

Акціонерне товариство
«Національна атомна енергогенеруюча компанія «Енергоатом»

АТ НАЕК "ЕНЕРГОАТОМ"
ФОНД
НОРМАТИВНИХ ДОКУМЕНТІВ

**СТАНДАРТ АКЦІОНЕРНОГО ТОВАРИСТВА
«НАЦІОНАЛЬНА АТОМНА ЕНЕРГОГЕНЕРУЮЧА КОМПАНІЯ
«ЕНЕРГОАТОМ»**

**Забезпечення технічної безпеки
ТЕХНІЧНІ ВИМОГИ ДО БУДОВИ ТА БЕЗПЕЧНОЇ ЕКСПЛУАТАЦІЇ
ТЕХНОЛОГІЧНИХ ТРУБОПРОВІДІВ ТА ОБЛАДНАННЯ**

СОУ НАЕК 173:2025

НА НАЕК
ОРИГІНАЛ

Київ
2025

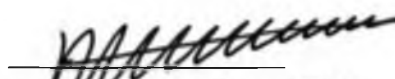
ПЕРЕДМОВА

- 1 РОЗРОБЛЕНО: дирекція з нагляду за безпекою АТ «НАЕК «Енергоатом»
- 2 РОЗРОБНИКИ: Д. Ксенофонов, С. Груша
- 3 ЗАТВЕРДЖЕНО: протокол засідання правління АТ «НАЕК «Енергоатом» від 04.12.2025 № 42 (реєстраційний № 01-42-ПЗП)
- ВВЕДЕНО В ДІЮ: наказ АТ «НАЕК «Енергоатом» від 08.12.2025 № 01-1170-Н
- 4 ДАТА ВВЕДЕННЯ В ДІЮ: 15.12.2025
- 5 НА ЗАМІНУ: СОУ НАЕК 173:2020 «Забезпечення технічної безпеки. Технічні вимоги до будови та безпечної експлуатації технологічних трубопроводів та обладнання»
- 6 ПЕРЕВІРКА: 15.12.2030
- 7 КОД КНДК: 3.40
- 8 ПІДРОЗДІЛ, ЩО ЗДІЙСНЮЄ ВЕДЕННЯ НД: відділ нагляду за технічною безпекою департаменту з відомчого нагляду дирекції з нагляду за безпекою
- 9 МІСЦЕЗНАХОДЖЕННЯ ОРИГІНАЛУ НД: відділ стандартизації департаменту з управління документацією та стандартизації дирекції з якості та управління

АРКУШ ПОГОДЖЕННЯ СОУ НАЕК 173:2025

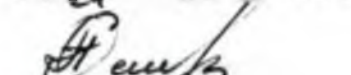
Забезпечення технічної безпеки. Технічні вимоги до будови та безпечної експлуатації технологічних трубопроводів та обладнання

Перший віце-президент – технічний директор


«24» 11 2025

Р. Кариков

Генеральний інспектор – директор з безпеки, виконуючий обов'язки члена правління


«24» 11 2025

О. Остаповець

Заступник генерального інспектора – директор з нагляду за безпекою


«17» 11 2025

Ю. Павлов

Виконавчий директор з виробництва та ремонтів


«20» 11 2025

С. Шубенко

Директор з якості та управління


«17» 11 2025

І. Полович

Начальник відділу стандартизації ДУДС ДЯУ


«14» 11 2025

Ю. Груша

Філія «ВП ЗАЕС»

лист від 13.10.2025
№ 21-8594/63-вих

Філія «ВП РАЕС»

лист від 13.10.2025
№ 22-18549/031

Філія «ВП ПАЕС»

лист від 13.10.2025
№ 23-0037/23745-вих

Філія «ВП ХАЕС»

лист від 13.10.2025
№ 33-13/1-577/24846

Філія «ВП АРС»

лист від 07.10.2025
№ 27-6588/31-вих

Філія «ВП АЕМ»

лист від 03.10.2025
№ 7062/09-01



ЗМІСТ

1 Сфера застосування.....	1
2 Нормативні посилання	2
3 Терміни та визначення понять.....	5
4 Позначки та скорочення.....	9
5 Загальні положення.....	10
6 Вимоги до будови та експлуатації трубопроводів	15
6.1 Загальні вимоги до трубопроводів та їх елементів	15
6.2 Додаткові вимоги до трубопроводів з умовним тиском вище 10 МПа (100 кгс/см ²) до 30 МПа (300 кгс/см ²)	19
6.3 Підземні трубопроводи	20
6.4 Тимчасові трубопроводи	21
7 Вимоги до будови та експлуатації обладнання	21
7.1 Посудини, що працюють під тиском	21
7.2 Резервуари сталеві	26
7.3 Котли електродні	26
7.4 Автономні електростанції	28
7.5 Насосні агрегати	30
7.6 Станції компресорні стаціонарні	33
8 Арматура, контрольно-вимірювальні прилади та запобіжні пристрої	37
8.1 Загальні вимоги до арматури	37
8.2 Арматура запірна, регулююча та зворотна	40
8.3 Контрольно-вимірювальні прилади	41
8.4 Запобіжні клапани та пристрої	43
9 Матеріали	48
10 Зварювання та контроль	53
10.1 Вимоги до виконання зварювальних робіт	53
10.2 Контроль зварних з'єднань. Загальні положення	59
10.3 Візуальний контроль	65
10.4 Радіографічний та ультразвуковий контроль	66
10.5 Капілярний і магнітопорошковий контроль	67
10.6 Спектральний аналіз	67
10.7 Додатковий контроль основного металу та зварних з'єднань	68
10.8 Додаткові вимоги до контролю зварних з'єднань посудин	69
10.9 Норми оцінки якості	74
10.10 Виправлення дефектів у зварних з'єднаннях	75
11 Випробування	75
12 Облік трубопроводів та обладнання	81
13 Технічне опосвідчення	84
Додаток А Експлуатація, обслуговування, ремонт обладнання та трубопроводів, зареєстрованих у філіях ВП АЕС	88
Додаток Б Класифікація трубопроводів та обладнання	89
Додаток В Вимоги до заповнення та форма паспорта трубопровода	92
Додаток Г Вимоги до заповнення та форма паспорта посудини	96

Додаток Д Вимоги до заповнення та форма паспорта резервуара	100
Додаток Е Вимоги до заповнення та форма паспорта насоса	103
Додаток Ж Вимоги до заповнення та форма паспорта арматури	107
Додаток К Вимоги до ведення паспортів в електронній базі даних обладнання.....	110
Додаток Л Тип ущільнювальної поверхні фланців	127
Додаток М Норми і обсяг випробувань та вимірювань параметрів електродних котлів	128
Додаток Н Норми оцінки якості зварних з'єднань	131
Додаток П Обсяги та терміни технічного опосвідчення обладнання та трубопроводів	137
Додаток Р Бібліографія.....	141
Аркуш реєстрації змін	142

**СТАНДАРТ АКЦІОНЕРНОГО ТОВАРИСТВА
«НАЦІОНАЛЬНА АТОМНА ЕНЕРГОГЕНЕРУЮЧА КОМПАНІЯ
«ЕНЕРГОАТОМ»**

Забезпечення технічної безпеки

**ТЕХНІЧНІ ВИМОГИ ДО БУДОВИ ТА БЕЗПЕЧНОЇ ЕКСПЛУАТАЦІЇ
ТЕХНОЛОГІЧНИХ ТРУБОПРОВОДІВ ТА ОБЛАДНАННЯ**

1 СФЕРА ЗАСТОСУВАННЯ

1.1 Цей стандарт встановлює вимоги до експлуатації (використання за призначенням, технічне обслуговування, ремонт), модифікації (реконструкція чи модернізація), конструювання, монтажу, технічного опосвідчення, проєктування та виготовлення трубопроводів та обладнання, зазначених в 1.2.

1.2 Дія цього стандарту поширюється на трубопроводи та обладнання 4 класу безпеки за НП 306.2.245-2024 та обладнання і трубопроводи, які не класифікуються за НП 306.2.245-2024, а саме:

- сталеві трубопроводи та обладнання, що працюють під абсолютним тиском від 0,001 МПа (0,01 кгс/см²) до 30 МПа (300 кгс/см²) з робочою температурою до плюс 425 °С;
- посудини, що працюють під надлишковим тиском води з температурою вище 110 °С або іншої рідини з температурою, що перевищує температуру кипіння при тиску 0,05 МПа (0,5 кгс/см²), без урахування гідростатичного тиску, та посудини, що працюють під тиском пари або газу, вищим 0,05 МПа (0,5 кгс/см²);
- посудини, що складаються з труб із внутрішнім діаметром не більше 150 мм без колекторів, а також із колекторами, виготовленими з труб із внутрішнім діаметром не більше 150 мм;
- трубопроводи у межах котла, турбіни, насоса, теплообмінника;
- арматуру та запобіжні пристрої, що є частиною трубопроводу або обладнання, на які розповсюджується цей стандарт;
- резервуари сталеві вертикальні циліндричні місткістю до 100 м³, резервуари сталеві горизонтальні циліндричні місткістю до 3 м³ та резервуари сталеві прямокутної конструкції місткістю до 100 м³;
- електродні водогрійні та парові котли незалежно від робочого тиску і температури нагріву води в них, які живляться від джерел струму з частотою 50 Гц, призначені для систем опалення, гарячого водо- і паропостачання;
- автономні стаціонарні і пересувні джерела електричної енергії, такі як дизельні, бензинові, газотурбінні та інші електростанції одиничною потужністю до 1000 кВт (далі - автономні електростанції), що використовуються як основні або резервні джерела живлення струмоприймачів споживачів, але не працюють паралельно з електромережою електропередавальної організації;
- стаціонарні компресорні станції для стиснення повітря та інертних газів, укомплектовані компресорами об'ємної дії з установленою потужністю від 14 кВт і вище, з кінцевим мірним тиском від 0,2 МПа (2 кгс/см²) до 40 МПа (400 кгс/см²);
- обладнання та трубопроводи, які були спроектовані, виготовлені, змонтовані

за «Правилами устройства и безопасной эксплуатации оборудования атомных электростанций, опытных и исследовательских ядерных реакторов и установок» (особливості вимог до експлуатації викладені в додатку А).

1.3 Дія цього стандарту не поширюється на:

- трубопроводи та обладнання мереж опалення після індивідуальних теплових пунктів споживачів;
- трубопроводи та обладнання господарсько-питного водопостачання;
- трубопроводи та обладнання каналізаційних систем;
- трубопроводи та обладнання систем газопостачання для забезпечення споживачів природним газом, а також зрідженим вуглеводневим газом;
- імпульсні лінії засобів вимірювальної техніки після відсічної арматури;
- трубопроводи та обладнання 1, 2, 3 класу за впливом на безпеку, відповідно до класифікації, визначеної в НП 306.2.245-2024.

1.4 Якщо в нормативно-правовому акті з охорони праці, під дію якого підпадають обладнання та трубопроводи, зазначені в цьому стандарті, відсутні або не конкретизовані вимоги до конструкції, експлуатації, ремонту, контролю тощо, необхідно в доповнення застосовувати вимоги цього стандарту.

1.5 Вимоги цього стандарту дозволяється застосовувати для трубопроводів та обладнання 2 та 3 класу безпеки за НП 306.2.245-2024, трубопроводів та обладнання відповідно до 1.3 за умови виробничої необхідності, якщо вони не протирічать діючим нормам і правилам з, ядерної та радіаційної безпеки, охорони праці.

1.6 Вимоги цього стандарту є обов'язковими для персоналу підрозділів АТ «НАЕК «Енергоатом», діяльність яких пов'язана з експлуатацією, ремонтом, модифікацією, перевіркою технічного стану, проведенням технічного опосвідчення, виготовленням та поставкою обладнання та трубопроводів філій АТ «НАЕК «Енергоатом».

1.7 Вимоги цього стандарту є обов'язковими для включення до тендерної документації та/або договору з проєктними, конструкторськими, монтажними, ремонтними та експертними організаціями, що здійснюють проєктування, конструювання, монтаж, експлуатацію, модифікацію і ремонт обладнання та трубопроводів філій АТ «НАЕК «Енергоатом», виготовлення, поставку продукції і послуг для філій АТ «НАЕК «Енергоатом».

2 НОРМАТИВНІ ПОСИЛАННЯ

Нижче наведено документи, на які в стандарті є посилання.

Якщо документ, зазначений у цьому розділі, змінено (замінено) або його дію скасовано (без заміни на інший), то до моменту внесення зміни до СОУ НАЕК 173 необхідно користуватися змінним (заміненим) документом або положення СОУ НАЕК 173 застосовувати без врахування вимог документа, дію якого скасовано.

Закон України «Про метрологію та метрологічну діяльність»

НП 306.2.106-2005 «Вимоги до проведення модифікацій ядерних установок та порядку оцінки їх безпеки»

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

НП 306.2.245-2024 «Загальні положення безпеки атомних станцій»

НПАОП 0.00-1.04-07 «Правила вибору та застосування засобів індивідуального захисту органів дихання»

НПАОП 0.00-1.15-07 «Правила охорони праці під час виконання робіт на висоті»

НПАОП 0.00-1.16-96 «Правила атестації зварників»

НПАОП 0.00-1.63-13 «Правила сертифікації фахівців з неруйнівного контролю»

НПАОП 0.00-1.69-13 «Правила охорони праці під час експлуатації тепломеханічного обладнання електростанцій, теплових мереж і тепловикористовувальних установок»

НПАОП 0.00-1.71-13 «Правила охорони праці під час роботи з інструментом та пристроями»

НПАОП 0.00-1.80-18 «Правила охорони праці під час експлуатації вантажопідіймальних кранів, підіймальних пристроїв і відповідного обладнання»

НПАОП 0.00-1.81-18 «Правила охорони праці під час експлуатації обладнання, що працює під тиском»

НПАОП 40.1-1.21-98 «Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів»

«Правила технічної експлуатації електроустановок споживачів», затверджені наказом Міненерговугілля від 13.02.2012 № 91

ДСТУ 4132-2002 «Насоси відцентрові загальнопромислового застосування. Вимоги до проєктування, виготовлення, постачання, монтажу та експлуатації. Звід правил»

ДСТУ-Н Б А.3.2-1:2007 «Настанова щодо визначення небезпечних і шкідливих факторів та захисту від їх впливу при виробництві будівельних матеріалів і виробів та їх використанні в процесі зведення та експлуатації об'єктів будівництва»

ДСТУ ISO 5208:2008 «Арматура трубопровідна промислова. Випробовування під тиском»

ДСТУ 8829:2019 «Пожежовибухонебезпечність речовин і матеріалів. Номенклатура показників і методи їхнього визначення. Класифікація»

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

ГНД 34.21.522-2004 «Резервуари сталеві вертикальні циліндричні для зберігання рідкого палива і води. Конструкції будівельні. Інструкція з експлуатації»

ПНАЭ Г-7-003-87 «Правила аттестации сварщиков оборудования и трубопроводов атомных энергетических установок»

СОУ-Н ЯЕК 0.031:2012 «Правила будови та експлуатації технологічних трубопроводів енергетичних підприємств України»

СОУ-Н ЕЕ 20.302:2020 «Норми випробування електрообладнання»

СОУ-Н ЕЕ 39.401:2007 «Налагодження трубопроводів ТЕС, які знаходяться в експлуатації»

ОСТ 34-42-663-84 «Детали и сборочные единицы трубопроводов АС $P_{раб} < 2,2 \text{ МПа}$ (22 кгс/см^2), $t \leq 350 \text{ }^\circ\text{C}$. Отводы сварные»

СОУ НАЕК 009:2023 «Технічне обслуговування та ремонт. Контроль неруйнівний візуальний. Методика контролю основних матеріалів (напівфабрикатів),

зварних з'єднань і наплавлень обладнання та трубопроводів АЕС»

СОУ НАЕК 011:2024 «Інженерна, наукова і технічна підтримка. Метрологічне забезпечення експлуатації АЕС. Організація робіт із забезпечення єдності вимірювань та порядок їх проведення»

СОУ НАЕК 014:2023 Технічне обслуговування та ремонт. «Контроль неруйнівний капілярний. Методика контролю основних матеріалів (напівфабрикатів), зварних з'єднань і наплавлень обладнання та трубопроводів АЕС»

СОУ НАЕК 018:2022 «Експлуатація технологічного комплексу. Норми вібраційного стану обертових механізмів АЕС»

СОУ НАЕК 027:2024 «Технічне обслуговування та ремонт. Контроль неруйнівний ультразвуковий. Методика контролю основних матеріалів (напівфабрикатів)»

СОУ НАЕК 028:2022 «Технічне обслуговування та ремонт. Контроль неруйнівний ультразвуковий. Методика вимірювання товщини монометалів, біметалів та антикорозійних покриттів»

СОУ НАЕК 032:2024 «Технічне обслуговування та ремонт. Контроль неруйнівний ультразвуковий. Методика контролю зварних з'єднань і наплавлень»

СОУ НАЕК 033:2024 «Технічне обслуговування та ремонт. Правила організації технічного обслуговування та ремонту обладнання енергоблоків і загальностанційного обладнання атомних електростанцій»

СОУ НАЕК 040:2024 «Інженерна, наукова та технічна підтримка. Управління окремим механізмом деградації елементів трубопроводів АЕС - ерозійно-корозійним зносом. Загальні вимоги»

СОУ НАЕК 043:2016 «Технічне обслуговування та ремонт. Трубопровідна арматура. Критерії працездатного функціонального стану»

СОУ НАЕК 050:2024 «Технічне обслуговування та ремонт. Контроль неруйнівний радіографічний. Методика контролю зварних з'єднань і наплавлень»

СОУ НАЕК 064:2016 «Поводження з ядерним паливом. Перевантаження палива в реакторі ВВЕР-1000. Номенклатура експлуатаційних нейтронно-фізичних розрахунків та експериментів»

СОУ НАЕК 066:2022 «Технічне обслуговування та ремонт. Контроль неруйнівний магнітопорошковий. Методика контролю основних матеріалів (напівфабрикатів), зварних з'єднань і наплавлень»

СОУ НАЕК 071:2015 «Техническое обслуживание и ремонт. Контроль неразрушающий. Методика контроля герметичности. Газовые и жидкостные методы»

СОУ НАЕК 078:2024 «Технічне обслуговування та ремонт. Документи технічного контролю основних матеріалів (напівфабрикатів), основного металу, зварних з'єднань і наплавлень обладнання й трубопроводів АЕС. Види, форми та правила оформлення документів»

СОУ НАЕК 084:2023 «Технічне обслуговування та ремонт. Сталеві виливки для атомних енергетичних установок. Правила контролю»

СОУ НАЕК 113:2023 «Технічне обслуговування та ремонт. Організація ремонту обладнання атомних електростанцій за технічним станом»

СОУ НАЕК 114:2023 «Інженерна, наукова і технічна підтримка. Модернізація

діючих атомних станцій. Загальні положення»

СОУ НАЕК 131:2023 «Технічне обслуговування та ремонт. Вимоги до атестації персоналу в сфері контролю металу»

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

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 атомных электрических станций с реакторами ВВЭР. Технические требования»

ПЛ-Д.0.03.126-23 «Положення про порядок продовження строку експлуатації обладнання систем, важливих для безпеки»

«Міжповітряні інтервали законодавчо регульованих засобів вимірювальної техніки, що перебувають в експлуатації, за категоріями», затверджені наказом Міністерства економічного розвитку і торгівлі України від 13 жовтня 2016 року № 1747

РК-У.41.049-17 «Руководства пользователя. Украинская база данных надежности оборудования АЭС. Станционная часть. Версия 2.27.0»

ІН-Т.0.03.190-23 «Уніфікована інструкція з ультразвукового вимірювання товщини стінок елементів трубопроводів, що схильні до ерозійно-корозійного зношення»

191-03-П-СНРтаПЕ «Положення про роботу з системою управління базою даних обладнання філії «ВП РАЕС»

ГТР-Р.0.03.397-25 «Про усунення протікань з використанням ущільнюючих паст»

3 ТЕРМІНИ ТА ВИЗНАЧЕННЯ ПОНЯТЬ

У цьому стандарті використано терміни, установлені в **НП 306.2.245-2024**: експлуатація, ремонт, технічне обслуговування; **НП 306.2.227-2020**: дефект, посудина, розрахункова температура, тиск робочий, трубопровід; **СОУ-Н ЯЕК 0.031:2012**: елемент трубопроводу, розрахункова товщина стінки, тиск умовний; **НПАОП 0.00-1.69-13**: допуск, наряд-допуск.

