002-18 «Положення про навчання, інструктажі та перевірку знань з питань охорони праці та пожежної безпеки персоналу ДП «НАЕК «Енергоатом»

ПЛ-К.0.07.061-21 «Положення про порядок перевірки знань правил, норм та стандартів з ядерної і радіаційної безпеки та технічної експлуатації АЕС персоналу державного підприємства «Національна атомна енергогенеруюча компанія «Енергоатом»

ПР-Д.0.27.433 «Перечень действующей ремонтной документации ГП «НАЭК «Энергоатом»

3 ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПОНЯТИЙ

В этом стандарте использованы термины, установленные в **НП 306.2.227-2020**: запорное устройство, корпуса насосов, предохранительное устройство, монтажная организация, проектная организация, рабочее давление, расчетная температура, расчетное давление, экспертная организация; **ДСТУ Б А.2.4-4**: проектная документация; **ДСТУ 3321**: конструкторская документация; **ДСТУ 2391**: технологическая документация; **СОУ НАЕК 001**: эксплуатационная документация.

Ниже приведены другие термины, использованные в данном стандарте, и определения обозначенных ими понятий.

3.1 администрация АЭС

Руководители и другие должностные лица АЭС, которые наделены в установленном порядке правами и на которые возложены обязанности и ответственность за обеспечение безопасности при строительстве, вводе в эксплуатацию, эксплуатации и снятии с эксплуатации АЭС (с учетом НП 306.2.141-2008)

3.2 гиб

Колено, изготовленное с применением деформации изгиба трубы (ДСТУ 8733)

3.3 головной образец

Первый экземпляр оборудования и/или трубопроводов, изготовленный по вновь разработанной конструкторской документации (используется в этом стандарте)

3.4 доизготовление (окончательное изготовление)

Процесс завершения изготовления оборудования, поставка которого на площадку АЭС предусмотрена отдельными частями по условиям транспортирования или монтажа (используется в этом стандарте)

3.5 колено (отвод)

Фасонная часть, которая обеспечивает изменение направления потока рабочей среды (ДСТУ 8733)

3.6 материалы

Основные материалы в виде полуфабрикатов из сталей и сплавов (поковок, труб, листов, сортового проката, отливок), сварочные и наплавочные материалы (электроды, сварочные и наплавочные проволоки и ленты, флюсы, защитные газы), применяемые для изготовления оборудования и трубопроводов АЭС, а также при их монтаже и ремонте (используется в этом стандарте)

3.7 незаменимое оборудование

Оборудование, которое при эксплуатации блока АЭС не подлежит замене вследствие технической невозможности или экономической нецелесообразности (используется в этом стандарте)

3.8 подразделение-владелец оборудования и трубопроводов

Подразделение ГП «НАЭК «Энергоатом», осуществляющее эксплуатацию оборудования и трубопроводов АЭС (используется в этом стандарте)

3.9 предприятие-изготовитель

Организация, изготавливающая оборудование и/или сборочные единицы и детали трубопроводов (используется в этом стандарте)

3.10 ресурсные характеристики

Количественные значения параметров, определяющих ресурс оборудования и трубопроводов (используется в этом стандарте)

3.11 секторное колено или отвод

Колено или отвод, изготовленные из отрезков труб, сваренных под углом друг к другу, выполненных из листа, бесшовных или сварных труб (ДСТУ 8733)

3.12 топливная кампания

Технологический процесс работы реактора между перегрузками топлива (СОУ НАЕК 064)

3.13 штампо-сварное колено

Колено, изготовленное из листа, трубы или поковки с применением штамповки и сварки (используется в этом стандарте)

3.14 штампованное колено (отвод)

Колено (отвод), изготовленное из трубы или поковки с применением штамповки без сварки (ДСТУ 8733)

4 ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

АЭС	– атомная электрическая станция
ГИ	– гидравлические испытания
Госатомрегулиру рования	– государственная инспекция ядерного регулирования Украины
ГП «НАЭК «Энергоатом» или Компания	– государственное предприятие «Национальная атомная энергогенерирующая компания «Энергоатом»
ИПУ	– импульсно-предохранительное устройство
КР	– корпус реактора
КИП	– контрольно-измерительные приборы
КТД	– конструкторско–технологическая документация
НД	– нормативный документ
НПС по ЯРБ	– нормы, правила и стандарты по ядерной и радиационной безопасности
ОС	– образцы-свидетели
ТД	– техническая документация
ТРБЭ	– технологический регламент безопасной эксплуатации
ТУ	– технические условия

Сокращенные наименования подразделений Компании используются в этом стандарте в соответствии с приложениями Б и В ПЛ-С.0.06.003

5 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

5.1 Группирование оборудования и трубопроводов

Оборудование и трубопроводы, на которые распространяются требования данного стандарта, подразделяются на группы А, В и С согласно НП 306.2.227-2020 и входят в классы безопасности 1, 2 и 3 по классификации НП 306.2.141-2008.

5.2 Требования к организациям, осуществляющим проектирование, конструирование, изготовление, монтаж и ремонт оборудования и трубопроводов АЭС

5.2.1 Проектирование, конструирование, изготовление, монтаж и ремонт оборудования и трубопроводов, на которые распространяются требования данного стандарта, должны осуществлять предприятия (организации), располагающие квалифицированными кадрами, технологическими и контрольными службами и всеми техническими средствами, необходимыми для выполнения соответствующих работ. Эти предприятия (организации) должны иметь «Решение об утверждении поставщика

ГП «НАЭК «Энергоатом», выданное в соответствии с СОУ НАЕК 012.

5.2.2 Конкретные условия и границы ответственности при проектировании, конструировании, изготовлении, поставке, строительстве или оказании других услуг в сфере использования ядерной энергии оговариваются в соответствующем договоре (контракте) между ГП «НАЭК «Энергоатом» и поставщиком.

5.2.3 Организации, осуществляющие проектирование (конструирование) оборудования и трубопроводов, несут ответственность за правильность выбора материалов, расчет на прочность, соответствие конструкции своему назначению, а также соблюдение требований нормативных документов в сфере использования ядерной энергии и данного стандарта.

5.2.4 Организации, осуществляющие изготовление, монтаж, ремонт и контроль оборудования и трубопроводов, несут ответственность за соблюдение требований проектной, конструкторской, технологической, монтажной, ремонтной документации и данного стандарта, а также за качество изготавливаемых изделий и выполняемых работ.

5.2.5 Персонал эксплуатирующей организации, подрядных организаций, осуществляющих проектирование (конструирование), изготовление, монтаж и ремонт оборудования и трубопроводов, обязан проходить проверку знаний правил и норм в атомной энергетике в соответствии с НП 306.1.187-2012. *(изменено, изм. № 4)*

5.3 Требования к экспертным организациям

5.3.1 Общие требования

5.3.1.1 В данном разделе стандарта приведены требования (критерии выбора) к экспертным организациям в области проектирования (конструирования), материаловедения, контроля металла и расчетов на прочность.

5.3.1.2 Экспертная организация в соответствующей области должна иметь статус юридического лица и организационную форму, соответствующую требованиям действующего законодательства Украины.

5.3.1.3 Экспертная организация должна располагать квалифицированным персоналом, имеющим достаточный опыт работ в соответствующей области, базами информационных данных, испытательными лабораториями, техническими средствами и оборудованием, позволяющим осуществлять все операции, связанные с проведением экспертных работ по соответствующему направлению.

5.3.1.4 Деятельность экспертной организации должна быть подтверждена договорами с ГП «НАЭК «Энергоатом», соответствующими научными работами по данному направлению.

5.3.1.5 Экспертная организация должна пройти оценку поставщика в установленном СОУ НАЕК 012 порядке и иметь «Решение об утверждении поставщика ГП «НАЭК «Энергоатом» с указанием в нем направлений (областей), по которым данная организация проводит экспертизу.

5.3.2 Требования к персоналу экспертной организации

5.3.2.1 Экспертная организация должна иметь достаточное количество персонала, в том числе экспертов (эксперта) для выполнения организационно-

технических мероприятий по проведению экспертных работ в соответствующей области.

5.3.2.2 Персонал экспертной организации должен быть аттестован в соответствии с действующим в такой организации порядком, а также иметь соответствующую профессиональную подготовку, теоретические знания и практический опыт, необходимые для проведения экспертизы.

5.3.2.3 Аттестация экспертов в целях подтверждения достаточности теоретической и практической подготовки, опыта, компетентности, а именно их профессиональных знаний, навыков, мастерства, необходимых для проведения экспертизы в атомно-энергетической отрасли, проводится в соответствии с НП 306.1.187-2012.

5.3.2.4 Стаж работы экспертов по соответствующему направлению должен быть не менее 5 лет.

5.3.3 Требования к документации, техническим средствам и оборудованию экспертной организации

5.3.3.1 Экспертная организация должна иметь необходимые нормативные и производственные (программы, методики) документы, регламентирующие проведение экспертиз, необходимых испытаний и исследований в заявленной области.

5.3.3.2 Экспертная организация должна иметь в своем распоряжении соответствующие технические средства и оборудование, позволяющие осуществлять все операции, связанные с проведением экспертизы по соответствующему направлению.

5.3.4 Ответственность экспертной организации

Экспертная организация отвечает за качество оказания услуг по соответствующему направлению деятельности. Конкретные условия и границы ответственности отражаются в договоре (контракте).

5.4 Требования к персоналу

5.4.1 Персонал Компании и персонал подрядных организаций, вовлеченный в проектирование (конструирование), изготовление, монтаж, эксплуатацию и ремонт оборудования и трубопроводов АЭС, обязан выполнять требования этого стандарта.

5.4.2 Персонал Компании, занятый проектированием (конструированием), изготовлением, монтажом, эксплуатацией и ремонтом оборудования и трубопроводов, должен проходить проверку знаний по соответствующим разделам этого стандарта, правил и норм по ядерной и радиационной безопасности и технической эксплуатации АЭС не реже одного раза в три года в порядке, устанавливаемом ПЛ-К.0.07.061 и соответствующими производственными документами подразделений Компании. *(изменено, изм. № 2)*

5.4.3 К обслуживанию оборудования и трубопроводов могут быть допущены лица не моложе 18-летнего возраста:

- не имеющие противопоказаний к работе на должности или по профессии по результатам медицинского осмотра;

- успешно прошедшие обучение и проверку знаний в объеме, обязательном для конкретной должности (профессии), в соответствии с ПЛ-К.0.18.002, ПЛ-К.0.07.061, НП 306.1.187-2012. *(изменено, изм. № 2)*

5.5 Требования к документации на оборудование и трубопроводы АЭС

5.5.1 Вся проектная, конструкторская, технологическая, монтажная, эксплуатационная и ремонтная документация на оборудование и трубопроводы, на которые распространяется действие НП 306.2.227-2020, должна отвечать требованиям этого стандарта и разрабатываться в соответствии с утвержденным проектом АЭС.

5.5.2 В технических условиях (технической спецификации для импортных поставок), проектной и конструкторской документации, на сборочных чертежах оборудования и на чертежах деталей и сборочных единиц трубопроводов должна указываться их принадлежность к соответствующей группе по НП 306.2.227-2020. На сборочных чертежах оборудования должны указываться класс безопасности по НП 306.2.141-2008 и категория сейсмостойкости по НП 306.2.208-2016, а также значения расчетного давления и давления испытаний.

5.5.3 Проектная, конструкторская (в том числе паспорта) и технологическая документация на оборудование, а также на детали и сборочные единицы трубопроводов, изготовленные до ввода в действие данного стандарта или находящиеся в изготовлении на момент его ввода в действие, корректировке не подлежат.

5.5.4 Конструкторская документация на оборудование и трубопроводы должна разрабатываться в соответствии с техническим заданием ГП «НАЭК «Энергоатом».

5.5.5 Предприятие-изготовитель оборудования должно передать вместе с оборудованием паспорт на оборудование, а также документацию в объеме и в сроки (этапы), указанные в технической спецификации к предмету закупки, разработанной в соответствии с требованиями СОУ НАЕК 005. *(изменено, изм. № 2)*

5.5.6 Паспорт на оборудование (сосуды, корпуса насосов и арматуру) должен содержать:

- наименование предприятия-изготовителя;
- наименование оборудования и его обозначение, перечень документов (национальные стандарты, ТУ и т.д.), в соответствии с требованиями которых изготовлено поставляемое оборудование;
- заводской номер и дату изготовления оборудования;
- сведения о группе по НП 306.2.227-2020, классе безопасности по НП 306.2.141-2008, категории сейсмостойкости по НП 306.2.208-2016;
- технические характеристики и рабочие параметры оборудования;
- сведения о химическом составе и механических характеристиках материалов деталей, сварных соединений и наплавов (для последних — только химический состав), включая сведения о сертификатах на примененные материалы;
- сведения о термической обработке;
- сведения о результатах неразрушающего контроля металла;
- сведения об исправлении дефектов при изготовлении (при наличии);

- параметры и результаты испытаний давлением;
- расчетный срок службы оборудования и, по требованию эксплуатирующей организации, другие ресурсные характеристики (наработка на отказ, время на восстановление, ресурс, срок хранения, назначенный срок хранения).
- сведения о консервации и упаковывании;
- гарантийные обязательства;
- другие сведения по требованию эксплуатирующей организации.

Форма паспорта должна соответствовать приложению А для сосудов, приложению Б для корпусов насосов и приложению В для арматуры.

5.5.7 Кроме паспорта на оборудование должны поставляться:

- руководства по эксплуатации, техническому обслуживанию и ремонту, а также другие документы, предусмотренные договором (контрактом) поставки;
- перечень арматуры и (или) КИП, необходимых для дооснащения оборудования, если их поставка вместе с оборудованием не предусмотрена;
- документы о соответствии, если оценка соответствия предусмотрена технической спецификацией к предмету закупки оборудования; *(изменено, изм. № 2)*
- расчет на прочность или выписка из него со ссылкой на расчет и с описанием исходных данных и результатов расчетов;
- чертежи оборудования;
- таблицы объема и методов контроля качества металла, выполняемых при изготовлении;
- паспорта арматуры и (или) КИП, установленных на оборудовании;
- сертификаты на примененные материалы;
- документация по отклонениям от конструкторской документации, согласованная в установленном порядке.

5.5.8 Арматура для оборудования и трубопроводов с внутренним диаметром присоединительных штуцеров (патрубков) более 150 мм и все предохранительные клапаны (основные и вспомогательные) должны иметь паспорта. Для арматуры с внутренним диаметром присоединительных штуцеров (патрубков) 150 мм и менее, по согласованию с ГП «НАЭК «Энергоатом», допускается оформление паспорта на партию изделий. Форма паспорта должна соответствовать приведенной в приложении В.

5.5.9 Комплектующие приборы, арматура и предохранительные устройства должны поставляться с инструкциями по монтажу, наладке и эксплуатации.

5.5.10 На корпусах сосудов, на видном месте, предприятием-изготовителем должна быть установлена табличка с нанесенной на ней маркировкой со следующими данными:

- наименование или товарный знак предприятия-изготовителя;
- заводской номер;
- год изготовления;
- расчетное давление (в корпусе, трубах, камерах);
- расчетная температура (в корпусе, трубах, камерах);
- давление гидравлических (пневматических) испытаний;
- тип рабочей среды (жидкость, газ).

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

5.5.11 Если оборудование окончательно изготавливается на монтажной площадке, то паспорт должен быть оформлен предприятием-изготовителем после окончательного изготовления. В случаях, если окончательное изготовление осуществляется монтажной организацией, объем сведений об окончательном изготовлении устанавливается по согласованию с предприятием-изготовителем и заказчиком оборудования.

5.5.12 В паспортах на оборудование, в котором размещаются образцы-свидетели, должны быть приведены сведения об образцах-свидетелях в объеме, необходимом для их идентификации.

5.5.13 Предприятие-изготовитель трубопроводов должно передать заказчику свидетельства об изготовлении деталей и сборочных единиц трубопроводов и другую документацию в объеме, указанном в договоре (контракте) поставки.

5.5.14 Свидетельство об изготовлении деталей и сборочных единиц трубопроводов должно содержать:

- наименование предприятия-изготовителя;
- наименование деталей и сборочных единиц трубопроводов, дату изготовления;
- сведения о рабочей среде, расчетном давлении и температуре;
- сведения о группе в соответствии с НП 306.2.227-2020;
- сведения о сварных соединениях;
- сведения о трубах, фасонных и крепежных деталях, включая сертификатные данные на материалы;
- сведения об арматуре и (или) КИП, установленных предприятием-изготовителем на сборочных единицах трубопровода;
- сведения о термической обработке сборочных единиц и деталей;
- сведения об исправлении дефектов при изготовлении;
- результаты испытаний давлением;
- сведения о результатах неразрушающего контроля деталей, сварных соединений и наплавов;
- заключение о соответствии изготовленных деталей и сборочных единиц требованиям конструкторской документации.

Форма свидетельства об изготовлении должна соответствовать приложению Г.

5.5.15 Организация, выполнявшая монтаж оборудования и (или) трубопроводов АЭС, должна передать заказчику соответствующие свидетельства.

5.5.16 Свидетельство о монтаже оборудования (или трубопровода) должно содержать:

- наименование монтажной организации;
- наименование оборудования (или трубопровода);
- сведения об оборудовании (или трубопроводе), включая его группу, сведения о рабочей среде;

- не включенные в паспорт оборудования или трубопровода данные о крепежных изделиях и (или) иных деталях;
- сведения о сварных соединениях, наплавках и термической обработке, выполненных при монтаже;
- сведения об исправлении дефектов при монтаже;
- сведения об арматуре и (или) КИП, установленных при монтаже;
- сведения об опорах и подвесках;
- величину холодного натяга трубопровода в случае его применения;
- результаты испытаний давлением;
- акт об окончании монтажа и о соответствии выполненных работ проектной и (или) конструкторской документации.

Форма свидетельства о монтаже оборудования (или трубопровода) должна соответствовать приложению Д.

5.5.17 Предприятия (организации), выполнявшие соответствующие работы, должны передать АЭС оформленные согласно приложениям Г, Д и Е свидетельство об изготовлении деталей и сборочных единиц трубопроводов или (и) свидетельство о монтаже трубопроводов и свидетельство о монтаже (донизготовлении) сосуда.

5.5.18 АЭС, на основании передаваемой по 5.5.17 документации, должна составить паспорт на трубопроводы по форме, приведенной в приложении Ж.

5.5.19 При наличии отступлений, в процессе изготовления, от конструкторской и (или) проектной документации к свидетельству о монтаже оборудования (или трубопровода) должны быть приложены документы, содержащие сведения об устранении отступлений согласно СОУ НАЕК 022.

5.5.20 Документация по устранению несоответствий должна быть приложена к паспорту на оборудование (трубопровод).

5.5.21 На основании проектной (конструкторской) и заводской документации на оборудование, трубопроводы, комплектующие приборы, арматуру и т.д. АЭС разрабатывает и утверждает в установленном порядке эксплуатационную документацию (регламент безопасной эксплуатации, рабочие инструкции по эксплуатации оборудования и трубопроводов, их освидетельствованию, контролю за состоянием металла, инструкции по ликвидации аварий и др.)

5.5.22 ГП «НАЭК «Энергоатом» обеспечивает хранение проектной, конструкторской и технологической документации на оборудование, которое передается в Компанию в соответствии с техническими спецификациями к предмету закупки, на протяжении всего срока эксплуатации оборудования и трубопроводов.
(изменено, изм. № 2)

6 ТРЕБОВАНИЯ К КОНСТРУКЦИИ

6.1 Общие требования

6.1.1 Конструкция оборудования и трубопроводов должны отвечать требованиям этого стандарта и НП 306.2.227-2020.

6.1.2 Для оценки прочности оборудования и трубопроводов АЭС и проведения расчетов на прочность должны применяться ПНАЭ Г-7-002-86 и/или другие документы, содержащие требования к расчету на прочность, утвержденные Госатомрегулированием. Расчетные коды должны быть допущены к применению в

ГП «НАЭК «Энергоатом» согласно СТП 0.41.076 и включены в «Перечень разрешенных к использованию ГП «НАЭК «Энергоатом» расчетных кодов для обоснования безопасности ядерных установок».

6.1.3 Конструкция оборудования и трубопроводов должны обеспечивать работоспособность, надежность и безопасность их эксплуатации в течение срока службы, который указан в технических условиях на изделие и паспортах.

6.1.4 Конструкция и компоновка оборудования и трубопроводов должны обеспечивать возможность проведения их осмотра, ремонта, гидравлических (пневматических) испытаний, контроля основного металла и сварных соединений неразрушающими методами после изготовления (монтажа) и в процессе эксплуатации. В проекте должны быть предусмотрены стационарные или съемные (разборные) площадки, лестницы и другие приспособления для удобства обслуживания и осмотров.

6.1.5 Конструкция оборудования должна предусматривать его надежное крепление к строительным конструкциям.

6.1.6 Пространственное расположение трубопроводов, а также способы и условия закрепления оборудования и трубопроводов должны исключать их повреждение вследствие взаимных перемещений.

6.1.7 При конструировании и проектировании должны быть предусмотрены меры по защите оборудования и трубопроводов от коррозии, эрозионно-коррозионного износа или другого физико-химического воздействия рабочей среды, а также окружающей среды (при необходимости).

6.1.8 В проекте АЭС должны быть предусмотрены системы или устройства, защищающие оборудование и трубопроводы от превышения давления или температуры путем массоотвода, теплоотвода, изменения физических и (или) химических свойств среды. Также должны быть предусмотрены контрольно-измерительные устройства, позволяющие контролировать правильность ведения технологического процесса и целостность оборудования и трубопроводов. Объем и номенклатура этих устройств определяются в проекте.

6.1.9 Должна быть предусмотрена возможность замены оборудования и трубопроводов со сроком службы менее установленного для эксплуатации энергоблока АЭС в целом.

6.1.10 При проектировании (конструировании) должны применяться материалы, обеспечивающие работоспособность конструкций в рабочих средах, включая среды, используемые при очистке, промывке и дезактивации, а также по отношению к окружающей среде в течение всего предусмотренного срока службы.

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

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

6.1.13 В оборудовании и трубопроводах должна быть предусмотрена возможность удаления воздуха при заполнении рабочей или испытательной средой, а также конденсата, образующегося в процессе разогрева или расхолаживания. Пропускная способность устройств для удаления воздуха должна быть подтверждена расчетом.

6.1.14 Все горячие части оборудования и трубопроводов, прикосновение к которым может вызывать ожоги, должны иметь тепловую изоляцию. При этом температура наружной поверхности теплоизоляции в обслуживаемых помещениях не должна превышать +45 °С, в помещениях ограниченного доступа +60 °С. На главных циркуляционных трубопроводах на всем их протяжении и на других трубопроводах в местах, подлежащих контролю неразрушающими методами в процессе эксплуатации, теплоизоляция должна быть съемной.

6.1.15 Изоляция должна быть также съемной в местах установки табличек на оборудовании.

6.1.16 На импульсные трубные линии КИП теплоизоляцию допускается не устанавливать.

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

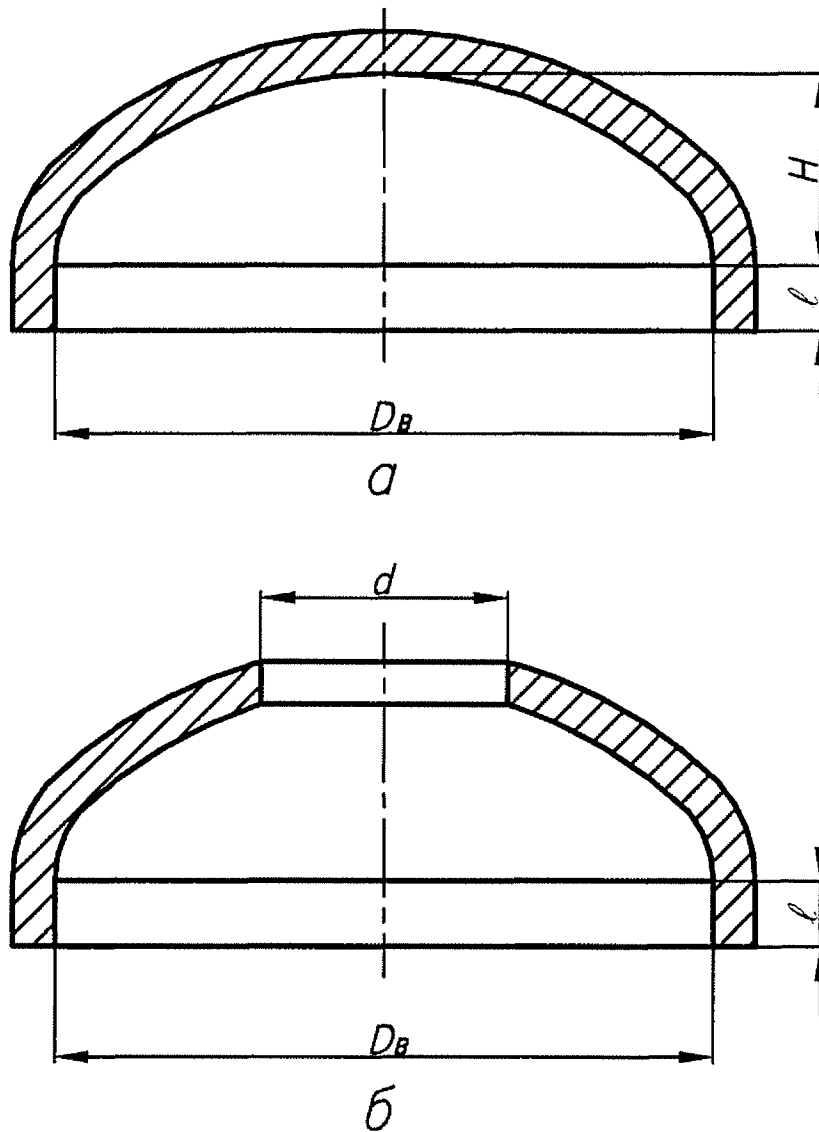
6.2 Оборудование

6.2.1 Крышки и днища

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

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

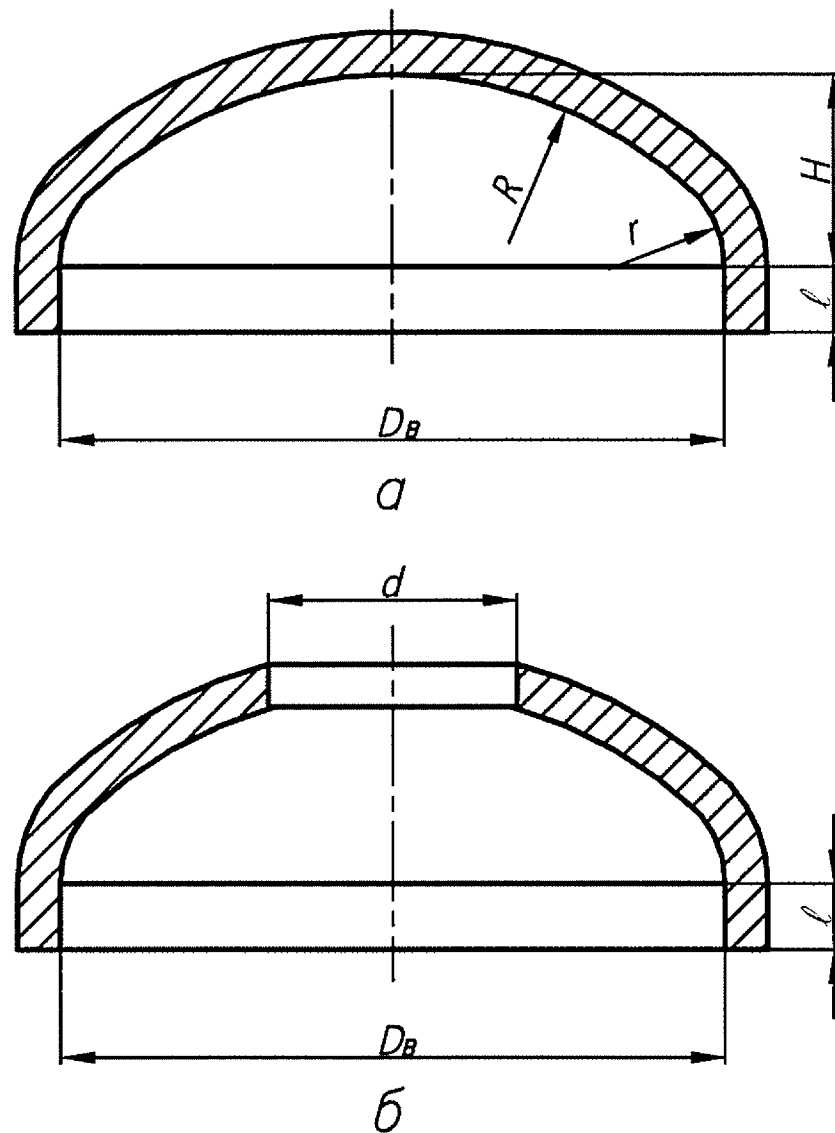
6.2.1.2 Отношение номинальной высоты эллиптических крышек и днищ, измеренной от внутренней поверхности, к номинальному внутреннему диаметру цилиндрической части H/D_B должно быть не менее 0,2, а отношение номинального диаметра центрального отверстия, если таковое имеется, к номинальному внутреннему диаметру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



($H/D_B \geq 0,2$; $d/D_B \leq 0,6$; l - согласно 6.2.1.5)

Рис. 1 – Эллиптическое днище без отверстия (а) и с отверстием (б)

6.2.1.3 Отношение номинальной высоты выпуклой части торо-сферических и тарельчатых крышек и днищ, измеренной от их внутренней поверхности, к номинальному внутреннему диаметру цилиндрической части H/D_B должно быть не менее 0,25, а отношение номинального диаметра центрального отверстия, если такое имеется, к номинальному внутреннему диаметру крышки или днища d/D_B - 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).