Нижче подано терміни, використані в цьому стандарті, та визначення позначених ними понять

3.1 власник трубопроводу чи обладнання

Структурний підрозділ філії ВП АЕС (цех, служба тощо), який несе відповідальність за справний стан та безпечну експлуатацію (використовується в цьому стандарті)

3.2 діаметр номінальний діаметр умовний

Умовний параметр, що не має одиниці вимірювання та приблизно дорівнює внутрішньому діаметру, вираженому в міліметрах (використовується в цьому стандарті)

3.3 доступні місця

Зони обладнання та трубопроводів, які можна оглянути візуально або за допомогою спеціальних оптичних засобів після видалення виймальних і знімних частин обладнання, зняття теплової ізоляції, від'єднання закріплених на болтах і шпильках елементів (використовується в цьому стандарті)

3.4 запобіжний пристрій

Запобіжна арматура всіх типів, мембрани, гідрозатвори або їх поєднання (включно з трубопроводною зв'язкою між ними), призначені для захисту обладнання й трубопроводів від перевищення тиску через скидання середовища (використовується в цьому стандарті)

3.5 запобіжний клапан

Клапан, призначений для захисту від неприпустимого тиску за допомогою скидання надлишку робочого середовища та забезпечує припинення скидання при тиску закриття та відновлення робочого тиску (використовується в цьому стандарті)

3.6 запобіжний клапан прямої дії

Запобіжний клапан, в якому дії тиску робочого середовища на запірний пристрій (затвор) протидіє механічна навантаження (вантаж, важіль із вантажем, пружина) (використовується в цьому стандарті)

3.7 запобіжний клапан, що приводиться в дію клапаном керування

Запобіжний клапан, відкриття та закриття якого забезпечується клапаном керування, ізолюваним від впливу робочого середовища та що має незалежне від основного клапана джерело енергії (використовується в цьому стандарті)

3.8 зона термічного впливу

Ділянка основного металу зварного з'єднання, розташована біля металу шва, структура та властивості якої змінилися в результаті нагрівання під час зварювання чи наплавлення (використовується в цьому стандарті)

3.9 кавітація

Процес, при якому в рідині відбувається стрімке утворення, розподіл і захоплення бульбашок пари внаслідок динамічної зміни тиску та температури (СОУ НАЕК 040)

3.10 консервація

Комплекс заходів щодо забезпечення певного строку зберігання або тимчасової бездіяльності трубопроводів та обладнання (включаючи всі елементи які входять до їх складу) шляхом запобігання дії корозії, механічних, технологічних та інших впливів персоналу і зовнішнього середовища (використовується в цьому стандарті)

3.11 конструкторський документ

Документ, який окремо або в сукупності з іншими документами визначає конструкцію виробу і має змістовну і реквізитну частини, в тому числі встановлені підписи.

Примітка. До конструкторських документів відносяться графічні, текстові, аудіовізуальні (мультимедійні) і інші документи, що містять інформацію про виріб, необхідну для його проектування, розробки, виготовлення, контролю, приймання, експлуатації, ремонту (модернізації) і утилізації. (використовується в цьому стандарті)

3.12 межі (границі) трубопроводу

Запірні органи, запобіжні та інші пристрої, що встановлені між трубопроводами або між обладнанням і трубопроводами (використовується в цьому стандарті)

3.13 метрологічне підтвердження

Сукупність операцій, потрібних для гарантування того, що вимірювальне обладнання відповідає метрологічним вимогам щодо його використання за призначенням.

Примітка 1. Метрологічне підтвердження ЗВТ, залежно від сфери застосування, може передбачати один із таких видів метрологічних робіт: повірка, відомча повірка, калібрування, верифікація (для випробувального обладнання) або інші роботи, що підтверджують метрологічні характеристики ЗВТ. За потреби, виконується будь-яке потрібне регулювання чи ремонтування ЗВТ.

Завершується процедура обов'язковим виконанням одного з видів метрологічних робіт, пломбуванням та/або оформленням результатів відповідно до методик.

Примітка 2. Метрологічне підтвердження не вважають завершеним доти, доки придатність вимірювального обладнання до використання за призначенням не буде доведено та задокументовано.

Примітка 3. Вимоги до використання за призначенням охоплюють такі характеристики, як діапазон вимірювань, допустима похибка, невизначеність вимірювання тощо (СОУ НАЕК 011)

3.14 модифікація

Будь-яка зміна затверджених в установленому порядку проєкту ЯУ та/або системи управління ЕО, що проводиться на етапах життєвого циклу ЯУ «будівництво», «введення в експлуатацію», «експлуатація» з метою модернізації/реконструкції або іншою метою (НП 306.2.106-2005)

3.15 несущість

Узагальнена назва тріщин, відшарувань, пропалів, свищів, пор, непроварів і включень (ДСТУ 8733)

3.16 обладнання

Посудини (теплообмінники), резервуари, арматура, насосні агрегати, насоси, котли електродні, автономні електростанції, станції компресорні стаціонарні тощо (використовується в цьому стандарті)

3.17 паливна кампанія

Технологічний процес роботи реактора між перевантаженнями палива (СОУ НАЕК 064)

3.18 посудина багатокамерна (комбінована)

Посудина, яка має дві або більше робочих порожнин, що використовуються за різних або однакових умов (тиск, температура, середовище) (використовується в цьому стандарті)

3.19 резервуар

Стаціонарна посудина, призначена для зберігання газоподібних, рідких та інших речовин (використовується в цьому стандарті)

3.20 розрахунковий ресурс обладнання (елемента)

Тривалість експлуатації обладнання (елемента) під тиском, протягом якої виробник гарантує надійність його роботи за умови дотримання режиму експлуатації, зазначеного в інструкції виробника, і розрахункового числа пусків з холодного та гарячого станів (використовується в цьому стандарті)

3.21 розрахунковий строк служби

Строк служби в календарних роках з дня введення трубопроводу чи обладнання в експлуатацію, після закінчення якого проводиться експертне обстеження з метою визначення можливості, параметрів і умов його подальшої експлуатації (використовується в цьому стандарті)

3.22 технічне опосвідчення

Комплекс робіт, спрямованих на визначення технічного стану об'єкта та оцінку його відповідності вимогам безпеки і нормативним документам (використовується у цьому стандарті)

3.23 технологічні трубопроводи та обладнання

Трубопроводи та обладнання 4 класу безпеки за НП 306.2.245-2024 і трубопроводи та обладнання, які не класифікуються за НП 306.2.245-2024, що призначені для транспортування, зберігання та перетворення технологічного середовища, та які є власністю філій АТ «НАЕК «Енергоатом» (використовується в цьому стандарті)

3.24 тиск дозволений

Максимально допустимий тиск, встановлений за результатами розрахунку на міцність і технічного опосвідчення (використовується в цьому стандарті)

3.25 тиск пробний

Надлишковий тиск, при якому має проводитися гідростатичне випробування обладнання під тиском або його елементів на міцність і щільність (використовується в цьому стандарті)

3.26 тиск розрахунковий

Максимальний надлишковий тиск в деталі, на який проводиться розрахунок на міцність при обґрунтуванні основних розмірів, що забезпечують надійну роботу протягом розрахункового ресурсу (використовується в цьому стандарті)

3.27 тиск надлишковий

Різниця абсолютного тиску і тиску навколишнього середовища, показаного барометром (використовується в цьому стандарті)

3.28 тимчасовий трубопровід

Трубопровід, строк експлуатації якого не перевищує один рік (використовується в цьому стандарті)

4

ПОЗНАКИ ТА СКОРОЧЕННЯ

АТ «НАЕК «Енергоатом»	– акціонерне товариство «Національна атомна енергогенеруюча компанія «Енергоатом»
ВК	– візуальний контроль
ВОТ	– високотемпературний органічний теплоносій
ЗВТ	– засоби вимірювальної техніки
ЗІЗ	– засоби індивідуального захисту
КВП	– контрольно-вимірювальні прилади
КД	– конструкторська документація
КЗ	– коротке замкнення
КК	– капілярний контроль
ККД	– коефіцієнт корисної дії
КР	– капітальний ремонт
ЛЗР	– легкозаймисті рідини
МПК	– магнітопорошковий контроль
НД	– нормативний документ
ОПС	– опорно-підвісна система
ОРД	– організаційно-розпорядча документація
ППР	– планово-попереджувальний ремонт
РГК	– радіографічний контроль
РП	– розмірний показник
СВНтаПБ	– служба відомчого нагляду та пожежної безпеки
ТОтаР	– технічне обслуговування та ремонт
ТУ	– технічні умови
УБДН	– українська база даних надійності
УЗК	– ультразвуковий контроль
філії ВП АЕС	– філія «Відокремлений підрозділ «Запорізька АЕС», філія «Відокремлений підрозділ «Хмельницька АЕС», філія «Відокремлений підрозділ «Рівненська АЕС», філія «Відокремлений підрозділ «Південноукраїнська АЕС» АТ «НАЕК «Енергоатом»
D_y	– діаметр умовний
DN	– діаметр номінальний
P_{роб}	– робочий тиск в елементі трубопроводу, МПа (кгс/см ²)
P_п	– пробний тиск при гідравлічному (пневматичному) випробуванні, МПа (кгс/см ²)
P_y	– умовний тиск в елементі трубопроводу
PN	– номінальний тиск
S	– товщина стінки, мм
[σ]^t	– допустиме напруження для матеріалу елемента конструкції з максимальною позитивною розрахунковою температурою

$[\sigma]^{20}$	– допустиме напруження для матеріалу при температурі 20°C
КС (КСU, КСV)	– ударна в'язкість, Дж/см ² (кгс м/см ²)
НВ	– твердість за Бринелем, МПа (кгс/мм ²)

5 ЗАГАЛЬНІ ПОЛОЖЕННЯ

5.1 Кожне обладнання та трубопровід мають експлуатуватися на об'єктах філії ВП АЕС відповідно до інструкцій з експлуатації. Інструкції складаються з урахуванням вимог цього стандарту на основі виробничих інструкцій і проєктних рішень, НД, досвіду експлуатації і результатів випробувань.

Інструкції затверджуються головним інженером філії ВП АЕС або заступником головного інженера за відповідним напрямом діяльності.

Інструкція з експлуатації трубопроводів та обладнання може входити до складу інструкції з експлуатації технологічної системи.

5.2 Спостереження за трубопроводами та обладнанням і контроль їх елементів мають здійснюватися персоналом зміни відповідно до посадових інструкцій, а також особами, відповідальними за справний стан і безпечну експлуатацію трубопроводів та обладнання. Всі виявлені при щозмінних обходах дефекти мають фіксуватися в оперативному журналі, програмних комплексах для обліку дефектів, журналі дефектів тощо.

5.3 Трубопроводи та обладнання під тиском до 10 МПа (100 кгс/см²), що транспортують та/або працюють з речовинами (вибухо-, пожежонебезпечні та шкідливі), залежно від класу небезпеки розподіляються на групи (А, Б, В), а залежно від робочих параметрів середовища (тиску і температури) - на п'ять категорій (І, ІІ, ІІІ, ІV, V). Класифікація наведена в додатку Б.

5.4 Категорії трубопроводів та обладнання устанавлюються розробником проєкту і вказуються в проєктній документації.

5.4.1 Для трубопроводів та обладнання, які були введені в експлуатацію до 04.04.2019 (дата введення в дію вперше цього стандарту) та відсутня інформація щодо категорій, категорію визначає цех-власник згідно з додатком Б.

5.4.2 Допускається, залежно від умов експлуатації, приймати більш відповідальну категорію для трубопроводів та обладнання (ніж категорія, яка визначена за робочими параметрами).

5.4.3 Категорію трубопроводу та обладнання слід встановлювати за параметром, який вимагає віднесення до більш відповідальної категорії.

5.4.4 Для трубопроводів та обладнання, що працюють під вакуумом, слід враховувати абсолютний робочий тиск, а не умовний тиск.

5.4.5 Трубопроводи та обладнання, які транспортують та/або працюють з речовинами з робочою температурою, рівною або вищою температури їх самозаймання, або з робочою температурою мінус 40 °С та менше, а також несумісні з водою або киснем повітря при нормальних умовах, слід відносити до І категорії.

5.4.6 Трубопроводи та обладнання, які транспортують та/або працюють з гарячою водою або парою як робочим середовищем, слід відносити:

- з температурою від 110 °С до 350 °С з тиском від 4,0 МПа (40 кгс/см²) до 8,0 МПа (80 кгс/см²) – до II категорії;
- з температурою від 110 °С до 250 °С з тиском від 1,6 МПа (16 кгс/см²) до 4,0 МПа (40 кгс/см²) – до III категорії;
- з іншими параметрами - за додатком Б.

5.5 Позначення визначеного середовища включає позначення групи середовища (А, Б, В) і позначення підгрупи (а, б, в), які відображають клас небезпеки речовини.

5.5.1 Позначення групи трубопроводу та обладнання в загальному вигляді відповідає позначенню групи робочого середовища. Так, позначення «трубопровід/обладнання групи А (б)» позначає трубопровід/обладнання, по якому транспортується середовище групи А (б).

5.5.2 Група трубопроводу та обладнання, яка транспортує та/або працює з середовищем, складеним із різних компонентів, встановлюється по компоненту більш відповідальної групи. Якщо в складі суміші небезпечних речовин 1, 2 та 3 класів небезпеки концентрація однієї з них найбільш небезпечна, групу суміші визначають по цій речовині.

5.5.3 У випадку, якщо найбільш небезпечний компонент за фізико-хімічними властивостями входить до складу суміші у незначній кількості, питання віднесення трубопроводу та обладнання до менше відповідальної групи або категорії вирішується проєктною організацією.

5.6 Вимоги до заповнення та форми паспортів повинні відповідати додаткам В, Г, Д, Е, Ж. Паспорти дозволяється виконувати в електронній базі даних обладнання відповідно до додатку К.

5.7 Вимоги до міжремонтного періоду (капітального ремонту) обладнання та арматури, яке переведене за встановленим порядком на ремонт за технічним станом, встановлюються відповідно до СОУ НАЕК 113.

5.8 У філіях ВП АЕС має бути складений перелік елементів трубопроводів, що схильні до ерозійно-корозійного зношення.

Експлуатаційний контроль металу елементів трубопроводів, схильних до ерозійно-корозійного зношення (включених в переліки елементів трубопроводів, що схильні до ерозійно-корозійного зношення), виконується згідно з ІН-Т.0.03.190.

Експлуатаційний контроль зварних з'єднань посудин та трубопроводів повинен виконуватись в обсязі контролю, зазначеному в таблицях 10.4 та 10.5, відповідно до переліку трубопроводів та обладнання, що схильні до ерозійно-корозійних процесів.

5.9 Обладнання, що постачається для потреб АТ «НАЕК «Енергоатом» та працює з середовищем, тиск якого перевищує 0,05 МПа (0,5 кгс/см²), має бути випробувано виробником на міцність і щільність відповідно до розрахункових параметрів. Випробування на міцність та щільність мають відповідати вимогам цього стандарту та конструкторській документації. Результати випробувань мають бути занесені в паспорт.

У разі постачання обладнання в розібраному стані, випробування на міцність і щільність слід провести одразу після збирання та/або монтажу обладнання.

5.10 Неруйнівний контроль основного металу та зварних з'єднань виконується відповідно до вимог СОУ НАЕК 009, СОУ НАЕК 014, СОУ НАЕК 027, СОУ НАЕК 028, СОУ НАЕК 032, СОУ НАЕК 050, СОУ НАЕК 066, СОУ НАЕК 071.

5.11 Виконання ремонтних робіт на трубопроводах та обладнанні, що перебувають під тиском, забороняється.

5.12 Усунення нещільності в роз'ємних фланцевих з'єднаннях та в ущільнювачах арматури дозволяється виконувати після відключення запірними засувками ділянки трубопроводу, де знаходиться фланцеве з'єднання або арматура, зниження тиску до атмосферного та зниження температури технологічного середовища (не перевищує 43 °С) у відключеній ділянці трубопроводу. Усунення нещільності має виконуватися за участю двох працівників, а саме - виконавця робіт і наглядача, із застосуванням ними відповідних ЗІЗ.

Якщо відключення трубопроводу неможливе або небажане за умов режиму роботи енергоблоку, усунення нещільності можливе за розробленою філією ВП АЕС інструкцією на виконання робіт з усунення протікань за допомогою ущільнюючих паст та галузевим технічним рішенням ГТР-Р.0.03.397-25 «Про усунення протікань з використанням ущільнюючих паст», окрім сальникових ущільнень арматури.

5.13 Під час підтягування гайок на фланцевому з'єднанні гайки болтового з'єднання необхідно підтягувати поступово навхрест, починаючи з протилежної від працівників сторони.

5.14 Підтягування гайок необхідно виконувати з використанням динамометричних ключів з контролем зусиль затягування, які не мають перевищувати величин, визначених у технічних умовах виробника болтового з'єднання (гайок та болтів).

5.15 Якщо підтягуванням гайок з допустимим зусиллям затягування не вдається досягнути щільності в роз'ємному з'єднанні, вживаються заходи щодо заміни прокладки в роз'ємному з'єднанні.

5.16 Для обслуговування елементів обладнання, арматури, пристроїв для вимірювання, керування та регулювання, розташованих на висоті 1,3 м і більше, мають бути влаштовані стаціонарні майданчики і сходи до них. Зазначена висота обчислюється від рівня підлоги, настилів, перекриття до верхнього положення елемента, що обслуговується. За відсутності можливості організації стаціонарних майданчиків для обслуговування арматури, що станом на 04.04.2019 (дата введення в дію вперше цього стандарту) перебувала в експлуатації, мають бути передбачені пересувні та тимчасові засоби для обслуговування.

5.17 На трубопроводах та обладнанні (арматурі та КВП) має бути маркування, що дає змогу ідентифікувати їх відповідно до експлуатаційних схем.

5.18 Температура на поверхні ізоляції за температури навколишнього повітря 25 °С не повинна перевищувати 43°С. На імпульсні трубопроводи КВП теплоізоляцію допускається не встановлювати.

5.19 В разі обґрунтованої неможливості облаштування теплової ізоляції, трубопроводи та/або обладнання мають бути огорожені з вивішенням плакатів із застереженням, обслуговуючий персонал має бути проінструктований.

5.20 Усі гарячі ділянки поверхонь обладнання та трубопроводів, що розташовані в зоні можливого потрапляння на них вологи, легкозаймистих, горючих, вибухонебезпечних або шкідливих речовин, мають бути покриті металевою обшивкою для захисту теплової ізоляції від просочування цих речовин.

5.21 Для позначення трубопроводів із вмістом, особливо небезпечним для здоров'я і життя людей або для експлуатації установки, додатково до кольорових

застережних кілець необхідно використовувати застережні знаки безпеки відповідно до пункту 3.9 НПАОП 0.00-1.69-13.

5.22 При виготовленні, ремонті та модифікації трубопроводів та обладнання для перевірки якості приварки кілець, що зміцнюють отвори для люків, лазів, штуцерів, штуцерів трійників $DN > 350$, має бути передбачений нарізний контрольний отвір в кільці, якщо воно приварене із зовнішнього боку, або в стінці, якщо кільце приварене з внутрішнього боку. Ця вимога поширюється також на приварювані ззовні до корпусу обладнання накладки або інші елементи.

5.23 Територія, на якій виконуються ремонтні роботи, має бути огорожена, та мають бути вивішені попереджувальні знаки відповідно до виду робіт, що виконуються.

5.24 Під час ремонту деталей трубопроводів та обладнання вагою понад 30 кг необхідно застосовувати вантажопідіймальні машини та навантажувачі з дотриманням вимог НПАОП 0.00-1.80-18 і виробничих інструкцій по роботі з вантажопідіймними механізмами.

5.25 За необхідності виводу з експлуатації трубопроводу чи обладнання на постійній основі, їх відключення від джерела тиску та/або споживача має виконуватися приварною заглушкою.

Якщо границею розділення є фланцеве з'єднання, то герметичне перекриття виконується фланцевою заглушкою, що розрахована на відповідний тиск та температуру. Механічне з'єднання в точці заглушення трубопроводу (обладнання), що виводиться з експлуатації, з трубопроводом, що продовжує експлуатуватися, не допускається.

5.26 На кожній міжфланцевій заглушці (на хвостовій частині або на циліндричній поверхні) слід зазначати номер заглушки, марку сталі, умовний тиск P_y (номінальний тиск P_N) і умовний діаметр D_y (номінальний діаметр DN).

5.27 Вивід з експлуатації трубопроводу (обладнання) за допомогою міжфланцевої заглушки дозволяється на строк не більше одного року з подальшим монтажем постійної заглушки. На хвостовій частині міжфланцевої заглушки, додатково до 5.26, має бути вказана дата, до якої встановлено цю заглушку.

5.28 Факт установлення та знімання міжфланцевих заглушок зазначають в журналі обліку встановлених заглушок.

5.29 Модифікація має виконуватися відповідно до проєктних рішень на ці роботи з урахуванням вимог цього стандарту та СОУ НАЕК 114.

Залежно від виду модифікації і обсягу змін, що вносяться, має складатися нова інструкція з експлуатації або повинна бути доповнена чи змінена існуюча. Виконавець робіт має надавати власнику обладнання інструкцію з технічного обслуговування, інструкцію з монтажу, пуску, регулювання та обкатки обладнання.

5.30 Після проведення модифікації до паспорту обладнання або трубопроводу мають бути внесені відомості про виконані роботи із зазначенням усіх змін параметрів, характеристик і показників, відомості про застосовані матеріали із зазначенням документів про їх якість, відомості про результати контролю якості зварювання.

5.31 Після модифікації проводяться приймальні випробування. За результатами випробувань складаються протокол випробувань та акт приймання, які затверджуються головним інженером філії АТ «НАЕК «Енергоатом». Форма протоколу та акту розробляється у філії АТ «НАЕК «Енергоатом». Результати випробувань зазначаються в паспорті.

5.32 Забороняється виконувати випробування на міцність і щільність трубопроводів та обладнання, відключення ділянок трубопроводів на тривалий строк (консервацію), а також ремонт (якщо вони пов'язані з розбиранням трубопроводу чи обладнання) без відповідної підготовки. Під час підготовки необхідно здійснити, зокрема, такі операції:

- відключення трубопроводу (обладнання) запірними засобами та заглушками від джерела тиску, заглушення штуцерів, бобишок, крім тих, що пов'язані із системою дренажу;
- повне відкриття запірної та регулюючої арматури, встановленої на трубопроводах;
- ущільнювання сальників арматури;
- зниження тиску в трубопроводі (обладнанні) до атмосферного;
- вивільнення трубопроводу (обладнання) від технологічного середовища;
- промивання та/або продування трубопроводів (обладнання) з технологічним середовищем класу А згідно з додатком Б;
- промивання та (або) продування трубопроводів (обладнання) з технологічним середовищем класу Б згідно з додатком Б перед ремонтом, якщо ремонт пов'язаний з проведенням вогневих робіт;
- аналіз середовища в трубопроводі (обладнанні).

5.33 Трубопроводи після вивільнення від технологічного середовища повинні промиватися або продуватися залежно від середовища випробування, встановленого в паспорті.

5.33.1 Промивання трубопроводів необхідно здійснювати водою, мастилом або хімічними реагентами залежно від розчинності технологічного середовища.

5.33.2 Після промивання трубопровід необхідно повністю випорожнити стисненим повітрям або інертним газом, якщо це не суперечить проєктній або експлуатаційній документації.

5.34 Продування трубопроводів необхідно здійснювати стисненим повітрям, парою або інертним газом під робочим тиском, але не більше 4 МПа (40 кгс/см²). Продування трубопроводів, що працюють під надлишковим тиском до 0,1 МПа (1 кгс/см²) або вакуумом, необхідно здійснювати під тиском не більше 0,1 МПа (1 кгс/см²).

5.35 Тривалість продування, якщо відсутні відповідні вимоги в проєктній документації на трубопроводи, має складати не менше 10 хвилин.

5.36 Під час виконання робіт на висоті необхідно дотримуватися вимог НПАОП 0.00-1.15-07.

5.37 Експлуатацію діючих електроустановок споживачів напругою до 220 кВ включно необхідно здійснювати відповідно до вимог НПАОП 40.1-1.21-98.

5.38 Працівники підрядних організацій та штатний персонал допускаються до виконання робіт на обладнанні та трубопроводах відповідно до наряду-допуску на проведення конкретних робіт. Процедура допуску та форма наряду-допуску мають відповідати НПАОП 0.00-1.69-13.

5.39 Забороняється проведення будь-яких робіт в умовах нестачі кисню або перевищення гранично допустимих концентрацій токсичних, шкідливих, отруйних речовин у виробничому середовищі. Роботи виконувати з дотриманням вимог глави IV розділу 9 НПАОП 0.00-1.69-13.

Під час роботи в колодязях, де існує ризик утворення повітря з нестачею кисню або з концентрацією токсичних, шкідливих, отруйних речовин вище гранично допустимих концентрацій, працівники повинні використовувати ізолюючі ЗІЗ, засоби індивідуального захисту органів дихання, запобіжні пояси зі страхувальним канатом, захисні окуляри, засоби сигналізації (сигнальні мотузки, переговорні пристрої, радіозв'язок).

5.40 Вибір та застосування ЗІЗ органів дихання необхідно здійснювати відповідно до вимог НПАОП 0.00-1.04-07.

5.41 Виконання ремонтних робіт із застосуванням інструментів і пристроїв необхідно здійснювати з дотриманням вимог НПАОП 0.00-1.71-13.

5.42 Для організації та проведення робіт з продовження строку експлуатації обладнання і трубопроводів, на які поширюються вимоги цього стандарту, можуть бути використані як рекомендаційні вимоги ПЛ-Д.0.03.126.

5.43 Установлена цим стандартом вимога з уточненням «як правило» є переважальною.

6 ВИМОГИ ДО БУДОВИ ТА ЕКСПЛУАТАЦІЇ ТРУБОПРОВОДІВ

6.1 Загальні вимоги до трубопроводів та їх елементів

6.1.1 Конструкція трубопроводу повинна забезпечувати безпечну експлуатацію та передбачати можливість його повного спорожнення, очистки, промивки, продувки, зовнішнього огляду, контролю і ремонту. Якщо конструкція трубопроводу не дозволяє проведення зовнішнього огляду в доступних місцях, контролю або випробування, у філіях АТ «НАЕК «Енергоатом» має бути розроблено та погоджено технічним керівником філії або заступником головного інженера за відповідним напрямом діяльності перелік таких трубопроводів і програму (інструкцію), де має бути вказана методика, періодичність і обсяг обстеження, виконання яких забезпечує своєчасне виявлення та усунення дефектів.

6.1.2 На всі трубопроводи з тиском вище 1 МПа (10 кгс/см²) або з температурою робочого середовища вище 45 °С складається паспорт. Вимоги до заповнення та форму паспорта трубопроводу наведено у додатку В.

На трубопроводи V категорії та трубопроводи тиском до 1 МПа (10 кгс/см²) дозволяється складати паспорт технологічної системи відповідно до 12.5.

Паспорти дозволяється виконувати в електронній базі даних обладнання відповідно до вимог додатку К.

Для трубопроводів, які були введені в експлуатацію до 04.04.2019 (дата введення в дію вперше цього стандарту), в паспорт має бути внесена інформація, яка є в наявності. Паспорти мають доповнюватись відсутньою інформацією під час виконання ремонтів та модифікацій.

6.1.3 Швидкість корозії має бути вказана в проектній документації та перевірятись у процесі експлуатації відповідно до програм контролю металу.

За відсутності проектних даних про швидкість корозії вони мають бути встановлені виходячи з результатів періодичного контролю металу та досвіду експлуатації. Значення швидкості корозії приймається по елементу, що зазнає найбільшого корозійного або ерозійного впливу.

6.1.4 Трубопроводи та металеві конструкції, що входять до складу трубопроводу, повинні мати надійний захист від корозії.

6.1.5 Розпізнавальний колір, цифрове позначення груп трубопроводів та спосіб їх позначення мають відповідати НПАОП 0.00-1.69-13.

На трубопроводі (тепловій ізоляції, окремій табличці) має бути нанесена інформація, що дає змогу ідентифікувати трубопровід відповідно до експлуатаційних схем. Цю інформацію дозволяється не наносити за умови можливості ідентифікації трубопроводу за арматурою або обладнанням.

Інформація щодо ідентифікації трубопроводу повинна чітко зчитуватися з місця обслуговування та огляду обладнання.

6.1.6 Усі гарячі частини, де можливий прямий контакт персоналу з поверхнею трубопроводу та інших елементів, торкання до яких може викликати опіки, повинні мати теплову ізоляцію.

6.1.7 При покриванні поверхні ізоляції трубопроводу металічною обшивкою (листами алюмінію, оцинкованого заліза та іншими корозійно-стійкими металами) фарбування обшивки по всій довжині можна не виконувати. В цьому випадку, залежно від середовища, що транспортується, наносяться відповідні умовні позначення.

6.1.8 Трубопровід, розрахунковий тиск якого нижчий за тиск джерела живлення, повинен мати редукційний пристрій з манометром і запобіжним клапаном, що встановлюються зі сторони меншого тиску (редукційно-охолоджувальні або інші редукційні пристрої).

6.1.9 При монтажі (модифікації, виконанні вимог 6.4.5) трубопроводів для зменшення зусиль при відкриванні запірної арматури з ручним приводом та умовним проходом вище 500 мм з умовним тиском до 1,6 МПа (16 кгс/см²) включно і з умовним проходом вище 350 мм з умовним тиском вище 1,6 МПа (16 кгс/см²) необхідно передбачати обвідну лінію (байпас) для вирівнювання тиску з обох сторін запірного органу. Умовний діаметр обвідної лінії залежно від діаметру основного трубопроводу повинен бути не менше величин, які наведені в таблиці 6.1.

Таблиця 6.1 - Умовний діаметр обвідної лінії в залежності від діаметру основного трубопроводу

Найменування	Умовний діаметр, мм				
	350-600	700-800	1000	1200	1400
Запірна арматура					
Обвідна лінія	50	80	100	125	150

6.1.10 Плоскі приварні фланці застосовуються для трубопроводів з умовним тиском не більше 2,5 МПа (25 кгс/см²) і температурою середовища не вище 300 °С.

Для трубопроводів груп А і Б з умовним тиском до 1 МПа (10 кгс/см²) незалежно від температури застосовуються фланці на умовний тиск 1,6 МПа (16 кгс/см²).

Для трубопроводів з умовним тиском вище 2,5 МПа (25 кгс/см²) незалежно від температури, а також для трубопроводів з робочою температурою вище 300 °С незалежно від тиску використовуються фланці приварні у стик.

6.1.11 При виборі типу ущільнюючої поверхні фланців слід використовувати дані, які наведені в додатку Л.

Для трубопроводів, що транспортують речовини груп А і Б технологічних об'єктів І категорії вибухонебезпечності, не допускається використання фланцевих

з'єднань з гладкою ущільнюючою поверхнею, крім застосування спірально-навитих прокладок з обмежувальним кільцем.

6.1.12 Для з'єднання фланців при температурі вище 300 °С, незалежно від тиску, слід використовувати шпильки.

6.1.13 Болт (шпилька) повинен виходити з різбової частини гайки або іншої деталі з внутрішньою різьбою не менше ніж на два кроки різьби.

6.1.14 Складальні одиниці мають виготовляти виробники, які мають технічні можливості та персонал, що забезпечують якість виготовлення складальних одиниць у повній відповідності до вимог стандартів або технічних умов.

6.1.15 При постачанні, монтажі, ремонті слід здійснювати вхідний контроль труб, поковок, деталей зварних з'єднань і зварних матеріалів на відповідність їх вимогам стандартів або технічних умов.

6.1.16 Труби, поковки, деталі та зварювальні матеріали повинні комплектуватися сертифікатами, паспортами та мати маркування відповідно до вимог чинних НД.

6.1.17 Зварювання складальних одиниць має виконуватися відповідно до вимог ТУ на виготовлення трубопроводів, затверджених інструкцій або технологічної документації, які містять вказівки стосовно технології зварювання трубопроводів, застосування присадних матеріалів, а також попереднього і супровідного підігріву і термічної обробки.

6.1.18 Трійникові з'єднання, що виготовлені з труб із поздовжнім швом, допускається застосовувати для трубопроводів з розрахунковою температурою до 350 °С та розрахунковим тиском до 4,0 МПа. При цьому якість всіх зварних з'єднань перевіряється РГК або УЗК в обсязі 100%.

6.1.19 При виконанні відгалуження від труби не допускається підсилення трійникових з'єднань за допомогою ребер жорсткості.

6.1.20 Ділянки криволінійних елементів, виготовлених методами деформації, виковки або вилінок, підлягають неруйнівному контролю (УЗК або РГК), а товстостінні елементи, крім того, методам контролю поверхні: МПК або КК, травленням.

Товстостінними елементами вважаються елементи, в яких відношення зовнішнього діаметру до товщини стінки менше за 12,5 включно.

6.1.21 Штампованозварні коліна можна використовувати з одним чи двома поздовжніми зварними швами діаметрального розміщення за умови проведення РГК або УЗК по всій довжині швів перед монтажем елемента або за наявності актів проведення таких перевірок у виробника.

6.1.22 Коліна зварні з умовним проходом від D_y 100 мм до D_y 1200 мм допускається застосовувати для технологічних трубопроводів при P_y не більше 2,5 МПа (25 кгс/см²).

Коліна зварні (секторні) дозволяється використовувати за умови їх виготовлення з внутрішньою підваркою зварних швів згідно з вимогами ОСТ 34-42-663-84 і проведення суцільного УЗК або РГК зварних з'єднань. Кут сектора не повинен перевищувати 30°. Відстань між сусідніми зварними швами на внутрішній стороні коліна має забезпечувати можливість контролю цих швів з обох боків на зовнішній поверхні. Спіральшовні труби для виготовлення секторних колін не застосовуються.

6.1.23 Товщина стінки коліна на будь-якій його ділянці не має бути меншою від значень, встановлених розрахунком на міцність і ТУ на виготовлення.

6.1.24 Використання колін, кривизна яких утворюється за рахунок складок (гофр) на внутрішній стороні коліна, не допускається.

6.1.25 Зварні концентричні та ексцентричні переходи з умовним проходом від D_y 250 мм до D_y 400 мм допускається застосовувати для технологічних трубопроводів під тиском P_y до 4,0 МПа (40 кгс/см²), а з умовним проходом від D_y 500 мм до D_y 1200 мм - під тиском P_y до 2,5 МПа (25 кгс/см²).

6.1.26 Допускається застосування пелюсткових переходів для технологічних трубопроводів умовним діаметром від D_y 100 мм до D_y 500 мм при P_y не більше 1,6 МПа (16 кгс/см²) та розрахунковій температурі не більше 110 °С.

Не допускається застосування пелюсткових переходів для технологічних трубопроводів, які транспортують зріджені гази і речовини групи А (а).

Пелюсткові переходи слід зварювати з наступним суцільним УЗК або РГК зварних з'єднань.

Після виготовлення пелюсткові переходи повинні підлягати високотемпературному відпусканню.

6.1.27 Швидкознімні заглушки виготовляються та встановлюються відповідно до проєкту.

Приварні плоскі та ребристі заглушки можливо використовувати для технологічних трубопроводів, які транспортують речовини груп А і Б під тиском P_y до 2,5 МПа (25 кгс/см²).

Заглушки, які встановлені між фланцями, а також швидкознімні заглушки забороняється використовувати для розділення двох трубопроводів з різними середовищами, змішування яких неприпустимо.

6.1.28 Несучі конструкції трубопроводу, його опори та підвіски (за винятком пружин) розраховуються на вертикальне навантаження від ваги трубопроводу, наповненого водою та покритого ізоляцією, і на зусилля, що виникають від теплового розширення трубопроводів.

Опори та підвіски паропроводів можуть розраховуватися без урахування маси води при гідравлічних випробуваннях, але з урахуванням маси пари. У цьому випадку має бути передбачено застосування спеціальних пристроїв для розвантаження пружин, опор і підвісок при гідравлічному випробуванні.

6.1.29 Нерухомі опори мають бути розраховані на зусилля, що передаються на них при найбільш несприятливому сполученні навантажень.

6.1.30 Матеріал елементів опор і підвісок, які приварюються до трубопроводу, має відповідати матеріалу трубопроводу.

6.1.31 Для трубопроводів, які підпадають під дію вібрації, слід застосовувати опори з хомутом та розташовувати їх на будівельних конструкціях. Підвіски для таких трубопроводів допускається використовувати в якості додаткового способу кріплення.

6.1.32 Зварне з'єднання опори з трубопроводом вважається зварним з'єднанням трубопроводу.

6.1.33 Контроль трубопроводів та їх елементів, що перебувають в роботі, в резерві та на консервації має здійснюватися згідно з графіком оглядів в такому обсязі:

- зовнішній огляд трубопроводу, в тому числі: стану теплової ізоляції, фланцевих з'єднань, основної та допоміжної арматури, елементів ОПС;
- перевірка справності КВП;

- огляд і перевірка щільності сальників;
- перевірка щільності трубопроводів та арматури;
- перевірка відсутності вібрації трубопроводів;
- перевірка щільності арматури дренажів і повітряних хідників;
- перевірка стану запобіжних пристроїв;
- перевірка відсутності попадання на трубопроводи води, мастила, лугів, кислот, мазуту тощо;
- перевірка наявності технологічного маркування на трубопроводах і арматурі;
- перевірка справності індикаторів температурних переміщень (за наявності);
- перевірка стану майданчиків обслуговування елементів трубопроводу, арматури, запобіжних пристроїв, КВП;
- перевірка відсутності заземлень основних і допоміжних трубопроводів.

6.1.34 При виявленні пропарювання через теплову ізоляцію оперативний персонал зобов'язаний:

- припинити всі роботи в небезпечній зоні та вивести з неї персонал;
- негайно довести інформацію до відома начальника зміни цеху;
- визначити небезпечну зону та вжити заходів з її огороження;
- вивісити знаки «ПРОХІД ЗАБОРОНЕНО!», «НЕБЕЗПЕЧНА ЗОНА!».

6.1.35 При огляді елементів ОПС слід переконатися в тому, що:

- рухомі опори не заважають вільному переміщенню трубопроводу при його розширенні;
- робочі поверхні ковзних опор перебувають у контакті (спираються одна на одну);
- відсутні перекоси, заїдання та взаємні заземлення рухомих частин елементів ОПС;
- в пружних елементах ОПС відсутні пружини, що втратили стійкість;
- кріплення опор на будівельної конструкції справне й не має тріщин;
- тяги пружних і жорстких підвісок трубопроводів не мають слабини.

6.1.36 Налагодження трубопроводів та їх ОПС має виконуватися з урахуванням СОУ-Н ЕЕ 39.401.

6.2 Додаткові вимоги до трубопроводів з умовним тиском вище 10 МПа (100 кгс/см²) до 30 МПа (300 кгс/см²)

6.2.1 З'єднання елементів трубопроводів, які експлуатуються під тиском вище 10 МПа (100 кгс/см²) до 30 МПа (300 кгс/см²), слід проводити зварюванням зі стиковими зварними з'єднаннями без підкладного кільця.

6.2.2 Фланцеві з'єднання допускається передбачати в місцях підключення трубопроводів до обладнання, які мають відповідні фланці, а також на ділянках трубопроводів, які потребують у процесі експлуатації періодичного розбирання або заміни.

6.2.3 Для різних з'єднань слід застосовувати фланці різьбові та фланці, які приварені у стик.

6.2.4 В трубопроводах, які працюють під тиском до 30 МПа (300 кгс/см²), допускається зварювання штуцерів на прямих ділянках, а також застосування

трійників, які зварені з труб, штампозварних колін з двома поздовжніми швами за умови проведення суцільного контролю зварних з'єднань неруйнівними методами.

6.2.5 В місцях розташування найбільш напружених зварних з'єднань і точок вимірювання остаточної деформації, яка накопичується при повзучості металу, слід передбачати знімні ділянки ізоляції.

6.2.6 Деталі трубопроводів слід виготовляти з поковок, об'ємних штамповок та труб. Допускається застосування інших видів заготовок, якщо вони забезпечать безпечну роботу впродовж розрахункового строку служби з урахуванням заданих умов експлуатації.

6.2.7 Відношення внутрішнього діаметра відгалуження до внутрішнього діаметра основної труби в кованих трійниках-вставках приймається не менше 0,25. Якщо співвідношення діаметра штуцера та діаметра основної труби менше 0,25, використовують трійники або штуцери.

6.2.8 Значення відношення внутрішнього діаметра штуцера (відгалуження) до внутрішнього діаметра основної труби в зварних трійниках приймається не вище 0,7.

6.2.9 Застосування колін, зварених із секторів, не допускається.

6.3 Підземні трубопроводи

6.3.1 Стан підземних трубопроводів, теплоізоляційних і будівельних конструкцій, а також планування їх ремонтів і модернізації визначаються на підставі:

- результатів випробувань;
- результатів щорічних обстежень;
- шурфування під час усунення пошкоджень;
- технічних опосвідчень.

Планове шурфування здійснюється, виходячи з досвіду та тривалості експлуатації, типу прокладки та теплоізоляційних конструкцій. Кількість шурфів і місце проведення шурфування затверджуються головним інженером філії ВП АЕС як додаток до графіка капітальних ремонтів.

6.3.2 Підземна конструкція трубопроводів після кожного планового або аварійного розкриття має бути повністю відновлена, про що складається акт, в якому зазначається стан ґрунту, будівельної конструкції, ізоляції труб, а також метод відновлення конструкції. Закривати шурфи без поновлення будівельно-ізоляційних конструкцій забороняється.

6.3.3 Підземні трубопроводи, що заново монтуються або підлягають модифікації, мають бути захищені від ґрунтової корозії.

6.3.4 Контроль внутрішньої корозії підземних трубопроводів здійснюється систематично шляхом аналізу води або за допомогою встановлення індикаторів корозії в найхарактерніших точках та іншими методами.

6.3.5 Обсяг поточного та капітального ремонтів визначається на підставі виявлених під час експлуатації дефектів, даних випробувань, ревізій, а також шурфувань у разі аварійних витоків.

6.3.6 Після закінчення ремонту із застосуванням зварювання трубопроводи слід промити до повного освітлення води та виконати гідравлічні випробування відповідно до 11.15.

6.3.7 Технічне опосвідчення підземних трубопроводів проводиться періодично під час експлуатації відповідно до експлуатаційної документації або НД, але не рідше ніж один раз у вісім років.

6.3.8 Технічне опосвідчення підземних трубопроводів виконується за графіком та програмою (інструкцією), затвердженими головним інженером філії ВП АЕС або заступником головного інженера за відповідним напрямом діяльності.

6.4 Тимчасові трубопроводи

6.4.1 Для тимчасових трубопроводів кожної системи має бути складена експлуатаційна схема. Звітна документація, що стосується тимчасових трубопроводів, має зберігатися з експлуатаційною схемою.

6.4.2 Встановлена арматура та КВП мають бути промарковані, їх розташування повинно відповідати експлуатаційній схемі.

6.4.3 Теплову ізоляцію дозволяється наносити лише на ділянки, де можливий прямий контакт персоналу з поверхнею трубопроводу, який має температуру стінки вище 43 °С.

6.4.4 Антикоровізне покриття дозволяється не наносити на трубопроводи, вплив зовнішньої атмосфери на які не перевищує швидкості корозії 0,1 мм/рік.

6.4.5 Після експлуатації тимчасових трубопроводів строком більше ніж один рік, вони мають бути переведені в категорію постійних трубопроводів з повним виконанням вимог 6.1 – 6.3.

7 ВИМОГИ ДО БУДОВИ ТА ЕКСПЛУАТАЦІЇ ОБЛАДНАННЯ

Вимоги цього розділу не вимагають переоснащення та модифікації обладнання, що експлуатується. Вимоги цього розділу мають бути враховані при виготовленні нового обладнання, ремонті та модифікації.

7.1 Посудини, що працюють під тиском

7.1.1 Вимоги цього розділу поширюються на посудини, що працюють під надлишковим тиском рідини, газу або пари хоча б в одній із порожнин посудини, більшим за 0,05 МПа (0,5 кгс/см²), без урахування гідростатичного тиску.