($H/D_B \geq 0,25$; $d/D_B \leq 0,6$; $R/D_B \leq 1$; $r/D_B \geq 0,1$; l - согласно 6.2.1.5)

Рис. 2 – Торо-сферическое днище без отверстия (а) и с отверстием (б)

6.2.1.4 Сварные соединения крышек и днищ с обечайками (трубами) и фланцами должны быть стыковыми. Применение угловых и тавровых сварных соединений допускается только при обеспечении возможности контроля их качества неразрушающими методами в объеме, установленном СОУ НАЕК 160.

6.2.1.5 Подлежащие приварке к обечайкам, трубам или фланцам эллиптические, сферические, торосферические, тарельчатые, конические и плоские крышки и днища должны изготавливаться с цилиндрической отбортовкой или расточкой.

Минимальная длина отбортовки (расточки) l крышек и днищ (рис. 1 и 2) должна соответствовать таблице 1, где S_N - номинальная толщина стенки крышки или днища в месте отбортовки.

Таблица 1

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

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

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

6.2.2 Расположение люков

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

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

6.2.2.3 Проходные размеры люков овальной формы по наименьшей и наибольшим осям должны быть соответственно не менее 320 мм и 420 мм. Допускается устройство люков круглой формы диаметром в свету не менее 400 мм. Сосуды с номинальным внутренним диаметром менее 800 мм должны иметь круглые или овальные люки с минимальным размером не менее 80 мм

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

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

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

6.2.3 Расстояния между отверстиями

6.2.3.1 Минимальное расстояние по срединной линии между центрами двух соседних отверстий не должно быть менее 1,4 полусуммы диаметров этих отверстий

(рис. 3). Контроль указанного расстояния допускается проводить путем измерения расстояний по наружной и внутренней поверхностям с последующим пересчетом.

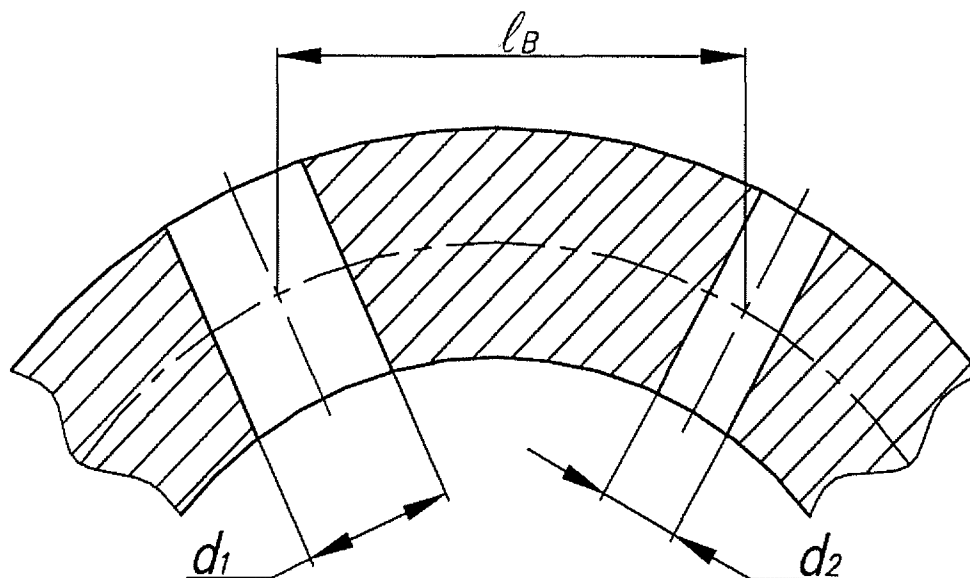


Рис. 3 – Расположение отверстий по криволинейной поверхности $l_1 \geq 1,4 \frac{d_1 + d_2}{2}$

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

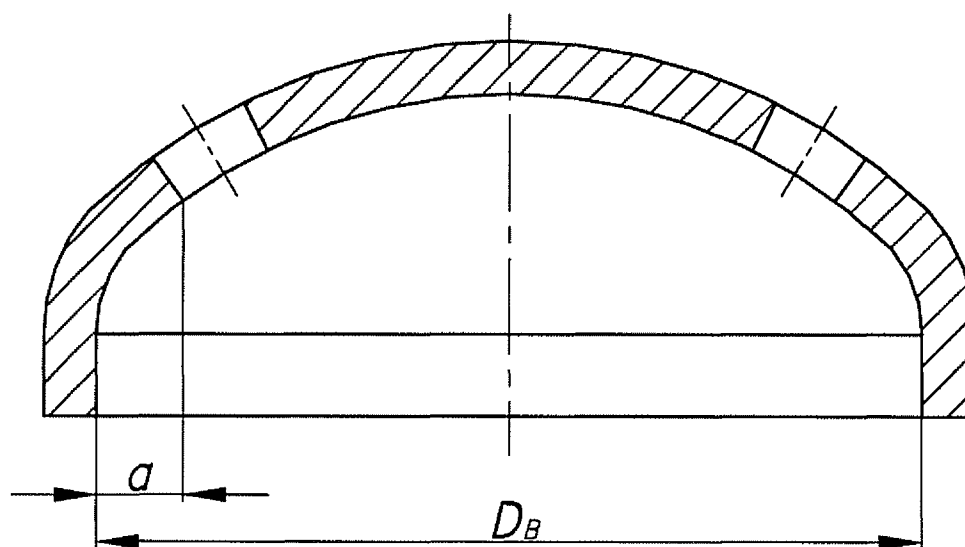


Рис. 4 – Расположение отверстий в днище

6.2.3.3 Расстояние l 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.

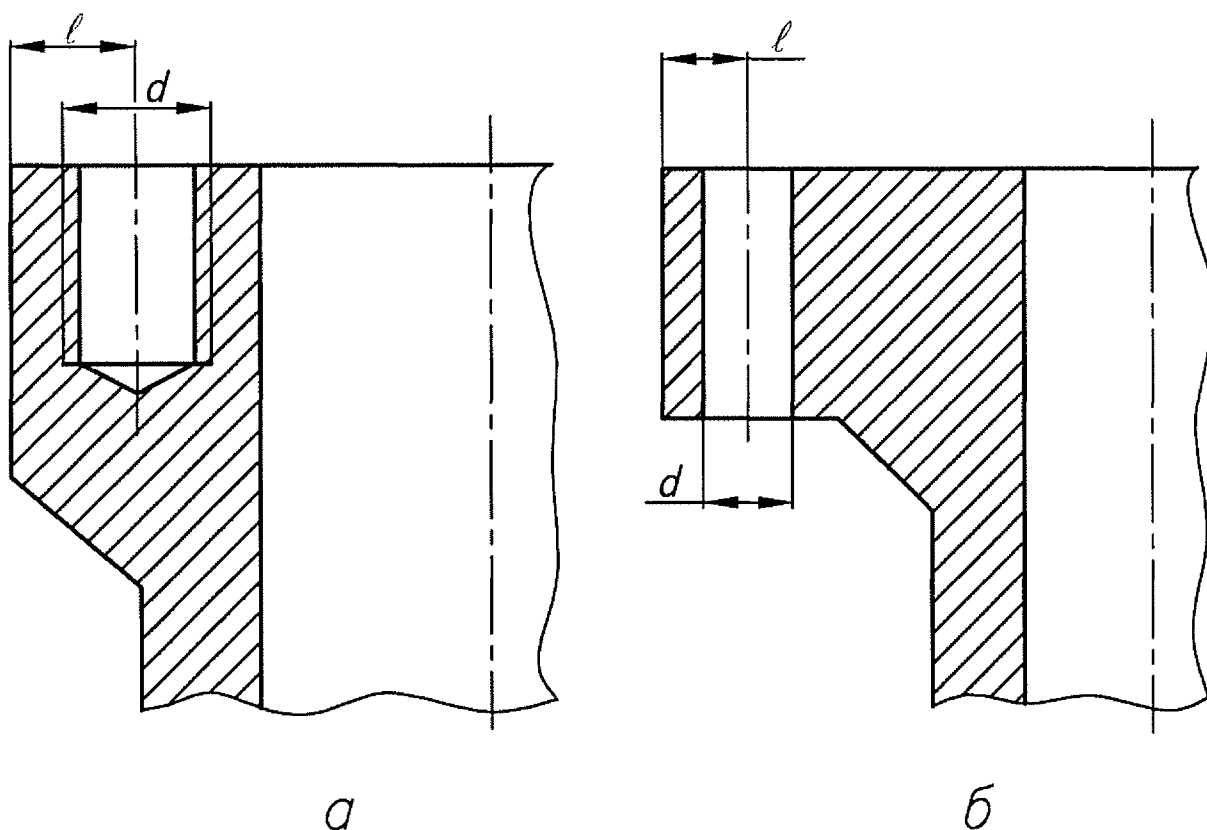


Рис. 5 – Расположение отверстий под шпильки (а) и болты (б)

6.2.3.4 В случае технической необходимости, определяемой конструкторской (проектной) организацией, допускаются отступления от требований 6.2.1-6.2.3 при условии выполнения расчета на прочность в соответствии с 6.1.2 или проведения соответствующих экспериментальных исследований.

6.2.4 Разъемные соединения

6.2.4.1 Уплотнение разъемных соединений оборудования и трубопроводов должно проводиться в соответствии с требованиями проектной, конструкторской документации.

6.2.4.2 С целью повышения сопротивления циклической повреждаемости крепежных деталей рекомендуется использовать положения, изложенные в приложении И.

6.2.5 Требования к опорам и подвескам оборудования и трубопроводов

6.2.5.1 Тип и место установки опоры на трубопроводе и оборудовании определяется проектной (конструкторской) организацией по результатам расчетов на прочность.

6.2.5.2 Установка опор в зоне сварного стыкового соединения трубопровода допускается только в случае применения съемной конструкции опоры, позволяющей выполнять периодический контроль данного сварного соединения в процессе эксплуатации.

6.2.5.3 Как правило, конструкция опоры (подвески) должна состоять из двух основных частей:

- нормализованных деталей опоры (подвески);
- металлоконструкции, воспринимающей нагрузку от опоры (подвески).

6.2.5.4 Нормализованные детали опор/подвесок трубопроводов должны выбираться из приведенных в соответствующих стандартах Компании и других НД исходя из условия восприятия нагрузки, полученной в результате расчета на прочность.

6.2.5.5 Металлоконструкции под опору (подвеску) для передачи нагрузки от опоры (подвески) на несущие конструкции здания разрабатываются проектной (конструкторской) организацией.

6.3 Трубопроводы

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

6.3.2 Компенсация тепловых расширений трубопроводов может осуществляться как за счет их самокомпенсации, так и с помощью специальных компенсаторов. Применение линзовых компенсаторов допускается только для трубопроводов, работающих при рабочем давлении до 2,45 МПа (24 кгс/см²).

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

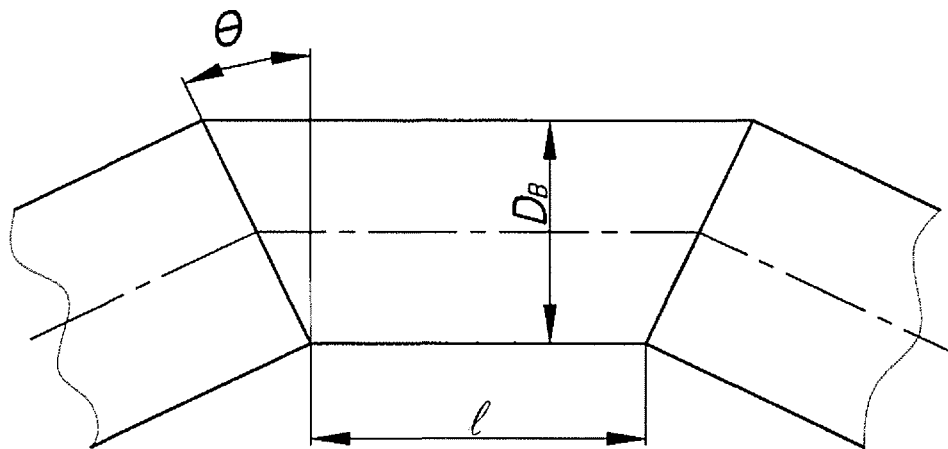
- при изготовлении методом холодной гибки - не менее 3,5 номинального наружного диаметра колена (нормально изогнутые колена);
- при изготовлении методами горячего деформирования с применением гибки, протяжки, штамповки, осадки, а также для штампосварных колен - не менее номинального наружного диаметра 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).

6.3.4 Допускается применение штампосварных колен, изготовленных из двух заготовок, сваренных двумя продольными швами или кольцевым швом, при соблюдении требований 6.3.3.

6.3.5 Применение сварных секторных отводов, сварных тройников и переходов допускается для трубопроводов группы В с рабочим давлением до 1,57 МПа (16 кгс/см²) и расчетной температурой до 100 °С, а также для трубопроводов группы С с рабочим давлением до 3,9 МПа (40 кгс/см²) и расчетной температурой до 350 °С.

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



$$(\theta \leq 15^\circ, l \geq 100 \text{ мм})$$

Рис. 6 – Схема секторного отвода

6.3.6 Расположение отверстий на прямых участках трубопроводов должно удовлетворять требованиям 6.2.3. Расположение отверстий на криволинейных участках колен не допускается, за исключением отверстий диаметром не более 0,1 номинального наружного диаметра колена, но не более 20 мм для приварки штуцеров, труб и бобышек систем контрольно-измерительных устройств в количестве не более одного отверстия на колено.

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

Устройство дренажей должно обеспечивать возможность проверки исправности их состояния.

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

6.3.9 На дренажных трубопроводах и линиях воздушников контуров с радиоактивным теплоносителем должны устанавливаться два запорных органа, причем для воздушников допускается устанавливать один дроссельный и один запорный орган.

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

6.3.10 Все участки паропроводов, которые могут быть отключены запорными органами, для возможности прогрева и продувки должны быть снабжены в концевых точках штуцером с вентилем, а при рабочем давлении свыше 2,15 МПа (22 кгс/см²) и на паропроводах систем группы В независимо от давления - штуцером и двумя

последовательно расположенными вентилями - запорным и дроссельным. В случае прогрева участка паропровода в двух направлениях должна быть предусмотрена продувка с каждого конца участка.

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

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

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

6.4 Сварные соединения

6.4.1 Общие требования

6.4.1.1 Сварка и наплавка должны проводиться в соответствии с требованиями СОУ НАЕК 159.

6.4.1.2 Стыковые сварные соединения должны выполняться с полным проплавлением.

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

6.4.1.3 Угловые сварные соединения с конструкционным зазором допускается применять при их расположении в зонах, не подверженных воздействию внешних силовых изгибающих нагрузок (например, при вварке труб в трубные доски, защитных антикоррозионных рубашек и измерительных устройств к корпусам и др.), а также при наличии специальных креплений, опор, связок или других конструкторских решений, разгружающих сварные соединения от указанных нагрузок.

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

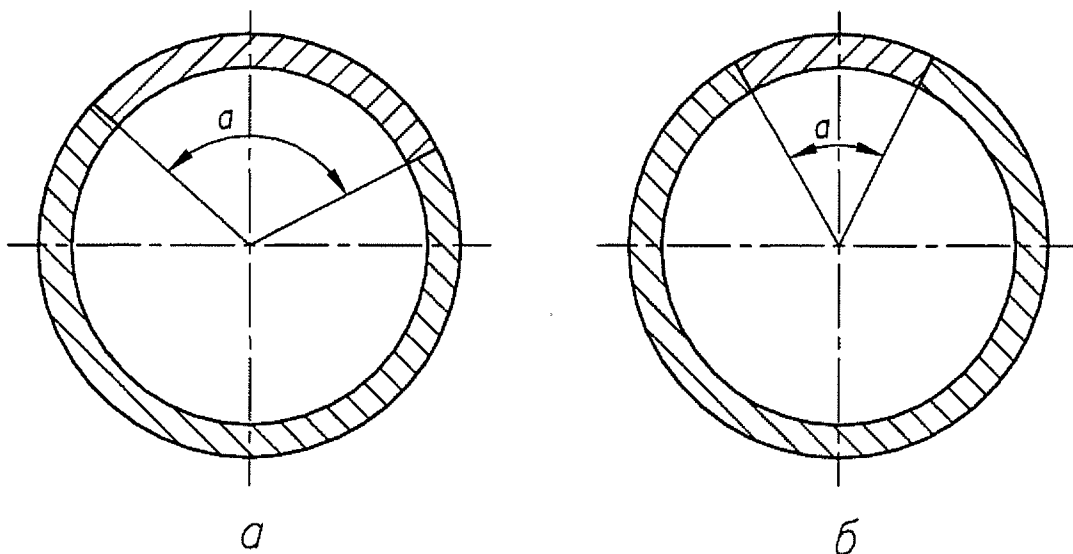
6.4.1.5 Применение нахлесточных сварных соединений допускается при приварке к оборудованию и трубопроводам укрепляющих накладок, опорных плит, подкладных листов, пластин, планок под площадки, лестницы, кронштейны, мембраны и т.п. Привариваемые изнутри корпусов оборудования кольца, укрепляющие отверстия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

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

6.4.2 Расположение сварных соединений

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

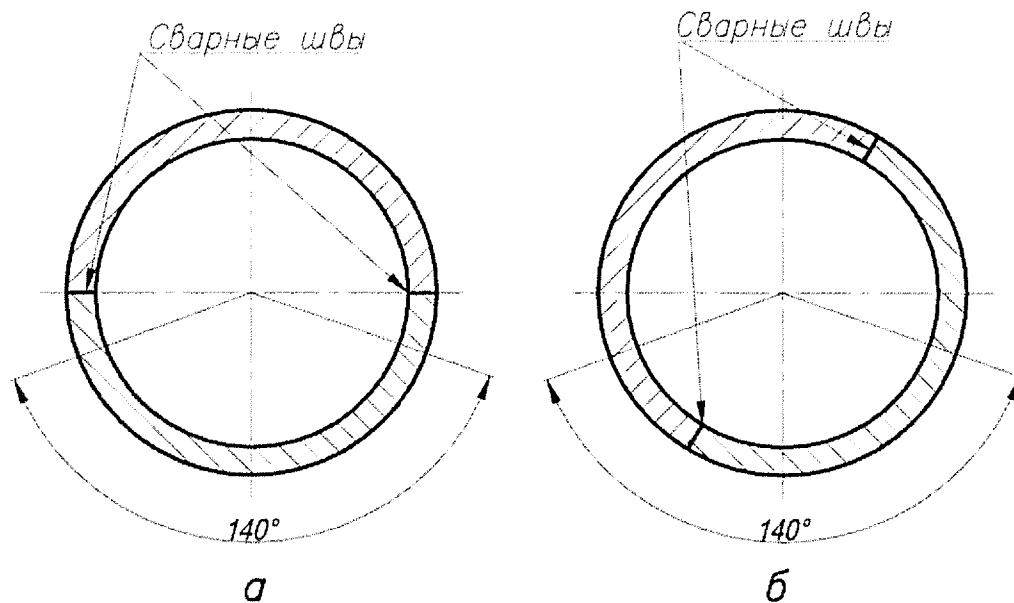
Допускается изготовление сварных труб и обечаек с номинальным наружным диаметром более 920 мм из трех секторов; при этом центральный угол каждого сектора должен быть не менее 90° .



$a - \alpha \geq 90^\circ$ - допускается;
 $b - \alpha < 90^\circ$ - не допускается

Рис. 7 – Труба, изготовленная из двух секторов

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



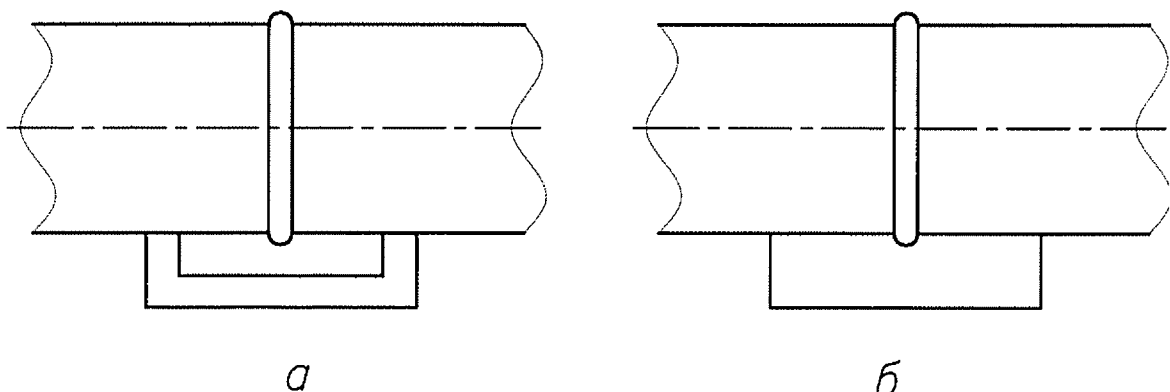
а - рекомендуемое; *б* - не рекомендуемое

Рис. 8 – Расположение сварных швов в нижней части оборудования и трубопроводов

6.4.2.3 Сварные соединения должны располагаться, как правило, вне опор.

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

- 1) конструкция и размещение опоры обеспечивают возможность контроля сварного соединения под опорой в процессе эксплуатации (рис. 9);
- 2) при изготовлении или монтаже оборудования выполненное сварное соединение подвергается сплошному ультразвуковому или радиографическому контролю, а участок сварного соединения, расположенный под опорой, кроме того подвергается магнитопорошковому или капиллярному контролю.



а - допускаемое; *б* - недопускаемое

Рис. 9 – Расположение опор в зоне сварных швов:

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

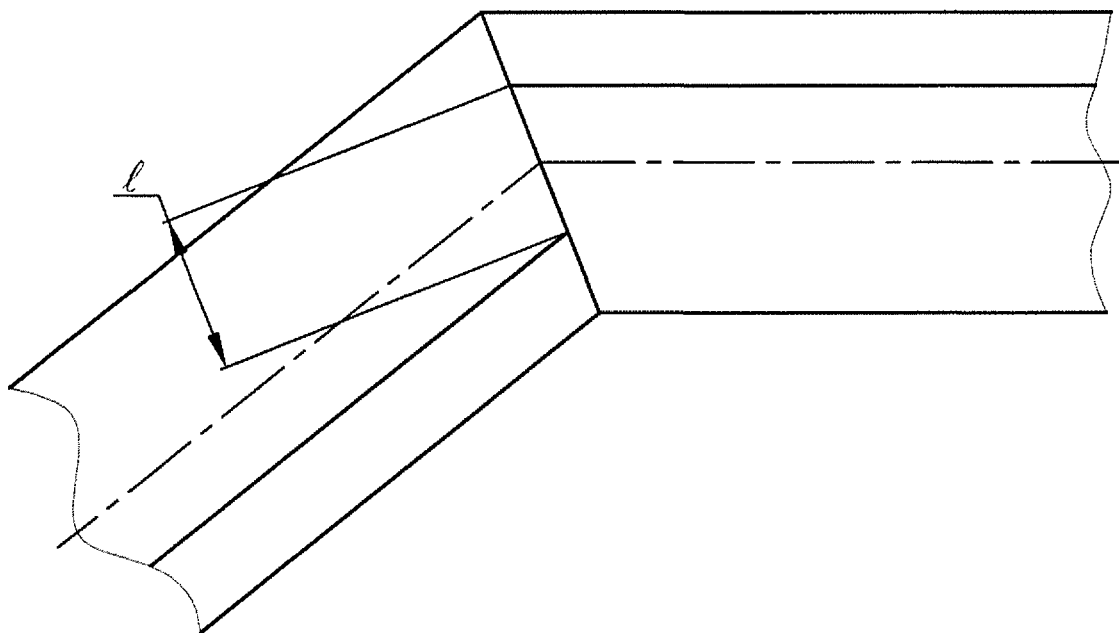
6.4.2.4 Наличие сварных швов на участках труб, подлежащих гибке, как правило, не допускается.

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

Штампованные колена должны удовлетворять следующим требованиям:

- номинальный наружный диаметр колена должен быть больше 100 мм, а средний радиус его кривизны должен соответствовать нормам, приведенным в 6.3.3;
- все сварные соединения колена должны быть подвергнуты сплошному неразрушающему контролю методами, предусмотренными для сварных соединений соответствующей категории;
- на коленах с продольными сварными соединениями в пределах криволинейного участка не допускается наличие поперечных кольцевых сварных соединений.

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



$(l \geq 100 \text{ мм})$

Рис. 10 – Расположение сварных швов в секторных отводах

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

В случае недоступности поперечных сварных соединений спирально изогнутых труб поверхностей теплообмена для сплошного контроля после окончания их

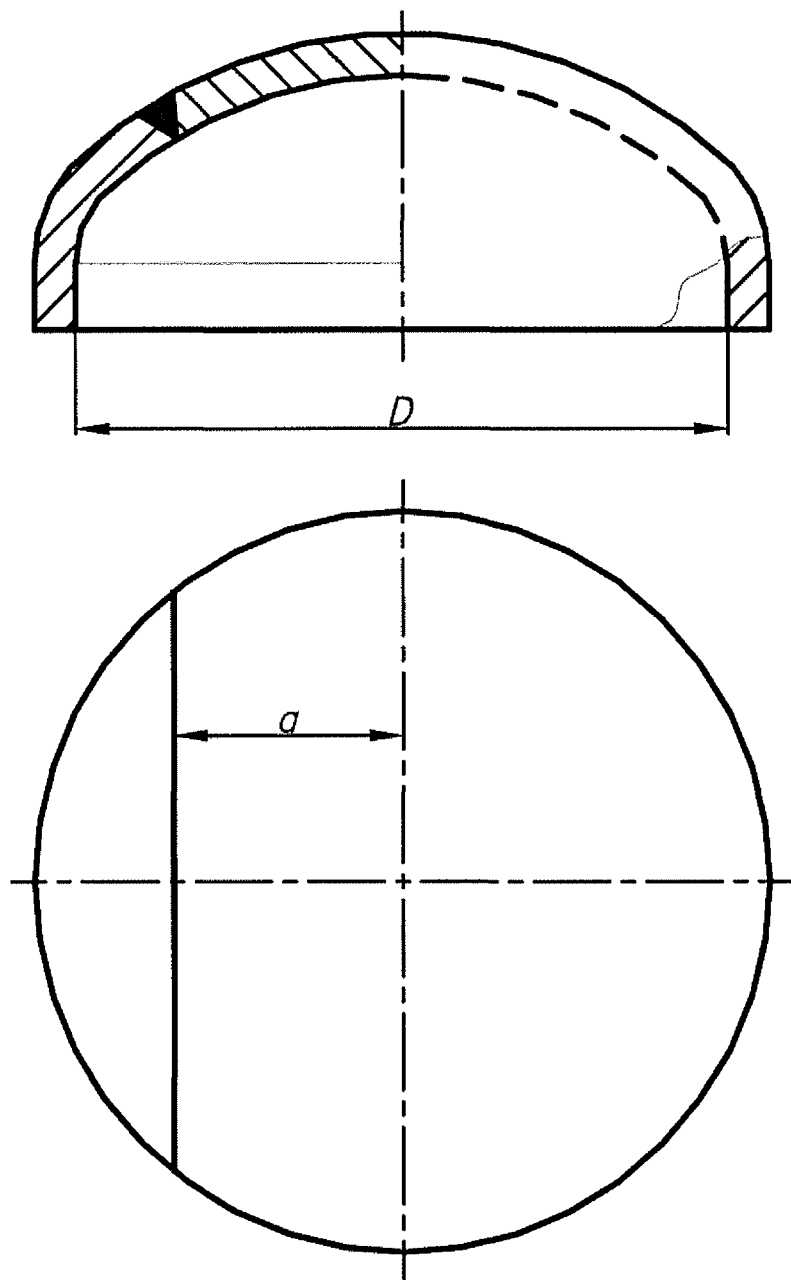
изготовления допускается выполнение сварных соединений и проведение указанного контроля до гибки труб.