7.1.2 Конструкція посудин має забезпечувати працездатність, надійність, довговічність і безпеку експлуатації протягом розрахованого строку служби та передбачати можливість проведення технічного опосвідчення, повного випорожнення, очистки, промивки, продувки, ремонту, експлуатаційного контролю металу та з'єднань.

7.1.3 Для кожної посудини має бути складений паспорт (крім випадків, передбачених 12.5). Вимоги до заповнення та форму паспорта посудини наведено в додатку Г.

Паспорти дозволяється виконувати в електронній базі даних обладнання відповідно до вимог додатку К.

7.1.4 Для кожної посудини має бути встановлений і вказаний в паспорті розрахунковий (допустимий) строк служби з урахуванням умов експлуатації.

7.1.5 На кожній посудині має бути передбачений вентиль, кран або інший пристрій, що дозволяє здійснювати контроль за відсутністю тиску в посудині перед її

відкриванням, при цьому відвід середовища має бути спрямований в безпечне для обслуговуючого персоналу місце.

7.1.6 Посудини, призначені для роботи в умовах циклічних і знакозмінних навантажень, мають бути розраховані на міцність з урахуванням цих навантажень.

7.1.7 На кожній посудині повинна бути прикріплена марковальна табличка. Для посудин із зовнішнім діаметром менше 325 мм допускається табличку не встановлювати. При цьому всі необхідні дані мають бути нанесені на корпус посудини.

На табличці мають бути нанесені:

- назва або товарний знак виробника;
- реєстраційний номер виробника;
- рік виготовлення;
- розрахунковий тиск, МПа (кгс/см²);
- розрахункова температура стінки, °С.

Для посудин із самостійними порожнинами, які мають різні розрахункові та пробні тиски і температури стінок, слід наводити ці дані для кожної порожнини.

7.1.8 Посудини мають бути забезпечені необхідною кількістю люків та оглядових лючків, що дають можливість проводити огляд, очистку і ремонт посудин, а також монтаж і демонтаж розбірних внутрішніх пристроїв.

7.1.9 Посудини з внутрішнім діаметром більше 800 мм повинні мати люки, а з внутрішнім діаметром 800 мм і менше - лючки. Внутрішній діаметр круглих люків має бути не менше 400 мм. Розміри овальних люків за найменшими та найбільшими осями на провіт мають бути не менше 325 мм × 400 мм.

Внутрішній діаметр круглих або розмір за найменшою віссю овальних лючків має бути не менше 80 мм.

7.1.10 Кришки масою більше 20 кг мають бути забезпечені піднімально-поворотними або іншими пристроями для їх відкривання та закривання.

7.1.11 У разі наявності на посудинах штуцерів, фланцевих рознімів, знімних днищ або кришок, внутрішні діаметри яких не менші за вказані для люків у 7.1.9, що забезпечує можливість проведення внутрішнього огляду, допускається люки не передбачати.

7.1.12 Еліптичні днища повинні мати висоту випуклої частини, виміряну по внутрішній поверхні, не менше 0,2 внутрішнього діаметра днища.

7.1.13 Торосферичні (коробові) днища повинні мати:

- висоту випуклої частини, виміряну по внутрішній поверхні, не менше 0,2 внутрішнього діаметра;
- внутрішній радіус відборткування не менше 0,1 внутрішнього діаметра днища;
- внутрішній радіус кривини центральної частини не більше внутрішнього діаметра днища.

7.1.14 Сферичні невідбортвані днища можуть застосовуватися з приварними фланцями, при цьому:

- внутрішній радіус сфери днища має бути не більше внутрішнього діаметра посудини;
- зварне з'єднання фланця з днищем виконується з суцільним проваром.

7.1.15 У зварних випуклих днищах, за винятком напівсферичних, що складаються з декількох частин із розташуванням зварних швів по хорді, відстань від

осі зварного шва до центру днища має бути не більше $1/5$ внутрішнього діаметра днища. Кругові шви випуклих днищ мають розташовуватися на відстані не більше $1/3$ внутрішнього діаметра днища.

7.1.16 Плоскі днища з кільцевою канавкою та циліндричною частиною (бортом), виготовлені механічним розточуванням, мають виготовлятися з покованок. Допускається виготовлення відбортованого плоского днища з листа, якщо відбортовка виконується штампуванням або обкатанням крайки листа з вигином 90° .

7.1.17 Для відбортованих і перехідних елементів посудин, за винятком випуклих днищ, компенсаторів і витягнутих горловин під приварювання штуцерів, відстань L від початку закруглення відбортованого елемента до відбортованої кромки залежно від товщини S стінки відбортованого елемента має бути не меншою за вказану в таблиці 7.1.

7.1.18 При зварюванні обичайок і труб, приварюванні днищ до обичайок мають застосовуватись стикові шви з повним проплавленням. Допускаються таврові зварні з'єднання та кутові зварні з'єднання з повним проплавленням для приварювання плоских днищ, плоских фланців, трубних решіток, штуцерів, люків, оболонок.

Застосування зварних швів в напуск допускається під час приварювання до корпусу закріплюючих кілець, опорних елементів, підкладних листів, пластин під майданчики, сходів, кронштейнів тощо.

7.1.19 Конструктивний зазор у кутових і таврових зварних з'єднаннях допускається у випадках, передбачених НД на зварювання.

7.1.20 Зварні шви під час виготовлення, монтажу та експлуатації посудин мають бути доступні для контролю, передбаченого вимогами цього стандарту і технічних умов.

Таблиця 7.1 – Значення відстані до відбортованої кромки елемента.

Товщина стінки відбортованого елемента, S , мм	Відстань до відбортованої кромки, не менше, L , мм
До 5 включно	15
Понад 5 до 10 включно	$2S+5$
Понад 10 до 20 включно	$S+15$
Понад 20 до 150 включно	$S/2+25$
Понад 150	100

Поздовжні шви суміжних обичайок і шви днищ посудин мають бути зміщені відносно один одного на величину трикратної товщини найбільш товстого елемента, але не менше ніж на 100 мм між осями швів.

Зазначені шви допускається не зміщувати відносно один одного в посудинах, призначених для роботи під тиском не більше 1,6 МПа (16 кгс/см^2) і при температурі стінки не вище 400°C , з номінальною товщиною стінки не більше 30 мм за умови, що ці шви виконуються автоматично або електрошлаковим зварюванням, і місця перетину швів контролюються методом РГК або УЗК в обсязі 100 %.

7.1.21 При приварюванні до корпусу посудини внутрішніх і зовнішніх пристроїв (опорних елементів, тарілок, оболонок, перегородок тощо) допускається перетин цих зварних швів із стиковими швами корпусу за умови попередньої перевірки перекриваючої ділянки шва корпусу РГК або УЗК.

7.1.22 У разі приварювання опор або інших елементів до корпусу посудини відстань між кінцем зварного шва посудини та кінцем шва приварки елементів має бути не менше товщини стінки корпусу посудини, але не менше 20 мм.

Для посудин із вуглецевих і низьколегованих марганцевистих, кремніймарганцевистих сталей, які підлягають після зварювання термообробці, незалежно від товщини стінки корпусу, відстань між кінцем зварного шва посудини та кінцем шва приварки елемента повинна бути не менше 20 мм.

7.1.23 У горизонтальних посудинах допускається місцеве перекриття сидловими опорами кільцевих (поперечних) зварних швів на загальній довжині не більше $0,35 \pi D$, а за наявності підкладного листа - не більше $0,5 \pi D$, де D - зовнішній діаметр посудини. При цьому ділянки зварних швів, які перекриваються, по всій довжині мають бути перевірені методом РГК або УЗК.

7.1.24 У стикових зварних з'єднаннях елементів посудин з різною товщиною стінок має бути забезпечений плавний перехід від одного елемента до іншого шляхом поступового стоншування кромки більш товстого елемента. Кут нахилу поверхонь переходу не має перевищувати 20° .

Якщо різниця в товщині з'єднувальних елементів складає не більше 30 % товщини тонкого елемента та не перевищує 5 мм, то допускається застосування зварних швів без попереднього стоншення товстого елемента. Форма швів має забезпечувати плавний перехід від товстого елемента до тонкого.

Під час стикування литої деталі з деталями із труб, прокату або покованки необхідно враховувати, що номінальна розрахункова товщина литої деталі на 25% – 40% більше аналогічної розрахункової товщини стінки елемента із труб, прокату або поковок, тому перехід від товстого елемента до тонкого має бути виконаний таким чином, щоб товщина кінця литої деталі була не менше номінальної розрахункової величини.

7.1.25 Отвори для люків, лючків і штуцерів мають розміщуватись, як правило, поза зварними швами.

Допускається розміщення отворів:

- на поздовжніх швах циліндричних і конічних обичайок посудин, якщо номінальний діаметр отворів не більше 150 мм;
- на кільцевих швах циліндричних і конічних обичайок посудин без обмеження діаметра отворів;
- на швах випуклих днищ без обмеження діаметра отворів за умови суцільної перевірки зварних швів днищ методом РГК або УЗК.

Зварні шви штуцерів і люків мають виконуватися з повним проплавленням.

7.1.26 Мінімальна відстань по серединній лінії між центрами двох сусідніх отворів має бути не менше $1,4$ напівсуми діаметрів цих отворів (див. рис. 7.1). Контроль зазначеної відстані допускається проводити шляхом вимірювання відстаней по зовнішній і внутрішній поверхнях з наступним перерахунком.

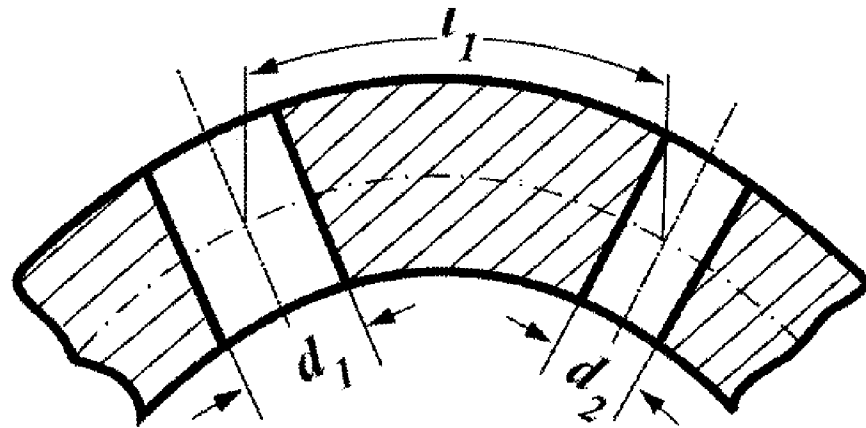


Рис. 7.1 Розташування отворів по криволінійній поверхні $l_1 \geq 1,4 \frac{d_1 + d_2}{2}$

7.1.27 Відстань a по внутрішній поверхні від кромки отвору в сферичних, еліптичних, торо-сферичних і тарілчастих кришках і днищах до їх циліндричної частини, виміряна по проекції, має бути не менше 0,1 внутрішнього діаметра циліндричної частини D_B (див. рис. 7.2).

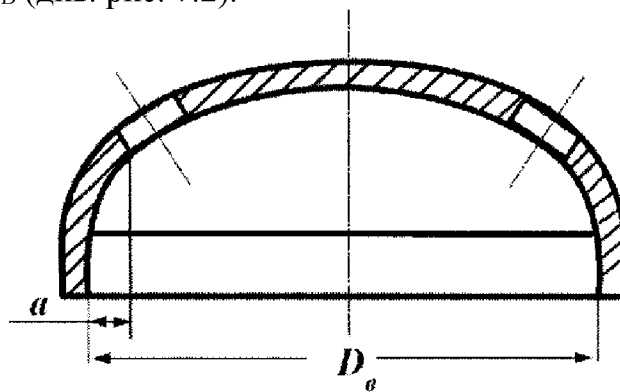


Рис. 7.2. Розташування отворів в днищі

7.1.28 Відстань між центром отвору під болт або шпильку у фланцях, кришках або натискних кільцях і їх кромкою (внутрішньою або зовнішньою) має бути не менше 0,85 діаметра отвору (див. рис. 7.3). Зазначена вимога не поширюється на фланці з відкидними болтами.

7.1.29 Використання чавунних елементів та деталей в конструкції посудин не допускається.

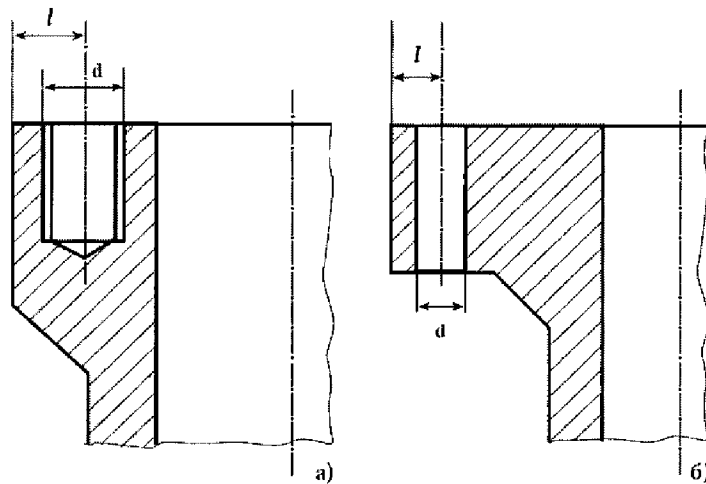


Рис. 7.3. Розташування отворів під шпильки (а) та болти (б)

7.2 Резервуари сталеві

7.2.1 Резервуари сталеві вертикальні циліндричні для зберігання рідкого палива та води місткістю від 100 м^3 до 50000 м^3 експлуатуються відповідно до ГНД 34.21.522-2004.

7.2.2 При експлуатації горизонтальних циліндричних сталевих резервуарів місткістю від 3 м^3 до 200 м^3 допускається керуватися ГНД 34.21.522-2004. Оцінка технічного стану виконується за окремо розробленою програмою.

7.2.3 Резервуари сталеві вертикальні циліндричні місткістю до 100 м^3 , резервуари сталеві горизонтальні циліндричні місткістю до 3 м^3 та резервуари сталеві прямокутної конструкції місткістю до 100 м^3 (далі резервуари) експлуатуються відповідно до 7.2.4 – 7.2.9.

7.2.4 Для кожного резервуара має бути складений паспорт (крім випадків, передбачених 12.5). Вимоги до заповнення та форму паспорта резервуара наведено в додатку Д.

Паспорти дозволяється виконувати в електронній базі даних обладнання відповідно до вимог додатку К.

7.2.5 Марка, тип обладнання та апаратури, розміри, комплектність повинні відповідати вимогам і вказівкам проєкту залежно від середовища та швидкості наповнення і спорожнення резервуара.

7.2.6 Резервуари мають бути захищені від переповнення. Наповнення робочим середовищем вище проєктного рівня під час експлуатації не допускається.

7.2.7 Експлуатація резервуарів з пошкодженим антикорозійним покриттям зі сторони середовища, що перебуває в ньому, забороняється.

7.2.8 Приймання резервуарів в експлуатацію проводять після випробування резервуарів на герметичність і міцність з повністю встановленим на них обладнанням, зовнішнього огляду та встановлення відповідності наданої документації вимогам проєкту.

7.2.9 Перед проведенням гідравлічних випробувань резервуарів необхідно закінчити роботи зі влаштування зливної каналізації.

7.3 Котли електродні

7.3.1 Вимоги цього розділу поширюються на електродні водогрійні та парові котли незалежно від робочого тиску і температури нагріву води в них, які живляться

від джерел струму частотою 50 Гц напругою до 1 кВ та понад 1 кВ, призначені для систем опалення, гарячого водо- і паропостачання.

7.3.2 На кожному електродному котлі після його встановлення мають бути нанесені фарбою на видному місці або на спеціальній табличці такі дані:

- граничні значення питомого електроопору котлової води за температури 20 °С, Ом·см;
- значення робочої напруги у кіловольтах;
- максимально допустиме значення сили струму в амперах;
- кількість фаз.

7.3.3 Електродні котли мають бути встановлені в окремому приміщенні, в якому мають бути передбачені дренажні пристрої для забезпечення аварійного та ремонтного відведення води з системи опалення або гарячого водозабезпечення. У цьому самому приміщенні може бути розміщено інше технологічне обладнання, пристрої захисту й автоматики.

7.3.4 Електродні котли на напругу до 1 кВ допускається встановлювати у виробничих приміщеннях разом з іншим обладнанням.

7.3.5 В електрокотельні напругою понад 1 кВ має бути передбачене окреме приміщення для розміщення електротехнологічного персоналу. У цьому самому приміщенні можуть бути розташовані пульти телекерування, телевимірювань, а також пристрої захисту й автоматики.

7.3.6 Водогрійний електродний котел повинен працювати на воді, яка має питомий електричний опір у межах, зазначених у паспорті котла. Перевірка цієї величини здійснюється перед пуском котла в експлуатацію або в разі зміни джерела водопостачання.

7.3.7 Підтримання необхідного значення питомого електричного опору котлової води в процесі роботи парового електродного котла здійснюється безперервною чи періодичною продувкою та додаванням до конденсату живильної води згідно з виробничою інструкцією.

7.3.8 Електродні котли можуть працювати без постійного чергування оперативних працівників за наявності автоматичного керування, що забезпечує ведення нормального режиму роботи електродних котлів, а також за наявності захисту, що забезпечує зупинення котла в разі порушення режимів роботи із сигналізацією на пульт керування. При цьому має бути передбачена можливість зупинення котла з пульта керування.

7.3.9 Значення сили струму в нормальному режимі роботи котла не повинно перевищувати розрахункове для цієї установки і має відповідати температурі води, що нагрівається, згідно з тепловим графіком.

7.3.10 Допустимі коливання фазного струму в робочому режимі визначаються під час випробування котла та не повинні перевищувати вказаних в інструкції з експлуатації.

7.3.11 Не допускається робота електродного котла при:

- електричній потужності вище номінальної.
- зникненні напруги на пристроях дистанційного, автоматичного керування та на контрольно-вимірювальних приладах;
- підвищенні значення тиску в котлі вище допустимого на 10 %;

- припиненні подачі чи зниженні об'єму витрат води через водогрійний котел нижче мінімально допустимого значення;
- в інших випадках, передбачених інструкцією з експлуатації електродного котла.

7.3.12 На кожен котел на напругу понад 1 кВ, установлений у котельні, має бути заведений експлуатаційний журнал, у який заносяться дата, вид ремонту, огляду, інформація про заміну деталей, аварійні ситуації тощо. Для котлів на напругу до 1 кВ має бути заведений один журнал на ряд котлів.

7.3.13 Технічне опосвідчення електродних котлів слід виконувати один раз на рік, перед опалювальним сезоном.

7.3.14 Випробування електродних котлів мають виконуватися відповідно до графіків, затверджених особою, відповідальною за справний стан і безпечну експлуатацію, з урахуванням вимог додатка М.

7.3.15 Перевірку справності запобіжних пристроїв від перевищення допустимого тиску виконують перед пуском котла в експлуатацію після простою більше одного місяця, в період випробування теплової мережі перед опалювальним сезоном. Перевірку справності запобіжних пристроїв необхідно здійснювати не рідше одного разу на шість місяців. Результати перевірки та налаштування заносять в експлуатаційний журнал.

7.4 Автономні електростанції

7.4.1 Вимоги цього розділу поширюються на автономні стаціонарні та пересувні джерела електричної енергії, такі як дизельні, бензинові, газотурбінні та інші електростанції одиничною потужністю до 1000 кВт (далі - автономні електростанції), що використовуються як основні або резервні джерела живлення струмоприймачів споживачів, але не працюють паралельно з електромережою електропередавальної організації.

7.4.2 Схеми підключення до електромережі споживачів повинні унеможливити подачу напруги в електромережу 0,22 кВ – 0,38 кВ електропередавальної організації.

7.4.3 До експлуатації допускаються автономні електростанції, на яких повністю змонтовані, перевірені та випробувані в необхідному обсязі електрообладнання, пристрої захисту та автоматики, контрольно-вимірювальні прилади і сигналізація, засоби захисту.

7.4.4 Під час прийняття в експлуатацію автономної електростанції режим роботи нейтралі електростанції і заходи з електробезпеки мають відповідати режиму роботи нейтралі та захисним заходам, реалізованим в електромережі споживача.

7.4.5 Підключення автономної електростанції до електромережі споживача вручну допускається тільки за наявності блокування між комутаційними апаратами, що унеможливають одночасну подачу напруги в мережу споживача та в мережу електропередавальної організації.

7.4.6 Автоматичне увімкнення резервної автономної електростанції у разі зникнення напруги з боку електромережі електропередавальної організації має здійснюватися за допомогою пристроїв автоматики, що забезпечують попереднє відключення комутаційних апаратів електроустановок споживача від мережі електропередавальної організації та наступну подачу напруги електроприймачам від

автономної електростанції. При цьому наявність електромеханічного блокування в електромережі споживача є обов'язковою.

7.4.7 Інструкція про порядок включення в роботу автономної електростанції обов'язково повинна містити:

- список осіб споживача, які мають право на ведення оперативних переговорів з оперативними працівниками електропередавальної організації та право на виконання оперативних перемикань;
- наказ про призначення особи, відповідальної за технічний стан і безпечну експлуатацію автономної електростанції;
- номери телефонів диспетчерського зв'язку електропередавальної організації;
- узгоджену електропередавальною організацією електричну схему приєднання автономної електростанції до мережі електропередавальної організації.

7.4.8 Для обслуговування автономної електростанції та забезпечення її справного технічного стану повинні бути призначені працівники, що пройшли перевірку знань в установленому порядку та мають відповідну групу з електробезпеки. Працівники, які обслуговують автономні електростанції, у своїх діях повинні керуватися вимогами виробника автономної електростанції, інструкції щодо її обслуговування та експлуатації і цього стандарту.

7.4.9 Для кожної автономної електростанції мають бути визначені бути регламент технічного обслуговування її обладнання, технологія та періодичність регламентних робіт.

Регламент технічного обслуговування має передбачати:

- візуальний огляд обладнання;
- контроль кріплення обладнання та вузлів;
- перевірку справності систем автоматики, захистів і діагностики (у тому числі тестування), стану ЗВТ;
- проведення спеціальних вимірювань, перевірок, регулювання та змащення вузлів, облік окремих деталей, що вичерпали ресурс;
- заміну оливи, деталей чи вузлів, зношених у процесі експлуатації;
- відновлення лакофарбових покриттів у разі їхнього пошкодження;
- перевірку й випробування електрообладнання.

7.4.10 Для кожного виду технічного обслуговування та ремонту автономної електростанції має бути визначений строк з урахуванням документації виробника та розроблені відповідні інструкції. Огляд автономної електростанції, що перебуває у резерві, слід проводити не рідше ніж один раз на три місяці.

7.4.11 Відомості про готовність до пуску автономної електростанції, тривалість її роботи на холостому ході або під навантаженням, а також результати її оглядів і перевірок роботи мають оформлятися в експлуатаційному журналі та відображатися на електричній схемі.

7.4.12 Забороняється експлуатація автономної електростанції за умов:

- витікання оливи;
- перевантаження генератора потужністю понад допустимі значення;
- підвищення частоти обертання ротора понад допустиме значення;

- виникнення сейсмічних та інших природних явищ (обмерзання, паморозь, град, снігопад, що перевищують допустимі показники, наведені в документації виробника для автономних електростанцій, розташованих на відкритих майданчиках);
- виявлення несправностей у її механізмах і системах;
- виходу з ладу окремих каналів захисту й діагностики.

7.4.13 Профілактичні випробування та вимірювання параметрів електрообладнання (крім генераторів), заземлювальних пристроїв, апаратів, проводів і кабелів тощо проводять згідно з відповідними НД на виріб (систему) та ТУ.

7.4.14 Випробування генераторів проводиться згідно з СОУ-Н ЕЕ 20.302 та вимогами виробника.

7.4.15 Технічне опосвідчення має проводитися в період капітального ремонту автономної електростанції. Період між капітальними ремонтами має бути зазначений в документації виробника.

7.5 Насосні агрегати

7.5.1 Насосні агрегати (насоси), що не відносяться до груп В та С за НП 306.2.227-2020, мають виготовлятися, випробовуватися та поставлятися відповідно до ДСТУ 4132.

До насосних агрегатів (насосів) 2 та 3 класу безпеки за НП 306.2.245-2024 можуть бути встановлені додаткові вимоги за ДСТУ 4132 та цим стандартом, якщо ці вимоги не суперечать чинним нормам і правилам з ядерної та радіаційної безпеки.

7.5.2 На насосних агрегатах мають бути нанесені стрілки, що вказують напрямок обертання двигуна та механізму (насоса).

7.5.3 Всі обертові частини агрегатів і механізмів повинні бути закриті огороженнями, зняття яких під час роботи забороняється.

7.5.4 Кожний насос повинен мати паспорт відповідно до додатку Е (крім випадків передбачених 12.5).

Паспорти дозволяється виконувати в електронній базі даних обладнання відповідно до вимог додатку К.

В разі поставки насосного агрегату як однієї одиниці обладнання з електродвигуном, до паспорта повинні бути включені дані двигуна в відповідності до 7.5.5 та внесені в електронну базу даних обладнання.

7.5.5 Кожний електродвигун, який постачається для потреб філій ВП АЕС без виконавчого механізму, повинен комплектуватись паспортом.

В паспорті мають бути вказані, зокрема, такі дані:

- номер кресленика або ТУ;
- марка електродвигуна;
- реєстраційний номер виробника;
- дата виготовлення, найменування виробника та його адреса;
- потужність;
- робоча напруга;
- струм статора;
- струм ротора (збудження);
- частота обертання;
- коефіцієнт корисної дії;
- маса;

- клас ізоляції обмотки статора;
- кліматичне виконання;
- коефіцієнт потужності;
- кратність пускового струму, максимального крутного моменту, пускового моменту.
- робочий тиск рідини в системі охолодження, змащування (за наявності);
- максимальна температура рідини в системі охолодження, змащування (за наявності);
- тиск та температура гідравлічних випробувань системи охолодження, змащування (за наявності);
- строк служби.

7.5.6 Не допускається застосовувати чавун для виготовлення корпусів насосів, які перекачують речовини груп А та Б, а також речовини групи В із розрахунковою температурою вище 110 °С та/або тиском більше 1,6 МПа. В інших випадках міцність корпусу насосу має бути підтверджена розрахунком.

7.5.7 Під час виконання ремонту насоса дренажна арматура має бути повністю відкрита та заблокована в такому положенні. Вихід середовища з дренажного штуцера має бути візуально доступним.

7.5.8 Кожний насосний агрегат і допоміжне обладнання мають бути забезпечені комплектом запасних частин і запасом експлуатаційних матеріалів згідно з відомчими нормативами і вимогами виробника.

7.5.9 Агрегати, що перебувають у резерві, мають бути постійно готові до негайного пуску, періодично оглядатися та випробуватися за затвердженим графіком.

7.5.10 Вібрація агрегатів, виміряна на кожному підшипнику, не має перевищувати значень, вказаних в документації виробника, та відповідати вимогам СОУ НАЕК 018.

7.5.11 Забороняється регулювання продуктивності насосного агрегату засувкою на всмоктувальному трубопроводі. Під час роботи насоса засувка на всмоктувальному трубопроводі має бути повністю відкрита.

За необхідності регулювання продуктивності необхідно замінювати робоче колесо з відповідною зміною його діаметра або застосовувати спеціальні засоби регулювання, що обґрунтовуються проектом.

7.5.12 Кожний насосний агрегат піддається оглядам, ревізіям, поточним і капітальним ремонтам періодично за затвердженим графіком. Періодичність і обсяг кожного виду робіт встановлюються на підставі інструкції виробника з урахуванням особливостей експлуатації.

7.5.13 Не допускається робота насосних агрегатів в непроектних (нештатних) режимах: перевантаження, кавітації, помпажа, поза зоною оптимальних ККД, при підвищеній вібрації, перегріві підшипників та інших вузлів агрегатів.

7.5.14 Гранична температура підшипників, якщо інше не зазначено у документації виробника, не має перевищувати 80 °С для підшипників ковзання (нормальна -65 °С) і 95 °С - для підшипників кочення (нормальна - до 70 °С).

7.5.15 Тиск води в системі охолодження підшипників має бути нижче тиску оливи в системі змащування. Якщо відсутні дані виробника, тиск води має бути на 0,5 кгс/см² - 1 кгс/см² нижче тиску оливи в системі змащування.

Тиск води, що подається на ущільнення сальників, має бути від 1 кгс/см² до 2 кгс/см², якщо інше не зазначено в документації виробника.

Тиск води, що подається для змащення направляючого підшипника вертикальних насосів, має бути на 1 кгс/см² більше напору насоса, якщо інше не зазначено в документації виробника.

7.5.16 Перед пуском насосний агрегат має бути ретельно оглянутий. При цьому для насосів відцентрового типу перевіряється:

- відсутність сторонніх предметів на насосі та електродвигуні;
- наявність мастила в підшипниках з рідинною змазкою;
- наявність осьового розбігу між напівмуфтами до 8 мм, якщо інше не зазначено в документації виробника, цілісність амортизаторів і надійність затягування пальців при пальцевих сполучних муфтах;
- положення засувки на трубопроводах. На всмоктуючому трубопроводі засувка має бути повністю відкрита, а на напірному - повністю закрита;
- заповнення насоса рідиною, що перекачується (шляхом відкриття вентиля випуску повітря у насосів з самозаливом; за показаннями вакуумметра у насосів з вакуумної заливкою; по наповненню заливальної воронки у насосів з ручною заливкою тощо);
- справність роботи циркуляційної оливосистеми; охолодження підшипників; подачі води на сальники, підшипники, охолодження оливи тощо.

Для насосів інших типів вимоги щодо перевірки перед пуском мають бути зазначені в інструкції з експлуатації з урахуванням типу середовища, що перекачується.

7.5.17 Робота насоса із закритою арматурою на напорі більше трьох хвилин забороняється, якщо інше не зазначено в документації виробника.

7.5.18 При роботі насосного агрегату мають контролюватися:

- навантаження на агрегат за показаннями контрольно-вимірювальних приладів;
- температура підшипників;
- температура оливи в системі циркуляційної оливосистеми;
- робота системи охолодження підшипників, подача води на кінцеві ущільнення, охолодження мастила тощо;
- робота сальникових ущільнень насоса;
- шум працюючого агрегату, який повинен бути рівним і монотонним - без стукотів, скреготу, ударів.

7.5.19 Експлуатація агрегату забороняється при:

- появи явного стуку та шуму в агрегаті;
- появи диму або вогню з двигуна агрегату або його пускорегулювальної апаратури;
- виникненні іскріння або свічення в зазорі між статором і ротором електродвигуна;
- вібрації понад допустимі норми, яка загрожує цілісності агрегату;
- нагріванні підшипника понад допустиму температуру, зазначену в інструкції виробника;
- падінні тиску в оливосистемі;
- падінні тиску води в системі охолодження та/або відсутності течії з ревізійних штуцерів;

- підплавленні підшипників ковзання або виході з ладу підшипників кочення;
- підвищенні температури підшипників, обмоток статора і ротора вище допустимої;
- виникненні КЗ в електричній схемі;
- значному зниженні частоти обертання;
- швидкому зростанні температури обмоток або сталі статора.

7.5.20 Технічне опосвідчення корпусів насосів проводиться при капітальному ремонті. Період між капітальними ремонтами має бути зазначений в документації виробника.

7.6 Станції компресорні стаціонарні

7.6.1 Цей розділ встановлює правила експлуатації стаціонарних компресорних станцій для стиснення повітря та інертних газів, укомплектованих компресорами об'ємної дії з установленою потужністю від 14 кВт і вище, з кінцевим мірним тиском від 0,2 МПа (2 кгс/см²) включно до 40 МПа (400 кгс/см²) включно.

7.6.2 Загальні розміри приміщення, де розташовано компресорне обладнання, повинні задовольняти умовам безпечного обслуговування обладнання компресорних станцій та окремих їх вузлів.

7.6.3 В приміщенні компресорної станції не допускається розміщати апаратуру та обладнання, які технологічно не пов'язані з компресорами. Допускається розміщення компресорної станції в приміщеннях з іншим тепломеханічним обладнанням, якщо це передбачено проєктом.

7.6.4 Приміщення, в якому розташовується компресорна станція, має бути обладнане засобами оповіщення про пожежу або пожежогасіння. Компресорна станція модульного типу (контейнерного типу) має бути обладнана засобами для гасіння пожежі і промивання труб повітропроводів від напірооливних відкладень.

7.6.5 Записи про проведення очищення трубопроводів, поточного огляду, а також результати пневматичного та гідравлічного випробування трубопроводів мають заноситися до журналу (формуляру) ремонту компресорної станції з подальшим складанням акту. Форма акту розробляється у філії ВП АЕС та затверджується головним інженером або заступником головного інженера за відповідним напрямом діяльності.

7.6.6 Розміщення горизонтальних ділянок трубопроводів, приєднаних до компресорного обладнання, має відповідати вимогам проєкту.

У разі відсутності проєктних вимог горизонтально розміщені ділянки трубопроводів, приєднані до компресорного обладнання, повинні мати нахил не менший ніж 1:300 у бік від компресора.

7.6.7 Конструкція компресорного обладнання має забезпечувати застосування засобів метрологічної техніки та/або вимірювальних каналів для контролю дієздатності та визначення технічного стану компресорів під час експлуатації та ремонту.

7.6.8 Всі компресорні установки повинні бути забезпечені такими контрольно-вимірювальними приладами:

- манометри (або інші засоби для вимірювання тиску), що встановлюються після кожного ступеня стиснення та на лінії нагнітання після компресора, а також на повітрозбірниках або газозбірниках; при тиску на останньому щаблі стиснення 30 МПа (300 кгс/см²) і вище мають встановлюватися два манометри;

– термометри або інші датчики для відображення температури стисненого повітря або газу, що встановлюються на кожному ступені компресора, а також на зливні води. Вимірювання температури має проводитися стаціонарними механічними або електричними термометрами. Застосування переносних ртутних (спиртових) термометрів для постійного (регулярного) вимірювання температур забороняється.

– прилади для вимірювання тиску (лише в разі використання примусової системи змащування із застосуванням окремого оливнонаосу), і температури мастила, що надходить для змащення механізму руху.

7.6.9 Усі встановлені контрольно-вимірювальні прилади мають проходити періодичні повірки з інтервалом, передбаченим графіком повірки, та повірки після ремонту.

7.6.10 Кожна компресорна станція має бути обладнана системою аварійного захисту, яка забезпечує світлову або звукову та світлову сигналізацію у разі припинення подавання охолоджувальної води, підвищення температури стиснутого повітря чи газу вище допустимої і автоматичне зупинення компресора у випадку зниження тиску мастила в разі використання примусової системи змащування із застосуванням окремого оливнонаосу.

7.6.11 Експлуатація компресорної станції забороняється, якщо не увімкнено систему автоматики та захисту, передбачену виробником.

7.6.12 Запобіжні клапани мають встановлюватися після кожного ступеня стиснення компресора на ділянці охолодженого повітря або газу. Якщо на кожен компресор передбачений один збірник повітря і на нагнітальному трубопроводі відсутня запірна арматура, запобіжний клапан після компресора може встановлюватися тільки на повітро- або газозбірнику.

7.6.13 Для контролю за системою охолодження на трубопроводах, що відводять нагріту воду від компресора і холодильників, на видних місцях мають встановлюватися:

а) при замкнутій системі охолодження - реле протоки або контрольні крани з воронками;

б) при відкритій циркуляційній системі охолодження - зливні воронки або реле протоки.

7.6.14 Для спуску води з системи охолодження та оболонок компресора мають бути передбачені відповідні спускні пристосування.

7.6.15 Температура охолоджуючої води, що виходить від компресора і холодильників, не має перевищувати 40 °С, якщо інше не регламентується виробником.

7.6.16 Забір (всмоктування) повітря повітряним компресором продуктивністю більше 10 м³/хв включно має проводитися ззовні приміщення компресорної станції на висоті не менше 3 м від рівня землі.

7.6.17 Для повітряних компресорів продуктивністю до 10 м³/хв, що мають повітряні фільтри на машині, допускається проводити забір повітря з приміщення, в якому вони розташовані.

7.6.18 Для очищення всмоктуваного повітря від пилу всмоктувальний повітропровід компресора має бути обладнаний фільтром, що захищає від попадання в нього атмосферних опадів.

7.6.19 Конструкція фільтруючого пристрою має забезпечувати безпечний і зручний доступ до фільтра для його очищення та розбирання.

Фільтруючий пристрій не повинен деформуватися та вібрувати в процесі всмоктування повітря компресором.

Фільтруючі пристрої можуть бути індивідуальними або спільними для декількох компресорів. В останньому випадку для кожного компресора має бути передбачена можливість відключення його (в разі ремонту) від загального всмоктувального трубопроводу.

7.6.20 Для згладжування пульсацій тисків стиснутого повітря або газу в компресорній установці мають бути передбачені збірники повітря або газозбірники (буферні ємності).

Повітрозбірник або газозбірник має встановлюватися на фундамент поза будівлею компресорної установки і бути огорожений.

Відстань між збірниками повітря має бути не менше 1,5 м, а між збірниками повітря та стіною будівлі - не менше 1,0 м.

Огорожа повітрозбірника має розміщуватися на відстані не менше 2 м від повітрозбірника в сторону проїзду або проходу.

В окремих випадках дозволяється встановлювати в приміщеннях гідроакумулятори та збірники повітря, конструктивно вбудовані в компресорний агрегат або інше технологічне обладнання.

Допускається приєднання до одного повітрозбірника декількох компресорів зі встановленням на нагнітальних лініях зворотних клапанів і запірної арматури. Перед запірною арматурою на нагнітальних лініях повинні бути встановлені запобіжні клапани.

Для проведення періодичних оглядів і ремонтів повітрозбірників необхідно передбачати можливість відключення від мережі кожного з них.

Масило та вода, що видаляються під час продування вологомастиловідділювача і повітрозбірників, повинні відводитися в спеціально обладнані пристрої (збірники), що виключають забруднення виробничих приміщень, стін будівлі і навколишньої території мастилом.

7.6.21 На компресорних установках необхідно забезпечити щомісячний запис витрат мастила в журналі обліку роботи компресора або оперативному журналі.

7.6.22 Періодичність перевірки запобіжних клапанів встановлюється технологічним регламентом або графіком, але не рідше одного разу на шість місяців. Після закриття клапан повинен зберігати герметичність.

7.6.23 При відсутності автоматичного продування ручне продування вологомастиловідділювача (проміжних і кінцевого) має проводитися два рази на зміну, якщо інструкцією виробника не передбачено коротший період продувки; збірники повітря або газозбірники, що входять в компресорну установку, мають продуватися не рідше одного разу в зміну при наявності кінцевого холодильника і вологомастиловідділювача, і не рідше двох разів на зміну при їх відсутності.

7.6.24 Компресор повинен бути негайно зупинений в таких випадках:

- у випадках, передбачених в інструкції з експлуатації;
- якщо манометри або інші датчики вимірювання тиску на будь-якому рівні компресора, а також на нагнітальній лінії показують тиск вище допустимого;
- якщо манометр або інший датчик вимірювання тиску системи змащування механізму руху показує тиск нижче нижньої допустимої межі;
- при раптовому припиненні подачі охолоджуючої води або у разі іншої аварійної несправності системи охолодження;

- якщо чути стуки, удари в компресорі або двигуні, або виявлено їх несправності, які можуть привести до аварії;
- при температурі стисненого повітря понад гранично допустиму норму, встановлену паспортом або інструкцією з експлуатації;
- при пожежі в приміщенні;
- при появі запаху гару або диму з компресора чи електродвигуна;
- при помітному збільшенні вібрації компресора або електродвигуна.

7.6.25 Після аварійного зупину компресора пуск його може бути проведений з дозволу особи, відповідальної за справний стан та безпечну експлуатацію компресорної установки.

7.6.26 Під час роботи компресорної установки обслуговуючий персонал зобов'язаний контролювати параметри роботи згідно з інструкцією з експлуатації. У разі відхилення робочих параметрів компресорної установки від допустимих вони мають записуватися обслуговуючим персоналом в журналі обліку роботи компресора або оперативному журналі.

У журналі обліку роботи компресора або оперативному журналі мають записуватися час пуску і зупину компресора, причина зупину, відмічені несправності, проведення періодичних перевірок запобіжних клапанів, проведення спуску конденсату та оливи з вологооливодділювача, повітрозбірників і інших ємностей (у випадку відсутності автоматичної продувки порожнин нагнітання повітряних трубопроводів), а також позапланові чистки оливи і повітряних фільтрів.

Журнал обліку роботи компресора або оперативний журнал мають перевірятися і підписуватися особою, відповідальною за справний стан та безпечну експлуатацію компресорної установки, не рідше ніж один раз на тиждень.

7.6.27 Повітряні фільтри мають перевірятися в терміни, передбачені інструкцією з експлуатації компресорної установки. Опір проходу повітря в фільтрі має бути не більше 50 мм вод. ст. (якщо в інструкції не зазначена інша величина опору). При більшому опорі фільтр необхідно очищати.

7.6.28 Необхідно проводити регулярний зовнішній огляд устаткування компресорної установки, обтирання й очищення її зовнішніх поверхонь від пилу та бруду. Не допускаються витoki оливи та води, особливо потрапляння оливи на фундамент. Причина витоків при їх виявленні має бути негайно усунена.

В якості обтиральних матеріалів дозволяється застосовувати тільки бавовняні або лляні ганчірки.

7.6.29 Ремонт і очищення обладнання та трубопроводів, що перебувають під тиском, забороняються.

7.6.30 За температури в приміщеннях компресорної станції 2 °С з охолоджуючих систем непрацюючого обладнання має бути спущена охолоджуюча вода, а повітряні або інші газові порожнини ретельно продуті.

7.6.31 Усі види ремонтів компресорної станції мають виконуватися відповідно до чинних технічних умов на ремонт компресорів. У разі відсутності таких технічних умов вони повинні бути розроблені з урахуванням особистостей конструкції та рекомендацій виробника чи розробника компресора.

7.6.32 Норми міжремонтних періодів, тривалість і обсяг робіт під час ремонтів установлюються на основі діючої в АТ «НАЕК «Енергоатом» системи технічного обслуговування та ремонту обладнання.

7.6.33 Використовувати компресор для стиснення інших газів, не зазначених у паспорті компресора, вносити зміни до конструкції деталей компресорів, застосовувати матеріали, які відрізняються від проектних, а також змінювати режим його роботи допускається тільки після погодження з виробником.

7.6.34 Кожна працююча компресорна станція повинна мати таку технічну документацію:

- схему трубопроводів із зазначенням місць встановлення засувки, вентилів, вологомастиловідділювачів, проміжних і кінцевих холодильників, повітрязбірників, а також схеми електрокабелів, автоматики тощо;
- інструкцію з експлуатації компресорних станцій;
- журнал (формуляр) обліку ремонтів компресорної станції, до якого має бути занесено дані ревізії, перевірок і ремонтів компресорів;
- протоколи лабораторного аналізу мастила;
- паспорти обладнання та трубопроводів, що працюють разом з компресором;
- паспорт виробника компресора;
- графік планово-попереджувального ремонту компресорної станції;
- протоколи перевірки вібраційних характеристик.