6.4.3 Расстояния между сварными швами

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

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

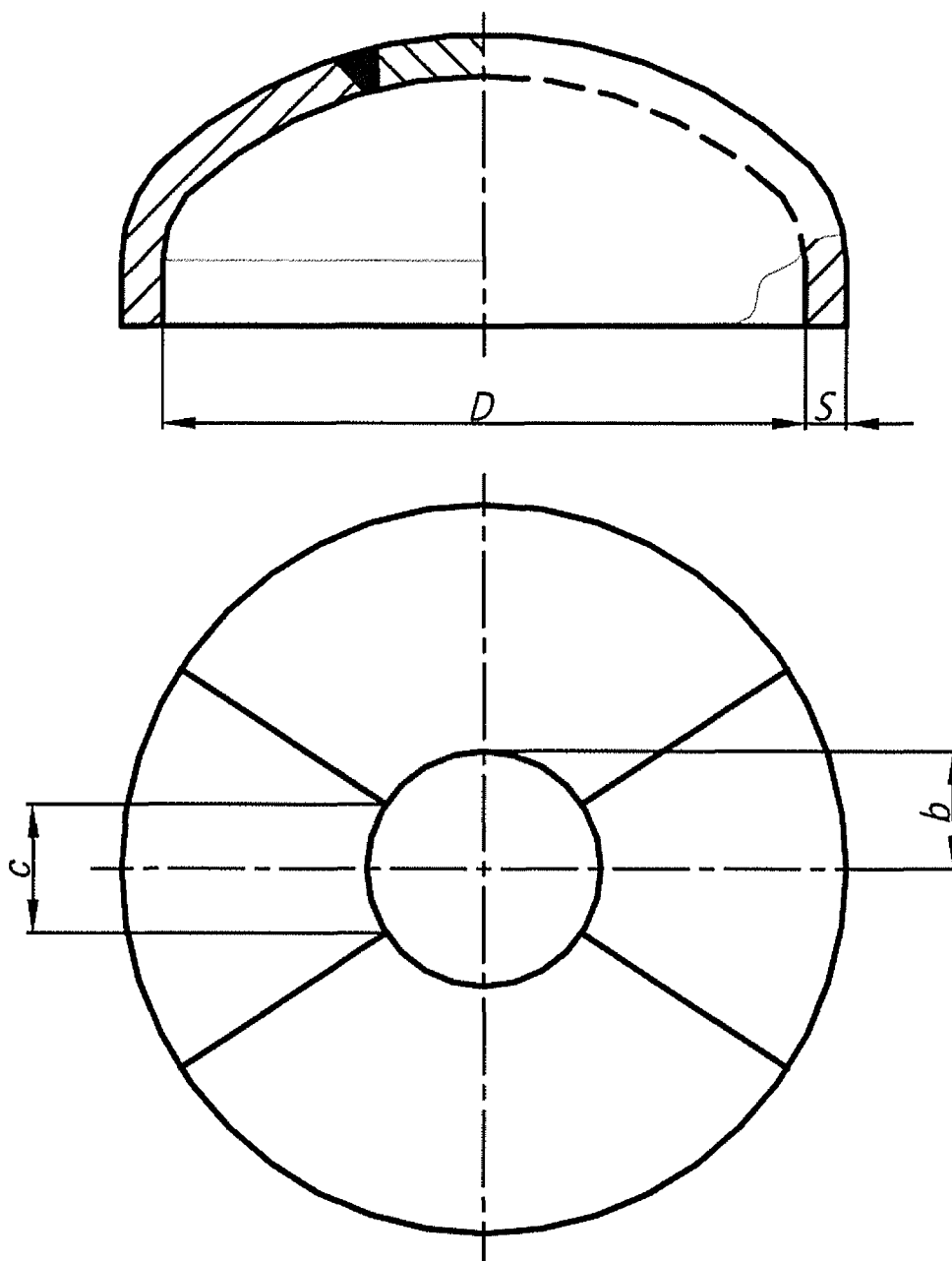
6.4.3.2 При сварке днищ или крышек из нескольких деталей (листов) с расположением сварных швов по хорде расстояние от внешнего края шва до параллельного хорде диаметра днища или крышки должно быть не менее 0,2 номинального внутреннего диаметра днища или крышки (рис. 11).



$$(a \geq 0,2 D)$$

Рис. 11 – Расположение хордовых швов

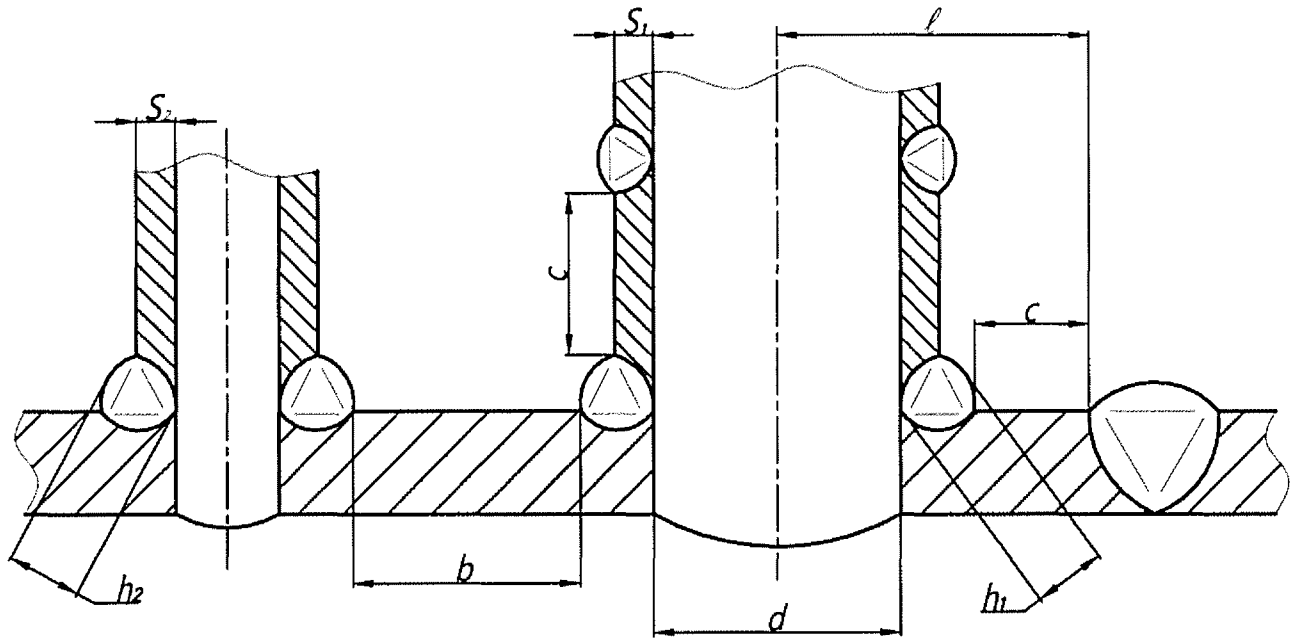
Расстояние между внешним краем кругового сварного шва на днищах и крышках (за исключением сферических и тарельчатых) и центром днища или крышки должно быть не более 0,25 номинального внутреннего диаметра днища или крышки, а минимальное расстояние между краями двух соседних радиальных или меридианальных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



$$(b \leq 0,25D; C \geq \max \left\{ \begin{array}{l} 3S \\ 100mm \end{array} \right\})$$

Рис. 12 – Расположение радиальных и круговых швов

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



$$c > 3h_1; c > 3S_1; l > 0,9d; b > 3b_2; \\ b > 3S_2 (S_2 > S_1, h_2 > h_1)$$

Рис. 13 – Расположение сварных соединений приварки патрубков:

6.4.3.4 Расстояние l между краем стыкового сварного шва оборудования или трубопровода и центром ближайшего к нему отверстия должно быть не менее 0,9 диаметра отверстия при одновременном соблюдении требований 6.4.3.3 (см. рис. 13).

6.4.3.5 Допускается уменьшение указанных в 6.4.3.3 и 6.4.3.4 расстояний (в том числе расположение отверстий в стыковом сварном шве) при одновременном соблюдении следующих требований:

- 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;

- 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 ПНАЭ Г-7-002-86 и СОУ НАЕК 159; при отсутствии таких сведений в указанных документах 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;

– внутренняя поверхность отверстий должна быть подвергнута капиллярному или магнитопорошковому контролю.

Указанные требования должны быть оговорены в конструкторской документации на изделие.

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

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

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

6.4.3.9 При приварке не нагружаемых давлением плоских деталей к поверхностям оборудования и трубопроводов расстояние между краем углового шва приварки этих деталей и краем ближайшего стыкового шва оборудования или трубопровода **a**, а также между краями угловых швов ближайших привариваемых деталей **в** должно быть не менее трех расчетных высот угловых швов (рис. 14).

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

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

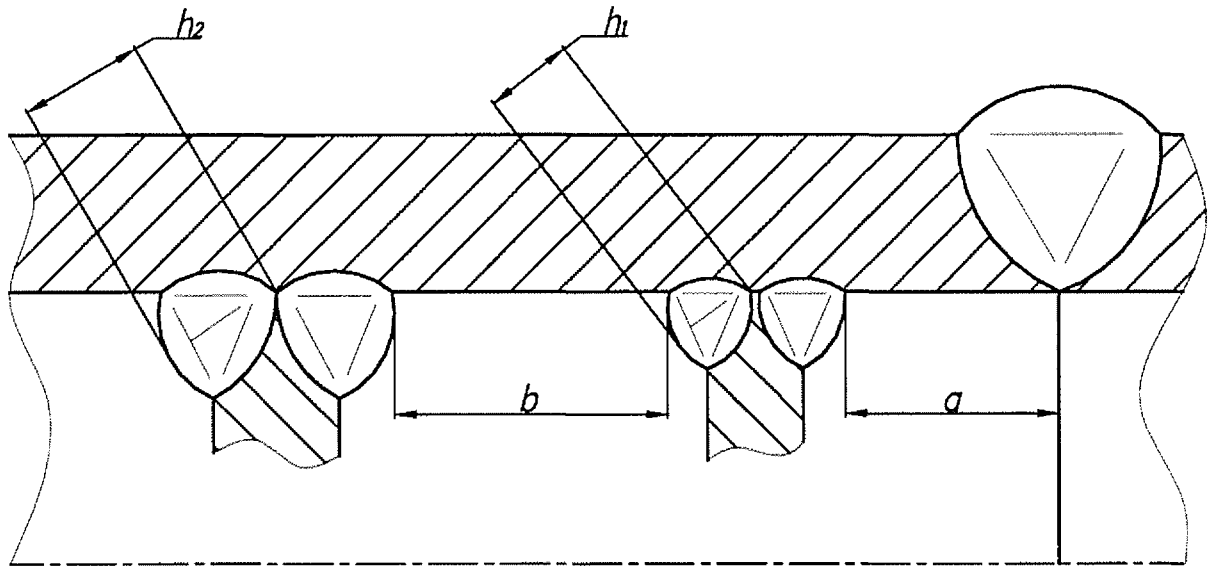
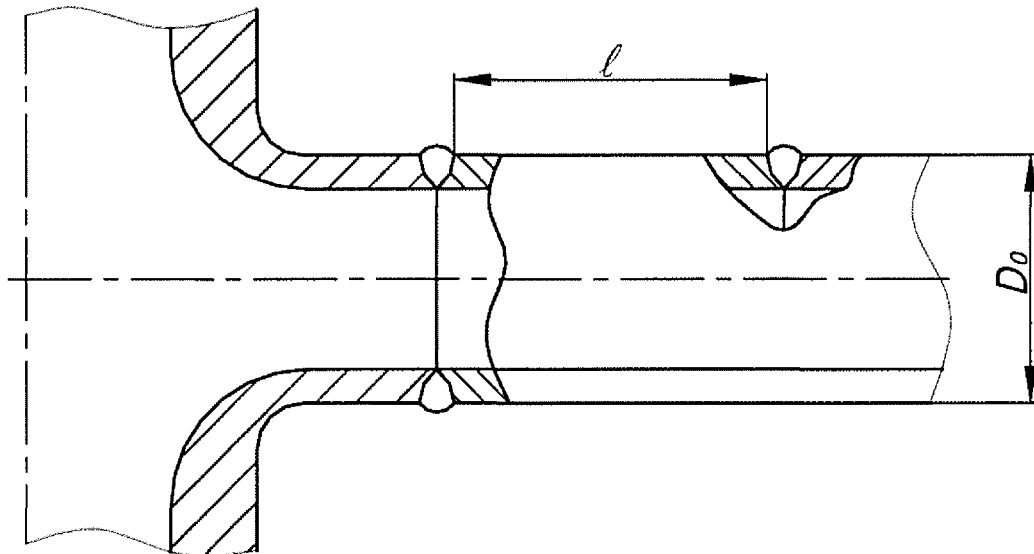


Рис. 14 – Расположение сварных соединений приварки деталей к оборудованию и трубопроводам

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



(при $D_0 > 100$ мм $l \geq 100$ мм; при $D_0 \leq 100$ мм $l \geq D_0$)

Рис. 15 – Расположение сварных швов при приварке трубопровода к патрубку

6.4.3.11 В подлежащих местной термической обработке стыковых сварных соединениях цилиндрических деталей длина свободного прямого участка в каждую сторону от оси шва (или от осей крайних швов при одновременной местной

термической обработке группы сварных соединений) должна быть не менее значения, определяемого по формуле:

$$L = \sqrt{(D_H - S_N)S_N}, \quad (1)$$

где L - длина свободного прямого участка; D_H - номинальный наружный диаметр соединяемых деталей; S_N - номинальная толщина соединяемых деталей.

и соответствовать таблице 2.

Таблица 2

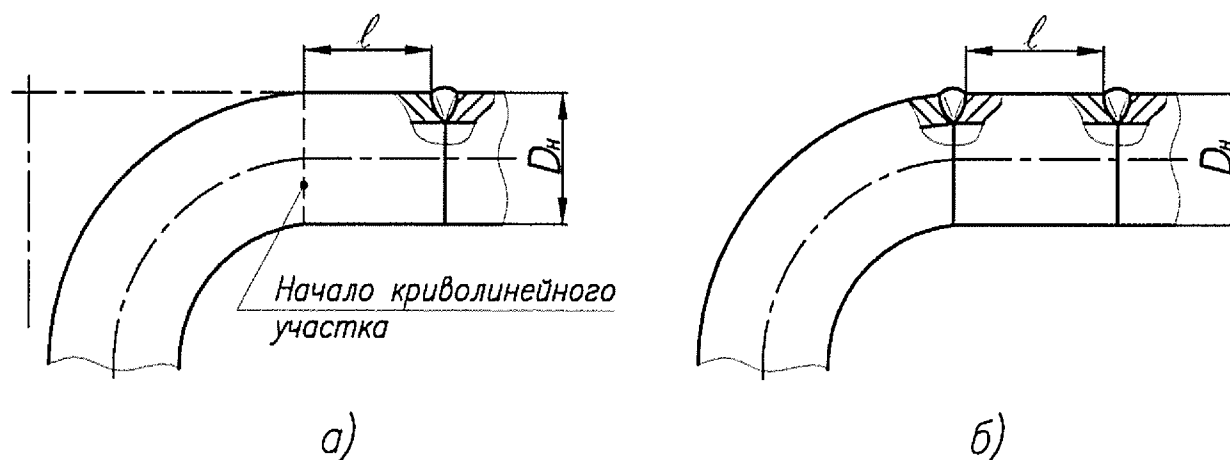
Номинальная толщина сваренных деталей (по большему значению) S_N , мм	Длина свободного прямого участка L , мм, не менее
До 15 включительно	100
Свыше 15 до 30 включительно	$5 S_N + 25$
Свыше 30 до 36 включительно	175
Свыше 36	$4 S_N + 30$

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

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

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

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



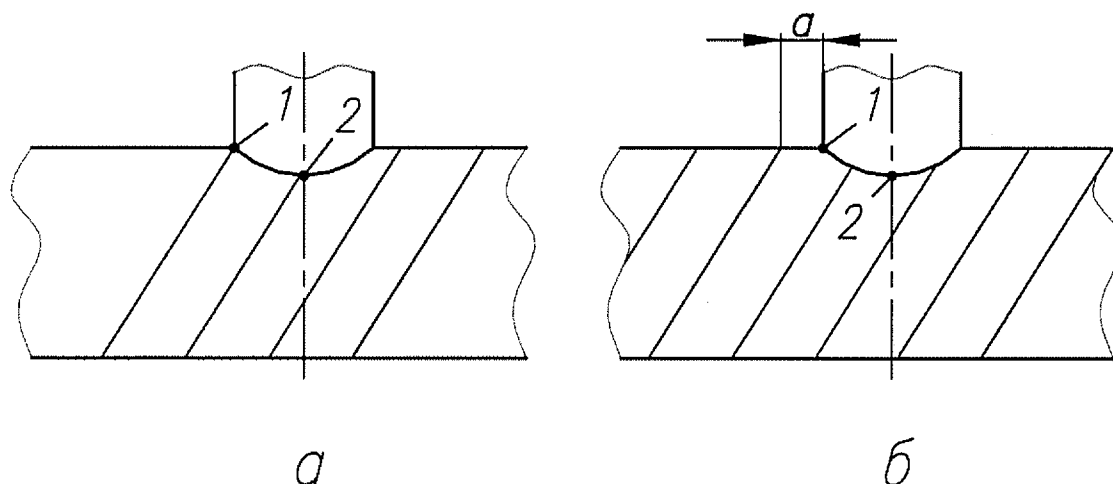
(при $D_H > 100$ мм $l \geq 100$ мм; при $D_H \leq 100$ мм $l \geq D_H$)

Рис. 16 – Расположение сварных швов при приварке:
а)гиба к трубе; б) колена к трубе

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

6.4.3.14 При приварке к оборудованию или трубопроводам деталей (сборочных единиц), прямые участки которых имеют ограниченную длину или отсутствуют (тройники, арматура, крутоизогнутые колена, штампованные и штампованные переходы и т. п.), требования 6.4.3.1–6.4.3.13 не являются обязательными при условии обеспечения возможности проведения местной термической обработки или (и) ультразвукового контроля сварных соединений. При этом возможность выполнения указанного условия должна быть подтверждена предприятием-изготовителем (монтажной организацией) в процессе разработки чертежей изделий конструкторской организацией.

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



а - не допускается; б - допускается; 1, 2- угловые точки пересечения; $a \geq 100$.

Рис. 17 – Сварка патрубков (штуцеров) с трубопроводами со спиральными швами

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

7 МАТЕРИАЛЫ

7.1 Общие требования

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

7.1.2 Для изготовления, монтажа и ремонта оборудования и трубопроводов следует применять основные материалы, приведенные в приложении К этого стандарта. В таблице 1 приложения К перечислены марки допущенных к применению материалов с приведением вида материала/полуфабриката, в котором возможна его поставка (лист, труба, поковка, отливка, сортовой прокат и т.д.), и предельные температуры использования материалов.

Допускается применение плакированных и наплавленных основных материалов, если основные материалы указаны в приложении К, а наплавочные материалы – в СОУ НАЕК 159.

7.1.3 Качество и свойства основных материалов (полуфабрикатов) должны удовлетворять требованиям соответствующих стандартов и ТУ и подтверждаться сертификатами предприятия-изготовителя.

При неполноте сертификатных данных применение материалов допускается только после проведения предприятием-изготовителем оборудования и трубопроводов или монтажной организацией необходимых испытаний и исследований, подтверждающих полное соответствие материалов требованиям стандартов или технических условий. Результаты проведенных дополнительных испытаний и исследований должны оформляться протоколами (заключениями), прилагаемыми к оригиналу сертификата завода-изготовителя материалов.

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

7.1.5 Методы и объем контроля основных материалов должны определяться на основании стандартов и ТУ конструкторской (проектной) организацией и указываться в конструкторской документации.

7.1.6 Для сварки и наплавки оборудования и трубопроводов следует применять сварочные и наплавочные материалы, указанные в СОУ НАЕК 159. Входной контроль сварочных и наплавочных материалов должен проводиться согласно требованиям СОУ НАЕК 159.

7.2 Полуфабрикаты

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

7.2.2 При составлении технических условий на полуфабрикаты для оборудования и трубопроводов групп А и В в них должны быть включены требования, изложенные в приложении К.

7.2.3 Применение труб с продольными или спиральными швами, а также кованосверленных, центробежнолитых, биметаллических и других труб, изготавливаемых по специальной технологии, разрешается при условии соответствия проекту или техническим условиям, согласованным с Госатомрегулированием.

Для труб с продольными или спиральными швами должен быть предусмотрен сплошной ультразвуковой или радиографический контроль сварных соединений независимо от категории сварных соединений трубопроводов, подлежащих изготовлению (монтажу). Остальные требования должны быть не ниже установленных для бесшовных труб того же сортамента из стали той же марки и для сварных соединений соответствующей категории.

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

7.2.5 Качество литых полуфабрикатов, используемых для изготовления крышек и корпусных деталей оборудования, должно удовлетворять требованиям СОУ НАЕК 084.

7.3 Крепежные детали

7.3.1 Марки материалов крепежных деталей должны соответствовать указанным в приложении К.

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

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

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

7.4 Новые материалы

7.4.1 К новым материалам относятся:

- основные материалы, не приведенные в приложении К данного стандарта;
- основные материалы, приведенные в приложении К, в случае их применения при температурах, превышающих максимально допустимые в соответствии с указанным приложением;
- сварочные и наплавочные материалы (покрытые электроды, сварочные и наплавочные проволоки и ленты, флюсы и защитные газы), не предусмотренные СОУ НАЕК 159 для сварки (наплавки) деталей из сталей (сплавов) соответствующих марок (сочетаний марок) применительно к конкретным способам сварки (наплавки).

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

7.4.2 Для включения в данный стандарт или СОУ НАЕК 159 новых материалов организация, заинтересованная в их применении, должна обратиться с соответствующим предложением в ГП «НАЭК «Энергоатом», приложив к нему согласованный с экспертной организацией и Госатомрегулирования отчет, содержащий данные испытаний и исследований новых материалов, а также стандарты или технические условия на полуфабрикаты и сварочные (наплавочные) материалы.

Перечень сведений, которые должны быть представлены в отчете, приведен в приложении Л.

7.4.3 Для изготовления конкретного оборудования или трубопроводов допускается применение новых материалов, в т.ч. изготовленных по стандартам других стран, по согласованию с Госатомрегулирования.

Для обоснования применения новых материалов заявитель предоставляет: копии стандартов или технические условия на полуфабрикаты и (или) сварочные (наплавочные) материалы, сведения о физико-механических, технологических и коррозионных свойствах основного металла и (или) сварных соединений (наплавленного металла), определяющих возможность изготовления оборудования и трубопроводов с обеспечением требуемого срока эксплуатации.

8 ИЗГОТОВЛЕНИЕ, МОНТАЖ И РЕМОНТ

8.1 Общие требования

8.1.1 Изготовление, монтаж и ремонт оборудования и трубопроводов должен проводиться в соответствии с конструкторской, технологической и ремонтной документацией (технологическими инструкциями, картами технологических процессов и др.), регламентирующей содержание и порядок выполнения всех технологических и контрольных операций. Технологическая и ремонтная документация должна быть разработана предприятием-изготовителем (монтажной или ремонтной организацией) или привлеченной им специализированной организацией с соблюдением требований НПС по ЯРБ и другой распространяющейся на соответствующее оборудование и трубопроводы документации, а также чертежей и технических условий на изделие. Технологическая документация на монтаж головных образцов оборудования и трубопроводов, а также вносимые в нее изменения (в том числе и для последующих серийных образцов) должны согласовываться с экспертной организацией.

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

Указанное согласование не является обязательным, если технологическая документация составлена в полном соответствии с документами, включенными в ПР-Д.0.27.433, или инструкциями, разработанными, согласованными и утвержденными в установленном СОУ НАЕК 030 порядке. При этом эти документы должны содержать конкретные технологические требования и указания (включая

режимы сварки, наплавки, термической обработки и т.п.), полностью отражающие требования данного стандарта и СОУ НАЕК 159.

При наличии согласованных экспертной организацией технологических инструкций согласование карт технологических процессов не требуется.

8.1.3 Все изменения проектной (конструкторской) документации, необходимость в которых возникает при изготовлении, монтаже и эксплуатации оборудования и трубопроводов, должны согласовываться с проектной (конструкторской) организацией и Госатомрегулированием.

8.1.4 Технические решения, разработанные и согласованные с Госатомрегулированием до ввода в действие данного стандарта, корректировке не подлежат.

8.1.5 При изготовлении, монтаже и ремонте предприятие-изготовитель (монтажная, ремонтная организация) должно осуществлять производственный технический контроль в объеме, предусмотренном конструкторской, технологической и ремонтной документацией. Результаты указанного контроля должны удовлетворять требованиям вышеуказанной документации.

8.1.6 Сварку и наплавку, включая все операции по подготовке и сборке под сварку и наплавку, выполнению сварных соединений и наплавленных деталей, их последующей термической обработке, контроль качества сварных соединений и наплавов следует проводить в соответствии с требованиями СОУ НАЕК 159, СОУ НАЕК 160 за исключением выполнения наплавов твердыми сплавами (в том числе наплавки уплотнительных поверхностей арматуры), которое должно проводиться в соответствии с требованиями соответствующих нормативных и технических документов и (или) ОТТ-87.

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

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

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

Глубина отпечатков при нанесении маркировки ударным способом не должна превышать 0,3 мм. Толщина металла при маркировке ударным способом должна быть не менее 4 мм. Кромки клейм не должны иметь острых граней.

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

8.1.9 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.

8.2 Методы изготовления и монтажа

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

8.2.2 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.

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

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

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

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

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

8.2.6 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.

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

8.3 Допуски

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

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

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

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

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

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

8.3.3 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.

8.3.4 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.

8.3.5 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.

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

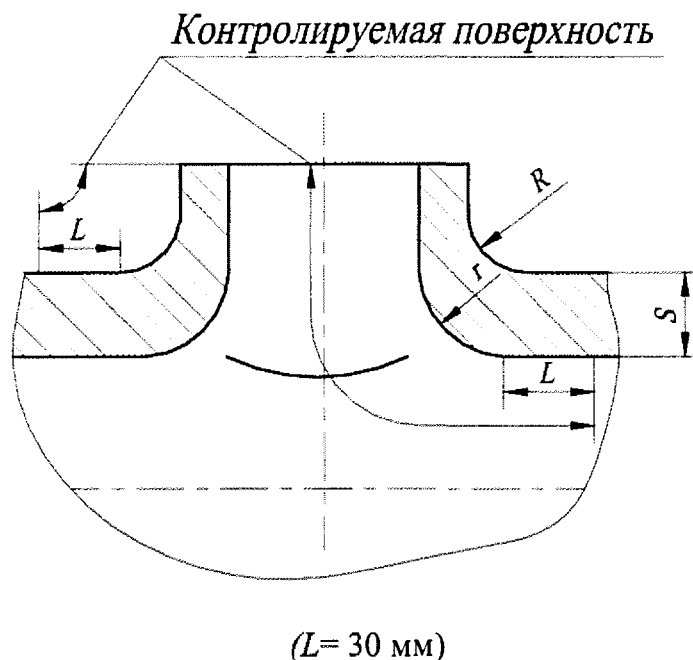


Рисунок 18 – Схема высаженной горловины

Допускается уменьшение значения R до $0,25 S$ при значениях S свыше 20 мм и до 5 мм при значениях S до 20 мм включительно при условии, что после посадки горловины деталь подвергают термической обработке (для деталей из сталей аустенитного класса и из углеродистых и кремнемарганцовистых сталей перлитного класса допускается совмещение операций горячей посадки горловины и термической обработки), а после ее выполнения проводят капиллярный или магнитопорошковый контроль наружной и внутренней поверхностей горловины в пределах зоны, указанной на рис. 18. При номинальном внутреннем диаметре высаженной горловины менее 200 мм указанный контроль ее внутренней поверхности может не проводиться по совместному решению конструкторской и экспертной организации в области материаловедения. Капиллярный и магнитопорошковый контроль следует проводить после механической обработки горловины (в случае выполнения такой обработки).

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

8.3.7 Овальность гнутых участков труб (определяемая по формуле (2) не должна превышать 6% на деталях трубопроводов (коленах, отводах и др.) группы А, 8% на деталях трубопроводов группы В и 12% на деталях трубопроводов группы С, если меньшие значения овальности не установлены технической документацией на изделие.

Для гнутых участков труб на деталях трубопроводов групп В и С допускаются более высокие значения овальности при условии выполнения расчета на прочность, подтверждающего допустимость соответствующей овальности.

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

8.3.8 Приведенные в 8.3.7 требования по овальности не распространяются на тонкостенные цилиндрические изделия с отношением номинальной толщины стенки к номинальному наружному диаметру менее 0,02, изменяющие свою форму под

действием собственной массы и (или) массы присоединяемых деталей. В этом случае значения овальности должны соответствовать установленным техническими условиями на изделие.

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

Значение утонения (утолщения) определяют по формуле:

$$b = \frac{S_1 - S_2}{S_1} \cdot 100\%, \quad (3)$$

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

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

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

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

Местные неровности в начале и конце гiba допускается исправлять с помощью механической обработки или термической резки (строжки) по технологии, согласованной с экспертной организацией в области материаловедения.

8.4 Термическая обработка

8.4.1 Необходимость термической обработки сборочных единиц и деталей при изготовлении, монтаже или ремонте устанавливается конструкторской и (или) технологической документацией.

8.4.2 Вид термической обработки и ее режимы устанавливаются документацией на материалы и полуфабрикаты и изделия из них, а также конструкторской и (или) технологической документацией. Виды и режимы термической обработки, устанавливаемые конструкторской и (или) технологической документацией, должны быть согласованы с экспертной организацией в области материаловедения.

8.4.3 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.

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

8.4.5 Термическую обработку деталей из углеродистых и кремнемарганцовистых сталей после горячей вальцовки, гибки или штамповки допускается не проводить, если в момент окончания деформирования температура металла была не ниже 700 °С. Данное положение не распространяется на отводы,

изготовленные гибкой с нагревом токами высокой частоты.

8.4.6 Термическую обработку днищ и деталей из сталей аустенитного класса после штамповки или вальцовки допускается не проводить, если в момент окончания деформирования температура металла была не ниже 900 °С.

8.4.7 В других случаях необходимость термической обработки деталей после деформирования устанавливается документами по стандартизации на материалы, конструкторской и (или) технологической документацией.

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

8.4.9 В процессе проведения термической обработки должен быть обеспечен контроль соблюдения заданных технологической документацией режимов нагрева и выдержки с фиксацией их параметров.

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

8.4.11 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 экспертной организацией в области материаловедения.

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

8.4.13 Механические характеристики металла, прошедшего термическую обработку, должны определяться при испытаниях образцов, вырезанных из припусков, или специально изготовленных контрольных проб. Пробы должны изготавливаться из металла той же партии (плавки), что и контролируемая деталь и (или) сборочная единица. Пробы должны подвергаться термической обработке в том же объеме и по тем же режимам, что и изделие в процессе изготовления или монтажа (вместе с контролируемым изделием или отдельно от него) 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 технологической документацией.

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

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

отдельных отпусков.

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

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

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

8.4.17 Допускается проверка свойств металла на одной контрольной пробе с соблюдением 8.4.1–8.4.16 в случаях, когда предусмотренная при одной и той же температуре продолжительность (суммарная продолжительность) выдержки производственных отпусков различна, но разница между максимальной и минимальной продолжительностью (суммарной продолжительностью) выдержки не превышает 20% максимальной продолжительности (суммарной продолжительности) выдержки. При этом в процессе проведения отпуска контрольной пробы продолжительность выдержки должна составлять не менее 80% и не более 100% максимальной продолжительности выдержки производственного отпуска (максимальной суммарной продолжительности выдержки соответствующих производственных отпусков).

8.4.18 Если контролируемые производственные изделия подлежат отпускам при различных температурах (кроме случаев, указанных в 8.4.16) или (и) с различной продолжительностью выдержки (кроме случаев, указанных в 8.4.17), проверку свойств металла следует проводить на двух отдельных контрольных пробах.

Первая контрольная проба должна быть подвергнута (с учетом 8.4.1–8.4.16) тому же отпуску, что и производственное изделие, для которого предусмотрена наименьшая температура отпуска и (или) минимальная продолжительность выдержки (при однократном отпуске) или наиболее низкие температуры и (или) наименьшая суммарная продолжительность выдержки при наибольшей для данного изделия температуре отпуска (при многократных отпусках).

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

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

Вторая контрольная проба должна быть подвергнута (с учетом 8.4.1–8.4.16) тому же отпуску, что и производственное изделие, для которого предусмотрены наиболее высокая температура отпуска и (или) максимальная продолжительность выдержки (при однократном отпуске) или наиболее высокие температуры отпусков и (или) максимальная суммарная продолжительность выдержки при наибольшей для данного изделия температуре отпуска (при многократных отпусках).

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

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

8.4.20 После термической обработки должны быть определены механические свойства металла и его стойкость к межкристаллитной коррозии (последнее - только для коррозионно-стойких сталей аустенитного класса и железоникелевых сплавов). Необходимость, объем и температура испытаний, определяемые характеристики и показатели, а также типы и количество образцов устанавливаются конструкторской документацией (таблицами контроля качества) и технологической документацией.

8.5 Контроль качества основных материалов

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

8.5.2 Объем контроля на соответствие изделий требованиям устанавливается конструкторской документацией (таблицами контроля) и (или) производственно-технологической документацией.

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

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).

8.5.4 При проверке свойств основного металла после термической обработки определяют механические свойства металла и его стойкость к 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 технологической документацией с учетом требований стандартов и (или) технических условий на соответствующие полуфабрикаты (заготовки).

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

9 ИСПЫТАНИЯ ДАВЛЕНИЕМ

9.1 Общие требования

9.1.1 Целью испытаний давлением является проверка прочности и плотности оборудования и трубопроводов. Испытания давлением в зависимости от испытательной среды подразделяются на гидравлические и пневматические.

9.1.2 Проверка прочности проводится:

- после изготовления оборудования и (или) деталей и сборочных единиц трубопроводов;
- после монтажа оборудования и трубопроводов;
- при техническом освидетельствовании оборудования (трубопроводов) в процессе эксплуатации.
- после выполнения ремонта с применением сварки (за исключением ремонта с глушением трубок теплообменного оборудования).

9.1.3 Проверка плотности проводится для подтверждения отсутствия протечек оборудования и трубопроводов. Для оборудования и трубопроводов первого и второго контура проверка плотности проводится в соответствии с требованиями ТРБЭ.

9.1.4 Для оборудования и трубопроводов, нагружаемых давлением газа, масла, а также работающих под вакуумом, допускается проводить пневматические испытания, если обеспечена безопасность их проведения.

9.1.5 Испытания давлением трубопроводов на участках от баков до первых запорных органов должны проводиться наливом после монтажа и в процессе эксплуатации.

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

9.1.7 При изготовлении и монтаже испытания давлением должны проводиться до нанесения защитных антикоррозионных покрытий и установки теплоизоляции на оборудование и трубопроводы, если иное не указано в конструкторской документации.

9.1.8 При наличии тепловой изоляции испытания давлением в процессе эксплуатации должны проводиться после ее снятия в местах, согласованных с Госатомрегулированием.

9.1.9 Испытания давлением сборочных единиц трубопроводов, укрупненных на монтажных площадках, допускается совмещать с испытаниями давлением после

завершения их монтажа.

9.1.10 Испытания давлением после завершения монтажа оборудования и трубопроводов допускается совмещать с испытаниями давлением при их первичном техническом освидетельствовании до пуска в работу.

9.1.11 Не подлежат испытанию давлением трубопроводы сброса (подачи) технологической среды в емкость с гидростатическим давлением, сброса в атмосферу, а также участки спринклерных систем (от спринклера до первой запорной арматуры).

9.1.12 Для корпусов центробежных насосов и участков трубопроводов на напоре центробежных насосов до запорной арматуры гидравлические испытания допускается производить давлением, образующимся при работе насоса на закрытую запорную арматуру в течение времени, разрешенного предприятием-изготовителем на работу насоса в безрасходном режиме.

9.1.13 Испытания давлением отдельных деталей и сборочных единиц оборудования и трубопроводов групп В и С при их изготовлении не проводятся в следующих случаях:

- предприятие-изготовитель осуществляет испытания указанных деталей и сборочных единиц в составе укрупненных сборочных единиц;
- предприятие-изготовитель оборудования группы С из сталей перлитного класса и из высокохромистых сталей осуществляет сплошной ультразвуковой контроль всех сварных соединений и радиографический контроль в удвоенном объеме по сравнению с объемом, предусмотренным СОУ НАЕК 160, а из сталей аустенитного класса и железоникелевых сталей - радиографический контроль всех сварных соединений;
- предприятие-изготовитель деталей и сборочных единиц трубопроводов групп В и С из сталей перлитного класса и из высокохромистых сталей осуществляет ультразвуковой контроль в объеме 100% всех сварных соединений, а также радиографический контроль сварных соединений категории II_а – в объеме 100%, категорий II_в, III_а - в объеме 50%, категории III_в - в объеме 25%, а из сталей аустенитного класса - радиографический контроль в объеме 100% всех сварных соединений, при этом должны соблюдаться все другие требования СОУ НАЕК 160 и конструкторской документации; кроме того, должен быть проведен дополнительный капиллярный или магнитопорошковый контроль механически обработанных поверхностей (расточек, переходов, гибов труб и т.п.) и ультразвуковой или радиографический контроль металла в зонах концентрации напряжений и в зонах, подвергавшихся деформации более 5% при изготовлении (гибов и раздаваемых концов труб, вытянутых горловин и т.п.) и в объеме, устанавливаемом конструкторской документацией (для трубопроводов группы С указанный дополнительный контроль допускается не проводить).

9.2 Давление испытаний

9.2.1 Давление гидравлических испытаний при проверке прочности должно быть не менее определяемого по формуле:

$$P_h = K_h P [\sigma]^{T_h} / [\sigma]^T \quad (\text{нижняя граница}), (4)$$

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

В вышеприведенной формуле $K_h=1.25$ для оборудования и трубопроводов, P - расчетное давление при испытаниях на предприятии-изготовителе или рабочее давление при испытаниях после монтажа и в процессе эксплуатации, $[\sigma]^{T_h}$ - номинальное допустимое напряжение при температуре гидравлических испытаний T_h для рассматриваемого элемента конструкции, $[\sigma]^T$ - номинальное допускаемое напряжение при расчетной температуре T рассматриваемого элемента конструкции.

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

$$P_h \leq 1,25 [P], (5)$$

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

9.2.2 При давлении гидроиспытаний P до 0,49 МПа (5 кгс/см²) значение P_h должно быть более $1,5P$, но не менее 0,2 МПа (2кгс/см²).

При давлении гидроиспытаний P более 0,49 МПа (5 кгс/см²) значение P_h должно определяться из условий п.9.2.1, но быть не менее $(P + 0,29)$ МПа ($(P + 3)$ кгс/см²).

9.2.3 В случае, если гидравлическим (пневматическим) испытаниям подвергаются система или контур, состоящие из оборудования и трубопроводов, работающих при разных рабочих давлениях и (или) расчетных температурах, или изготовленных из материалов с различными $[\sigma]^{T_h}$ и (или) $[\sigma]^T$, то давление гидравлических (пневматических) 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).

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

9.2.5 Значения давлений гидравлических (пневматических) испытаний систем (контуров) должны определяться проектной организацией при разработке проекта и указываться в комплексной программе ГИ. Значение давления испытаний оборудования, трубопроводов и их составных частей указываются предприятием-изготовителем в паспорте на оборудование и свидетельстве об изготовлении деталей и составных частей трубопровода. Значение давления испытаний систем (контуров)

определяются проектной организацией и уточняются ГП «НАЭК «Энергоатом» на основе данных, которые содержатся в паспортах на оборудование и трубопроводы, входящих в состав системы (контура). Давление испытаний в процессе эксплуатации оборудования и трубопроводов может быть изменено техническим решением Компании при наличии обоснований безопасности после согласования этого решения с Госатомрегулирования.

9.3 Температура испытаний

9.3.1 Гидравлические (пневматические) испытания оборудования и трубопроводов должны проводиться при температуре испытательной среды, при которой температура металла испытываемого оборудования и трубопроводов не будет ниже минимальной допускаемой, определяемой согласно ПНАЭ Г-7-002-86. При этом во всех случаях температура испытательной и окружающей среды не должна быть ниже 5 °С.

9.3.2 Допускается проведение гидравлических (пневматических) испытаний после изготовления или монтажа без проведения расчета по 9.3.1 при температуре металла не менее 5 °С в следующих случаях:

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

Допускается также без проведения расчета по 9.3.1 определять минимальную допускаемую температуру металла при гидравлических испытаниях T_h из следующих соотношений:

при $SR_{P_{0,2}}^2 \leq 3,5 \cdot 10^6$:

$$T_h \geq T_{ko} - 260 + 73 \cdot 10^{-6} SR_{P_{0,2}}^2;$$

при $3,5 \cdot 10^6 < SR_{P_{0,2}}^2 \leq 25 \cdot 10^6$

$$T_h \geq T_{ko} - 17 + 3,1 \cdot 10^{-6} SR_{P_{0,2}}^2; \quad (6)$$

при $SR_{P_{0,2}}^2 > 25 \cdot 10^6$

$$T_h \geq T_{ko} + 48 + 0,47 \cdot 10^{-6} SR_{P_{0,2}}^2,$$

где T_{ko} - критическая температура хрупкости материала в исходном состоянии, °С;

S - наибольшая номинальная толщина стенки изделия, мм;

$R_{P_{0,2}}$ - предел текучести материала при температуре 20°С, МПа.

Значение T_{ko} должно либо задаваться в конструкторской документации и подтверждаться в процессе изготовления, либо определяться по методикам, приведенным в ПНАЭ Г-7-002-86.

9.3.3 Допускаемая температура металла при гидравлических испытаниях, проводимых после изготовления, должна определяться конструкторской (проектной)

организацией согласно 9.3.1, 9.3.2 и указываться в чертежах, паспортах оборудования и свидетельствах об изготовлении деталей и сборочных единиц трубопроводов.

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

9.3.4 Допускаемая температура металла при гидравлических (пневматических) испытаниях оборудования и трубопроводов в составе системы (контура) после монтажа принимается максимальной из всех, указанных согласно 9.3.2 в паспортах оборудования (свидетельствах об изготовлении деталей и сборочных единиц трубопроводов), и приводится в комплексной программе (инструкции) проведения гидравлических (пневматических) испытаний.

9.3.5 Допускаемая температура металла при гидравлических (пневматических) испытаниях в процессе эксплуатации (в том числе после ремонта) устанавливается предприятием-владельцем оборудования на основе данных расчета на прочность, паспортов оборудования и трубопроводов.

9.3.6 Если на основе анализа на стадии проектирования по 9.3.1–9.3.3 допускаемая температура металла при гидравлических (пневматических) испытаниях окажется такой, которую невозможно обеспечить штатными средствами данной АЭС, то разработчик проекта АЭС должен предусмотреть в составе проекта специальное устройство для обеспечения требуемой температуры.

9.4 Проведение испытаний

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

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

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

9.4.2 Расположение манометров должно обеспечивать свободный обзор шкалы манометра, при этом шкала прибора должна находиться в вертикальной плоскости.

9.4.3 Датчики (манометры), применяемые при испытании трубопроводов, должны быть проверены и опломбированы.

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

9.4.5 В процессе гидравлических (пневматических) испытаний допускается колебание давления вследствие изменения температуры испытательной среды и характеристик работающего источника давления. 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 9.2.1. Понижение температуры ниже устанавливаемой по 9.3 не допускается.

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

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

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

9.4.7 Контроль температуры металла должен проводиться приборами термоконтроля. Контроль температуры допускается не проводить, если температура жидкости и температура окружающей среды выше температуры гидравлических испытаний, установленной по 9.3.

Температура должна контролироваться датчиками и приборами с суммарной погрешностью, не превышающей $\pm 3\%$ максимального значения измеряемой температуры

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

9.5 Пневматические испытания

9.5.1 Давление пневматических испытаний при проверке прочности (P_p) должно быть не менее определяемого по формуле:

$$P_p = K_p P[\sigma]^{T_k} / [\sigma]^T \quad (\text{нижняя граница}), \quad (7)$$

где $K_p = 1,15$ для оборудования и трубопроводов.

Верхняя граница та же, что и в 9.2.1.

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

$$P_p \leq 1,25 [P]_{н.}, \quad (8)$$

9.5.2 При пневматических испытаниях должны соблюдаться требования 9.2.3, 9.2.4, 9.3, 9.4.1 (в части требований к погрешности измерений и класса точности прибора), 9.4.6, 9.4.8.

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

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

9.5.4 Предназначенные для пневматических испытаний вентили

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

9.6 Программы испытаний

9.6.1 Перед проведением гидравлических (пневматических) испытаний оборудования и сборочных единиц (деталей) трубопроводов изготовителем должна быть составлена программа испытаний.

9.6.2 Программа гидравлических (пневматических) испытаний оборудования и сборочных единиц (деталей) трубопроводов после изготовления должна включать следующие данные:

- наименование оборудования или сборочных единиц (деталей) трубопроводов;
- расчетное давление;
- давление гидравлических (пневматических) испытаний;
- температура гидравлических (пневматических) испытаний;
- испытательные среды и требования к их качеству;
- допустимые скорости повышения и снижения давления;
- допустимые скорости повышения и снижения температуры;
- время выдержки при давлении испытаний P_h (P_p);
- давление, при котором должен проводиться осмотр;
- источник давления;
- метод нагрева испытательной среды (при необходимости);
- точки установки датчиков (приборов) контроля давления и их класс точности;
- точки установки датчиков (приборов) контроля температур и их класс точности;
- допускаемые пределы колебания давления и температуры в процессе выдержки;
- требования по охране труда;
- места установки технологических заглушек;
- перечень организационных мероприятий, включая назначение ответственных за испытания лиц.

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

9.6.3 Для проведения гидравлических (пневматических) испытаний после монтажа и в процессе эксплуатации проектной организацией должна быть составлена комплексная программа испытаний.

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

- наименование и границы испытываемой системы (части системы, оборудования, трубопроводов);
- рабочее давление;
- давление гидравлических (пневматических) испытаний;
- температура гидравлических (пневматических) испытаний;
- испытательные среды и требования к их качеству;
- допустимые скорости повышения и понижения давления;
- допустимые скорости повышения и понижения температуры;
- давление, при котором должен проводиться осмотр;
- способы заполнения и дренирования испытательной среды;
- источник создания давления;
- метод нагрева испытательной среды (при необходимости);
- точки установки датчиков (приборов) контроля давления;
- точки установки датчиков (приборов) контроля температуры;
- допускаемые пределы колебания давления и температуры в процессе выдержки.

Комплексная программа должна быть утверждена руководством проектной организации и согласована с администрацией АЭС.

9.6.5 На основании комплексной программы должна быть составлена рабочая программа испытаний. Рабочая программа гидравлических (пневматических) испытаний помимо сведений, перечисленных в 9.6.4, должна содержать следующие данные:

- уточнение по паспортам комплектующих испытываемых оборудования и трубопроводов значений давления и температуры гидравлических (пневматических) испытаний;
- место подключения источника давления;
- перечень используемых датчиков и приборов контроля давления и температуры с указанием класса точности;
- график проведения испытаний (степени подъема и сброса давления, подъема и снижения температуры, время выдержки и т. п.);
- способы контроля состояния испытываемого оборудования и трубопроводов в процессе осмотра и после завершения испытаний;
- меры по подготовке к проведению испытаний (с указанием перекрываемой и открываемой арматуры, ограничивающей испытываемую систему или ее часть);
- перечень мест снятия тепловой изоляции;
- меры защиты от превышения давления свыше испытательного;
- требования по охране труда;
- организационные мероприятия, включая назначение ответственного за испытания лица;
- номер комплексной программы, на основе которой составлена рабочая программа;
- технологическую схему проведения испытания с указанием границ испытания;
- критерии успешности испытаний.

Рабочая программа должна быть утверждена администрацией АЭС.

9.6.6 После завершения испытаний должен быть составлен акт (протокол), включающий следующие данные:

- наименование предприятия, проводившего испытания;
- наименование испытанной системы (части системы, оборудования, трубопроводов, сборочных единиц, деталей);
- расчетное (рабочее) давление;
- расчетные температуры;
- давление испытаний;
- температура испытаний;
- испытательная среда;
- время выдержки при давлении испытаний;
- давление, при котором проводится осмотр;
- номер рабочей (производственной) программы;
- результат испытаний;
- подписи членов комиссии.

9.7 Оценка результатов гидравлических (пневматических) испытаний

9.7.1 Оборудование и трубопроводы считаются выдержавшими гидравлические (пневматические) испытания, если в процессе испытаний и при осмотре не обнаружено протечек среды и разрывов металла, в процессе выдержки падение давления не выходило за пределы, указанные в рабочей программе, а после испытаний не выявлено видимых остаточных деформаций.

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

9.7.3 В паспортах оборудования и трубопроводов и в свидетельствах об изготовлении деталей и сборочных единиц трубопроводов должны быть сделаны записи о результатах испытаний.

10 ОСНАЩЕНИЕ АРМАТУРОЙ И КОНТРОЛЬНО-ИЗМЕРИТЕЛЬНЫМИ ПРИБОРАМИ

10.1 Общие требования

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

10.1.2 Резервирование арматуры и контрольно-измерительных устройств должно осуществляться в соответствии с требованиями НП 306.2.141-2008.

10.1.3 Арматура должна отвечать требованиям ОТТ-87.

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

10.1.5 Закрытие всех видов приводной арматуры должно происходить при

вращении маховика по часовой стрелке, открытие - против часовой стрелки.

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

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

Допускается для уменьшения усилий при открытии использование обводных линий с соответствующей запорной арматурой на них. Допускается применение арматуры с ручным приводом с усилием срабатывания и дожатия не более 735 Н (75 кгс), если открытие и закрытие ее проводится не чаще, чем один раз в сутки.

10.1.8 Использование запорной арматуры в качестве регулирующей допускается по заключению (согласованию) экспертной организации.

Использовать регулирующую арматуру в качестве запорной можно только в случае, если это оговорено в ТУ на конкретное изделие.

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

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

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

10.1.12 Участки трубопроводов и оборудование, которые в процессе эксплуатации могут подвергаться осмотру или ремонту, а также трубопроводы низкого давления, подключенные к коммуникациям давлением 2,2 МПа (22 кгс/см²) и выше, должны отключаться двумя последовательно расположенными запорными арматурами с дренажем между ними.

10.1.13 Участки трубопроводов и оборудование, подключенные к коммуникациям более высокого давления, но не более 2,2 МПа (22 кгс/см²), которые в процессе эксплуатации подвергаются осмотру или ремонту, могут отключаться одной запорной арматурой.

10.1.14 При выполнении ремонтных работ в процессе эксплуатации энергоблока запорная арматура должна быть закрыта, арматура на линии дренажа открыта, схемы питания и управления разобраны, сделаны записи в оперативных журналах. Трубопроводы систем безопасности, присоединенные к главному циркуляционному контуру, должны отключаться от него двумя последовательно установленными обратными клапанами и одной запорной арматурой; между запорной арматурой и первым по ходу среды обратным клапаном должен быть установлен дренаж с пропускной способностью, превышающей, не менее чем в 10 раз, проектную протечку обратного клапана. При работе блока на мощности и нахождении системы безопасности в состоянии «Дежурство» запорная арматура может находиться в открытом состоянии.

В период отключения системы (участка) дренажная арматура должна быть открыта, отсекающая арматура закрыта и исключено перемещение ее подвижных частей (схемы питания и управления разобраны, маховики заперты замком).

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

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

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

10.2 Предохранительные устройства

10.2.1 Предохранительные устройства должны устанавливаться на оборудовании или трубопроводах, давление в которых может превысить рабочее как за счет происходящих в них физических и химических процессов, так и за счет внешних источников повышения давления. Если давление в оборудовании или трубопроводах не может превысить рабочее, то установка предохранительных устройств не требуется.

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

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

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

Для систем с возможным кратковременным локальным повышением давления допускается местное повышение давления выше давления, при котором должны срабатывать предохранительные устройства (с учетом гидравлического сопротивления на участке от места повышения давления до предохранительных устройств). Такая возможность должна быть предусмотрена в проекте и обоснована расчетом на прочность.

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

10.2.5 Если предохранительное устройство защищает несколько связанных

между собой единиц оборудования, то оно должно выбираться и настраиваться исходя из меньшего рабочего давления для каждой из этих единиц оборудования.

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

Указанное требование не распространяется на предохранительные мембраны и гидрозатворы.

10.2.7 Уставка на посадку импульсно-предохранительных устройств с механизированным (электромагнитным или другим) приводом должна устанавливаться проектной (конструкторской) организацией исходя из конкретных условий работы оборудования и трубопроводов с учетом требования 10.2.6.

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

Указанное требование не распространяется на мембраны прямого разрыва и гидрозатворы.

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

10.2.10 На напорных трубопроводах между поршневым насосом, у которого нет предохранительного (перепускного) клапана, и запорным органом должен быть установлен предохранительный клапан, исключая возможность повышения давления в трубопроводах выше рабочего.

10.2.11 Установка запорной арматуры между предохранительным устройством (мембраной или другим защитным устройством) и защищаемым им оборудованием или трубопроводом, а также на отводящих и дренажных трубопроводах предохранительной арматуры не допускается.

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

10.2.13 Применение импульсных или предохранительных клапанов с рычажным приводом не допускается.

10.2.14 Конструкция импульсного клапана, входящего в состав ИПУ, должна обеспечивать требуемое время открытия основного клапана с учетом гидравлического сопротивления импульсной линии.

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

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

положении переключающих устройств.

10.2.17 Конструкция ИПУ должна предусматривать возможность проверки их исправного действия путем открытия вручную или с пульта управления импульсного клапана. Усилие открытия вручную не должно превышать 196 Н (20 кгс).

В случае невозможности проверки действия ИПУ на работающем оборудовании должны применяться переключающие устройства, позволяющие проводить проверку с отключением от оборудования.

Переключающие устройства должны быть такими, чтобы при любом их положении с оборудованием или трубопроводами было соединено столько единиц арматуры, сколько требуется, чтобы обеспечить выполнение требований 10.2.3.

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

10.2.18 Если предохранительные клапаны (для ИПУ - импульсные клапаны), защищающие оборудование и трубопроводы групп А и В, оснащены механизированными (электромагнитными или другими) приводами, эти клапаны должны быть устроены и отрегулированы таким образом, чтобы при отказе привода они срабатывали как клапаны прямого действия. При наличии нескольких клапанов на защищаемом объекте механизированные приводы этих клапанов должны иметь независимые друг от друга каналы управления и энергообеспечения. Механизированные приводы могут быть использованы для проверки исправного действия и принудительного снижения давления в защищаемом объекте

Для оборудования группы С необходимость установки клапанов с таким приводом должна определяться проектной организацией.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

10.2.26 Автоматические регулирующие устройства и предохранительная арматура не требуются:

- на трубопроводах рециркуляции насосов;
- на трубопроводах после регуляторов уровня;
- на трубопроводах продувочных, дренажных и удаления воздуха при сбросе среды в оборудование, оснащенное предохранительными устройствами в соответствии с 10.2.9.

Необходимость установки дроссельных шайб на этих трубопроводах определяется проектной документацией.

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

10.2.28 Отводящие трубы при отсутствии самодренируемости должны быть снабжены дренажным устройством. Установка запорной арматуры на дренажных

трубах не допускается.

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

10.2.29 Проверка функциональной способности (исправности) действия предохранительной арматуры, в том числе схем управления, с выбросом рабочей среды должна проводиться перед первым пуском оборудования и трубопроводов на рабочие параметры и при эксплуатации с периодичностью, установленной ГП «НАЭК «Энергоатом» с учетом требований заводской документации, но не реже периодичности планово-предупредительных ремонтов с перегрузкой активной зоны энергоблока АЭС. Если в ходе проверки выявляются дефекты или отказы срабатывания предохранительной арматуры, то должны быть установлены причины возникновения дефектов или отказов, выполнен ремонт и проведена ее повторная проверка.

10.2.30 Проверка настройки предохранительной арматуры, включая схемы управления, должна проводиться после монтажа или ремонта, влияющего на настройку, но не реже проверки функциональной способности (исправности) предохранительной арматуры. Проверка настройки предохранительной арматуры должна проводиться повышением давления в оборудовании (или трубопроводе), или с помощью специальных приспособлений, или испытанием на специальном стенде.

После настройки предохранительной арматуры узел настройки должен быть опломбирован.

Параметры настройки должны быть отражены в журнале эксплуатации и ремонта предохранительных устройств.

10.2.31 Замена предохранительных мембран должна проводиться в соответствии с требованиями эксплуатационной документации.

10.3 Оснащение контрольно-измерительными устройствами

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

10.3.2 Объем контроля, места установки датчиков и отборных устройств, способы контроля, точность, уставки срабатывания сигнализации, защит и блокировок должны указываться в проектной (конструкторской) документации.

10.3.3 На парогенераторах, компенсаторах давления, деаэраторах должно быть установлено не менее трех независимых указателей уровня.

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

(проектной) документации.

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

Места установки датчиков перемещений должны указываться в конструкторской и проектной документации.

10.3.6 Оборудование, в котором в процессе эксплуатации возможно накопление водорода, должно снабжаться средствами для контроля.

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

10.3.7 Метрологическое обеспечение АЭС должно осуществляться с учетом требований НП 306.2.202-2015, СОУ НАЕК 100, и в соответствии с порядком, установленным СОУ НАЕК 011. Должно быть обеспечено метрологическое подтверждение средств измерительной техники, измерительных каналов измерительных информационных систем и автоматизированных систем управления технологическим процессом.

10.3.8 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%.

11 КОНТРОЛЬ СОСТОЯНИЯ МЕТАЛЛА ОБОРУДОВАНИЯ И ТРУБОПРОВОДОВ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ

Контроль состояния металла оборудования и трубопроводов осуществляется в соответствии с СОУ НАЕК 160, в котором отражены требования к объектам, методам и периодичности контроля, содержанию типовых программ, специальные требования к образцам-свидетелям и организации контроля состояния металла.

12 РЕГИСТРАЦИЯ И ТЕХНИЧЕСКОЕ ОСВИДЕТЕЛЬСТВОВАНИЕ

12.1 Регистрация оборудования и трубопроводов

12.1.1 Оборудование и трубопроводы, на которые распространяются требования данного стандарта, должны быть зарегистрированы и взяты на учет после окончания их монтажа до проведения технического освидетельствования.

12.1.2 Оборудование и трубопроводы, подлежащие регистрации в Госатомрегулирования, приведены в пункте 2 раздела X НП 306.2.227-2020.

12.1.3 Оборудование и трубопроводы, не перечисленные в пункте 2 раздела X НП 306.2.227-2020, подлежат регистрации на АЭС лицом, назначенным приказом для осуществления надзора за оборудованием и трубопроводами (лицом по надзору).

12.1.4 Конкретная номенклатура оборудования и трубопроводов, подлежащих

регистрации в соответствии с 12.1.2 и 12.1.3, границы регистрации оборудования и трубопроводов определяются перечнями, разработанными проектной организацией совместно с АЭС и согласовываемыми Госатомрегулирования.

12.1.5 При определении границ регистрации оборудования и трубопроводов необходимо руководствоваться требованиями раздела X (пункт 3) НП 306.2.227-2020.

12.1.6 Учет оборудования и трубопроводов ведется на АЭС.

12.1.7 Регистрация оборудования и трубопроводов на АЭС осуществляется на основании письменного обращения подразделения-владельца оборудования и трубопровода с предоставлением лицу по надзору пакета документов, аналогичного пакету документов, необходимых для регистрации оборудования и трубопроводов в Госатомрегулирования.

12.1.8 Порядок и сроки рассмотрения представленных для регистрации документов установлены в НП 306.2.227-2020.

12.1.9 При положительных результатах рассмотрения представленных документов и проверки завершенности работ, оборудование и трубопроводы регистрируются Госатомрегулирования или на АЭС в установленном порядке.

12.1.10 В случае выявления в представленных для регистрации документах отступлений от НД, ТД или проектной документации, а также незавершенности работ, Госатомрегулирования или лицом по надзору на АЭС дается письменный отказ в регистрации. Отказ в регистрации должен быть обоснован.