7.6.35 До журналу (формуляру) обліку ремонтів компресорної станції мають бути додані:

- ескізи та кресленики на модифікацію, виконану під час ремонту;
- акти приймання обладнання після ремонту;
- акти гідравлічних і пневматичних випробувань.

7.6.36 Технічне опосвідчення корпусів компресорів проводиться під час капітального ремонту. Період між капітальними ремонтами має бути зазначений в документації виробника.

8 АРМАТУРА, КОНТРОЛЬНО-ВИМІРЮВАЛЬНІ ПРИЛАДИ ТА ЗАПОБІЖНІ ПРИСТРОЇ

8.1 Загальні вимоги до арматури

8.1.1 Кожний трубопровід, посудина та інше обладнання, на яке поширюються вимоги цього стандарту, для надійних і безпечних умов експлуатації оснащується запірною, регулювальною та зворотною арматурою, редукційними та запобіжними пристроями, контрольно-вимірювальними приладами.

8.1.2 Кількість і розміщення арматури, засобів вимірювання, автоматизації та захисту передбачаються проектом з урахуванням надійного та безпечного обслуговування та ремонту обладнання та трубопроводів.

8.1.3 Арматура має бути облаштована табличками з номером або умовним позначенням, що відповідає експлуатаційній схемі. Таблички повинні відповідати вимогам настанови з маркування, що діє у філії ВП АЕС.

8.1.4 Запірна, зворотня та запірно-регулювальна арматура має встановлюватися на штуцерах, безпосередньо приєднаних до посудини, або на трубопроводах, які підводять і відводять від посудини робоче середовище. При послідовному з'єднанні кількох посудин необхідність встановлення такої арматури між ними визначається проектом.

8.1.5 Арматура має виготовлятися та поставлятися відповідно до ТУ.

8.1.6 В ТУ мають бути наведені кресленики арматури із зазначенням габаритних характеристик (включаючи монтажні розміри), приєднувальних розмірів, ескізів обробляння крайок під зварювання або фланцевого з'єднання, місць додаткового кріплення до будівельних конструкцій та допустимих навантажень на місця кріплення.

8.1.7 Арматуру з сірого та ковкого чавуну не допускається застосовувати незалежно від середовища, робочого тиску та температури у таких випадках:

- на трубопроводах, які піддаються вібрації;
- на трубопроводах, які працюють при різко змінному температурному режимі середовища;
- при можливості значного охолодження арматури в результаті дроселювання;
- на трубопроводах, які транспортують речовини груп А та Б, які містять у собі воду та інші рідини, що замерзають, за температури стінки трубопроводу нижче 0 °С незалежно від тиску;
- в обв'язці насосних агрегатів при встановленні насосів на відкритих майданчиках;
- в обв'язці резервуарів та ємностей для зберігання вибухо-пожежонебезпечних та токсичних речовин.

8.1.8 Не допускається застосовувати арматуру з сірого чавуну на трубопроводах, які транспортують речовини груп А та Б, а також на трубопроводах пари з розрахунковим тиском вищим 0,05 МПа (0,5 кгс/см²) та гарячої води з розрахунковою температурою вище 110 °С.

8.1.9 Не допускається застосовувати арматуру з ковкого чавуну на трубопроводах, які транспортують речовини групи А (а), зріджені гази групи Б (а); ЛЗР з температурою кипіння нижче 45 °С групи Б (б).

8.1.10 На трубопроводах з робочою температурою середовища мінус 40 °С слід застосовувати арматуру із відповідних легованих сталей, спеціальних сплавів або кольорових металів, які мають при найменшій можливій температурі корпусу ударну в'язкість металу не нижче 20 Дж/см² (2 кгс м/см²).

8.1.11 Паспорт поставляється з кожним виробом для арматури з внутрішнім діаметром патрубків більше 150 мм, запобіжних клапанів (основних та допоміжних). На арматуру Ду 150 мм і менше допускається оформлення одного паспорта на виробу у кількості до 50 шт.

В паспорті зазначаються дані про хімічний склад, механічні властивості металу, режими термічного обробляння та результати неруйнівного контролю, якщо проведення цих операцій було передбачено ТУ. Дані мають стосуватись основних деталей арматури: корпусу, кришки, шпинделя, затвора та і кріплення.

До паспорта мають бути прикладені кресленики виробу із зазначенням основних розмірів, розрахунок на міцність з обов'язковим зазначенням вихідних даних, результатів розрахунку та оцінки міцності в повному обсязі. При поставці декількох одиниць однакової арматури за одним і тим же договором, кресленики корпусних деталей із зазначенням основних розмірів і розрахунок на міцність допускається додавати тільки до паспорта першого виробу.

Запобіжні пристрої, незалежно від номінального проходу, мають постачатися з паспортом.

Вимоги до заповнення та форму паспорта арматури наведено в додатку Ж.

Відомості про електропривід (пневмопривід), за наявності такого, мають бути внесені в паспорт арматури або бути додатком до нього.

8.1.12 У разі відсутності паспорту на арматуру з номінальним діаметром 50 мм і більше, що прийнята в експлуатацію до 04.04.2019 (дата введення в дію вперше цього стандарту), допускається оформлення одного паспорта на групу однотипної арматури або внесення даних про неї до паспорта трубопроводу (системи трубопроводів, обладнання).

Паспорти дозволяється виконувати в електронній базі даних обладнання відповідно до вимог додатку К.

8.1.13 Арматуру необхідно комплектувати експлуатаційною документацією, в тому числі паспортом (з урахуванням вимог 8.1.12), технічним описом і настановою з експлуатації та ремонту.

8.1.14 На корпусі арматури має бути нанесено чітке маркування з зазначенням такої інформації:

- назва або товарний знак виробника;
- заводський номер або інвентарний номер;
- номінальний діаметр (DN) (умовний діаметр (D_y));
- номінальний тиск (PN) (умовний тиск (P_y));
- напрямок потоку середовища;
- марка матеріалу корпусу.

Допускається вказувати робочий тиск і допустиму температуру.

8.1.15 У разі неможливості нанесення на корпусі арматури маркування відповідно до 8.1.15, така інформація має бути нанесена на табличці, що виконана з негорючих матеріалів, ударним способом або гравіруванням. Табличка є невід'ємною частиною арматури.

8.1.16 Покованки, штампування, литво підлягають неруйнівному контролю.

Обов'язковому контролю підлягають також патрубки литої приварювальної арматури.

Нарізь на корпусі патрубків і фланців має бути метричною з крупним кроком і полем допуску 6g. Форма западин нарізі закруглена. Ущільнювальні поверхні повинні бути притерті. Раковини, свищі, плени, волосовини, тріщини, закати, риски та інші дефекти, які знижують герметичність, міцність і надійність ущільнювачів, неприпустимі. Не допускаються зриви різьби шпінделя, втулки та зовнішньої різьби патрубків корпусу та фланців.

8.1.17 Критерії працездатного функціонального стану арматури приймаються відповідно до СОУ НАЕК 043.

Експлуатація арматури забороняється в разі:

- зменшення товщини стінок арматури до значення нижче допустимого (бракувального);
- порушення герметичності щодо зовнішнього середовища - поява наскрізних тріщин корпусних деталей і (або) їх неприпустимі деформації і руйнування;
- руйнування або неприпустимі деформації місць і поверхонь ущільнень, включаючи рухомі ущільнення - сильфонні або сальникові, щодо зовнішнього середовища;

- зміна стану ущільнювальних поверхонь (поява подряпин, слідів схоплювання, каверн, наднормативне спотворення мікроструктури, руйнування поверхонь), що призводить до появи наднормативних протікань;
- порушення геометричної форми деталей, що перешкоджає нормальному функціонуванню;
- заклинювання ланок кінематичних ланцюгів арматури;
- зміна сполучених розмірів (процеси зношування або корозійно-механічного руйнування), що перешкоджає функціонуванню;
- незворотні зміни розмірів металевих і неметалевих матеріалів внаслідок старіння;
- знос або руйнування робочих поверхонь регулюючих органів регулювальної арматури і регуляторів;
- вихід за межі допусків розмірів елементів затвора запобіжної арматури, порушення її силової установки на задані тиски спрацьовування і зворотної посадки запобіжних клапанів;
- невідповідність вимогам КД щодо кріплення арматури, у т.ч. кріпильних деталей (болтів, гайок тощо), а саме: деформації, механічне руйнування або корозія нарізі, невідповідність нарізі нарізевим калібрам, заокруглення бокових ребер болтів і гайок;
- руйнування ізоляції електричних дротів;
- руйнування сигналізаторів і (або) їх електричних ланцюгів і кінематичних схем;
- відсутність електричних сигналів в процесі вмикання та вимикання приводів.

8.1.18 Арматуру з фланцями, які мають гладку поверхню, застосовувати на трубопроводах під тиском вище 10 МПа (100 кгс/см²) не дозволяється.

8.1.19 Не допускається застосування додаткових важелів під час відкривання та закривання арматури, що перебуває під тиском.

8.1.20 Випробування корпусів арматури після виготовлення мають проводитися відповідно до ДСТУ ISO 5208.

8.2 Арматура запірна, регулююча та зворотна

8.2.1 Для трубопроводів з номінальним діаметром від 50 мм та вище рекомендується застосовувати засувки.

8.2.2 Для трубопроводів з номінальним діаметром до 50 мм рекомендується застосовувати запірні клапани, для трубопроводів з номінальним діаметром вище 50 мм застосовувати запірні клапани можливо при умові, якщо гідравлічний опір запірного пристрою не має суттєвого значення.

8.2.3 Слід застосовувати крани, якщо застосування іншої арматури не допустимо або недоцільно.

8.2.4 Застосування запірної арматури в якості регулювальної (дросельної) не допускається.

8.2.5 Арматура залежно від герметичності затвору вибирається, виходячи з умов забезпечення норм герметичності. Норми герметичності в затворі мають відповідати ДСТУ ISO 5208.

Класи герметичності затворів слід вибирати залежно від призначення арматури: клас А — для речовин груп А, Б (а);

клас В — для речовин груп Б (б, в);

клас С — для речовин групи В на тиск PN більше 4 МПа (40 кгс/см²);

клас D — для речовин групи В на тиск PN менше 4 МПа (40 кгс/см²).

8.2.6 Запірна арматура з номінальним діаметром (DN) більше 400 мм має застосовуватися з механічним приводом (шестеренчастим, черв'ячним, електричним, пневматичним, гідравлічним та іншими). Вибір типу привода зумовлюється відповідними вимогами технологічного процесу.

8.2.7 Для арматури з ручним керуванням величина зусилля на штурвалі не повинна перевищувати:

- при переміщенні запірного органу – 300 Н;
- при відриві запірного органу та його дотисканні – 750 Н.

8.2.8 Відкривання арматури має проводитися рухом маховика проти годинникової стрілки, закривання - за годинниковою стрілкою.

8.2.9 На арматурі та приводах до неї наносяться такі надписи:

- номер або умовне позначення запірного або регулювального органу, що відповідають експлуатаційним схемам та інструкціям;
- показчик напрямку обертання в бік закриття (З) та в бік відкриття (В).

8.2.10 Написи на арматурі та приводах, вказаних в 8.2.9, виконуються в таких місцях:

- при розміщенні штурвала поблизу корпусу арматури – на корпусі або ізоляції арматури, або на прикріпленій табличці;
- при дистанційному керуванні за допомогою штурвала – на колонці або кронштейні штурвала;
- при дистанційному керуванні за допомогою ланцюга – на табличці, нерухомо з'єднаний з кронштейном ланцюгового колеса та закріплений в положенні, що забезпечує найкращу видимість з майданчику управління;
- при дистанційному керуванні арматурою, розміщеною під підлогою майданчику обслуговування, за допомогою знімного штурвала (кінець валу втоплений в підлогу і закритий кришкою) – на кришці з внутрішньої та зовнішньої сторін;
- при дистанційному керуванні за допомогою електроприводу – біля пускового вмикача;
- при дистанційному керуванні написи слід додатково наносити також на маховики керованої арматури.

8.2.11 З метою полегшення відкривання засувки і вентилів, що вимагають значного обертового моменту, а також для прогрівання паропроводів (в технічно обґрунтованих випадках), вони оснащуються обвідними лініями (байпасами), діаметр яких визначається проектом, але не менше зазначеного в таблиці 6.1.

8.3 Контрольно-вимірювальні прилади

8.3.1 Кожний трубопровід, посудина чи обладнання для надійних і безпечних умов експлуатації оснащується приладами для вимірювання тиску та температури робочого середовища, а за потреби - приладами вимірювання рівня.

8.3.2 Клас точності манометрів має бути не нижчим за:

- 2,5 - за робочого тиску до 2,5 МПа (25 кгс/см²);
- 1,5 - за робочого тиску понад 2,5 МПа (25 кгс/см²) включно.

8.3.3 Манометр треба вибирати з такою шкалою, щоб межа вимірювання робочого тиску перебувала у другій третині шкали.

8.3.4 Манометр встановлюється таким чином, щоб його шкала чітко зчитувалась обслуговуючим персоналом. При цьому для поліпшення видимості показань шкала манометра розташовується вертикально або з нахилом вперед до 30° .

8.3.5 Діаметр манометрів, що встановлені на висоті до 2 м від рівня майданчику спостереження за манометрами, має бути не меншим за 100 мм, на висоті від 2 м до 3 м - не меншим за 160 мм і на висоті від 3 м до 5 м - не меншим за 250 мм. При розташуванні манометра на висоті більше 5 м встановлюється дублюючий знижений манометр.

8.3.6 Перед кожним манометром встановлюється триходовий кран або запірні вентилі, що його замінюють, для продування, перевірки та відключення манометра. Перед манометром, призначеним для вимірювання тиску пари, встановлюється сифонна трубка діаметром не менше 10 мм.

8.3.7 На посудинах, що працюють під тиском понад 2,5 МПа (25 кгс/см^2) чи за температури середовища вище 250°C , а також з середовищем або зі шкідливими речовинами 1-го і 2-го класів небезпечності за ДСТУ-Н Б А.3.2-1, замість крана дозволяється встановлювати окремий штуцер із запірним органом для приєднання іншого манометра.

8.3.8 Манометри і трубопроводи, що до нього під'єднуються, повинні мати захист від замерзання.

8.3.9 Манометр не дозволяється застосовувати у випадку, коли:

- відсутня пломба або відбиток тавра з відміткою про метрологічне підтвердження;
- прострочений термін метрологічного підтвердження;
- стрілка манометра під час його виключення не опускається на нульову відмітку шкали на величину, яка перевищує половину похибки, що допускається для цього приладу;
- розбито скло або є інші пошкодження, що можуть позначитися на правильності його показань або правильності визначення допустимого тиску.

8.3.10 Повірку манометрів з їх опломбуванням або тавруванням відповідно до видів діяльності (пункти 1, 3, 4 статті 3 Закону України «Про метрологію та метрологічну діяльність», а саме: забезпечення захисту життя та охорони здоров'я громадян; контроль стану навколишнього природного середовища; контроль безпеки умов праці) слід виконувати один раз на рік відповідно до «Міжповірочних інтервалів законодавчо регульованих засобів вимірювальної техніки, що перебувають в експлуатації, за категоріями», затверджених наказом Міністерства економічного розвитку і торгівлі України від 13 жовтня 2016 року № 1747. В інших випадках відомча повірка має проводитися відповідно до вимог СОУ НАЕК 011.

Метрологічне підтвердження слід виконувати згідно з графіками з періодичністю, встановленою та затвердженою у філії ВП АЕС.

8.3.11 Порядок і строки перевірки справності манометрів (встановлення стрілки на нуль) обслуговуючим персоналом під час експлуатації мають бути визначені в інструкції з експлуатації трубопроводу, обладнання чи технологічної системи.

8.3.12 Обладнання та трубопроводи, що працюють при змінній температурі стінок, мають бути забезпечені приладами для контролю швидкості та рівномірності прогрівання.

Необхідність оснащення вказаними приладами та реперами визначаються проектом і мають бути зазначені в паспорті та/або в інструкції з експлуатації.

8.3.13 У разі необхідності контролю рівня рідини в посудинах та резервуарах, що мають границю поділу середовищ, слід застосовувати показчики рівня рідини. Крім показчиків рівня на посудинах та резервуарах можуть бути встановлені звукові, світлові та інші сигналізатори і блокування за рівнем.

8.3.14 Показчики рівня мають бути встановлені відповідно до інструкції виробника, при цьому забезпечувати достатню видимість рівня рідини. Для забезпечення зняття показань рівнемірив, що розташовані на висоті вище 1,8 м, мають бути облаштовані стаціонарні майданчики обслуговування.

8.3.15 На посудинах, що обігріваються полум'ям або гарячими газами, в яких можливе зниження рівня рідини нижче дозволеного, має бути встановлено не менше двох показчиків рівня прямої дії.

8.3.16 Конструкція, кількість і місця встановлення показчика рівня визначаються проектом.

8.3.17 На кожному показчику рівня мають бути вказані допустимі верхній і нижній рівні.

8.3.18 Висота прозорого показчика рівня рідини має бути не менше ніж на 25 мм відповідно нижче нижнього і вище верхнього допустимих рівнів рідини.

8.3.19 У разі необхідності встановлення кількох показчиків, їх треба розмішувати так, щоб вони забезпечили рівність показань рівня рідини. Показчики рівня рідини мають бути встановлені таким чином, щоб показання не мали розрив у всьому діапазоні вимірювань.

8.3.20 Показчики рівня мають бути обладнані арматурою (кранами і вентилями) для їх відключення від посудини та продування з відведенням середовища в безпечне місце.

8.3.21 Перевірка показчиків рівня води проводиться шляхом їх продування. Справність знижених показчиків рівня перевіряється порівнянням їх показань з показаннями показчиків рівня води прямої дії. Періодичність перевірки визначається інструкцією з експлуатації обладнання або технологічної системи.

8.3.22 При застосуванні в показниках рівня в якості прозорого елемента скла або слюди, для запобігання травмуванню при їх розриві, має бути передбачений захисний пристрій.

8.3.23 Усі засоби вимірювальної техніки повинні пройти метрологічне підтвердження відповідно до сфери застосування, мати відбитки діючих метрологічних тавр та/або свідоцтва (про відомчу повірку, повірку або калібрування) або документ, що підтверджує метрологічні характеристики, які зазначені в експлуатаційній документації.

Метрологічне підтвердження має проводитись відповідно до затверджених у філії ВП АЕС графіків.

8.4 Запобіжні клапани та пристрої

8.4.1 В якості запобіжних пристроїв застосовуються:

- пружинні запобіжні клапани;
- важільно-вантажні запобіжні клапани;
- імпульсні запобіжні пристрої, що складаються з головного запобіжного клапана та керуючого імпульсного клапана прямої дії;

– запобіжні пристрої з руйнівними мембранами (мембранні запобіжні пристрої).

8.4.2 Встановлення важільно-вантажних клапанів на пересувних посудинах та обладнанні не дозволяється.

8.4.3 Конструкція пружинних клапанів має виключати можливість затягування пружин понад установлене значення, обумовлене найбільшим робочим тиском для такої конструкції клапана. Пружина має бути захищена від недопустимого нагріву (охолодження) і безпосередньої дії робочого середовища, якщо воно діє шкідливо на матеріал пружини.

8.4.4 Конструкція пружинного клапана має передбачати пристрій для перевірки справності дії клапана в робочому стані способом примусового відкривання його під час роботи.

8.4.5 Конструкція запобіжних клапанів і їх допоміжних елементів має виключати можливість самовільної зміни регулювання.

8.4.6 В корпусі запобіжного клапана, в місцях можливого скупчення конденсату, має бути передбачений пристрій для його видалення.

8.4.7 Застосування сальникових ущільнень штока клапана не допускається для розрахункового тиску пари вище 0,05 МПа (0,5 кгс/см²) або розрахункової температури гарячої води вище 110 °С.

8.4.8 Допускається встановлення запобіжних клапанів без пристрою для примусового відкривання, якщо останнє є небажаним за властивостями середовища (горюче, вибухонебезпечне, а також речовини 1-го і 2-го класів небезпечності) або за умовами технологічного процесу. В цих випадках перевірка спрацювання клапана має здійснюватися на стендах.

8.4.9 Кількість запобіжних клапанів, їх розміри та пропускна здатність повинні бути вибрані за розрахунком так, щоб не міг утворитися тиск, який перевищує надмірний робочий більш як на 0,05 МПа (0,5 кгс/см²) для робочого тиску до 0,3 МПа (3 кгс/см²), на 15 % - для робочого тиску від 0,3 МПа до 6,0 МПа (від 3 кгс/см² до 60 кгс/см²) і на 10 % - для робочого тиску понад 6,0 МПа (60 кгс/см²). Допускається тимчасове перевищення тиску не більше як на 25 % робочого за умови, що це перевищення передбачене проєктом, відображене в паспорті та підтверджена працездатність запобіжних клапанів.

Тиск налаштування запобіжних клапанів має дорівнювати робочому тиску в посудині або перевищувати його, але не більше ніж на 25%.

Конструкція запобіжних пристроїв повинна забезпечувати їх закриття після спрацювання при досягненні тиску не нижче 0,9 від робочого тиску, за яким обиралося значення на спрацювання цієї арматури.

Зазначена вимога не поширюється на запобіжні мембрани та гідрозатвори.

8.4.10 Кількість запобіжних клапанів та їх пропускна здатність мають бути визначені проєктною (конструкторською) організацією таким чином, щоб тиск у обладнанні та трубопроводах, які захищаються, при спрацюванні такої арматури не перевищувало на 15% (з урахуванням динаміки перехідних процесів в обладнанні та трубопроводах і динаміки спрацювання запобіжної арматури) та не викликало неприпустимих динамічних впливів на запобіжну арматуру.