12.1.11 Снятие с регистрации оборудования и трубопроводов, зарегистрированных в Госатомрегулирования, проводится по письменному заявлению администрации АЭС. В заявлении должна быть указана обоснованная причина снятия с регистрации.

12.1.12 Снятие с регистрации остального оборудования и трубопроводов проводится лицом по надзору на АЭС по письменному обращению подразделения-владельца оборудования и трубопровода. В обращении должна быть указана обоснованная причина снятия с регистрации.

12.2 Техническое освидетельствование

12.2.1 Техническому освидетельствованию подлежат:

- элементы реакторов (корпус, крышка);
- сосуды;
- корпуса насосов;
- элементы арматуры (корпус, крышка);
- трубопроводы.

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

12.2.3 Цель технического освидетельствования - установить, что оборудование и трубопроводы изготовлены, смонтированы в соответствии с требованиями проекта, НП 306.2.227-2020, данного стандарта и представленными отчетными документами, находятся в исправном состоянии и их использование возможно на этапах

пусконаладочных работ и эксплуатации на установленных параметрах среды (давлении и температуре).

12.2.4 Техническое освидетельствование включает в себя:

- проверку документации;
- наружный осмотр оборудования и трубопроводов в доступных местах;
- внутренний осмотр оборудования в доступных местах;
- гидравлические (пневматические) испытания оборудования и трубопроводов;
- оформление результатов технического освидетельствования.

Примечание. Под доступными местами понимаются зоны оборудования и трубопроводов, которые можно осмотреть визуально или с помощью специальных оптических средств после удаления съемных и съемных частей оборудования, снятия тепловой изоляции, отсоединения закрепленных на болтах и шпильках элементов.

12.2.5 На АЭС должен быть составлен перечень оборудования, которое по конструктивным особенностям или радиационной обстановке недоступно или ограничено доступно для внутренних или наружных осмотров. Указанный перечень подлежит согласованию с Госатомрегулированием.

Для такого оборудования должны быть разработаны инструкции по проведению технического освидетельствования и согласованы с Госатомрегулированием.

12.2.6 Техническое освидетельствование оборудования и трубопроводов должно, как правило, проводиться в период ППР энергоблока, в объеме и с периодичностью, указанными в табл. 3.

Техническое освидетельствование оборудования, имеющего резерв, может выполняться при работе блока на мощности.

12.2.7 Сроки технического освидетельствования оборудования и трубопроводов устанавливаются администрацией АЭС с учетом возможных изменений плановых сроков вывода энергоблока в ППР.

12.2.8 Графики проведения технического освидетельствования оборудования и трубопроводов разрабатывает подразделение-владелец оборудования и трубопроводов. Графики проведения технического освидетельствования оборудования и трубопроводов, зарегистрированных в Госатомрегулировании, согласовываются с Госатомрегулированием.

12.2.9 Срок разработки графиков технического освидетельствования – в соответствии с требованиями СОУ НАЕК 033.

12.2.10 Техническое освидетельствование оборудования и трубопроводов, на которые распространяются требования данного стандарта, проводится комиссией, назначенной приказом по АЭС. При проведении технического освидетельствования оборудования и трубопроводов, зарегистрированных в Госатомрегулировании, комиссия работает при участии и под контролем государственного инспектора Госатомрегулирования.

12.2.11 Администрация АЭС не позже, чем за 3 суток, должна уведомить Госатомрегулирование о готовности оборудования и трубопроводов к освидетельствованию.

12.2.12 В состав комиссии должны быть включены:

- лицо по надзору;

- лицо, ответственное за исправное состояние и безопасную эксплуатацию данного оборудования и трубопроводов;
- представитель подразделения по контролю металлов АЭС;
- представитель служб технического контроля монтажных, ремонтных предприятий и организаций по согласованию с этими предприятиями и организациями (при проведении технических освидетельствований после монтажа, ремонта с применением сварки).

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

- паспорта на оборудование и трубопроводы и содержащиеся в них записи о проведении и результатах предыдущего технического освидетельствования, и проведенных ремонтов;
- результаты эксплуатационного контроля металла оборудования и трубопроводов;
- сведения о происшедших в процессе эксплуатации нарушениях пределов безопасной эксплуатации и оценки их возможного влияния на последующую работоспособность и надежность.

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

12.2.15 Оборудование и трубопроводы, находящиеся в контакте с радиоактивным теплоносителем, до начала проведения освидетельствования и предшествующих ему подготовительных работ должны быть подвергнуты обработке и промывке дезактивирующими растворами с соблюдением инструкций по безопасному ведению работ и санитарных норм и правил.

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

12.2.17 При осмотрах следует обращать внимание на выявление следующих дефектов:

- на внутренней и внешней поверхностях основного металла - трещин, надрывов, язв, раковин;
- на внутренней и внешней поверхностях сварных соединений - трещин, надрывов, подрезов, несоответствия форм и размеров требованиям чертежей;
- на поверхностях антикоррозионных покрытий - трещин, пор, вздутий, коррозионных повреждений.

12.2.18 По результатам этапов технического освидетельствования (наружный, (внутренний) осмотр, гидравлические (пневматические) испытания) комиссия составляет акты, в которых делаются выводы о возможности проведения последующих этапов технического освидетельствования или возможности эксплуатации с указанием допустимых параметров среды.

На основании выводов указанных актов вносятся записи в паспорта оборудования и трубопроводов о результатах освидетельствования, разрешенных

параметрах среды при их работе и сроке очередного технического освидетельствования:

- для оборудования и трубопроводов, зарегистрированных в Госатомрегулирования – государственным инспектором;
- для остального оборудования и трубопроводов - лицом по надзору на АЭС.

Акты комиссии хранятся вместе с паспортами на оборудование и трубопроводы.

12.2.19 Если при техническом освидетельствовании обнаружены недопустимые дефекты, такое оборудование (трубопровод) не допускается к дальнейшей эксплуатации до их устранения, проведения контроля и повторного освидетельствования.

12.2.20 В случаях выявления дефектов в основном металле или сварном соединении результаты осмотра дефектного узла оформляются актом, который вместе с копией сертификата качества (при наличии), результатами исследований и расчетом на прочность (при необходимости) направляются в Госатомрегулирования.

Решение о мерах по устранению дефектов и возможности дальнейшей эксплуатации оборудования и трубопроводов принимает администрация АЭС.

Для оборудования и трубопроводов, зарегистрированных в Госатомрегулирования, данное решение должно быть согласовано Госатомрегулирования.

Для остального оборудования и трубопроводов о принятом решении необходимо уведомить Госатомрегулирования.

Таблица 3

№ п.п.	Объекты освидетельствования, условия и сроки проведения	Операции технического освидетельствования			Примечание
		Наружный осмотр	Внутренний осмотр	Гидравлическое (пневматическое) испытание	
1	После регистрации до начала пусконаладочных работ, связанных с повышением параметров (давления и температуры) среды до монтажа теплоизоляции: для оборудования	Проводится	Проводится	Проводится	
		Проводится	Не проводится	Проводится	
2	Оборудование и трубопроводы в процессе эксплуатации со снятием теплоизоляции (на участках, указанных в п. 6.1.14)				Для оборудования, недоступного для внутреннего осмотра, объем ТО определяется соответствующими инструкциями.
2.1	Не реже одного раза в четыре года для оборудования группы А и В	Проводится	Проводится	Проводится	
		Проводится	Не проводится	Проводится	
2.2	Не реже одного раза в восемь лет для оборудования группы С	Проводится	Проводится	Проводится	
		Проводится	Не проводится	Проводится	
	для трубопроводов группы С	Проводится	Не проводится	Проводится	

Продолжение табл. 3

№ п.п.	Объекты освидетельствования, условия и сроки проведения	Операции технического освидетельствования			Примечание
		Наружный осмотр	Внутренний осмотр	Гидравлическое (пневматическое) испытание	
3	После ремонта или реконструкции с применением сварки	Проводится	Проводится	Проводится	Внутренний и наружный осмотр проводится только в местах ремонтируемых сварных соединений. Осмотр внутренней поверхности проводится в доступных местах с соблюдением требований 12.2.4 и 12.2.5. По согласованию с Госатомрегулированием, допускается не проводить гидравлические (пневматические) испытания отремонтированных в процессе эксплуатации с помощью сварки оборудования и участков трубопроводов (за исключением участков с продольными сварными швами) непосредственно после ремонта, а выполнить их при очередных испытаниях по п.2 настоящей таблицы при условии проведения контроля всех новых и ремонтируемых сварных соединений в удвоенном объеме, по сравнению с предусмотренным СОУ НАЕК 160 для данной категории соединений»
	для трубопроводов	Проводится	Не проводится	Проводится	
4	Корпуса арматуры и насосов при проведении их капитального ремонта	Не проводится	Проводится	Не проводится	

Конец табл. 3

№ п.п.	Объекты освидетельствования, условия и сроки проведения	Операции технического освидетельствования			Примечание
		Наружный осмотр	Внутренний осмотр	Гидравлическое (пневматическое) испытание	
5	После землетрясения, равного или превышающего проектное для оборудования	Проводится	Проводится	Проводится	Объем технического освидетельствования после землетрясения устанавливается комиссией по обследованию оборудования и трубопроводов
	для трубопроводов	Проводится	Не проводится	Проводится	
6	Оборудование и трубопроводы досрочно по обоснованному требованию Госатомрегулирующих или лица по надзору	Проводится	Проводится	Проводится	Объем технического освидетельствования устанавливается Госатомрегулирующими или лицом по надзору
<p>Примечание. В данной таблице сроки проведения очередных операций технического освидетельствования определяются таким образом:</p> <ul style="list-style-type: none"> - «1 раз в 4 года» - период от последнего технического освидетельствования до начала каждой пятой топливной кампании; - «1 раз в 8 лет» - период от последнего технического освидетельствования до начала каждой девятой топливной кампании. <p>Начало топливной кампании — время вывода реакторной установки на МКУ мощности после ПНР энергоблока с перегрузкой топлива</p>					

Результаты технического освидетельствования по пунктам 1, 2, 3, 5, 6 данной таблицы фиксируются в паспортах оборудования и трубопроводов. По пункту 4 результаты фиксируются в актах.

13 ЭКСПЛУАТАЦИЯ ОБОРУДОВАНИЯ И ТРУБОПРОВОДОВ

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

13.2 Ответственность за общее руководство и безопасную эксплуатацию оборудования и трубопроводов возлагается на генерального директора и главного инженера АЭС соответственно.

13.3 На каждой АЭС до начала пуско-наладочных работ оборудования и трубопроводов должна быть завершена комплектация, подготовка и проверка знаний персонала. Требования к квалификации персонала, порядку подготовки и проведению проверок знаний устанавливаются ГП «НАЭК «Энергоатом» в соответствии с требованиями действующих НПС по ЯРБ.

13.4 Разрешение на проведение пуско-наладочных работ и на эксплуатацию систем АЭС после монтажа на рабочих параметрах выдаются комиссией Госатомрегулирования на основании:

- 1) записей в паспортах оборудования и трубопроводов, входящих в системы АЭС, внесенных инспектором Госатомрегулирования или лицом по надзору (в зависимости от места регистрации) о разрешении их работы при рабочих параметрах;
- 2) результатов проверки:
 - соответствия подключения оборудования и трубопроводов проекту и требованиям настоящего стандарта;
 - наличия обученного персонала, прошедшего проверку знаний в установленном порядке;
 - наличия утвержденной производственной документации (инструкции, технологические схемы и т.д.);
 - результатов предэксплуатационного контроля металла оборудования и трубопроводов;
 - готовности оборудования и трубопроводов к подъему параметров (закончен монтаж теплоизоляции, настройка предохранительной арматуры, оснащение контрольно-измерительными устройствами, нанесение маркировки и окраски и т. п.);
 - готовности вспомогательных систем, обеспечивающих работу оборудования и трубопроводов;
 - установления соответствующего режима работы в помещениях оборудования и трубопроводов и порядка допуска персонала для выполнения работ;
 - наличия программ и методик проведения испытаний при проведении пусконаладочных работ;
 - организации водно-химического режима;
 - испытаний и проверок, предусмотренных программой пусконаладочных работ (при выдаче разрешения на эксплуатацию).

13.5 Разрешение на постановку оборудования и трубопроводов под рабочие параметры оформляется записью в паспортах инспектором Госатомрегулирования или лица по надзору на АЭС (в зависимости от места регистрации).

13.6 Перед включением в работу оборудования АЭС должны быть проверены и введены в работу проектные технологические защиты и блокировки в соответствии с ТРБЭ и инструкциями по эксплуатации. Запрещается вывод из работы исправных технологических защит.

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

- очевидная неисправность защиты - по распоряжению главного инженера АЭС с обязательным уведомлением Госатомрегулирования
- необходимость отключения защиты, обусловленная инструкцией по эксплуатации.

13.7 Инструкции по эксплуатации оборудования и систем должны содержать:

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

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

- при обнаружении протечек рабочей среды сверх установленных проектом значений;

- при обнаружении трещин или сквозных дефектов 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, в том числе появлении протечек сверх установленных норм;

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

- в случаях, предусмотренных проектом и заводской документацией;

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

- при неисправностях или выходе из строя предохранительных устройств в количестве, установленном в проекте;

- при неисправности всех устройств измерения давления или уровня;

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

- при обнаружении течей во фланцевых соединениях;

- при ухудшениях качества теплоносителя сверх установленных норм;

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

д) порядок вывода в ремонт оборудования и трубопроводов.

13.8 Инструкции по эксплуатации выдаются на рабочие места согласно перечню технической документации, утвержденному в установленном АЭС порядке. Обслуживающий персонал знакомится с содержанием инструкций по эксплуатации в установленном АЭС порядке.

Инструкции по эксплуатации должны быть актуализированы по результатам пусконаладочных работ на АЭС.

13.9 В случае изменения состояния или условий эксплуатации оборудования в инструкции должны вноситься соответствующие изменения с доведением их до обслуживающего персонала в установленном на АЭС порядке. Инструкции по эксплуатации должны пересматриваться не реже 1 раза в 3 года.

13.10 На каждой АЭС должна быть разработана инструкция по проверке и настройке предохранительных клапанов. В ней должны быть учтены требования НП 306.2.227-2020 и данного стандарта, требования инструкций заводоизготовителей и предусматриваться организационно-технические мероприятия, исключающие возникновение аварий и травматизма персонала при проведении проверки и настройки предохранительных клапанов.

13.11 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.

13.12 Перед включением в работу оборудования после ремонта должна быть проверена исправность технологических защит, предохранительных и автоматических устройств, арматуры, а также контрольно-измерительных приборов.

13.13 В случае останова энергоблока на срок более 3-х суток должна быть проверена исправность технологических защит в объеме, предусмотренном ТРБЭ.

13.14 На каждой АЭС должны быть разработаны графики, в которых устанавливается очередность включения в работу резервного оборудования.

13.15 Перед подъемом давления в системах высокого давления от них должны быть отключены оборудование и трубопроводы низкого давления. Проектом и инструкциями по эксплуатации должны быть предусмотрены организационно-технические мероприятия по исключению ошибочного подключения систем низкого давления к системам высокого давления.

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

13.17 При эксплуатации оборудования и трубопроводов АЭС должно проверяться состояние опорно-подвесной системы оборудования и трубопроводов на соответствие требованиям проекта.

13.18 При эксплуатации оборудования и трубопроводов АЭС должны соблюдаться требования по проведению планово-предупредительных ремонтов в соответствии с СОУ НАЕК 033.

13.19 Кроме регламентированных плановых видов ремонта, по согласованию с Госатомрегулированием, могут применяться другие виды ремонта: ремонт по техническому состоянию, по показателям надежности, с использованием риск-информированного подхода к принятию решений.

13.20 Ремонтные работы должны проводиться в соответствии с документацией, регламентирующей содержание и порядок выполнения технологических и контрольных операций, с оформлением отчетной документации. Требования к вышеперечисленной документации приведены в СОУ НАЕК 030, СОУ НАЕК 033.

Ремонтные работы с применением сварки должны проводиться по технологии, разработанной и утвержденной ГП «НАЭК «Энергоатом», разработанной ремонтной

(монтажной) организацией, при условии ее согласования с ГП «НАЭК «Энергоатом» и, при необходимости, с экспертной организацией в области материаловедения.

13.21 Уплотнение разъемных соединений оборудования и трубопроводов должно проводиться в соответствии с требованиями КТД с применением специального инструмента, исключающего возможность создания в крепежных деталях недопустимых напряжений.

Величины затяжки шпилек с контролируемой вытяжкой должны заноситься в специальные формуляры.

13.22 Проведение ремонтов на оборудовании с раскрытыми внутренними полостями должно выполняться в соответствии с разработанными типовыми (рабочими) программами (инструкциями), положениями по предотвращению попадания посторонних предметов в разуплотненное оборудование и трубопроводы.

14 ТРЕБОВАНИЯ ПО УПРАВЛЕНИЮ СТАРЕНИЕМ И ПРОДЛЕНИЮ СРОКА ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБОРУДОВАНИЯ И ТРУБОПРОВОДОВ

Управление старением элементов и конструкций, важных для безопасности энергоблоков АЭС, и долгосрочной эксплуатации энергоблоков АЭС должно организовываться и осуществляться в соответствии с требованиями НП 306.2.210-2017, НП 306.2.227-2020, СОУ НАЕК 080 и СОУ НАЕК 141.

ПРИЛОЖЕНИЕ А (обязательное)

ОПИСАНИЕ И ФОРМА ПАСПОРТА СОСУДА АЭС

А.1 ОПИСАНИЕ ПАСПОРТА СОСУДА АЭС

А.1.1 Основным документом, подтверждающим характеристики сосуда, качество изготовления, монтажа, работоспособность в процессе эксплуатации и соответствие производственно-технологической документации, является паспорт сосуда.

А.1.2 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.

А.1.3 Паспорт сосуда составляется предприятием-изготовителем и передается заказчику. Данные, включаемые в паспорт с учетом А.1.2, приведены в табл. 1-8 паспорта (см. А.2), заполняемых предприятием-изготовителем, и в табл. 9-14 паспорта (см. А.2), заполняемых монтажной организацией и подразделением-владельцем. При монтаже (доизготовлении) сосуда в подразделении-владельце оборудования, предприятием или организацией, проводившей монтаж (доизготовление), составляется свидетельство согласно приложению Е, которое прилагается к паспорту сосуда.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

б) документация по отклонениям от конструкторской документации, согласованная с Госатомрегулированием.

А.1.4 Форма таблиц паспортов является обязательной. Допускается изменение размеров листов и граф, а также замена таблиц копиями сертификатов, содержащих необходимые данные.

А.1.5 Паспорта вместе с приложениями и результаты контроля оборудования на АЭС должны храниться на АЭС в течение всего срока эксплуатации.

А.1.6 Оригиналы сертификатов и протоколы результатов контроля хранятся на предприятии-изготовителе оборудования (или передаются подразделению-владельцу, о чем должна быть сделана запись в паспорте в течение всего срока службы сосуда).

А.1.7 Объем паспорта допускается сократить за счет исключения сведений, не относящихся к данному сосуду, по согласованию с конструкторской организацией.

А.1.8 На каждом листе паспорта сосуда, поставляемых на экспорт, и на прилагаемой к ним документации должно быть оставлено место для перевода текста владельцем оборудования на другой язык.

А.1.9 В паспорта сосуда могут быть внесены дополнительные сведения по требованию органов Госатомрегулирования.

А.2 ФОРМА ПАСПОРТА СОСУДА АЭС

ПАСПОРТ _____

(наименование сосуда)

Регистрационный № _____

--

Примечание. Регистрационный номер присваивается Госатомрегулированием (при регистрации сосуда в этом органе) или подразделением-владельцем (при регистрации сосуда на АЭС).

Наименование документа	Обозначение документа	Количество листов

СОДЕРЖАНИЕ ПАСПОРТА СОСУДА

--

Наименование раздела	Номер листа

ПЕРЕЧЕНЬ ДОКУМЕНТОВ,
ПРИЛАГАЕМЫХ К ПАСПОРТУ

--

Наименование документа	Обозначение документа	Количество листов

Таблица 1	Общие данные

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

Таблица 2	Технические характеристики и параметры

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

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

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

Таблица 3	Данные об основных элементах сосуда и
	материалах

Наименование элемента	Обозначение чертёжа элемента и (или) позиции	Размер (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	Данные механических испытаний						
								при температуре 20 °С						
								ударный изгиб				Тип образца		
								$R_{p0.2}$, МПа (кгс/см ²)	R_m , МПа (кгс/см ²)	A_5 , %	z , %		ударная вязкость, Дж/см ²	% вязкого излома

Данные механических испытаний					Химический состав			Стойкость против межкристаллитной коррозии			Дополнительные данные (неразрушающий контроль и др.)		
при расчетной температуре*					Критическая температура хрупкости, °С								
$R_{p0.2}^T$ МПа (кгс/см ²)	R_{Tm}^T МПа (кгс/см ²)	A_{T5} , %	Z_{T1} , %	Температура, °С									

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

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

Примечание 3. Представление указанных в таблице данных в полном объеме обязательно для оборудования группы А. Для оборудования, входящего в системы групп В и С, объем представляемых данных определяется в соответствии с А.1.2 и А.1.7.

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

Данные механических испытаний										Данные о неразрушающем контроле сварных соединений и наплавов										
металла шва или наплавленного металла										Содержание ферритной фазы, %			Стойкость против межкристаллитной коррозии			Критическая температура хрупкости металла шва или наплавленного металла, °С				
при температуре 20 °С					при расчетной температуре***, °С															
$R_{P0.2}^T$, МПа (кгс/см ²)	$R_{P0.2}^T$, МПа (кгс/см ²)	R_m^T , МПа (кгс/см ²)	A_5 , %	Z , %	$R_{P0.2}^T$, МПа (кгс/см ²)	R_m^T , МПа (кгс/см ²)	A_{T5} , %	Z_T , %	Температура, °С	Метод контроля			объем контроля			обозначение и дата документа о контроле				

Примечание. Представление указанных в таблице данных в полном объеме обязательно для оборудования группы А. Для оборудования, входящего в системы групп В и С, объем представляемых данных определяется в соответствии с А.1.2 и А.1.7.

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

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

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

Таблица 5	Данные о термической обработке деталей, сборочных единиц и изделий

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

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

** Указывается, если регламентировано производственно-технологической документацией.

Таблица 6	Данные об арматуре*

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

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

Таблица 7	Данные о предохранительной арматуре *

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

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

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

Таблица 8	Результаты гидравлических (пневматических) испытаний *

Наименование элемента, пространства	Испытатель ная среда	Давление гидравлических (пневматических) испытаний, МПа (кгс/см ²)	Продолжи- тельность выдержки, мин	Минималь- ная темпе- ратура стенки, °С	Результаты испы- таний	Дата и обозначение акта (протокола)

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

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

На основании проверок и испытаний удостоверяется нижеследующее:

1. _____ изготовлен в соответствии с требованиями
(наименование сосуда)

СОУ НАЕК 158:2020 «Обеспечение технической безопасности. Технические требования к устройству и безопасной эксплуатации оборудования и трубопроводов атомных электрических станций с реакторами ВВЭР» и согласно техническим условиям на изделие:

(наименование технических условий)

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

испытаниям и соответствуют указанному выше стандарту и техническим условиям.

3. _____ и его элементы подвергались и выдержали
(наименование сосуда)

гидравлическое (пневматическое) испытание.

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

указанными в данном паспорте.

5. Данный раздел паспорта, заполненный предприятием-изготовителем, содержит _____ листов.

Директор или
главный инженер
предприятия-изготовителя

Начальник отдела технического контроля

(подпись)

Дата _____

(подпись)

--

Таблица 9	Данные о рабочих параметрах и местонахождении сосуда

Наименование предприятия-владельца	Местонахождение сосуда на АЭС	Рабочее давление, МПа (кгс/см ²)	Температура рабочей среды, °С	Дата установки

Таблица 10	Данные о лицах, ответственных за исправное состояние и безопасную эксплуатацию сосуда

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

Таблица 11	Данные об арматуре, установленной при монтаже сосуда
---------------	--

Наименование арматуры, тип	Обозначение стандартов или технических условий	Количество	Заводской номер	Условный проход, мм	Рабочее давление, МПа (кгс/см ²)	Температура теплоносителя, °С	Расчетные параметры		Материал корпуса		Обозначение (номер) паспорта (сертификата, аттестата)	Место установки по схеме (чертежу)	Дата установки	Подпись ответственного лица
							Давление, МПа (кгс/см ²)	Температура, °С	Марка	Обозначение стандартов или технических условий				

Таблица 12	Результаты технического освидетельствования *
---------------	---

Таблица 12.1	Результаты осмотров
-----------------	---------------------

Дата и обозначение акта осмотра	Результаты осмотра	Срок следующего осмотра	Подпись ответственного лица, осуществляющего надзор

* Техническое освидетельствование включает осмотр и измерения в доступных местах внешней и внутренней поверхностей сосуда и гидравлическое (пневматическое) испытание.

Таблица 12.2	Результаты гидравлических (пневматических) испытаний

Дата и обозначение акта (протокола) испытаний	Испытательная среда	Давление гидравлических (пневматических) испытаний, МПа (кгс/см ²)	Продолжительность выдержки, мин	Минимальная температура стенки, °С	Результаты испытаний	Срок следующего испытания	Подпись ответственного лица, осуществляющего надзор

Таблица 13	Результаты контроля за состоянием металла в процессе эксплуатации

Дата контроля и обозначение документа	Результаты контроля	Срок следующего контроля	Подпись ответственного лица

Таблица 14	Данные о замене и ремонте элементов сосуда

Дата	Данные о замене и ремонте	Подпись ответственного лица

РЕГИСТРАЦИЯ _____
(наименование сосуда)

_____ зарегистрирован _____ за № _____
в _____

_____ (регистрирующий орган)
В паспорте пронумеровано _____ страниц и прошнуровано всего _____
листов, в том числе чертежей на _____ листах.

_____ (должность регистрирующего лица, подпись)

Дата _____

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

(обязательное)

СВЕДЕНИЯ, УКАЗЫВАЕМЫЕ В ПАСПОРТЕ НАСОСА АЭС

В общий паспорт насоса должны заноситься следующие данные:

1. Номер чертежа насоса.
2. Марка насоса.
3. Заводской номер.
4. Дата изготовления, наименование предприятия-изготовителя и его адрес.
5. Характеристики насоса.
 - 5.1. Давление насоса.
 - 5.2. Максимальный и номинальный напор насоса.
 - 5.3. Давление на входе.
 - 5.4. Расчетная температура.
 - 5.5. Рабочая среда.
 - 5.6. Номинальная подача.
 - 5.7. Давление гидравлических испытаний корпуса насоса.
 - 5.8. Температура гидравлических испытаний насоса.
 - 5.9. Срок службы.

6.	Сведения об элементах насоса
----	------------------------------

Наименование элемента	Количество	Внутренний диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Длина (высота), мм	Основной материал		Данные о сварке					
					Марка	Стандарт или технические условия	Соединяемые части	Способ выполнения соединения	Вид сварки	Марки сварочных материалов с указанием стандартов или ТУ	Методы и объемы контроля	

7.	Арматура и КИП
----	----------------

Наименование	Стандарт или ТУ	Количество	Заводской номер	Условный проход, мм	Рабочее давление, МПа (кгс/см ²)	Расчетная температура, °С	Материал		Номер паспорта (сертификата)
							Марка	Стандарт или ТУ	

ПРИЛОЖЕНИЕ В
(обязательное)
ПАСПОРТ НА АРМАТУРУ
(типовой)

Наименование _____

чертеж № _____ ,

технические условия № ТУ _____

Заводской номер _____, изделие изготовлено _____

(дата изготовления, наименование завода - изготовителя и его адрес)

1. Характеристика изделия*

Класс и группа _____

Условный проход _____

Рабочая среда _____

Расчетное (максимальное рабочее) давление _____

Расчетная температура _____

Привод _____, чертеж № _____

Исполнение привода _____

Заводской номер привода _____

Номинальный крутящий момент _____

Передаточное число _____

* Для предохранительной арматуры дополнительно к паспорту должны быть указаны коэффициенты расхода газа (жидкости), площадь сечения клапана или приведены расходные характеристики (зависимость пропускной способности от разности давлений)

2. Результаты гидравлического испытания

Давление гидравлических испытаний, МПа (кгс/см ²)	Температура гидравлических испытаний, К (°С)	Давление, при котором производится осмотр, МПа (кгс/см ²)	Протечки, м ³ /мин (см ³ /мин)	Номер акта и дата испытаний
---	--	---	--	-----------------------------

3. Сведения об основных частях и крепеже деталей

Номер	Наименование деталей*	Основной металл		Данные о сварке (наплавке)			
		марка	стандарт или ТУ	способ выполнения сварного соединения (сварка, наплавка)	вид сварки	электроды, сварочная проволока (тип, марка, стандарт или ТУ)	методы и объем контроля сварки

Примечание. Для арматуры, комплектующей 1 контур, помимо предусмотренных таблицей сведений, должны быть указаны данные о механических свойствах и химическом составе металла в объеме, предусмотренном стандартами или ТУ, а также сведения о термической обработке.

4. Заключение

Арматура изготовлена в полном соответствии с СОУ НАЕК 158:2020 «Обеспечение технической безопасности. Технические требования к устройству и безопасной эксплуатации оборудования и трубопроводов атомных электрических станций с реакторами ВВЭР» и техническими условиями _____.

Арматура признана годной для работы при рабочих параметрах.

Расчет на прочность № _____ выполнен в соответствии с _____

Главный инженер

(подпись)

Начальник ОТК

(подпись)

* Перечисляются детали, нагруженные давлением, а также седла или кольца в корпусе, их уплотнительная наплавка, запорные элементы, шток, диски, клин, сильфоны, их уплотнительная наплавка.

Примечание. К паспорту должны быть приложены чертежи изделия с указанием основных размеров и расчет на прочность с обязательным указанием исходных данных, результатов расчета и оценки прочности в полном объеме, требуемом нормами расчета на прочность, приложением эскизов рассчитанных элементов. При поставке нескольких изделий арматуры для одного блока АЭС чертежи корпусных деталей с указанием основных размеров и расчет на прочность допускается прилагать только к паспорту первого изделия.

ПРИЛОЖЕНИЕ Г
(обязательное)
**СВИДЕТЕЛЬСТВО ОБ ИЗГОТОВЛЕНИИ ДЕТАЛЕЙ И СБОРОЧНЫХ
ЕДИНИЦ ТРУБОПРОВОДОВ АЭС**

СВИДЕТЕЛЬСТВО № _____
об изготовлении деталей и сборочных единиц
трубопроводов АЭС

Наименование предприятия-изготовителя и его адрес _____

Наименование трубопровода по назначению _____

Заказ № _____

Год изготовления _____

Рабочая среда _____

Расчетное давление, МПа (кгс/см²) _____

Расчетная температура, °С _____

Группа _____

Таблица	Данные о трубах
1 *	

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

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

** Заполняется для труб из сталей аустенитного класса с наружным диаметром 57 мм и выше и для труб из сталей других структурных классов наружным диаметром 108 мм и выше, работающих под давлением 3,93 МПа (40 кгс/см²) и более. Для труб систем группы В указанных типоразмеров дополнительно представляются данные контроля качества металла (сертификаты) в объеме, предусмотренном стандартами или техническими условиями.

Таблица 2	Данные о фасонных частях (литых, сварных, штампованных, кованных и из листа)

Наименование	Обозначение чертежа или позиции	Условный проход, мм	Расчетная температура, °C	Расчетное давление, МПа (кгс/см ²)	Материал*	
					Марка	Обозначение стандарта или технических условий

* Для труб систем группы В из сталей аустенитного класса с наружным диаметром 57 мм и выше и из сталей других структурных классов наружным диаметром 108 мм и выше, работающих под давлением 3,93 МПа (40 кгс/см²) и более, дополнительно представляются данные контроля качества металла (сертификаты) в объеме, предусмотренном технической документацией.

Таблица 3	Данные о крепежных деталях

Наименование	Размеры	Количество	Обозначение стандарта или технических условий	Материал	
				Марка	Обозначение стандарта или технических условий

Таблица 4	Данные об арматуре*

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

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

Таблица 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 документа контроля
					Марка	Обозначение стандарта или технических условий	Метод контроля	Объем контроля	Результаты контроля	

Таблица 6	Данные о термической обработке труб, гибов и сварных соединений

--

Наименование деталей (сборочных единиц)	Обозначение чертежа	Марка основного материала	Вид термической обработки*	Температура термической обработки, °С*	Продолжительность выдержки, ч*	Способ охлаждения*	Количество термических обработок и суммарная продолжительность выдержки**	Обозначение и дата документа о термической обработке

* Указываются виды и режимы термической обработки, включая использовавшиеся при ремонте сварных соединений. Допускается замена таблицы диаграммой по термической обработке, включающей все указанные данные.

** Указывается, если регламентировано производственно-технологической документацией.

Таблица 7	Результаты гидравлических (пневматических) испытаний

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

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Детали (сборочные единицы) трубопровода _____

_____ (наименование трубопровода)

_____ (перечень деталей и сборочных единиц)

изготовлены в соответствии с требованиями СОУ НАЕК 158:2020 «Обеспечение технической безопасности. Технические требования к устройству и безопасной эксплуатации оборудования и трубопроводов атомных электрических станций с реакторами ВВЭР» и технических условий _____

_____ (обозначение и наименование документов)

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

Директор или главный инженер
предприятия-изготовителя

Начальник отдела технического
контроля

_____ (подпись, печать)

_____ (подпись, печать)

Дата _____

--

ПРИЛОЖЕНИЕ Д
(обязательное)
СВИДЕТЕЛЬСТВО О МОНТАЖЕ ТРУБОПРОВОДОВ АЭС

СВИДЕТЕЛЬСТВО № _____
о монтаже трубопровода АЭС

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 _____

--

Таблица 1 *	Данные о трубах**
-------------	-------------------

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

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

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

*** Заполняется для труб аустенитного класса наружным диаметром 57 мм и выше и для труб из сталей других структурных классов наружным диаметром 108 мм и выше, работающих под давлением 3,93 МПа (40 кгс/см²) и более. Для труб систем группы В указанных типоразмеров дополнительно представляются данные контроля качества металла (сертификаты) в объеме, предусмотренном стандартами или техническими условиями.

Таблица 2	Данные о фасонных частях (сварных, литых, кованных, штампованных и из листа)

Наименование	Обозначение чертежа или позиции	Условный проход, мм	Температура рабочей среды, °С	Рабочее давление, МПа (кгс/см ²)	Материал*	
					Марка	Обозначение стандарта или технических условий

* Для труб систем группы В из сталей аустенитного класса с наружным диаметром 57 мм и выше и из сталей других структурных классов с наружным диаметром 108 мм и выше, работающих под давлением 3,93 МПа (40 кгс/см²) и более, дополнительно представляются данные контроля качества металла (сертификаты) в объеме, предусмотренном технической документацией.

Таблица 3	Данные о крепежных деталях

Наименование	Размеры	Количество	Обозначение стандарта или технических условий	Материал	
				Марка	Обозначение стандарта или технических условий

Таблица 4	Данные об арматуре*

Наименование арматуры, тип	Обозначение стандарта или технических условий	Количество	Заводской номер	Условный проход, мм	Рабочее давление, МПа (кгс/см ²)	Температура теплоносителя, °С	Расчетные параметры		Материал корпуса		Обозначение (номер) паспорта (сертификата, аттестата)	Место установки по схеме (чертежу)	Дата установки	Подпись ответственного лица
							Давление, МПа (кгс/см ²)	Температура, °С	Марка	Обозначение стандарта или технических условий				

* Указываются только для арматуры, установленной при монтаже трубопровода.

Таблица 5	Данные о предохранительной арматуре *

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

* В случае установки предохранительных мембранных пластин указываются их размеры, материал и пределы разрушающих давлений, а при установке других устройств, ограничивающих давление, указывается их характеристика; для предохранительных клапанов прилагается расчет пропускной способности.

** Указывается значение, принятое при расчете пропускной способности клапана.

Таблица 6	Данные о сварных соединениях*

Наименование соединяемых элементов	Обозначение сварного соединения по схеме	Категория сварного соединения	Клеймо (обозначение) сварщика	Способ сварки	Сварочные материалы		Данные о неразрушающем контроле сварных соединений			Обозначение (номер) и дата документа контроля
					Марка	Обозначение стандарта или технических условий	Метод контроля	Объем контроля	Результаты контроля	

* Указываются только для сварных соединений, выполненных при монтаже.

Таблица 7	Данные о термической обработке*

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

* Указываются для сварных соединений, выполненных при монтаже, а также при ремонте сварных соединений.

** Указывается, если регламентировано производственно-технологической документацией.

Таблица 8	Результаты гидравлических (пневматических) испытаний

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

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Трубопровод _____
(наименование трубопровода по назначению)

изготовлен и смонтирован в соответствии с требованиями СОУ НАЕК 158:2020
«Обеспечение технической безопасности. Технические требования к устройству и
безопасной эксплуатации оборудования и трубопроводов атомных электрических станций с
реакторами ВВЭР», стандартов и технических условий _____

_____ (обозначение и наименование документа)

и согласно проекту _____, разработанному
(обозначение чертежа)

_____ из сборочных единиц,
(наименование проектной организации)
изготовленных

_____ (наименование предприятия-изготовителя)

2. Трубопровод подвергался и выдержал гидравлическое (пневматическое) испытание
согласно требованиям настоящего стандарта и технических условий

_____ (обозначение технических условий)

3. Трубопровод признан годным к эксплуатации при давлении, МПа (кгс/см²)
_____ и температуре, °С _____

Руководитель монтажной
организации

_____ (подпись, печать)

Дата _____

ПРИЛОЖЕНИЕ Е
(обязательное)
СВИДЕТЕЛЬСТВО О МОНТАЖЕ (ДОИЗГОТОВЛЕНИИ) СОСУДА

СВИДЕТЕЛЬСТВО № _____
о монтаже (доизготовлении) сосуда

Наименование монтажной организации (предприятия-изготовителя)

—

Наименование АЭС и адрес _____

—

Наименование (назначение) сосуда _____

Заводской номер _____

Год изготовления _____

Обозначение чертежа _____

Рабочая среда _____

Рабочее давление, МПа (кгс/см²) _____

Расчетная температура, °С _____

Группа оборудования _____

--

Таблица 1*	Данные о крепежных деталях**

Наименование	Размеры	Количество	Обозначение стандарта или технических условий	Материал	
				Марка	Обозначение стандарта или технических условий

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

** Указываются только для деталей, данные о которых не включены в паспорт сосуда.

Таблица 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 сварных соединений			Обозначение (номер) и дата протокола контроля
									Метод контроля	Объем контроля	Результаты контроля	

Примечание. В таблицу заносятся данные об элементах, не включенных в паспорт сосуда, в объеме, определяемом стандартами, техническими условиями на материал (полуфабрикат).

Таблица 3	Данные о сварных соединениях и наплавке*

Наименование соединяемых элементов	Обозначение сварного соединения или наплавки по схеме	Категория сварного соединения или наплавки	Способ сварки (наплавки)	Клеймо (обозначение) сварщика	Свариваемые материалы		Сварочные (наплавочные) материалы				Данные о неразрушающем контроле сварных соединений и наплавов			Обозначение и дата документа о контроле
					Наименование, марка	Обозначение стандарта или технических условий	Наименование, марка	Обозначение стандарта или технических условий	Номер партии и (или) плавки	Обозначение (номер) и дата сертификата	Метод контроля	Объем контроля	Результаты контроля	

*Указываются только для сварных соединений, выполненных при монтаже.

Таблица 4	Данные о термической обработке *

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

* Указываются для сварных соединений, выполненных при монтаже.

** Указывается, если регламентировано производственно-технологической документацией.

Таблица 5	Данные об арматуре *

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

* Указываются только для арматуры, установленной при монтаже сосуда.

Таблица 6	Данные о предохранительной арматуре *

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

* Указывается только для арматуры, установленной при монтаже сосуда. В случае установки предохранительных мембранных пластин указываются их размеры, материал и пределы разрушающих давлений, а при установке других устройств, ограничивающих давление, - их характеристика; для предохранительных клапанов прилагается расчет пропускной способности.

** Указывается значение, принятое при расчете пропускной способности клапана.

Таблица 7	Результаты гидравлических (пневматических) испытаний

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

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

На основании проведенных проверок и испытаний удостоверяется нижеследующее:

1. _____ смонтирован в соответствии с требованиями
(наименование сосуда)

СОУ НАЕК 158:2020 «Обеспечение технической безопасности. Технические требования к устройству и безопасной эксплуатации оборудования и трубопроводов атомных электрических станций с реакторами ВВЭР» и согласно техническим условиям на изделие

(наименование технических условий)

2. _____ и его элементы подвергались проверке и испытаниям
(наименование сосуда)

и соответствуют вышеуказанному стандарту и техническим условиям.

3. _____ и его элементы подвергались и выдержали гидравлическое
(наименование сосуда)

(пневматическое) испытание.

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

в настоящем свидетельстве.

Руководитель монтажной
организации (предприятия-
изготовителя)

Начальник отдела технического
контроля

(подпись, печать)

(подпись, печать)

Дата _____

ПРИЛОЖЕНИЕ Ж
(обязательное)
ОПИСАНИЕ И ФОРМА ПАСПОРТА ТРУБОПРОВОДА АЭС

Ж.1 Описание паспорта трубопровода АЭС

Ж.1.1 Основным документом, подтверждающим характеристики трубопровода, качество изготовления, монтажа, работоспособность в процессе эксплуатации и соответствие производственно-технологической документации, является паспорт трубопровода.

Ж.1.2 Приложение не устанавливает обязательного заполнения всех таблиц и граф паспорта. Виды и объем данных, подлежащих включению в паспорт, определяются технологическими условиями на изделие и стандартами.

Ж.1.3 Паспорт трубопровода АЭС составляется подразделением-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 Г;

3) свидетельство о монтаже трубопроводов, составляемое монтажной организацией согласно приложению Д;

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.

Ж.1.4 Форма таблиц паспортов является обязательной. Допускается изменение размеров листов и граф, а также замена таблиц копиями сертификатов, содержащих необходимые данные.

Ж.1.5 Паспорта вместе с приложениями и результатами контроля трубопроводов на АЭС должны храниться на АЭС в течение всего срока эксплуатации.

Ж.1.6 Подлинники сертификатов и протоколы результатов контроля должны храниться на предприятии, проводившем этот контроль, или в подразделении-владельце трубопровода в течение всего срока службы трубопровода.

* Комплект чертежей устанавливается проектной (конструкторской) организацией.

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

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

Ж.1.7 Объем паспорта и объем свидетельств допускается сократить за счет исключения сведений, не относящихся к данному трубопроводу, по согласованию с проектной организацией.

Ж.1.8 На каждом листе паспорта трубопроводов, поставляемых на экспорт, и на прилагаемой к нему документации должно быть оставлено место для перевода текста владельцем трубопровода на другой язык.

Ж.1.9 В паспорта и свидетельства трубопроводов могут быть внесены дополнительные сведения по требованию органов Госатомрегулирования.

Ж.2 ФОРМА ПАСПОРТА ТРУБОПРОВОДА АЭС
ПАСПОРТ ТРУБОПРОВОДА _____
 (наименование)

--

Регистрационный № _____

--

Примечание. Регистрационный номер присваивается Госатомрегулирования (при регистрации в этом органе) или лицом по надзору (при регистрации трубопровода на АЭС).

СОДЕРЖАНИЕ ПАСПОРТА
ТРУБОПРОВОДА _____
 (наименование)

--

Наименование раздела	Номер листа

ПЕРЕЧЕНЬ ДОКУМЕНТОВ, ПРИЛАГАЕМЫХ К ПАСПОРТУ
ТРУБОПРОВОДА _____

(наименование)

--

Наименование документа	Обозначение документа	Количество листов

Таблица 1*	Общие данные

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

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

Таблица 2	Технические характеристики

Наименование рабочей среды	
Температура рабочей среды, °С	
Рабочее давление, МПа (кгс/см ²)	
Давление гидравлических (пневматических) испытаний, МПа (кгс/см ²)	
Минимальная температура стенки при гидравлических (пневматических) испытаниях, °С	
Испытательная среда и продолжительность испытаний	
Срок службы, ч	

Таблица 3	Данные о трубах

Номинальный наружный диаметр и толщина стенки трубы, мм	Обозначение участков на схеме трубопровода	Протяженность участков трубопроводов, м

Таблица 4	Данные об установленной в составе трубопровода арматуре

Наименование арматуры, тип	Количество	Условный проход, мм	Обозначение (номер) паспорта (сертификата, аттестата)	Место установки по схеме (чертежу)

Таблица 5	Данные о предохранительной арматуре

Наименование, тип предохранительной арматуры	Количество	Обозначение паспорта	Место установки

На основании проведенных испытаний удостоверяется следующее:

1. Трубопровод изготовлен и смонтирован согласно технической документации _____

(наименование и обозначение документов)

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

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

4. Данный паспорт содержит _____ листов.

Генеральный директор или главный инженер
АЭС

(подпись, печать)

Дата _____

--

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

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

Таблица 7	Результаты технического освидетельствования*

Таблица 7.1	Результаты осмотров

Дата и обозначение акта осмотра	Результаты осмотра	Срок следующего осмотра	Подпись ответственного лица, осуществляющего надзор

Таблица 7.2	Результаты гидравлических (пневматических) испытаний

Дата и обозначение протокола испытаний	Испытательная среда	Давление гидравлических (пневматических) испытаний, МПа (кгс/см ²)	Продолжительность выдержки, мин	Минимальная температура стенки, °С	Результаты испытаний	Срок следующего испытания	Подпись ответственного лица, осуществляющего надзор

* Техническое освидетельствование включает осмотр и измерения в доступных местах внешней и внутренней поверхностей сосуда и гидравлическое (пневматическое) испытание.

Таблица 8	Результаты контроля за состоянием металла в процессе эксплуатации

Дата контроля и обозначение документа	Результаты контроля	Срок следующего контроля	Подпись ответственного лица

Таблица 9	Данные о ремонте и реконструкции трубопровода

Дата	Перечень проведенных работ по ремонту, реконструкции и контролю трубопровода с указанием даты их проведения	Подпись ответственного лица

РЕГИСТРАЦИЯ ТРУБОПРОВОДА

Трубопровод зарегистрирован за № _____ в

(регистрирующий орган)

В паспорте пронумеровано _____ страниц и прошнуровано всего _____ листов, в том числе чертежей (схем) на _____ листах

(должность регистрирующего лица, подпись)

Дата _____

--

ПРИЛОЖЕНИЕ И

(справочное)

**РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ПОВЫШЕНИЮ СОПРОТИВЛЕНИЯ
ЦИКЛИЧЕСКОЙ ПОВРЕЖДАЕМОСТИ КРЕПЕЖНЫХ ДЕТАЛЕЙ**

Для повышения сопротивления циклической повреждаемости рекомендуется осуществление следующих мероприятий:

1) для резьбовых соединений из сталей с $R_m \leq 1175$ МПа (120 кгс/мм²) и отношением пределов прочности материала гайки (или корпуса) R_{m1} и шпильки R_{m2} в пределах $0,8 \leq R_{m1}/R_{m2} \leq 1,0$ при диаметре метрической резьбы более 48 мм и шагом более 4 мм профилировать резьбу шпильки (гайки или гнезда в корпусе) с конусностью по среднему диаметру 1 : 200 (в сторону свободного торца шпильки или гайки);

2) профиль впадины метрической резьбы выполнять закругленным с радиусом $r = (0,14 - 0,18)M$, где M - шаг резьбы;

3) при определении длины резьбовой части шпильки к числу витков резьбы, находящихся в сопряжении, добавлять 4-5 свободных витка, которые должны находиться со стороны опорной поверхности гайки (корпуса);

4) для резьбовых соединений с диаметром метрической резьбы от 150 до 300 мм применять резьбу с шагом 8 мм закруглением профиля впадины;

5) опорную поверхность гаек выполнять плоской или сферически вогнутой (применение сферически выпуклой поверхности не рекомендуется);

6) при термическом или механическом упрочнении опорной поверхности гайки или торцевой поверхности корпуса витки резьбы в гайке (корпусе) не выводить на опорную поверхность, для чего на опорной поверхности выполнять проточку по диаметру резьбы на глубину не менее толщины упрочненного слоя;

7) для резьбовых соединений с применением вытяжки шпилек, осуществлять предварительное упрочнение методами поверхностной пластической деформации сопряженных опорных торцевых поверхностей гаек, шайб, фланцев (в зонах действия напряжений сжатия и износа поверхностей);

8) для снижения изгибающих усилий на фланцы применять во фланцевых соединениях сопрягаемые выпуклые и вогнутые сферические шайбы.

ПРИЛОЖЕНИЕ К

(обязательное)

ПЕРЕЧЕНЬ МАТЕРИАЛОВ (ПОЛУФАБРИКАТОВ), ДОПУСКАЕМЫХ ДЛЯ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ПРИ ИЗГОТОВЛЕНИИ ОБОРУДОВАНИЯ И ТРУБОПРОВОДОВ АЭС

Таблица К.1 – Перечень материалов (полуфабрикатов), допускаемых для использования при изготовлении оборудования и трубопроводов АЭУ (изменено, изм. №3)

Тип материала	Марка материала	Стандарт или технические условия на материалы	Стандарт или технические условия на полуфабрикат или изделие						Максимальная допустимая температура применения, °С	
			Листы	Трубы	Поковки	Крепежные изделия	Сортовой прокат	Отливки		
Сталь углеродистая	Ст3сп5	ДСТУ 2651:2005/ ГОСТ 380-2005	ДСТУ 8803:2018 (прим.1) ДСТУ 2834-94 (ГОСТ 16523-97)	ГОСТ 10706-76 (прим.10)	ГОСТ 8479-70** [2] (прим.2)		ДСТУ 4484:2005/ ГОСТ 535-2005 (прим.3)		350	
			ГОСТ 1577-93 (прим.4)	ТУ 14-3-190-2004 [44] (прим.5)	ГОСТ 8479-70** [2] (прим.2)					350
	10	ДСТУ 7809:2015	ГОСТ 1577-93 (прим.4)		ГОСТ 8479-70** [2] (прим.2)				350	
	15	ДСТУ 7809:2015	ГОСТ 1577-93 (прим.4)		ГОСТ 8479-70** [2] (прим.2)					350
	15Л	ДСТУ 8781:2018 ТУ 5.961-11151-92** [17]					ДСТУ 8781:2018 ТУ 5.961-11151-92** [17]		350	
	20, 20-ПВ		ДСТУ 7809:2015	ГОСТ 1577-93 (прим.4)	ТУ 14-3-190-2004 [44]	ГОСТ 8479-70** [2] (прим.2)	ГОСТ 20700-75** [10] (прим.6)	ДСТУ 7809:2015		
				ТУ 108.11.902-87 [66]	ТУ 108.11.902-87 [66]	ТУ 95.499-83** [63] (прим.29)		ОСТ 3-1686-90 [88] (прим.7)		
				ТУ 13.03-011-00212179-2003 [53]	ТУ 13.03-011-00212179-2003 [53]					
				ТУ 14-3-460-2009/ ТУ У 27.05757883-207:2009 [50] ТУ 14-3Р-55-2001 [51] ОСТ 108.030.113-87	ТУ 14-3-460-2009/ ТУ У 27.05757883-207:2009 [50] ТУ 14-3Р-55-2001 [51]					
	20Л	20Л	ТУ 14-1-3987-85 [42]				ТУ 14-1-3987-85 [42]		350	
20Ш	20Ш	ДСТУ 8781:2018 ТУ 5.961-11151-92** [17]				ДСТУ 8781:2018 ТУ 5.961-11151-92** [17]				
20К	20К	ТУ 108.667-86** [73]	ДСТУ 8804:2018 (прим.8)				ТУ 108.667-86** [73]	350		
22К	22К	ДСТУ 8804:2018	ДСТУ 8804:2018 (прим.8)							
22К-ВД, 22К-Ш	22К-ВД, 22К-Ш	ТУ 302.02.092-90 [64]	ТУ 302.02.092-90 [64] (прим.9)		ТУ 302.02.092-90 [64] (прим.9)				350	
			ТУ 108.11.906-87 [67]		ГОСТ 8479-70** [2] (прим.2)					
			ДСТУ 8804:2018 (прим.8) ТУ 302.02.092-90 [64] (прим.9) ТУ 108.11.906-87 [67]		ТУ 302.02.092-90 [64] (прим.9)			350		
					ТУ 302.02.092-90 [64] (прим.9)					

Продолжение таблицы К.1

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				
Сталь углеродистая	22К+ 08Х18Н10Т	ТУ 108.1184-83 [81]	ТУ 108.1184-83 [81]								350	
			ТУ 108.11.906-87 [67]									
	22К (плакиро- ванная)	ТУ 302.02.092-90 [64]	ТУ 108.1152-82 [80]									350
	25Л	ДСТУ 7809:2015	ДСТУ 8781:2018 ТУ 5.961-11151-92** [17] ОСТ 108.961.03-79									350
	30	ДСТУ 7809:2015	ДСТУ 7809:2015									350
	35	ДСТУ 7809:2015	ДСТУ 7809:2015									350
40	ДСТУ 7809:2015	ДСТУ 7809:2015									350	
45	ДСТУ 7809:2015	ДСТУ 7809:2015									350	
Кремнемагнитоциевые	09Г2С	ДСТУ 8541:2015	ДСТУ 8804:2018								450	
			ДСТУ 8541:2015									
	15ГС	ТУ 108.1268-84 [85]	ТУ 14-3-460:2009/ ТУ У 272-05757883-2072009 [50] ТУ 14-3Р-55-2001 [51]	ТУ 14-3-460:2009/ ТУ У 272-05757883-2072009 [50] ТУ 14-3Р-55-2001 [51]							400	
				ТУ 14-3-420-75 [49]								
		ОСТ 108.030.113-87										

Продолжение таблицы К.1

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	
	15ГС-III 16ГС	ТУ 14-3-460:2009/ ТУ У 272-05757883- 207:2009 [50] ТУ 14-3Р-55-2001 [51] ДСТУ 8541:2015 ОСТ 108.030.113-87	ДСТУ 8804:2018 ДСТУ 8541:2015 (прим.11)	ТУ 95.499-83** [63] (прим. 28) ТУ 3-923-75 [16]			ТУ 24.11.006-89 [60]	400	
			ТУ 5.961-11151-92** [17] ОСТ 108.961.03-79		ОСТ 108.030.113-87			ТУ 5.961-11151-92** [17] ОСТ 108.961.03-79	350
			ДСТУ 7806:2015		ГОСТ 8479-70** [2] (прим.2) ОСТ 3-1686-90 [88] (прим.7)				500
			ДСТУ 7806:2015			ДСТУ ГОСТ 23304:2012** [14]			500
	35Х	ДСТУ 7806:2015			ГОСТ 8479-70** [2] (прим.2) ОСТ 3-1686-90 [88] (прим.7)		ГОСТ 20700-75** [10] (прим.6) ДСТУ ГОСТ 23304:2012** [14]	500	
			ДСТУ 7806:2015		ГОСТ 8479-70** [2] (прим.2) ОСТ 3-1686-90 [88] (прим.7)		ГОСТ 20700-75** [10] (прим.6) ДСТУ ГОСТ 23304:2012** [14]	500	
			ДСТУ 7806:2015		ГОСТ 8479-70** [2]		ДСТУ ГОСТ 23304:2012** [14]	500	
			ДСТУ 7806:2015		ГОСТ 8479-70** [2]		ДСТУ 7806:2015	500	
	40Х	ДСТУ 7806:2015			ГОСТ 8479-70** [2] (прим.2) ОСТ 3-1686-90 [88] (прим.7)			500	
			ДСТУ 7806:2015		ГОСТ 8479-70** [2]			500	
			ДСТУ 7806:2015		ГОСТ 8479-70** [2]			500	
			ДСТУ 7806:2015		ГОСТ 8479-70** [2]			500	
	45ХН	ДСТУ 7806:2015						400	
			ДСТУ 7806:2015					400	
			ДСТУ 7806:2015					400	
			ДСТУ 7806:2015					400	
	10ХСНД	ТУ 14-1-2587-78 [33]	ДСТУ 8541:2015 (прим.11)					400	
			ТУ 14-1-2587-78 [33]					400	
			ТУ 14-3-794-79** [130] ТУ 14-3-799-79** [131]	ТУ 14-3-794-79** [130] ТУ 14-3-799-79** [131]				400	
			ТУ 108.11.934-87** [69]	ТУ 108.11.934-87** [69]				400	
	10Х2М	ТУ 14-1-3409-82** [37]	ТУ 14-1-3409-82** [37] (прим.12)					510	
			ТУ 14-3-350-75 [48]	ТУ 14-3-350-75 [48] (прим.13)				510	
			ТУ 14-3-866-79** [101]	ТУ 14-3-866-79** [101] (прим.13)				510	
			ТУ 14-3-866-79** [101]	ТУ 14-3-866-79** [101] (прим.13)				510	

Стані нагрівані

Продолжение таблицы К.1

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	Крепёжные изделия	Сортовой прокат	Отливки			
10Х2М-ВД		ТУ 14-3-756-78** [98]	ТУ 14-3-756-78** [98] (прим.13)								
		ТУ 14-1-1093-74** [24]	ТУ 14-1-1093-74** [24]								
		ТУ 108.11.934-87** [69]	ТУ 108.11.934-87** [69]	ТУ 108.11.934-87** [69]							
		ТУ 14-1-3409-82** [37]	ТУ 14-1-3409-82** [37] (прим.12)						510		
		ТУ 14-3-1260-84** [102]	ТУ 14-3-1260-84** [102] (прим.13)								
		ТУ 108.11.934-87** [69]	ТУ 108.11.934-87** [69]	ТУ 108.11.934-87** [69]					500		
10Х2М1ФБ		ТУ 14-1-3409-82** [37]	ТУ 14-1-3409-82** [37] (прим.12)						500		
10Х2М1ФБ-ВД		ТУ 108.11.934-87** [69]	На АЭС Украины не применяются [69]	ТУ 108.11.934-87** [69]					500		
12ХМ		ДСТУ 8804:2018	ДСТУ 8804:2018 (прим.8)								
		ТУ 14-1-642-73** [22]	ТУ 14-1-642-73** [22] (прим.14)							500	
		ТУ 108.1263-84 [83]	ТУ 108.1263-84 [83] (прим.14)								
12МХ		ГОСТ 20072-74	ТУ 14-1-642-73** [22] (прим.14)	ГОСТ 8479-70** [2] (прим.2)						500	
			ТУ 108.1263-84 [83] (прим.14)								
15ХМ		ТУ 14-3-460:2009/ ТУ У 272-05757883-207:2009 [50]	ТУ 14-3-460:2009/ ТУ У 272-05757883-207:2009 [50]								500
		ТУ 14-3Р-55-2001 [51]	ТУ 14-3Р-55-2001 [51]								
20ХМ		ДСТУ 7806:2015		ГОСТ 8479-70** [2] (прим.2)							500
20ХМ		ДСТУ 7806:2015			ДСТУ 7806:2015						500
20ХМА		ОСТ 95-40-73** [126]		ОСТ 95-40-73** [126] (прим.16)							500
20ХМЛ 20ХМФЛ 15ХМ1ФЛ		ТУ 5.961-11151-92** [17]							ТУ 5.961-11151-92** [17]		500
30ХМ		ДСТУ 7806:2015			ГОСТ 20700-75** [10] (прим.6)				ДСТУ 7806:2015		500