8.4.11 Додаткові вимоги до запобіжних клапанів, що управляються за допомогою допоміжних пристроїв:

– конструкція запобіжного клапана та допоміжних пристроїв повинна

виключати можливість виникнення неприпустимих ударів при відкриванні та закриванні;

- запобіжні клапани з електроприводом мають бути забезпечені двома незалежними один від одного джерелами живлення.

- в електричних схемах, де зникнення енергії викликає імпульс, який відкриває клапан, допускається одне джерело живлення електроенергії;

- конструкція запобіжного клапана має передбачати можливість керування ним вручну і в необхідних випадках - дистанційного керування;

- конструкція клапана має забезпечувати його закривання при тиску не менше 90 % робочого тиску, по якому вибиралася уставка на спрацювання;

- діаметр прохідного імпульсного клапана має бути не менше 15 мм;

- внутрішній діаметр імпульсних ліній (підвідних і відвідних) має бути не менше 20 мм і не менше діаметра вихідного штуцера імпульсного клапана;

- імпульсні лінії і лінії управління повинні мати пристрої для відведення конденсату. Встановлення запірних органів на цих лініях не допускається;

- допускається встановлення перемикаючих пристроїв, якщо при будь-якому положенні цього пристрою імпульсна лінія залишатиметься відкритою;

- у запобіжних клапанах, керованих за допомогою допоміжних імпульсних клапанів, допускається встановлення більше одного імпульсного клапана;

- при використанні для допоміжних пристроїв зовнішнього джерела енергії запобіжний клапан має бути забезпечений не менше ніж двома незалежно працюючими ланцюгами управління таким чином, щоб при відмові одного з ланцюгів управління інший ланцюг забезпечував надійну роботу запобіжного клапана.

8.4.12 До кожного запобіжного клапана має додаватися паспорт та інструкція з експлуатації. Розділ паспорта «Основні технічні дані та характеристики» повинен містити такі дані:

- найменування виробника або його товарний знак;
- порядковий номер за системою нумерації виробника або номер серії;
- рік виготовлення;
- тип клапана;
- умовний діаметр (номінальний діаметр) на вході та виході з клапана;
- розрахунковий діаметр;
- розрахункова площа перерізу сідла запірного органу;
- вид середовища та його параметри;
- характеристика та розміри пружини або вантажу;
- коефіцієнт витрати пари α , рівний 0,9 коефіцієнта, отриманого на підставі проведених випробувань;
- допустимий протитиск;
- значення тиску початку відкриття й допустимий діапазон тиску початку відкриття;
- характеристика матеріалів основних елементів клапана (корпус, тарілка, сідло, пружина);
- дані про випробування клапана цього типу;
- шифр за каталогом;
- умовний тиск (номінальний тиск);

– допустимі межі робочого тиску по пружині.

8.4.13 У паспорті разом з іншими відомостями має бути вказаний коефіцієнт витрати клапана для стиснутих і нестиснутих середовищ, а також площа, до якої він віднесений.

8.4.14 Запобіжні пристрої мають встановлюватися на патрубках або трубопроводах, безпосередньо приєднаних до обладнання. Приєднувальні трубопроводи запобіжних пристроїв (підвідні, відвідні, дренажні) мають бути захищені від замерзання в них робочого середовища.

Якщо на одному патрубку (трубопроводі) встановлюють кілька запобіжних клапанів, то площа поперечного перерізу патрубка (трубопроводу) має бути не менше 1,25 сумарної площі перерізу сідла запірних органів клапанів, встановлених на ньому.

8.4.15 При визначенні перерізу приєднувальних трубопроводів довжиною понад 1000 мм необхідно враховувати величину їх опорів. Відбір робочого середовища з патрубків (і на ділянках приєднувальних трубопроводів від посудини чи обладнання до клапанів), на яких встановлені запобіжні клапани, не допускається.

8.4.16 Запобіжні пристрої мають бути розміщені в місцях, доступних для їх огляду.

8.4.17 Встановлення запірної арматури між посудиною, обладнанням чи трубопроводом, що підлягає захисту, і запобіжним пристроєм, а також за ним не допускається.

8.4.18 Арматура перед (за) запобіжним клапаном може бути встановлена за умови монтажу двох запобіжних клапанів і блокування, що виключає можливість одночасного їх відключення. В цьому випадку кожен з них повинен мати пропускну здатність, передбачену 8.4.9.

8.4.19 Відвідні трубопроводи запобіжних пристроїв та імпульсні трубопроводи в місцях можливого скупчення конденсату мають бути обладнані дренажними пристроями для видалення конденсату.

8.4.20 Встановлення запірних органів або іншої арматури на дренажних трубопроводах не допускається. Середовище, що скидається із запобіжних пристроїв і дренажів, має бути відведене у безпечне місце.

8.4.21 Підвідні трубопроводи запобіжних клапанів повинні мати ухил по всій довжині в сторону джерела тиску. В підвідних трубопроводах повинні виключатися різкі зміни температури стінки при спрацьовуванні запобіжного клапана.

8.4.22 Падіння тиску в трубопроводі, що підводить до клапанів прямої дії, не має перевищувати 3% від тиску початку відкриття запобіжного клапана. В підвідних трубопроводах запобіжних клапанів, керованих за допомогою допоміжних пристроїв, падіння тиску не має перевищувати 15%.

При розрахунку пропускну здатності клапанів враховується зниження тиску, вказане в обох випадках.

8.4.23 Внутрішній діаметр відвідного трубопроводу повинен бути не менше найбільшого внутрішнього діаметра вихідного патрубка запобіжного клапана.

8.4.24 Внутрішній діаметр відвідного трубопроводу має бути розрахований таким чином, щоб при витраті, що дорівнює максимальній пропускну здатності запобіжного клапана, протитиск в його вихідному патрубку не перевищував максимального протитиску, встановленого виробником запобіжного клапана.

8.4.25 Пропускну здатність запобіжних клапанів слід визначати з урахуванням опору звукоглушника; його встановлення не має викликати порушень нормальної

роботи запобіжних клапанів.

8.4.26 На ділянці між запобіжним клапаном і звукоглушником має бути передбачений штуцер для встановлення приладу вимірювання тиску.

8.4.27 На запобіжних пристроях наносять номер або умовне позначення, що відповідає експлуатаційним схемам та інструкціям. Написи на запобіжних клапанах наносяться на корпусі, або ізоляції, або на прикріпленій табличці. Наведена інформація має чітко зчитуватися з місця ручного підриву запобіжної арматури.

8.4.28 Мембранні запобіжні пристрої встановлюються:

- замість важільно-вантажних і пружинних запобіжних клапанів, коли вони в робочих умовах конкретного середовища не можуть бути застосовані внаслідок їх інерційності та з інших причин;

- перед запобіжними клапанами у випадках, коли запобіжні клапани не можуть надійно працювати внаслідок дії робочого середовища (корозія, ерозія, полімеризація, прикипання, примерзання) або у випадках можливих витікань через закритий клапан вибухо- і пожежонебезпечних, токсичних, екологічно шкідливих та інших середовищ. У цьому випадку має бути передбачений пристрій, що дає змогу контролювати справність мембрани;

- паралельно із запобіжним клапаном для збільшення пропускної здатності систем скидання тиску;

- на вихідній стороні запобіжних клапанів для запобігання шкідливій дії робочих середовищ з боку скидної системи та для виключення впливу коливання протитиску з боку системи на точність спрацювання запобіжних клапанів.

8.4.29 Необхідність, місце встановлення мембранових запобіжних пристроїв та їх конструкція визначається проектом.

8.4.30 Кожна запобіжна мембрана (пластина) повинна мати заводське клеймо із позначенням тиску спрацювання, вказанням робочої температури експлуатації.

8.4.31 Паспорт видається на всю партію однотипних мембран, що направляються одному споживачу.

До паспорта має бути додана технічна документація на опори, ножові леза, затискальні та інші елементи, в складі з якими допускаються в експлуатацію мембрани цієї партії.

У паспорті вказуються:

- назва та адреса виробника;
- номер партії мембран, що відповідає номеру технічного завдання (замовлення);
- позначення та назва нормативного документа, відповідно до якого виготовлені мембрани;
- замовник;
- кількість мембран у партії;
- тип мембран, умовний діаметр, робочий діаметр;
- матеріал;
- мінімальний і максимальний тиск спрацювання мембран в партії при заданій температурі та при температурі 20 °C;
- гарантійні зобов'язання виробника;
- порядок допуску мембран до експлуатації;
- зразок журналу експлуатації мембран.

Паспорт має бути підписаний керівником виробника.

8.4.32 Мембранні запобіжні пристрої мають бути розміщені в місцях, відкритих і доступних для огляду, монтажу та демонтажу; приєднувальні трубопроводи мають бути захищені від замерзання в них робочого середовища, а пристрої необхідно встановлювати на патрубках або трубопроводах, безпосередньо приєднаних до посудини, обладнання чи трубопроводу, що захищається.

8.4.33 При встановленні мембранного запобіжного пристрою послідовно із запобіжним клапаном (перед клапаном або за ним) порожнина між мембраною і клапаном має сполучатися відвідною трубкою з манометром (для контролю справності мембрани).

8.4.34 Запобіжні мембрани мають встановлюватися тільки в призначених для них затискних пристроях.

8.4.35 Порядок і терміни перевірки справності функціонування запобіжних мембранних пристроїв залежно від умов технологічного процесу мають бути вказані в інструкції з експлуатації запобіжних пристроїв, розробленій відповідно до вказівок виробника та затвердженій в установленому порядку.

8.4.36 Перевірка функціональної здатності (справності) запобіжних клапанів, в тому числі схем управління, з викидом робочого середовища має проводитися перед першим виведенням обладнання та трубопроводів на робочі параметри і при експлуатації з періодичністю не рідше ніж один раз на паливну кампанію з урахуванням вимог документації виробника.

Допускається перенос перевірки на строк не пізніше до початку наступної паливної кампанії, в обґрунтованих випадках, після позитивних результатів зовнішнього огляду запобіжних клапанів при робочих параметрах особою, відповідальною за справний стан і безпечну експлуатацію трубопроводів та обладнання, на яких ці клапани встановлені.

Якщо в ході перевірки виявляються дефекти або відмови спрацювання запобіжних клапанів, то мають бути встановлені причини виникнення дефектів або відмов, виконаний ремонт і проведена їх повторна перевірка.

8.4.37 Перевірка налаштування запобіжних клапанів, включаючи схеми управління, має проводитися після монтажу або ремонту, що впливає на налаштування, але не рідше перевірки функціональної здатності (справності) запобіжних клапанів. Перевірка налаштування запобіжних клапанів має проводитися підвищенням тиску в обладнанні (або трубопроводі), або за допомогою спеціальних пристосувань, або випробуванням на спеціальному стенді.

Після налаштування запобіжного клапана вузол налаштування має бути опломбований.

Параметри налаштування мають бути відображені в журналі експлуатації та ремонту запобіжних пристроїв.

8.4.38 За результатами перевірок за 8.4.35, 8.4.36 та 8.4.37 складається акт за формою, що встановлена у філії ВП АЕС. Результати перевірок фіксуються в паспорті трубопроводу (системи) чи обладнання, що захищаються запобіжними пристроями.

9 МАТЕРІАЛИ

9.1 Матеріали для виготовлення, ремонту чи модифікації обладнання та трубопроводів мають вибиратися з урахуванням необхідних фізико-механічних характеристик, технологічності, зварюваності та працездатності в умовах експлуатації

протягом встановленого строку служби.

9.2 Вибір матеріалів та сортаменту має бути підтверджений розрахунком на міцність.

9.3 Постачання напівфабрикатів (їх здавальні характеристики, обсяги та норми контролю) проводиться згідно з НД на напівфабрикат.

9.4 Дані про якість і властивості матеріалів і напівфабрикатів підтверджуються сертифікатом виробника (постачальника) і відповідним маркуванням. За відсутності або неповноти інформації в сертифікаті виробник чи спеціалізована організація, що виконує монтаж або ремонт трубопроводу, повинні провести належні випробування з оформленням результатів протоколами, що доповнюють (замінюють) сертифікат.

9.5 Виробник напівфабрикатів повинен контролювати хімічний склад матеріалів. До сертифіката заносяться результати хімічного аналізу, одержані безпосередньо для напівфабриката, або аналогічні дані з сертифіката на заготовку (крім виливок), що використана для його виготовлення.

9.6 Напівфабрикати поставляються в термічно обробленому стані. Режим термічної обробки зазначається в сертифікаті виробника напівфабриката.

Дозволяється постачання напівфабрикатів без термічної обробки в таких випадках:

- якщо механічні та технологічні характеристики металу, що встановлені НД, забезпечуються технологією виготовлення напівфабрикату (наприклад, методом прокату);

- якщо у виробників напівфабрикат піддається гарячому формоутворенню, суміщеному з термічною обробкою, або подальшій термічній обробці.

У цих випадках постачальник напівфабрикатів контролює властивості на термічно оброблених зразках.

9.7 Виробник напівфабрикатів повинен контролювати механічні властивості металу шляхом випробувань на розтяг при 20 °С з визначенням тимчасового опору, умовної границі текучості при залишковій деформації 0,2 % або 1 %, або фізичної границі текучості, відносного подовження і відносного звуження (якщо випробування проводяться на циліндричних зразках). Значення відносного звуження можна наводити як довідкові дані. Коли нормуються значення відносного звуження, то контроль відносного подовження не є обов'язковим.

9.8 Випробуванням на ударну в'язкість підлягають напівфабрикати з товщиною листа, товщиною суцільної поковки і товщиною стінки труби або порожнистої поковки (виливки) 12 мм і більше, або з діаметром круглого прокату (поковки) 16 мм і більше.

За вимогою розробника проєкту обладнання, випробування на ударну в'язкість проводяться для труб, листа і поковок з товщиною стінки від 6 мм до 11 мм. Ця вимога повинна міститися в НД на виріб або в конструкторській документації.

9.9 Випробуванням на ударну в'язкість при температурі нижче 0 °С підлягає метал деталей фланцевих з'єднань трубопроводів, що прокладені на відкритому повітрі, в ґрунті, каналах або в неопалювальних приміщеннях, де температура металу може бути нижча 0 °С, а також метал інших деталей - за вимогою проєктно-конструкторської організації, яка вказується в НД на виріб або в конструкторській документації.

9.10 Випробування на ударну в'язкість на зразках з концентратором виду U (КСУ) проводяться при 20 °С і у випадках, передбачених 9.10, при одній із вказаних в

таблиці 9.1 температур.

Таблиця 9.1 – Температура випробування на ударну в'язкість

Температура металу, °С	Температура випробувань, °С
Від 0 до мінус 20 включно	мінус 20
Від мінус 20 до мінус 40 включно	мінус 40
Від мінус 40 до мінус 60	мінус 60

Випробування на ударну в'язкість на зразках з концентратором виду V (KCV) відповідно до НД на напівфабрикати проводяться при температурі 20 °С, 0 °С і мінус 20 °С.

Значення ударної в'язкості при температурах випробувань має бути не нижчим за KCU, рівне 30 Дж/см² (3,0 кгс•м/см²), і не нижчим за KCV, рівне 25 Дж/см² (2,5 кгс•м/см²).

При оцінці ударної в'язкості визначається середня арифметична величина з трьох результатів випробувань з відхиленням мінімального значення для окремого зразка не більш як на 10 Дж/см² (1,0 кгс•м/см²) від норми, але не нижче від вказаних вище значень. Вибір критерію ударної в'язкості KCU або KCV проводиться конструкторською організацією і вказується в НД або в конструкторській документації.

9.11 Випробуванням на ударну в'язкість після механічного старіння піддається матеріал листів і прокату для кріплення з вуглецевої, низьколегованої марганцевистої і кремніймарганцевистої сталей, що підлягають в процесі виготовлення деталей холодному формозміненню без наступного відпуску, і призначених для роботи при температурах від 200 °С до 350 °С.

Норми значення ударної в'язкості після механічного старіння повинні відповідати вимогам 9.11.

9.12 Нормовані значення границі текучості при підвищених температурах зазначаються в НД на напівфабрикати, призначені для деталей, що працюють при розрахунковій температурі вище 150 °С: для вуглецевих, низьколегованих марганцевистих і кремніймарганцевистих сталей - до 400 °С, для хромомолібденових і хромомолібденованадієвих сталей - до 450 °С, для високохромистих і аустенітних сталей - до 525 °С.

Підтримання значень границь текучості на рівні вимог НД повинно забезпечуватись дотриманням технології виробництва і періодичним контролем продукції. Контрольні випробування на розтяг при підвищених температурах, що передбачені НД на виріб, а також ті, що виконуються в період освоєння нових матеріалів, слід проводити при одній з температур у вказаному вище діапазоні, кратній 10 °С або 25 °С. При цьому умовна границя текучості при залишковій деформації 0,2% або 1% має нормуватись як здавальна характеристика, а тимчасовий опір, відносно звуження або подовження визначаються як довідкові дані.

9.13 Труби і фасонні деталі трубопроводів мають бути виготовлені зі сталі, що має технологічну зварюваність з відношенням границі текучості до границі міцності не більше 0,75, відносним подовженням металу при розриві на п'ятикратних зразках не менше 16 % і з ударною в'язкістю не нижче KCU = 30 Дж/см² (3,0 кгс м/см²) з мінімальною розрахунковою температурою стінки елемента трубопроводу.

9.14 Безшовні труби мають виготовлятись із катаної, кованої або відцентроволитої і безперервнолитої заготовки.

9.15 Безшовні труби, виготовлені зі виливки, а також фасонні деталі з цих труб допускається застосовувати для трубопроводів груп А і Б I і II-V категорій, при умові проведення їх контролю методом УЗК в обсязі 100 % по всій поверхні.

9.16 Для трубопроводів, які транспортують речовини групи А (а), слід застосовувати безшовні гаряче- і холоднодеформовані труби за відповідними технічними умовами. Допускається використання електрозварних труб з умовним діаметром більше 400 мм відповідно до вказівок нормативного документу для трубопроводів, що транспортують речовини, які відносяться до групи А (а), при швидкості корозії металу до 0,1 мм/рік, з робочим тиском до 2,5 МПа (25 кгс/см²) та температурою до 200 °С, які пройшли термообробку, 100 %-ний контроль зварних швів (УЗК або РГК) при позитивних результатах механічних випробувань зразків зі зварних з'єднань у повному обсязі, у тому числі й на ударну в'язкість (КСУ).

Допускається використання в якості труб обичайок, які виготовляються із листової сталі під умовним тиском до 2,5 МПа (25 кгс/см²).

9.17 Для трубопроводів, що розраховані на умовний тиск 10 МПа (100 кгс/см²) та більше, слід застосовувати безшовні труби, виготовлені з катаної або кованої заготовки.

9.18 Труби електрозварні з поздовжнім або спіральним швом допускається застосовувати лише на прямих відрізках трубопроводів.

Електрозварні труби для транспортування речовин груп А (б), Б (а), Б (б), за виключенням зріджених газів, тиском вище 1,6 МПа (16 кгс/см²) і груп Б (в) і В тиском вище 2,5 МПа (25 кгс/см²), а також з робочою температурою вище 300 °С мають пройти термообробку та випробування зварних швів на загин або ударну в'язкість.

Зварні шви електрозварних труб, при виготовленні, мають піддаватися суцільному неруйнівному контролю (УЗК або РГК).

9.19 Труби з вуглецевої напівспокійної сталі допускається застосовувати для трубопроводів, що транспортують середовища групи В, з товщиною стінки не більше 12 мм в районах з розрахунковою температурою навколишнього повітря не нижче мінус 40 °С, із забезпеченою температурою стінки трубопроводу в процесі експлуатації не нижче мінус 20 °С.

Труби з вуглецевої киплячої сталі допускається застосовувати для середовищ групи В з товщиною стінки не більше 8 мм і тиском не більше 1,6 МПа (16 кгс/см²) в районах з розрахунковою температурою навколишнього повітря не нижче мінус 10 °С.

9.20 Кожна безшовна або зварна труба при виготовленні має проходити гідравлічне випробування пробним тиском, що вказаний в НД на труби.

Дозволяється не проводити гідравлічне випробування безшовних труб у таких випадках:

- якщо труба піддавалась на всій поверхні контролю фізичними методами (радіографічним, ультразвуковим або рівноцінними їм);
- для труб при робочому тиску 5 МПа (50 кгс/см²) і нижче, якщо виробник труб гарантує позитивні результати гідравлічних випробувань.

9.21 Використання експандованих труб без наступної термічної обробки для температур більше 150 °С з матеріалу, що не проходив контроль на ударну в'язкість після механічного старіння, є припустимим для прямих відрізків за умови, що пластична деформація при експандуванні не перевищує 3%.

9.22 Дозволяється використання круглого прокату зовнішнім діаметром до 80 мм для виготовлення деталей методом холодної механічної обробки. Для порожнистих круглих деталей з товщиною стінки не більше 40 мм і довжиною до 200 мм є припустимим використання круглого прокату зовнішнім діаметром не більше 160 мм. Прокат підлягає РГК або УЗК в повному обсязі у виробника прокату (або у виробника трубопроводів і їх елементів).

РГК або УЗК допускається проводити на готових деталях або після попередньої механічної обробки.

Прокат, що підлягає термічній обробці, має бути підданий неруйнівному контролю з метою виявлення поверхневих дефектів.

9.23 Мінімальна товщина стінки виливка після механічної обробки визначається розрахунком, але має бути не менше як 6 мм.

9.24 Контроль металургійного лиття має відповідати вимогам СОУ НАЕК 084.