Сталі легіровані

Продолжение таблицы К.1

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	Покówki	Крепежные изделия	Сортовой прокат		Отливки
30ХМА	30ХМА	ДСТУ 7806:2015				ГОСТ 20700-75** [10] (прим.6) ДСТУ ГОСТ 23304:2012** [14]		500	
						ГОСТ 20700-75** [10] (прим.6) ДСТУ ГОСТ 23304:2012** [14]		500	
					ДСТУ 7806:2015		ДСТУ 7806:2015		500
					ГОСТ 11269-76** [8]				500
12Х1МФ	12Х1МФ	ТУ 14-3-460:2009/ ТУ У 27.2-05757883-207:2009 [50] ТУ 14-3Р-55-2001 [51] ГОСТ 20072-74	ТУ 14-3-460:2009/ ТУ У 27.2-05757883-207:2009 [50]					150	
			ТУ 14-3Р-55-2001 [51]						
			ГОСТ 20072-74						
15Х1М1Ф	15Х1М1Ф	ТУ 3-923-75 [16] ОСТ 108.030.113-87 ТУ 14-3-460:2009/ ТУ У 27.2-05757883-207:2009 [50] ТУ 14-3Р-55-2001 [51] ТУ 14-3-420-75 [49]	ТУ 3-923-75 [16]	ТУ 108.1267-84 [84]				510	
			ТУ 14-3-460:2009/ ТУ У 27.2-05757883-207:2009 [50] ТУ 14-3Р-55-2001 [51]	ТУ 108.1267-84 [84]					
			ТУ 14-3-420-75 [49]						
15Х1М1ФЛ	15Х1М1ФЛ	ТУ 5.961-11151-92** [17]					ТУ 5.961-11151-92** [17]	510	
20Х1М1Ф1БР	20Х1М1Ф1БР	ГОСТ 20072-74 ТУ 14-1-552-72** [21]				ГОСТ 20700-75** [10] (прим.6) ДСТУ ГОСТ 23304:2012** [14]	ТУ 14-1-552-72** [21] (прим.18)	500	

Продолжение таблицы К.1

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
		ТУ 14-1-552-72** [21]				ГОСТ 20700-75** [10] (прим.6) ДСТУ ГОСТ 23304:2012** [14]	ГОСТ 20072-74 (прим.17) ТУ 108.11.853-87 [65] ТУ 14-1-552-72** [21] (прим.18)		500
	25X2M1Ф	ГОСТ 20072-74 ТУ 14-1-552-72** [21]				ГОСТ 20700-75** [10] (прим.6)	ГОСТ 20072-74 ТУ 14-1-552-72** [21]		500
	12X2MФA	ТУ 108.131-86 [72]	ТУ 108.131-86 [72]	ТУ 108.131-86 [72]					500
	12X2MФA-A 15X2MФA 15X2MФA-A	ТУ 5.961-11060-77** [93]	На АЭС Украины не применяются	ТУ 5.961-11060-77** [93] (прим.17)					500
	15X2MФA	ТУ 108.131-86 [72]	ТУ 108.11.906-87 [67]	ТУ 108.131-86 [72]					500
	18X2MФA	ТУ 108.131-86 [72]	ТУ 108.131-86 [72]	ТУ 108.131-86 [72]					
	12X2MФA (плакиро-ванная)	ТУ 5.961-11060-77** [93]	ТУ 5.961-11060-77** [93] (прим.17)	ТУ 108.1152-82 [80]					500
	25X2MФA	ТУ 108.131-86 [72]	ТУ 108.131-86 [72]	ТУ 108.131-86 [72]					
	25X2MФA	ТУ 5.961-11060-77** [93]	ТУ 5.961-11060-77** [94] (прим.17)	ТУ 5.961-11060-77** [93] (прим.17)					500
	25X3MФA	ТУ 108.131-86 [72]	ТУ 108.131-86 [72]	ТУ 108.131-86 [72]					
	25X3MФA	ТУ 5.961-11060-77** [93]	ТУ 5.961-11060-77** [93] (прим.17)	ТУ 5.961-11060-77** [93] (прим.17)				ГОСТ 20700-75** [10] (прим.6)	500
Сплав непероформируемый	15X31MФA 15X31MФA-A	ТУ 5.961-11307-86** [97]	ТУ 5.961-11307-86** [97]	ТУ 5.961-11307-86** [97]					350
	15X21MФA 15X21MФA-A	ТУ 108.765-78** [77]	ТУ 108.765-78** [77]	ТУ 108.765-78** [77]					500
	38X13MФA	ДСТУ 7806:2015	ТУ 108.11.906-87 [67]	ОСТ 3-1686-90 [88] (прим.7)				ДСТУ ГОСТ 23304:2012** [14]	ДСТУ 7806:2015
	38X2MФO-A	ДСТУ 7806:2015	ТУ 108.11.906-87 [67]	ОСТ 3-1686-90 [88] (прим.7) ТУ 108.11.853-87 [65]					

Продолжение таблицы К.1

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	Крепёжные изделия	Сортовой прокат	Отливки			
Высокопрочные стали	16ГНМА	ОСТ 108.030.113-87	ОСТ 108.030.113-87							450	
	10ГН2МФА	ТУ 108.766-86** [78]	ТУ 108.1197-83 [82]	ТУ 108.766-86** [78]						350	
	10ГН2МФА (плакированная)	ТУ 108.766-86** [78] ТУ 108.1197-83 [82]								350	
08Х13	08Х13	ГОСТ 5632-72** [4]	ГОСТ 7350-77 (прим.19)	ГОСТ 9940-81 (прим.20)						300	
			ГОСТ 5582-75	ГОСТ 9941-81 (прим.20)							300
12Х13	12Х13	ГОСТ 5632-72** [4]			ДСТУ EN 10222-2:2018* ДСТУ EN 10222-5:2018* ГОСТ 25054-81** [128] (прим.22) ОСТ 95.10-72 (прим.21)				ГОСТ 5949-75		300
20Х13	20Х13	ГОСТ 5632-72** [4]	ГОСТ 7350-77 (прим.19) ГОСТ 5582-75		ДСТУ EN 10222-2:2018* ДСТУ EN 10222-5:2018* ГОСТ 25054-81** [128] (прим.22) ОСТ 95.10-72 (прим.21)			ДСТУ ГОСТ 2304:2012** [14] ГОСТ 20700-75** [10] (прим.6)	ГОСТ 5949-75 ТУ 108.11.853-87 [65]		300
											ТУ 5.961-11100-79** [94]
30Х13	30Х13	ГОСТ 5632-72** [4]	ГОСТ 5632-72** [4]		ДСТУ EN 10222-2:2018* ДСТУ EN 10222-5:2018* ГОСТ 25054-81** [128] (прим.22) ОСТ 95.10-72 (прим.21)				ГОСТ 5949-75 ТУ 108.11.853-87 [65]		300
08Х14МФ	08Х14МФ	ТУ 14-1-1529-84** [26] ТУ 108-11-665-82** [116]		ТУ 14-3-815-79** [100] ТУ 14-159-188-89** [104]	ТУ 14-1-1529-84** [26] ТУ 108-11-665-82** [116]						350

Продолжение таблицы К.1

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	Покровки	Крепежные изделия	Сортовой прокат	Отливки				
Высокопрочные стали	14X17H2	ГОСТ 5632-72** [4]			ДСТУ EN 10222-2:2018* ДСТУ EN 10222-5:2018* ГОСТ 25054-81** [128] (прим.23) ОСТ 95.10-72 (прим.21)				ГОСТ 5949-75 ТУ 108.11.853-87 [65]		350	
	20X12ВНМФ	ГОСТ 5632-72** [4]					ДСТУ ГОСТ 23304:2012** [14] ГОСТ 20700-75** [10] (прим.6)				500	
	06X12НЗД	ТУ 108.1425-86 [86]			ТУ 108.1425-86 [86]						350	
	06X12НЗДЛ	ТУ 108-11-670-82** [117] ТУ 108.1024-83 [79]								ТУ 108-11-670-82** [117] ТУ 108.1024-83 [79]	350	
	06X13Н7Д2	ДСТУ ГОСТ 23304:2012** [14] ТУ 14-1-3613-83 [40]					ДСТУ ГОСТ 23304:2012** [14]		ТУ 14-1-3613-83 [40]		300	
	07X16Н4Б	ТУ 14-1-3570-83 [38]			ТУ 14-1-3570-83 [38]						350	
	07X16Н4Б-Ш	ДСТУ ГОСТ 23304:2012** [14] ТУ 14-1-3573-83 [39]					ДСТУ ГОСТ 23304:2012** [14]		ТУ 14-1-3573-83 [39] ТУ 108.11.853-87 [65]		350	
	09X17Н-ВД	ТУ 14-1-2889-80** [35] ТУ 108-11-328-78** [113]									350	
	Класс	1X18Н9 (12X18Н9)	ТУ 14-1-3409-82** [37]									
			ТУ 14-3-760-78 [52]	ТУ 14-3-760-78 [52]								600
ТУ 14-3-1061-81 [56]			ТУ 14-3-1061-81 [56]									
ТУ 14-3-52-72** [43]			ТУ 14-3-52-72** [43]									
ТУ 14-1-1288-75** [25]				ТУ 14-1-1288-75** [25] (прим.23)					ТУ 14-1-1288-75** [25] (прим.23)			600
Коррозионно-стойкие стали аустенитного	10X18Н9-ВД 10X18Н9-Ш	ТУ 108.11.937-87** [70]	ТУ 108.11.937-87** [70]			ТУ 108.11.937-87** [70]					600	
	06X18Н10Т	ТУ 14-1-3935-85 [41]	ТУ 14-1-3935-85 [41]			ТУ 14-1-3935-85 [41]			ТУ 14-1-3935-85 [41]		600	

Продолжение таблицы К.1

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	Огивки	
08X18H10T	08X18H10T	ГОСТ 5632-72** [4]	ГОСТ 5582-75 ГОСТ 7350-77 (прим.19) ОСТ 108.109.01-79 ОСТ 108.109.01-92 ТУ 14-1-2542-78 [31] ТУ 14-1-3199-88 [36] ТУ 108-930-80 [68] (прим. 24) ОСТ 95.29-72 (прим.25) ТУ 14-1-394-72** [19] (прим.30)	ГОСТ 9940-81 (прим.20) ГОСТ 9941-81 (прим.20) ОСТ 95.29-72 (прим.25) ТУ 3-316-87 [15] ТУ 95-349-2000 (прим.27) ТУ 14-3-1109-82 [57]	ОСТ 108.109.01-79 ОСТ 108.109.01-92 ОСТ 95.29-72 (прим.25) ДСТУ EN 10222-2:2018* ДСТУ EN 10222-5:2018* ГОСТ 25054-81** [128] (прим.22)	ДСТУ ГОСТ 23304:2012** [14] ГОСТ 20700-75** [10] (прим.6)	ГОСТ 5949-75 ОСТ 95.29-72 (прим.25)	600	
			ТУ 14-1-2583-78 [32]	ТУ 14-3-1490-87** [103]					
			ГОСТ 24030-80	ГОСТ 24030-80 (прим.32)					
			ТУ 14-3-197-2006 [45] ТУ 14-3P-197-2001 [46]	ТУ 14-3-197-2006 [45] ТУ 14-3P-197-2001 [46]					
			ТУ 14-3-935-80 [55] ТУ 21-4-83** [105] ТУ 108-713-77 [76] ТУ 108-668-86 [74] ТУ 108-668-86 [74]	ТУ 14-3-935-80 [55] ТУ 21-4-83** [105] ТУ 108-713-77 [76] ТУ 108-668-86 [74]					ТУ 108-668-86 [74]
08X18H12T	08X18H12T	ГОСТ 5632-72** [4]	ГОСТ 5582-75 ГОСТ 7350-77 (прим.19) ТУ 14-1-394-72** [19] (прим.30)	ГОСТ 9940-81 (прим.20) ГОСТ 9941-81 (прим.20) ТУ 3-316-87 [15] ТУ 14-3-197-2006 [45] ТУ 14-3P-197-2001 [46] ТУ 14-3-1109-82 [57]				600	
			ГОСТ 5582-75 ГОСТ 7350-77 (прим.19)	ГОСТ 9940-81 (прим.20) ГОСТ 9941-81 (прим.20) ТУ 14-3-1109-82 [57]					
			ОСТ 108.109.01-79 ОСТ 108.109.01-92 ТУ 14-1-2542-78 [31] ТУ 14-1-3199-81 [36] ОСТ 95.29-72 (прим.25)	ГОСТ 9940-81 (прим.20) ГОСТ 9941-81 (прим.20) ТУ 14-3-1109-82 [57] ОСТ 95.29-72 (прим.25)	ОСТ 108.109.01-79 ОСТ 108.109.01-92 ОСТ 95.29-72 (прим.25) ДСТУ EN 10222-2:2018* ДСТУ EN 10222-5:2018* ГОСТ 25054-81** [128] (прим.22)	ДСТУ ГОСТ 23304:2012** [14] ГОСТ 20700-75** [10] (прим.6)	ГОСТ 5949-75 ОСТ 95.29-72** (прим.25)		600
ГОСТ 5632-72** [4]	ГОСТ 5632-72** [4]								

Коррозионно-стойкие стали аустенитного класса

Продолжение таблицы К.1

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		
Коррозионно-стойкие стали высшего класса	12X18H9T	ГОСТ 5632-72** [4]	ГОСТ 7350-77 (прим.19)		ОСТ 95.29-72 (прим.25)		ГОСТ 5949-75 ОСТ 95.29-72 (прим.25)			600
	12X18H12T	ГОСТ 5632-72** [4] ТУ 14-3-460:2009/ ТУ У 272-05757883-207:2009 [50]	ГОСТ 7350-77 (прим.19) ГОСТ 5582-75 ТУ 14-1-394-72** [19] (прим.30)	ГОСТ 9940-81 (прим.20) ГОСТ 9941-81 (прим.20) ОСТ 95.29-72 (прим.25) ТУ 14-3-1109-82 [57] ТУ 14-3-460:2009/ ТУ У 272-05757883-207:2009 [50]	ОСТ 95.29-72 (прим.25)		ГОСТ 5949-75 ОСТ 95.29-72 (прим.25)			600
	12X18H9TЛ	ДСТУ 8781:2018						ДСТУ 8781:2018		600
	12X18H12M3TЛ	ТУ 5961-1151-92** [17]							ТУ 5961-1151-92** [17]	600
	10X11H20T3P	ГОСТ 5632-72** [4]					ДСТУ ГОСТ 23304:2012** [14]		ГОСТ 5949-75 ТУ 108.11.853-87 [65]	600
	31X19H19MBBT	ГОСТ 5949-75					ДСТУ ГОСТ 23304:2012** [14]			600
	10X11H23TEMP	ГОСТ 5632-72** [4]							ГОСТ 5949-75	600
	03X16H19H2-BД 03X16H19H2-П	ТУ 108.11.595-87** [114]		ТУ 108.11.595-87** [114]		ТУ 108.11.595-87** [114]				600
	08X16H11M3	ТУ 14-3-3409-82** [129]		ТУ 14-3-3409-82** [129]						600
	10X17H13M2T	ГОСТ 5632-72** [4]		ГОСТ 5582-75 ГОСТ 7350-77 (прим.19)	ГОСТ 9940-81 (прим.20) ГОСТ 9941-81 (прим.20)	ОСТ 95.29-72 (прим.25)			ОСТ 95.29-72 (прим.25)	600
	03X17H14M3	ТУ 14-1-1541-75 [27]		ТУ 14-1-1541-75 [27]						
	03X21H32M3Б*	ТУ 14-1-769-73** [23] ТУ 14-3-758-78** [99]		ТУ 14-1-2511-78 [30]	ТУ 3-342-78** [92] ТУ 14-3-758-78** [99]	ОСТ 95.29-72 (прим.25)			ОСТ 95.29-72 (прим.25)	550
XH35BT	ГОСТ 5632-72** [4]					ДСТУ ГОСТ 23304:2012** [14] ГОСТ 20700-75** [10] (прим.6)			600	
XH35BT-BД	ТУ 14-1-272-72 [18] ТУ 14-1-1665-76** [28]							ТУ 14-1-272-72 [18] ТУ 108.11.853-87 [65]	600	
X20H46Б	ТУ 14-3-1202-83 [58] ТУ 14-1-516-73** [20]			ТУ 14-3-1202-83 [58]	ТУ 14-1-516-73** [20]				600	
		Железобетонные изделия								

Продолжение таблицы К.1

Тип материала	Марка материала	Стандарт или технические условия на материалы	Стандарт или технические условия на полуфабрикат или изделие						Максимальная допустимая температура применения, °С
			Листы	Трубы	Поковки	Крепежные изделия	Сортовой прокат	Отливки	
Широколистовые сплавы	Сплавы с 1 и 2,5% никобия	ТУ 95.166-83** [61]	ТУ 95.252-74** [109]	ТУ 95.535-78** [111] ТУ 95.405-81** [110] ТУ 95.240-74** [107]		ТУ 95.241-78** [108] ТУ 001.205-82** [91]		360	
	ВТ1-0	ГОСТ 19807-91** [9]	АМГУ 475-2-67** [121]	АМГУ 386-2-65** [118]				250	
Плитовые сплавы	ВТ1-1	ОСТ 1-90013-71** [87]							
	ОГЧ-1	ГОСТ 19807-91** [9] ОСТ 1-90013-71** [87]	АМГУ 475-2-67** [121]	АМГУ 386-4-65** [119]				350	
	ВТ5-1	ГОСТ 19807-91** [9] ОСТ 1-90013-71** [87]	АМГУ 475-2-67** [121]					500	
	ОГЧ	ГОСТ 19807-91** [9] ОСТ 1-90013-71** [87]	АМГУ 475-2-67** [121]	АМГУ 386-5-65** [120]				400	
	АГ-2	ОСТ 1-90013-71** [87]	СТУ 599-6-69** [125]					520	
Алюминиевые сплавы	АЛ00, АЛ0	ГОСТ 4784-97	ГОСТ 21631-76** [12]	ГОСТ 18482-79		ГОСТ 21488-97		150	
	АЛ1, АЛ АВ								
	АМГ2, АМГ3								
	САВ1	ОСТ 95-42-73** [90]			ОСТ 95-42-73** [90] (прим.29)			190	
	САВ2	ГОСТ 4784-97 ОСТ 95-42-73** [90]	ТУ 1-1-21-71** [132]		ОСТ 95-42-73** [90] (прим.29)	СТУ 101-3-70** [124]		190	
Латуль	Л062-1	ДСТУ ГОСТ 15527:2005	ДСТУ ГОСТ 2208:2008	ГОСТ 21646-76** [13]		ДСТУ ГОСТ 2060:2007		250	
Мель	М1, М2, М3	ДСТУ ГОСТ 859:2003	ДСТУ ГОСТ 1173:2007					360	
Никель	НН2	ДСТУ ГОСТ 492:2007	ГОСТ 6235-91** [129]					360	
Электродные сплавы	42,1% олово	ДСТУ EN 610:2004*						360	
	ОВЧ-00 и 57,9 % ванадия	ГОСТ 860-75** [141] ГОСТ 10928-90** [7]							
Медно-никелевые сплавы	МНДК5-1	ДСТУ ГОСТ 492:2007		ГОСТ 17217-79				200	

* Стандарты, предлагаемые на замену отмененным, для которых необходимо провести сравнительный анализ.

** Отмененные стандарты, из которых при заказе продукции выписывать требования (до проведения сравнительного анализа)

Конец таблицы К.1

Примечания:

1. ДСТУ 8803:2018 - с обязательным выполнением 3.17 и 5.10.
2. ГОСТ 8479-70** [2] - IV и V группы поковок с обязательным выполнением УЗК по п.1.3.
3. ДСТУ 4484:2005/ГОСТ 535-2005 - II и III группы по назначению.
4. ГОСТ 1577-93 - с обязательным выполнением 2.16 и УЗК по 4.3.
5. ТУ 14-3-190-2004 [44] - только для трубопроводов группы С.
6. ГОСТ 20700-75** [10] - только для оборудования и трубопроводов группы С.
7. ОСТ 3-1686-90 [88] - 4 и 5 группы с обязательным выполнением УЗК, без 4.6 и 4.10.
8. ДСТУ 8804:2018 - 16 и 18 категории с обязательным выполнением УЗК по 5.18.
9. ТУ 302.02.092-90 [64] - 2 - 5 группы заготовок.
10. ГОСТ 10706-76 - для трубопроводов группы С.
11. ДСТУ 8541:2015 - с обязательным выполнением 2.11 и УЗК по 4.9.
12. ТУ 14-1-3409-82** [37] - без примечания 4 к табл.2.
13. ТУ 14-3-866-79** [101], ТУ 14-3-350-75 [48], ТУ 14-3-1260-84** [102], ТУ 14-3-756-78** [98] - с проведением гидравлических испытаний согласно требованиям этого стандарта.
14. ТУ 14-1-642-73** [22], ТУ 108.1263-84 [83] - с обязательным выполнением УЗК.
15. ОСТ 95-40-73** [126] - с обязательным выполнением УЗК по 1.14.
16. ГОСТ 20072-74 - с обязательным выполнением УЗК по 2.13.
17. ТУ 5961-11060-77** [93] - без 2.13е.
18. ТУ 14-1-552-72** [21] - с установлением норм к примечаниям к табл.2, 2.5 и 2.6.
19. ГОСТ 7350-77 - с обязательным выполнением УЗК по 3.10б.
20. ГОСТ 9940-81, ГОСТ 9941-81 - только для трубопроводов группы С с обязательным выполнением УЗК.
21. ОСТ 95.10-72 - IV и V группы, без 2.13.
22. ДСТУ EN 10222-2:2018*, ДСТУ EN 10222-5:2018*, ГОСТ 25054-81** [128] - группы 4, 4К, 5 и 5К с обязательным выполнением УЗК по 3.3.
23. ТУ 14-1-1288-75** [25] - в термообработанном состоянии с обязательным выполнением УЗК.
24. ТУ 108-930-80 - без 4.7, с обязательным выполнением 1.3.6, УЗК и контроля макроструктуры.
25. ОСТ 95.29-72 - с обязательным выполнением УЗК.
26. ТУ 14-3-935-80 [55] - только для трубопроводов группы С.
27. ТУ 95.349-2000 [62] - только для трубопроводов группы С при максимально допустимой температуре применения 350 °С.
28. ТУ 95.499-83** [63] - максимальная допустимая температура применения 200 °С.
29. ОСТ 95-42-73** [90] - II группа поковок.
30. ТУ 14-1-394-72** [19] - с обязательным выполнением УЗК.
31. ТУ 108.11.940-87** [71] - для приборов электрических установок.
32. ГОСТ 24030-80 - группа А.

Таблица К.2 – Материалы импортного производства, применяемые на АЭС

Тип материала	Марка	Стандарт (страна)	Техническое решение	Примечание
Стали углеродистые	S35 (1.0501)	DIN 17200 [134], 17240 [135], 17242 [136]	ОТР-Н.1234.03-197.12 (приложение 2)	Для присоединения Ст.20
	Ск 35 (1.1181)	DIN 17200 [134], 17240 [135], 17242 [136]	ОТР-Н.1234.03-197.12 (приложение 2)	Для присоединения Ст.20
Стали легированные	A42СМ	AFNOR NF (Франция) [140]	ОТР-Н.1234.03-197.12 (приложение 3)	Аналог по ASTM нет
	XC18	AFNOR NF A 35-551 (Франция) [11]	ОТР-Н.1234.03-197.12 (приложение 3)	Аналог по ASTM нет
	AF42C20	AFNOR NF (Франция) [140]	ОТР-Н.1234.03-197.12 (приложение 3)	Аналог по ASTM: A216 Grade WCB
	40CrMoV47 (1.7711)	(Франция)	ОТР-Н.1234.03-197.12 (приложение 3)	Аналог по DIN - 17240
	H11 (1.0425)	DIN 17155 [133]	ОТР-Н.1234.03-197.12 (приложение 1)	
	C22.8 (1.0460)	DIN 0017243 [6]	ОТР-Н.1234.03-197.12 (приложение 1)	
	GS-C25 (1.0619)	DIN 17245 [137]	ОТР-Н.1234.03-197.12 (приложение 1)	
	X22CrMoV121 (1.4923)	DIN 17240 [135]	ОТР-Н.1234.03-197.12 (приложение 1)	
	15Mo3 (1.5415)	DIN 17155 [133]	ОТР-Н.1234.03-197.12 (приложение 1)	
	20MnMoNi53 (1.6311)	DIN 17240 [135]	ОТР-Н.1234.03-197.12 (приложение 1)	
	24CrMo5 (1.7258)0	DIN 17240 [135]	ОТР-Н.1234.03-197.12 (приложение 1)	
	GS-17 CrMo55 (1.7357)	DIN 17245 [137]	ОТР-Н.1234.03-197.12 (приложение 1)	
	21CrMoV57 (1.7709)	DIN 17240 [135]	ОТР-Н.1234.03-197.12 (приложение 1)	
	24CrMoV53 (1.7733)	DIN 17445 [139]	ОТР-Н.1234.03-197.12 (приложение 1)	
	20NiCrMo145	VdTOV377 [5]	ОТР-Н.1234.03-197.12 (приложение 1)	
	A182F316L+N ₂	(Франция)	ОТР-Н.1234.03-197.12 (приложение 3)	Аналог по ASTM: A182 316
	A182F316	(Франция)	ОТР-Н.1234.03-197.12 (приложение 3)	Аналог по ASTM: A182 316
	A351CF8C	(Франция)	ОТР-Н.1234.03-197.12 (приложение 3)	Аналог по ASTM: A182 316
	Z6NCTDV25.15	(Франция)	ОТР-Н.1234.03-197.12 (приложение 3)	Аналог по ASTM нет
	Z6CND17.04	(Франция)	ОТР-Н.1234.03-197.12 (приложение 3)	Аналог по ASTM нет
X10CrNiTi18.9 (1.4541)	DIN 17440 [138]	ОТР-Н.1234.03-197.12 (приложение 1)		
X10CrNiNb18.9 (1.4550)	DIN 17440 [138]	ОТР-Н.1234.03-197.12 (приложение 1)		
G-X7CrNiNb18.9 (1.4552)	DIN 17445 [139]	ОТР-Н.1234.03-197.12 (приложение 1)		
X10CrNiMoTi 18.10 (1.4571)	DIN 17240 [135]	ОТР-Н.1234.03-197.12 (приложение 1)		
X8CrNiMoNb 16-16 (1.4986)	DIN 17240 [135]	ОТР-Н.1234.03-197.12 (приложение 1)		
X6CrNiTi 18 10 S (1.4533)	-	ТР-М.1234.03-147.09	Предыдущее обозначение: 1.4541	
X6CrNiNb 18 10 S (1.4553)	-	ТР-М.1234.03-147.09	Предыдущее обозначение: 1.4550	
X6CrNiMoTi 17 12 2 S (1.4579)	-	ТР-М.1234.03-147.09	Предыдущее обозначение: 1.4571	
Высокохромистые стали	AISI 321	ASTM 480 [3]	ТР про листовый прокат стальной марок AISI 321, AISI 409 за ASTM 480 (согл.19.11.2013)	Аналог: листовой прокат 08X18H10T
	AISI 409	ASTM 480 [3]	ТР про листовый прокат стальной марок AISI 321, AISI 409 за ASTM 480 (согл.19.11.2013)	Аналог: листовой прокат 08X13

ПРИЛОЖЕНИЕ Л

(обязательное)

ТРЕБОВАНИЯ К ПРИМЕНЕНИЮ И АТТЕСТАЦИИ НОВЫХ МАТЕРИАЛОВ

Л.1 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Л.1.1 Принципы отнесения основных и сварочных (наплавочных) материалов к новым указаны в 7.4.1 данного СОУ.

Л.1.2. Порядок представления аттестационных отчетов и получения права на применение новых материалов указан в 7.4.2 данного СОУ.

Л.1.3. В этом приложении устанавливаются перечень и объем данных, которые должны содержаться в аттестационном отчете.

Л.2 СВЕДЕНИЯ О НОВЫХ МАТЕРИАЛАХ

Л.2.1 Общие положения

Л.2.1.1 При представлении новых материалов для включения их в качестве разрешенных при изготовлении оборудования и трубопроводов должны быть указаны:

- 1) общие сведения;
- 2) физико-механические свойства;
- 3) характеристики сопротивления хрупкому разрушению;
- 4) характеристики циклической прочности;
- 5) характеристики длительной прочности и ползучести;
- 6) характеристики коррозионной стойкости.

Л.2.2 Общие сведения

Л.2.2.1 Для основного металла должны быть представлены следующие сведения:

- 1) химический состав (с указанием содержания вредных примесей);
- 2) вид и способ получения полуфабрикатов;
- 3) предельная температура, до которой разрешается использовать материал, T_{\max} ;
- 4) рабочие среды, в которых разрешается использовать материал;
- 5) термическая обработка;
- 6) предельный допускаемый флюенс нейтронов [если материал предназначен для работы в условиях нейтронного облучения при флюенс $F \geq 10^{22}$ нейтр/м² ($E \geq 0,5$ МэВ)], а также флюенс нейтронов и температура при испытаниях;
- 7) сертификатные данные на полуфабрикаты, использованные при проведении испытаний, номера плавок;
- 8) схема вырезки образцов из полуфабрикатов;
- 9) перечень стандартов и (или) технических условий на полуфабрикаты;
- 10) назначение материала.

Л.2.2.2 Для сварных и наплавочных материалов должны быть представлены следующие сведения:

- 1) способ сварки;

- 2) сочетание сварочных (наплавочных) и основных материалов (по их маркам);
- 3) химический состав наплавленного металла (металла шва) с указанием пределов содержания элементов и вредных примесей;
- 4) необходимость и режимы предварительного и сопутствующего подогрева;
- 5) необходимость, вид и режимы термической обработки сварных соединений и наплавленных изделий;
- 6) предельный допускаемый флюенс нейтронов [если материал предназначается для работы в условиях нейтронного облучения при флюенс $F \geq 10^{22}$ нейтр/м² ($E \geq 0,5$ МэВ)], а также флюенс нейтронов и температура при испытаниях.

Л.2.3 Физико-механические свойства

Л.2.3.1 Для основного металла и наплавленного металла (металла шва) должны быть представлены гарантируемые и фактически полученные при испытаниях значения следующих свойств:

- 1) предел прочности R_m ;
- 2) предел текучести $R_{p0,2}$;
- 3) относительное удлинение A_5 ;
- 4) относительное сужение z .

Л.2.3.2 Для сварного соединения должны быть представлены гарантируемые и полученные при испытаниях значения предела прочности и угла загиба.

Л.2.3.3 Указанные в 2.3.1 и 2.3.2 характеристики должны быть определены в пределах температур от 20 °С до T_{\max} через каждые 50 °С, а также при температурах ($T_{\max} + 25$) и ($T_{\max} + 50$) °С. Угол загиба сварного соединения определяется только при температуре 20 °С.

Л.2.3.4 Для предлагаемых новых материалов должно быть подтверждено отсутствие снижения механических свойств (в условиях отсутствия нейтронного облучения) ниже гарантируемого уровня за полный ресурс эксплуатации или должны быть представлены количественные данные, характеризующие изменение механических свойств во времени.

Л.2.3.5 Для основного металла и наплавленного металла (металла шва) должны быть представлены полученные при испытаниях значения следующих физических характеристик:

- 1) модуль упругости E ;
- 2) коэффициент линейного расширения α ;
- 3) коэффициент теплопроводности λ ;
- 4) плотность γ .

Л.2.3.6 Указанные в 2.3.5 характеристики должны быть определены в пределах температур от 20 °С до T_{\max} , через каждые 100 °С, а также при температуре ($T_{\max} + 50$) °С.

Л.2.4 Характеристики сопротивления хрупкому разрушению

Л.2.4.1 Для основного металла, металла шва и околошовной зоны (металла зоны термического влияния сварки (наплавки)) должны быть определены:

- 1) температурная зависимость вязкости разрушения в диапазоне температур от $(T_K - 100)$ до $(T_K + 50)$ °С (при температурах, превышающих T_K , допускается представление значений K_{Ic} , полученных пересчетом по критическим значениям контурного интеграла I_{Ic});
- 2) критическая температура хрупкости материала в исходном состоянии T_{K0} ;
- 3) сдвиг критической температуры хрупкости вследствие температурного старения ΔT_T ;
- 4) сдвиг критической температуры хрупкости вследствие влияния циклической повреждаемости ΔT_N ;
- 5) сдвиг критической температуры хрупкости вследствие влияния облучения ΔT_F .

Л.2.4.2 Указанные в 2.4.1 значения T_{K0} , ΔT_T , ΔT_N , ΔT_F должны определяться по методикам, приведенным в ПНАЭ Г-7-002-86 (приложение 2).

Значения K_{Ic} (или I_{Ic}) должны определяться по ГОСТ 25.506 [1].

Л.2.4.3. Для предлагаемого нового материала должно быть подтверждено, что взаимодействие его с рабочей средой не приводит к снижению характеристик сопротивления хрупкому разрушению ниже гарантируемого в аттестационном отчете уровня, или должны быть представлены количественные данные, отражающие характер этого взаимодействия.

Представление указанных данных не требуется для не подвергающихся нейтронному облучению ($F \leq 10^{22}$ нейтр/м² при $E \geq 0,5$ МэВ) материалов с пределом прочности не более 590 МПа (60 кгс/мм²) при температуре 20 °С, а также для любых материалов, защищенных со стороны рабочей среды антикоррозионным покрытием.

Л.2.4.4. Представление характеристик, указанных в 2.4.1 и 2.4.3 не требуется для материалов, предназначенных для изготовления изделий, не подвергающихся нейтронному облучению ($F \leq 10^{22}$ нейтр/м² при $E \geq 0,5$ МэВ), в следующих случаях:

- 1) при толщине деталей не более 25 мм для материала с пределом текучести при температуре 20 °С до 295 МПа (30 кгс/мм²) включительно;
- 2) при толщине деталей не более 16 мм для материала с пределом текучести при температуре 20 °С свыше 295 МПа (30 кгс/мм²);
- 3) для материалов, изготовленных из коррозионно-стойких сталей аустенитного класса и цветных сплавов.

Л.2.5. Характеристики длительной прочности, пластичности и ползучести

Л.2.5.1 Сведения по длительной прочности, пластичности и ползучести представляются в тех случаях, когда максимальная температура, при которой может использоваться новый материал, превышает следующие температуры (в дальнейшем обозначаются T_p):

450 °С - для коррозионно-стойких сталей аустенитного класса, хромоникелевых сплавов и жаропрочных хромомолибденовых сталей;

350 °С - для углеродистых и легированных сталей (кроме жаропрочных хромомолибденовых сталей);

250 °С - для циркониевых сплавов;

20 °С - для алюминиевых и титановых сплавов.

Л.2.5.2 Для основных материалов и наплавленного металла (металла шва) должны быть представлены гарантируемые и полученные при испытаниях значения пределов длительной прочности и пластичности.

Л.2.5.3 Для сварных соединений должны быть представлены только гарантируемые и фактически полученные при испытаниях значения пределов длительной прочности.

Л.2.5.4 Характеристики, указанные в 2.5.2 и 2.5.3, должны быть представлены в диапазоне температур от $T_{п}$ (см. 2.1.2) до T_{max} через каждые 50 °С, а также при температурах ($T_{max} + 25$) и ($T_{max} + 50$) °С.

Характеристики длительной прочности должны быть представлены при испытаниях продолжительностью до $2 \cdot 10^4$ ч. При этом гарантированные значения должны быть представлены в пределах от $1 \cdot 10^4$ до $2 \cdot 10^5$ ч.

Л.2.5.5 Для основных материалов и металла шва при температурах, указанных в 2.5.4, должны быть представлены изохронные кривые деформирования в координатах напряжения - деформации для 10; 30; 10^2 ; $3 \cdot 10^2$; 10^3 ; $3 \cdot 10^3$; 10^4 ; $3 \cdot 10^4$; 10^5 ; $2 \cdot 10^5$ ч.

Л.2.5.6 Для материалов, предназначенных для работы в условиях нейтронного облучения, должны быть представлены коэффициенты или зависимости, отражающие влияние облучения на характеристики длительной прочности, пластичности и ползучести.

Л.2.5.7 Должно быть подтверждено, что контакт материала с рабочей средой не снижает характеристики длительной прочности, пластичности и ползучести ниже гарантированных значений, или представлены данные, отражающие влияние рабочих сред.

Л.2.5.8 Соответствующие испытания должны проводиться по методикам, указанным в ПНАЭ Г-7-002-86 (приложение 2)

Л.2.6 Характеристики циклической прочности

Л.2.6.1 Для основных материалов, их сварных соединений и антикоррозионных наплавов, предназначенных для работы при температурах ниже $T_{п}$ (см.К.2.5.1), должны быть представлены кривые усталости при гарантированных значениях характеристик прочности и пластичности для основного металла и коэффициента снижения циклической прочности сварных соединений при температурах 20 °С и T_{max} .

Л.2.6.2 Для основных материалов и их сварных соединений и антикоррозионных наплавов, предназначенных для работы при температурах выше $T_{п}$, должны быть представлены кривые усталости и коэффициенты снижения циклической прочности сварных соединений для гарантированных характеристик кратковременной и длительной прочности и пластичности с учетом времени эксплуатации материала в интервале циклов от 10^2 до 10^7 .

Указанные кривые должны быть представлены в интервале температур от $T_{п}$ до ($T_{max} + 50$) °С через каждые 50°С.

Л.2.6.3 При представлении нового материала должно быть подтверждено отсутствие снижения циклической прочности вследствие контакта с рабочими средами, деформационного старения, наводороживания, нейтронного облучения или должны быть представлены количественные данные по учету влияния этих факторов на циклическую прочность для расчетных температур и интервала их изменения в процессе нагружения при заданных числе циклов и длительности эксплуатации. Если

материал предназначен для работы в условиях, когда влияние того или иного фактора из числа вышеперечисленных заведомо отсутствует, то это должно быть специально указано в отчете об аттестационных испытаниях, и представление соответствующих данных в этом случае не требуется.

Л.2.7 Характеристики коррозионной стойкости

При представлении новых материалов должны быть указаны:

1) для основного металла и его сварных соединений - значения скорости сплошной коррозии и характер сопротивления язвенной коррозии (развитие глубины язв), а также коррозии под напряжением в рабочих средах при предполагаемых режимах эксплуатации (включая стояночные режимы);

2) для коррозионно-стойких сталей и их сварных соединений дополнительно к данным по п. 1)- подтверждение стойкости против межкристаллитной коррозии.

Л.3 ТРЕБОВАНИЯ К ОФОРМЛЕНИЮ АТТЕСТАЦИОННЫХ ОТЧЕТОВ

Л.3.1 После завершения испытаний должен быть представлен отчет, содержащий данные исследований и гарантированные характеристики, предусмотренные К.2, а также стандарты или технические условия на полуфабрикаты и сварочные материалы.

Л.3.2 Все сведения, характеристики и показатели должны представляться в виде таблиц, графиков и сопроводительного текста с указанием методик проведения испытаний (или ссылок на документы, где содержится описание методик), типов образцов, зон их вырезки, ориентации в полуфабрикате или сварном соединении.

Л.3.3 Допускается в зависимости от предполагаемых условий эксплуатации материала с учетом степени отличия (сходства) характеристик новых и аналогичных, допущенных к применению материалов, сокращать объем сведений по сравнению с полным объемом, предусмотренным настоящим приложением.

Л.3.4 Количество проведенных кратковременных и длительных испытаний, их продолжительность, а также число исследованных плавок, типоразмеров полуфабрикатов должно быть достаточным для достоверного определения соответствующих характеристик, их зависимости от температуры и других факторов, оценки пределов разброса данных с учетом влияния допускаемых отклонений в химическом составе материалов и в технологии изготовления полуфабрикатов и изделий.

Л.3.5 Рекомендуется до проведения испытаний составить программу аттестационных испытаний и согласовать ее с Госатомрегулированием.

ПРИЛОЖЕНИЕ М

(обязательное)

ТРЕБОВАНИЯ К АКТУ ОБСЛЕДОВАНИЯ ДЕФЕКТНОГО УЗЛА

В акте обследования дефектного узла должны содержаться следующие сведения:

- дата аварии или обнаружения дефекта;
- наименование изделия, сборочной единицы или детали;
- номер чертежа сборочной единицы или детали;
- номер предприятия-изготовителя (монтажной организации);
- номер предприятия-владельца;
- марка металла детали в месте дефекта;
- срок службы изделия до обнаружения дефекта;
- признаки, по которым обнаружен дефект;
- условия эксплуатации: среда, рабочее давление, температура, параметры режимов, число циклов каждого из переходных режимов, число гидравлических испытаний, флюенс нейтронов, интенсивность и спектр потока нейтронов (для изделий, находившихся под воздействием потока нейтронов с $E \geq 0,5$ МэВ), характер напряженного состояния и его изменение в процессе эксплуатации (с указанием конкретных параметров эксплуатации в различные промежутки времени), случаи нарушения нормальных условий эксплуатации и аварийные ситуации, состав внешней среды, воздействовавшей на поврежденную поверхность, время контакта среды с поверхностью при различных температурах;
 - оценка общего состояния поверхности поврежденного металла;
 - место расположения, характер, размеры (протяженность, глубина, раскрытие) и конфигурация дефекта;
 - методы, применявшиеся при обследовании;
 - фотографии, слепок или схематическое изображение дефекта;
 - результаты лабораторных испытаний по определению механических свойств;
 - результаты металлографических исследований;
 - причины повреждения металла;
 - случаи повреждения этого или аналогичного узла ранее;
 - мероприятия по ликвидации дефекта и предотвращению подобных повреждений при дальнейшей эксплуатации;
 - номера протоколов и заключений.

Подписи: главный инженер (генеральный директор) АЭС, начальник цеха, начальник службы (отдела) контроля металлов.

Дата

ПРИЛОЖЕНИЕ Н
(обязательное)
ТРЕБОВАНИЯ К ВЫПИСКЕ ИЗ ЗАВОДСКОГО СЕРТИФИКАТА НА
ОБСЛЕДОВАННЫЙ ДЕФЕКТНЫЙ УЗЕЛ

В выписке должны содержаться следующие сведения:

- наименование узла;
- характерные размеры (номинальный наружный диаметр, толщина стенки, параметры резьбы, толщина листа и т. п.);
- завод-изготовитель и заводской номер;
- способ изготовления;
- номер плавки, поковки, отливки и т. п.;
- окончательный режим термической обработки;
- химический состав;
- механические и технологические свойства (предел текучести, предел прочности, относительное сужение, относительное удлинение, ударная вязкость, технологические пробы);
- бальность по неметаллическим включениям;
- результаты металлографического анализа.

Подписи: начальник лаборатории контроля металлов

Примечание. Указанные данные должны представляться как для основного металла, так и для сварных соединений и антикоррозионных наплавов (если они имеются в дефектном узле).

ПРИЛОЖЕНИЕ П *(изменено, изм. №2)*
(справочное)

БИБЛИОГРАФИЯ

1. ГОСТ 25.506-85 Расчеты и испытания на прочность. Методы механических испытаний металлов. Определение характеристик трещиностойкости (вязкости разрушения) при статическом нагружении
2. ГОСТ 8479-70 Поковки из конструкционной углеродистой и легированной стали. Общие технические условия
3. ASTM 480 «Standard Specification for General Requirements for Flat-Rolled Stainless and Heat-Resisting Steel Plate, Sheet, and Strip»
4. ГОСТ 5632-72 Стали высоколегированные и сплавы коррозионно-стойкие, жаростойкие и жаропрочные. Марки
5. VdTOV377
6. DIN 0017243
7. ГОСТ 10928-90 Висмут. Технические условия
8. ГОСТ 11269-76 Прокат листовой и широкополосный универсальный специального назначения из конструкционной легированной высококачественной стали. Технические условия
9. ГОСТ 19807-91 Титан и сплавы титановые деформируемые. Марки
10. ГОСТ 20700-75 Болты, шпильки, гайки и шайбы для фланцевых и анкерных соединений, пробки и хомуты с температурой среды от 0 до 650 °С. Технические условия
11. AFNOR NF A 35-551
12. ГОСТ 21631-76 Листы из алюминия и алюминиевых сплавов. Технические условия
13. ГОСТ 21646-76 Трубы латунные для теплообменных аппаратов. Технические условия
14. ДСТУ ГОСТ 23304:2012 Болты, шпильки, гайки и шайбы для фланцевых соединений атомных энергетических установок. Технические требования. Приемка. Методы испытаний. Упаковка, маркировка, транспортирование и хранение
15. ТУ 3-316-87 Трубы бесшовные из стали аустенитного класса. Технические условия
16. ТУ 3-923-75 Трубы котельные бесшовные механически обработанные и конструкционной марки стали. Технические условия
17. ТУ 5.961-11151-92 Отливки стальные для деталей арматуры атомных электростанций. Технические условия
18. ТУ 14-1-272-72 Прутки и полосы из жаропрочных сплавов марок ХН35ВТ(ИЭ612), ХН35КВТ(ИЭ612К), ХН753ТБЮ(ИЭ612). Технические условия
19. ТУ 14-1-394-72 Сталь толстолистовая высоколегированная коррозионностойкая
20. ТУ 14-1-516-73 Прутки из коррозионностойкого сплава марки ХН46Б(ЭП350)ХН46Б-Ш(ЭП350-Ш)

21. ТУ 14-1-552-72 Прутки из легированной теплоустойчивой жаропрочной стали для крепежных деталей
22. ТУ 14-1-642-73 Сталь толстолистовая теплоустойчивая марок 12МХ, 12ХМ
23. ТУ 14-1-769-73 Прутки из стали марок 03Х21Н32М35-ВИ и 03ХН45МБ-ВИ
24. ТУ 14-1-1093-74 Сталь листовая марки 10Х2М(48ТМ-1)
25. ТУ 14-1-1288-75 Заготовка трубная из коррозионностойких марок стали с контролируемым ферритом
26. ТУ 14-1-1529-84 Заготовка трубная катаная и ковкая для котельных труб. Технические условия
27. ТУ 14-1-1541-75 Сталь листовая коррозионностойкая с низким содержанием углерода марок 03Х17Н14М3 (ЗИ-66), 03Х23Н6 (ЗИ-68), 03Х22Н6М2 (ЗИ-676). Технические условия
28. ТУ 14-1-1665-76 Прутки сортовые из сплава марки ХН35ВТ-ВД (ЗИ-612-ВД). Технические условия
29. ТУ 14-1-2186-77 Сталь тонколистовая холоднокатаная коррозионностойкая. Технические условия
30. ТУ 14-1-2511-78 Лента из стали марки 03Х21Н32М3Б (ЭП-864). Технические условия
31. ТУ 14-1-2542-78 Сталь тонколистовая высоколегированная коррозионностойкая марок 08Х18Н10Т, 12Х18Н10Т. Технические условия
32. ТУ 14-1-2583-78 Заготовка трубная диаметром до 180 мм из коррозионностойких сталей с ограниченным содержанием кобальта. Технические условия
33. ТУ 14-1-2587-78 Заготовка трубная из стали марки 05Х12Н2М выплавляемой в вакуумных индукционных печах. Технические условия
34. ТУ 14-1-2761-79 Заготовка трубная из стали марки 05Х12Н2М выплавляемой в вакуумных индукционных печах. Технические условия
35. ТУ 14-1-2889-80 Слитки марки 09Х17Н-ВД (ЧС130-ВД). Опытная партия. Технические условия.
36. ТУ 14-1-3199-81 Сталь тонколистовая высоколегированная коррозионностойкая марок 08Х18Н10, 08Х18Н10Т, 12Х18Н9, 12Х18Н10Т. Технические условия
37. ТУ 14-1-3409-82 Прокат толстолистовой из коррозионностойких высоколегированных и теплоустойчивых сталей марок 09Х18Н9, 08Х16Н11М3, 10Х2МБ (ЭИ-531), 10Х2М (48ТН-1), 10Х2МТФБ (48ТН-2). Технические условия
38. ТУ 14-1-3570-83 Поковки из коррозионностойкой мартенситностареющей стали марки 06Х13Н7Д2 (ЭП-896). Технические условия
39. ТУ 14-1-3573-83 Прутки из коррозионностойкой стали марки 07Х16Н4Б и 07Х16Н4БШ. Технические условия
40. ТУ 14-1-3613-83 Прутки и полоса из коррозионностойкой мартенситностареющей стали марки 06Х13Н7Д2 (ЭП- 896). Технические условия

41. ТУ 14-1-3935-85 Заготовка трубная из коррозионностойкой стали марок 09X18H10T, 06X18H10T, 03X18H10T и сплавы ХН40Б (ЭП-337) для тонкостенных и особотонкостенных труб. Технические условия

42. ТУ 14-1-3987-85 Прокат сортовой стали марок 20 и 12Х1МФ. Технические условия

43. ТУ 14-3-52-72 Трубы бесшовные горячекатаные из нержавеющей стали марки 09Х18Н9. Технические условия

44. ТУ 14-3-190-2004 Трубы стальные бесшовные для котельных установок и трубопроводов. Технические условия (с учетом ОТР от 10.08.2011 № ТР-Н.1234.06-181.11 и ОТР от 13.02.2014 № ОТР-М.1234.05-230.14 (для стали 20-ПВ)

45. ТУ 14-3-197-2006 Трубы бесшовные из коррозионностойких марок стали с повышенным качеством поверхности Технические условия (с учетом ОТР от 10.08.2011 № ТР-Н.1234.06-181.11)

46. ТУ 14-3Р-197-2001 Трубы бесшовные из коррозионностойких марок стали с повышенным качеством поверхности Технические (с учетом ОТР от 25.07.2006 № ТР-М 1234.05-06)

47. ТУ 14-3-316-87 Трубы бесшовные из стали аустенитного класса. Технические условия

48. ТУ 14-3-350-75 Трубы бесшовные холоднодеформированные из стали марки 48ТН-1 (12Х2М)

49. ТУ 14-3-420-75 Трубы стальные бесшовные горячекатаные толстостенные для паровых котлов и трубопроводов. Технические условия

50. ТУ 14-3-460-2009/ТУ У 27.2-05757883-207:2009 Трубы стальные бесшовные для паровых котлов и трубопроводов. Технические условия (с учетом ОТР от 10.08.2011 № ТР-Н.1234.06-181.11 и № ОТР-М.1234.05-XXX.13 для стали 20-ПВ)

51. ТУ 14-3Р-55-2001 Трубы стальные бесшовные для паровых котлов и трубопроводов (с учетом ОТР от 12.07.2005 № ТР-М 1234.05.79-05 и ОТР от 13.02.2014 № ОТР-М 1234.05-230.14 для стали 20ПВ)

52. ТУ 14-3-760-78 Трубы бесшовные длинномерные из стали марки 08Х18Н10Т. Технические условия

53. ТУ 13-03-011-00212179-2003 Трубы электросварные спирально-шовные из углеродистой стали 20 для трубопроводов АЭС (с учетом ОТР от 10.08.2011 № ТР-Н.1234.06-181.11)

54. ТУ 14-3-873-79 Трубы бесшовные холоднодеформированные из стали марки 05Х12Н2М-ВИ. Технические условия

55. ТУ 14-3-935-80 Трубы бесшовные холоднодеформированные из стали марки 08Х18Н10Т диаметром 102-273 мм с повышенным качеством поверхности. Технические условия

56. ТУ 14-3-1061-81 Трубы бесшовные холоднодеформированные из стали марки 09Х18Н9 с повышенным качеством поверхности. Технические условия

57. ТУ 14-3-1109-82 Трубы бесшовные холодно и теплодеформированные из коррозионностойкой стали. Технические условия

58. ТУ 14-3-1202-83 Трубы бесшовные из коррозионностойкой стали марки ХМ46Б (ЭП 350) с улучшенным качеством поверхности
59. ТУ 14-3-1233-84 Трубы бесшовные холоднодеформированные из стали марки 09Х18Н9 с повышенным качеством поверхности. Технические условия
60. ТУ 24.11.006-89 Заготовки фасонные из стали марки 15ГС-Ш деталей арматуры атомных станций. Технические условия
61. ТУ 95.166-83 Циркониевый прокат марок Э110, Э110, Э125
62. ТУ 95.349-2000 Трубы электросварные прямошовные из стали марок 08Х18Н10Т, 12Х18Н10Т для атомных электрических и тепловых станций. Технические условия (с учетом ОТР от 20.11.2013 № ОТР-М.1234.06-224.13)
63. ТУ 95.499-83 Трубы электросварные прямошовные из стали марок 20 и 16ГС для трубопроводов атомных станций
64. ТУ 302.02.092-90 Заготовки из стали марок 22К, (22К-ВД, 22К-Ш), 22КУ. Технические условия (с учетом ОТР от 10.08.2011 № ТР-Н.1234.06-181.11)
65. ТУ 108.11.853-87 Заготовки деталей из покупного сортового проката. Технические условия
66. ТУ 108.11.902-87 Заготовки листовые из стали марки 20. Технические условия
67. ТУ 108.11.906-87 Заготовки листовые. Технические условия
68. ТУ 108-930-80 Листы из стали марок 12Х18Н10Т и 08Х18Н10Т. Технические условия
69. ТУ 108.11.934-87 Заготовки из стали марок 10Х2М, 10Х2М-ВД, 10Х2М1ФБ, 10Х2М1ФБ-ВД. Технические условия
70. ТУ 108.11.937-87 Заготовки из стали марок 10Х18Н9, 10Х18Н9-ВД, 10Х18Н9-Ш. Технические условия
71. ТУ 108.11.940-87 Поковки из стали марки 09Х17Н-ВД
72. ТУ 108.131-86 Заготовки из теплоустойчивой стали. Технические условия
73. ТУ 108.667-86 Заготовки фасонные из стали марки 20-Ш. Технические условия.
74. ТУ 108-668-86 Заготовки фасонные из стали марки 08Х18Н10Т-Ш. Технические условия
75. ТУ 108.671-84 Отливки из стали 25Л и 20ГСЛ для оборудования атомных станций. Технические условия
76. ТУ 108-713-77 Трубы бесшовные из коррозионностойкой стали 08Х18Н10Т
77. ТУ 108.765-78 Заготовки из стали марок 15Х2НМФА и 15Х2НМФА-А для корпусов и крышек и других узлов реакторных установок. Технические условия
78. ТУ 108.766-86 Заготовки из стали марки 10ГН2МФА для оборудования АЭС. Технические условия.
79. ТУ 108.1024-83 Отливки корпуса (улитки) насоса ГЦН - 195М. Технические условия
80. ТУ 108.1152-82 Заготовки двухслойные. Технические условия

81. ТУ 108.1184-83 Листы двухслойные из стали марки 22К + 08Х18Н10Т.
Технические условия

82. ТУ 108-1197-83 Трубы бесшовные плакированные. Технические условия.
(для закупки по импорту)

83. ТУ 108.1263-84 Листы из стали марок 12МХ и 12ХМ. Технические условия

84. ТУ 108.1267-84 Заготовки труб из стали марок 15Х1М1Ф и 15ГС.
Технические условия

85. ТУ 108.1268-84 Листы из стали марки 15ГС. Технические условия

86. ТУ 108.1425-86 Заготовки из стали марки 06Х12НЗД. Технические условия

87. ОСТ 1-90013-71 Сплавы титановые. Марки

88. ОСТ 3-1686-90 Заготовки из конструкционной стали для машиностроения.
Общие технические условия

89. ОСТ 95-41-73 Заготовки из коррозионностойкой стали марки 09Х17Н и
09Х17Н-Ш

90. ОСТ 95-42-73 Поковки и штамповки из алюминиевых сплавов САВ1 и
САВ2

91. ТУ 001.205-82

92. ТУ 3-342-78

93. ТУ 5.961-11060-77

94. ТУ 5.961-11100-79

95. ТУ 5.961-11186-81

96. ТУ 5.961-11224-84

97. ТУ 5.961-11307-86

98. ТУ 14-3-756-78

99. ТУ 14-3-758-78

100. ТУ 14-3-815-79

101. ТУ 14-3-866-79

102. ТУ 14-3-1260-84

103. ТУ 14-3-1490-87

104. ТУ 14-159-188-89

105. ТУ 21-4-83

106. ТУ 26-07-1367-85

107. ТУ 95.240-74

108. ТУ 95.241-78

109. ТУ 95.252-74

110. ТУ 95.405-81

111. ТУ 95.535-78

112. ТУ 108.11.84-83

113. ТУ 108-11-328-78

114. ТУ 108.11.595-87

115. ТУ 108.11.596-87
116. ТУ 108-11-665-82
117. ТУ 108-11-670-82
118. АМТУ 386-2-65
119. АМТУ 386-4-65
120. АМТУ 386-5-65
121. АМТУ 475-2-67
122. АМТУ 475-3-67
123. АМТУ 475-7-67
124. СТУ 101-3-70
125. СТУ 599-6-69
126. ОСТ 95-40-73
127. ГОСТ 6235-91 «Листы и полосы никелевые. Технические условия»
128. ГОСТ 25054-81 «Поковки из коррозионно-стойких сталей и сплавов. Общие технические условия»
129. ТУ 14-3-3409-82
130. ТУ 14-3-794-79
131. ТУ 14-3-799-79
132. ТУ 1-1-21-71
133. DIN 17155
134. DIN 17200
135. DIN 17240
136. DIN 17242
137. DIN 17245
138. DIN 17440
139. DIN 17445
140. AFNOR NF
141. ГОСТ 860-75 «Олово. Технические условия»

ЛИСТ РЕГИСТРАЦИИ ИЗМЕНЕНИЙ

Номер изменения	Номера листов				Извещение		подпись	дата
	измененных	замененных	новых	аннулирован-ных	номер извещения	кол-во листов		
101	—	124, 133	—	—	113004-216-2021	1	<i>[Signature]</i>	12.02.2021
102	—	1, 3-5, 9-11, 13, 124, 129, 134, 144, 149	—	—	113 004 - 235-2021	16	<i>[Signature]</i>	20.12.2021
103	—	1, 4, 124, 132	-	-	113 004 - 243-2022	6	<i>[Signature]</i>	12.05.2022
104	-	8	-	-	113 004 - 252-2022	3	<i>[Signature]</i>	12.05.2022