9.25 Кожний порожнистий вилівок має піддаватись гідравлічному випробуванню пробним тиском.

Гідравлічні випробування виливків, що пройшли у виробника суцільний радіографічний або ультразвуковий контроль, дозволяється суміщати з випробуванням вузла або об'єкта пробним тиском, встановленим технічними умовами для вузла або об'єкта.

9.26 Матеріали деталей кріплення мають вибиратись із коефіцієнтом лінійного розширення, близьким до аналогічного коефіцієнта матеріалу фланців, при цьому різниця в цих коефіцієнтах не повинна перевищувати 10 %. Використання сталей з різними коефіцієнтами лінійного розширення (більше 10 %) є допустимим у випадках, обґрунтованих розрахунком на міцність, а також у тих випадках, коли розрахункова температура кріплення не перевищує 110 °С.

9.27 При виготовленні шпильок, болтів та гайок твердість шпильок або болтів має бути вище твердості гайок на 10 НВ – 15 НВ.

9.28 Не допускається виготовляти кріпильні деталі із киплячої, напівспокійної, бесмерівської і автоматної сталей.

Матеріал заготовки або готові кріпильні вироби із якісних вуглецевих, а також теплостійких і жароміцних легованих сталей мають бути термічно оброблені.

Для кріпильних деталей, які застосовуються при тиску до 1,6 МПа (16 кгс/см²) і робочій температурі до 200 °С, а також кріпильних деталей із вуглецевої сталі з різьбою діаметром до 48 мм термообробку допускається не проводити.

Накатування різьби не вимагає наступної термічної обробки.

9.29 На матеріали, що застосовуються для виготовлення кріплення, кріпильних деталей, повинні бути сертифікати виробника.

9.30 Товщина стінок литих деталей з чавуну після механічної обробки має бути не менше 4 мм і не більше 50 мм.

9.31 Виливки із ковкого або високоміцного чавуну мають використовуватись у термічно обробленому стані.

9.32 Кожний чавунний порожнистий вилівок має піддаватись гідравлічному випробуванню пробним тиском відповідно до конструкторської документації, але не менше 0,3 МПа (3 кгс/см²).

9.33 Не допускається використання чавунних виливків для елементів арматури, що піддаються динамічним навантаженням і термічним ударам.

9.34 Для виготовлення корпусних деталей арматури, корпусів кришок і деталей контрольно-вимірювальних приладів при температурі не вище 250 °С допускається використовувати бронзу та латунь.

9.35 Використання присадних матеріалів конкретних марок, а також флюсів і захисних газів має здійснюватися відповідно до технічних умов на виготовлення такого обладнання та інструкції із зварювання.

9.36 Застосування нових присадних матеріалів, флюсів і захисних газів, які не зазначені в конструкторській документації, дозволяється після підтвердження їх технологічності при зварюванні посудини, перевірки всього комплексу властивостей зварних з'єднань (включаючи властивості металу шва).

9.37 Плаковані та наплавлені листи, поковки мають підлягати ультразвуковому контролю або контролю іншими методами, що забезпечують виявлення відшарувань плакуючого (наплавленого) шару від основного металу. При цьому обсяг оцінки якості визначається стандартами або технічними умовами на плаковані або наплавлені листи та поковки.

9.38 Вуглецева та низьколегована листова сталь товщиною більше 60 мм, яка призначена для виготовлення посудин, що працюють під тиском вище 10 МПа (100 кгс/см²), має підлягати полистовому контролю ультразвуковим або іншим рівноцінним методом.

9.39 Поковки із вуглецевих, низьколегованих і середньолегованих сталей, призначених для роботи під тиском вище 6,3 МПа (63 кгс/см²), які мають один із габаритних розмірів більше 200 мм і товщину понад 50 мм, мають підлягати поштучному контролю ультразвуковим або іншим рівноцінним методом.

УЗК повинно підлягати не менше 50 % обсягу поковки, що контролюється.

9.40 Вимоги до оцінки якості основного металу мають бути вказані в конструкторській документації на виріб або в ТУ на матеріал.

10 ЗВАРЮВАННЯ ТА КОНТРОЛЬ

10.1 Вимоги до виконання зварювальних робіт

10.1.1 При виготовленні, монтажі та ремонті трубопроводів, обладнання та їх елементів допускаються до застосування всі промислові методи зварювання в установленому порядку, які забезпечують необхідну експлуатаційну надійність зварних з'єднань згідно з конструкторською документацією.

10.1.2 До зварювання зварних з'єднань сталевих трубопроводів та обладнання допускаються зварники, атестовані відповідно до ПНАЭ Г-7-003-87 або НПАОП 0.00-1.16-96 за напрямом атестації НПАОП 0.00-1.81-18. Зварники допускаються до тих видів робіт, які вказані в посвідченні.

10.1.3 Зварники (з будь-якого виду зварювання), що вперше приступають до зварювання трубопроводів або обладнання на монтажі цього об'єкта або мали перерву в своїй роботі більше шести місяців, а також усі зварники в випадках застосування нових зварювальних матеріалів або обладнання, незалежно від наявності у них документів про атестацію, повинні заварити контрольні зварні з'єднання в умовах, тотожних тим, в яких проводиться зварювання трубопроводів чи обладнання на цьому об'єкті.

10.1.4 Контрольні зварні з'єднання мають піддаватися візуальному контролю, механічним випробуванням відповідно до розділу Н.7 додатку Н, а також перевірці

якості іншими методами неруйнівного контролю.

У випадках незадовільної якості зварювання контрольних зварних з'єднань:

- виявленої при візуальному контролі - зварне з'єднання бракує і іншим методам контролю не піддають;

- виявленої при перевірці якості іншими методами неруйнівного контролю - зварник, який допустив брак, зварює ще два контрольних зварних з'єднання і, якщо при цьому хоча б один із них при контролі неруйнівними методами буде забракований, ці контрольні зварні з'єднання бракують;

- виявленої при механічних випробуваннях - роблять повторне випробування подвійної кількості зразків, взятих з цього ж зварного з'єднання або з наново звареного цим зварником, і, якщо хоча б один із зразків при повторних механічних випробуваннях буде забракований, контрольне зварне з'єднання бракують.

У зазначених вище випадках зварник, який виконував зварювання забракованих контрольних зварних з'єднань, може бути допущений повторно до зварювання цих зварних з'єднань лише після переатестації.

10.1.5 Газове (ацетилено-кисневе) зварювання допускається для труб із вуглецевих і низьколегованих сталей, які не підлягають загартовуванню, з умовним діаметром до 80 мм і товщиною стінки не більше 3,5 мм під тиском до 10 МПа (100 кгс/см²).

10.1.6 Газове зварювання зварних з'єднань із низьколегованих загартованих сталей слід застосовувати при монтажі та ремонті труб з умовним діаметром до 40 мм і товщиною стінки не більше 5 мм під тиском до 10 МПа (100 кгс/см²).

10.1.7 Під час виготовлення для цілей ремонту, модифікації обладнання елементів металоконструкцій із труб, прокату листового, сортового, фасонного тощо дозволяється застосування всіх способів різання, що забезпечують якісне одержання форм і розмірів цих елементів відповідно до робочих креслень. Різання проводиться за технологією, що унеможливило утворення тріщин або погіршення якості металу на кромках, а також у зоні термічного впливу.

10.1.8 Зварювальні матеріали, які застосовуються для зварювання, мають відповідати технічним умовам і підтверджуватися сертифікатом виробника.

10.1.9 За відсутності сертифікатів зварювальні матеріали допускається використовувати після перевірки хімічного складу і механічних властивостей наплавленого металу.

10.1.10 Марки, сортамент, умови зберігання та підготовка до використання зварювальних матеріалів мають відповідати ТУ на ці матеріали.

10.1.11 Зварювальні матеріали мають бути проконтрольовані:

а) кожна партія електродів:

- на зварювально-технічні властивості згідно з НД на виготовлення;

- на відповідність наявності легованих елементів нормованому складу спектральним аналізом в наплавленому металі, виконаному легованими електродами;

б) кожна партія порошкового дроту: на зварювально-технологічні властивості згідно з НД на виготовлення;

в) кожна бухта (моток, котушка) легового зварювального дроту: на наявність основних легованих елементів шляхом спектрального аналізу.

10.1.12 Зварювальні матеріали мають забезпечувати механічні властивості металу шва і нерознімного з'єднання (границя міцності, відносне видовження, кут загину, ударна в'язкість, твердість) не менше нижньої границі зазначених властивостей

основного металу конструкції, установлених для такої марки сталі.

У разі застосування в одному з'єднанні сталей різних марок стикових зварних з'єднань повинно враховуватись забезпечення механічних властивостей як у сталі з більшою границею міцності. При проведенні атестації технологій зварювання стикових зварних з'єднань сталей різних марок керуватися нормами оцінки для сталі з меншою границею міцності, тобто задовільним результатом вважається руйнування сталі з меншою границею міцності.

Марки присадних матеріалів, флюсів і захисних газів зазначаються в технологічній інструкції на зварювальні роботи.

10.1.13 Прихоплювання елементів нерознімних з'єднань під час складання металоконструкцій мають виконуватися з використанням таких самих зварювальних матеріалів, що й під час зварювання.

Прихоплювання, виконані під час складання металоконструкції, можуть не видалятися, якщо під час зварювання вони будуть цілком переплавлені. Перед зварюванням прихоплювання очищуються від шлаку.

10.1.14 Підготовлені до зварювання кромки труб та інших елементів, а також прилеглі відрізки по внутрішній і зовнішній поверхнях шириною не менше 20 мм мають бути очищені від продуктів корозії і забруднень до металевого блиску та знежирені.

10.1.15 Під час складання конструкції під зварювання має забезпечуватися точність з'єднань у межах розмірів і допусків, установлених робочими креслениками та конструкторською документацією.

10.1.16 При збиранні труб та інших елементів з поздовжніми швами останні мають бути зміщені один відносно іншого. Зміщення має бути не менше трикратної товщини стінки зварювальних труб (елементів), але не менше 100 мм. При збиранні труб та інших елементів з умовним діаметром 100 мм і менше поздовжні шви мають бути зміщені відносно один одного не менш ніж на $\frac{1}{4}$ обводу труби (елемента).

10.1.17 Конструкція та розташування зварних з'єднань мають забезпечувати проведення неруйнівного контролю методами, передбаченими цим стандартом, НД на виріб і конструкторською документацією.

10.1.18 Для з'єднання труб і фасонних деталей слід застосовувати зварювання «в стик» з повним проплавленням.

Кутові зварні з'єднання допускаються для приварки до трубопроводів штуцерів, труб, плоских фланців. Кутові з'єднання необхідно виконувати з повним проплавленням. Під кутовими зварними з'єднаннями маються на увазі кутові й таврові з'єднання деталей, що перетинаються, виконані одно- або двостороннім швом з повним або частковим проплавленням, незалежно від того, чи має деталь продовження в одну або в обидві сторони від зварного шва, чи не має.

Є допустимими кутові зварні з'єднання з конструктивним зазором (конструктивним непроваром) для труб і штуцерів з внутрішнім діаметром 100 мм і менше і плоских фланців з умовним тиском не більше 2,5 МПа (25 кгс/см²) і температурою не більше 350 °С.

Зварювання «з напуском» допускається для приварювання накладок, що закріплюють отвори в трубопроводах з розрахунковою температурою до 350 °С та розрахунковим тиском до 4,0 МПа, упорів, опор, підвісок, елементів кріплення ізоляції тощо.

10.1.19 При зварюванні «в стик» елементів з різною товщиною стінок забезпечується плавний перехід від більшого до меншого перерізу шляхом відповідної односторонньої або двосторонньої механічної обробки кінця елемента з більш товстою стінкою.

Кут нахилу поверхонь переходу не повинен перевищувати 15° .

При різниці в товщині стінок менше 30 % від товщини стінки тонкого елемента, але не більше 5 мм, є припустимим виконання вказаного плавного переходу з боку розкриття кромки за рахунок похилого розміщення поверхні шва.

10.1.20 Вимоги 10.1.19 не розповсюджуються на зварні з'єднання з деталями литва, кованими та штампованими деталями, а також з крутозігнутими колінами. Кути переходів на кінцях таких деталей, а також кути нахилу поверхні швів не мають перебільшувати норм, встановлених в НД на виріб.

10.1.21 При зварюванні труб та інших елементів з поздовжніми і спіральними зварними швами останні зміщуються один відносно другого. При цьому зміщення має бути не меншим за трикратну товщину стінки зварюваних труб (елементів), але не менше 100 мм для труб з зовнішнім діаметром більше 100 мм.

10.1.22 Приварювання штуцерів в місцях зварних швів, а також в гнуті елементи (в місцях згинів) трубопроводів не допускається.

10.1.23 Розташування отворів по криволінійній поверхні прямих ділянок трубопроводів повинно відповідати вимогам 7.1.27.

10.1.24 Відстань між осями сусідніх поперечних стикових зварних з'єднань на циліндричних (трубопроводах) і конічних виробах має бути не менше трикратної номінальної товщини стінки заварених деталей (по більшій товщині), але не менше 100 мм для виробів, що мають в зоні зварних з'єднань номінальний зовнішній діаметр понад 100 мм, і не менше зазначеного діаметра при його значенні до 100 мм включно.

10.1.25 Для поперечних стикових зварних з'єднань, що підлягають ультразвуковому контролю, довжина вільної прямої ділянки труби (елемента) в кожную сторону від осі шва (до найближчих приварних деталей і елементів, початку вигину, осі сусіднього поперечного шва тощо) має бути не меншою від величин, наведених в таблиці 10.1.

10.1.26 В стикових зварних з'єднаннях елементів обладнання з однаковою номінальною товщиною стінки зміщення (незбіг) кромки з зовнішнього боку шва при збиранні елементів (деталей) під зварювання, не повинно перевищувати значень, вказаних в таблиці 10.2.

10.1.27 Зміщення (незбіг) кромки елементів (деталей) трубопроводу з внутрішньої сторони шва (зі сторони кореня шва) в стикових зварних з'єднаннях з односторонньою обробкою кромки не має перевищувати значень, зазначених в таблиці 10.3.

Таблиця 10.1 – Довжина вільної прямої ділянки труби

Номінальна товщина стінки зварюваних труб (елементів) S, мм	Мінімальна довжина вільної прямої ділянки труби (елемента) в кожную сторону від осі шва, мм
До 15 включно	100
Вище 15 до 30 включно	$5S + 25$
Вище 30 до 36 включно	175
Більше 36	$4S + 30$

Таблиця 10.2 – Допустиме зміщення кромки при збиранні зварних з'єднань з зовнішнього боку шва

Номинальна товщина стінки елементів (деталей), які з'єднуються, s, мм	Максимально допустиме зміщення (незбіг) кромки в стикових з'єднаннях, мм		
	поздовжніх, меридіональних, хордових і кругових на всіх елементах, а також кільцевих при приварці днищ	поперечних кільцевих	
		на трубах і конічних елементах обладнання	на циліндричних елементах із листа і поковок
Від 0 до 5 включно	0,20s	0,20s	0,25s
Від 5 до 10 включно	0,10s + 0,5	0,10s + 0,5	0,25s
Від 10 до 25 включно	0,10s + 0,5	0,10s + 0,5	0,10s + 1,5
Від 25 до 50 включно	3; (0,04s + 0,2)	0,06s + 1,5	0,06s + 2,5
Від 50 до 100 включно	0,04s + 1,0; (0,02s + 3,0)	0,03s + 3,0	0,04s + 3,5
Більше 100	0,01s + 4,0, але не більше 6,0	0,015s + 4,5, але не більше 7,5	0,025s + 5,0, але не більше 10,0
Примітка. Значення, наведені в дужках, можуть бути допущені тільки у випадках, які вказані в робочих кресленнях. У стикових зварних з'єднаннях, які виконуються електродуговим зварюванням з двох боків, а також електрошлаковим зварюванням, вказане зміщення кромки не має бути перевищено ані з зовнішньої, ані з внутрішньої сторони шва.			

Таблиця 10.3 – Допустиме зміщення кромки елементів (деталей) трубопроводу з внутрішньої сторони шва

Товщина стінки труби, мм	До 10 включно	Від 10 до 20 включно	Більше 20
Максимально допустиме зміщення внутрішніх кромки, мм	0,3	0,5	1,0

10.1.28 Для поперечних стикових зварних з'єднань, що підлягають місцевій термічній обробці, довжина вільної прямої ділянки труби (елемента) в кожному зі сторін від осі шва (до найближчих приварних труб і елементів, початку вигину, сусіднього поперечного шва тощо) має бути не менша величини L, що визначається за формулою, але не менше 100 мм:

$$L = 2 \times \sqrt{D_m \times S} \quad (10.1)$$

де D_m - середній діаметр труби (елемента), який дорівнює $D_m = D_a - S$, мм;

D_a - номінальний зовнішній діаметр, мм;

S - номінальна товщина стінки труби (елемента), мм.

10.1.29 При встановленні крутозігнутих, штампованих і штампованозварних колін є допустимим розміщення поперечних зварних з'єднань біля початку заокруглення і зварювання між собою крутозігнутих колін без прямої ділянки.

10.1.30 Відстань C між краєм кутового зварного шва приварки штуцера, люка, труби або інших циліндричних порожнистих деталей і краєм найближчого стикового

зварного шва обладнання або трубопроводу має бути одночасно не менше трикратної розрахункової висоти кутового шва h і трикратної номінальної товщини стінки деталі яка приварюється (див. рис. 10.1).

10.1.31 Відстань l між краєм стикового зварного шва обладнання або трубопроводу і центром найближчого до нього отвору має бути не менше 0,9 діаметра отвору при одночасному дотриманні вимог 10.1.30 (див. рис. 10.1).

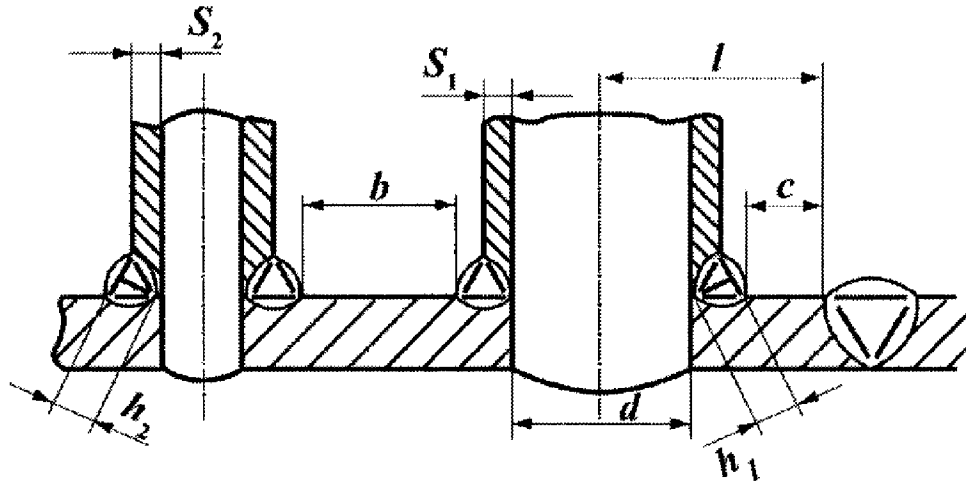


Рисунок 10.1 – Розташування зварних з'єднань приварки патрубків:
 $c > 3h_1$; $c > 3S_1$; $l > 0,9d$; $b > 3h_2$; $b > 3S_2$ ($S_2 > S_1$, $h_2 > h_1$)

10.1.32 Допускається зменшення зазначених в 10.1.30 та 10.1.31 відстаней (в тому числі розташування отворів в стиковому зварному шві) при одночасному дотриманні таких вимог:

- свердління отворів має здійснюватися після термічної обробки (якщо така передбачена) стикового зварного з'єднання та його суцільного неруйнівного контролю методами, передбаченими для зварних з'єднань відповідної категорії; свердління отворів допускається виконувати до термічної обробки стикового зварного з'єднання, якщо після приварки патрубків (штуцерів) і виконання термічної обробки проводиться розточування (розсвердлення) отвору з видаленням кореневої частини шва; в цьому випадку термічну обробку стикових зварних з'єднань, в яких виконані отвори для приварки патрубків, допускається суміщати з термічною обробкою (якщо така передбачена) кутових зварних з'єднань приварювання патрубків;

- межа текучості металу шва стикового зварного з'єднання при розрахунковій температурі має бути не нижче межі текучості основного металу; ця вимога не є обов'язковою у разі приварювання патрубків (штуцерів) і труб без розвальцьовування, якщо напруження в стиковому зварному з'єднанні обладнання або трубопроводу не перевищує межі текучості металу шва та основного металу при розрахунковій температурі;

- внутрішня поверхня отворів має бути піддана капілярному або магнітопорошковому контролю.

Зазначені вимоги мають бути обумовлені в конструкторській документації на виріб.

10.1.33 Відстань від краю кутового зварного з'єднання штуцера до краю найближчого кільцевого зварного з'єднання труби при приварюванні штуцерів до камер вимірювальних діафрагм має бути одночасно не менше трьох товщин стінки

штуцера, що приварюється, і триразової розрахункової висоти кутового зварного з'єднання. Допускається розміщення штуцерів із зовнішнім діаметром до 30 мм в зоні термічного впливу кільцевих зварних з'єднань вимірювальних пристроїв із соплами і діафрагмами.

10.1.34 Відстань b між краями найближчих кутових швів приварювання патрубків (штуцерів) або труб до обладнання або трубопроводів має бути не менше трьох розрахункових висот кутового шва або трьох номінальних товщин стінок патрубків чи труб, які приварюються (див. рис. 10.1). При різних значеннях зазначених висот або товщин слід приймати їх більше значення. Вимоги цього пункту не поширюються на приварку труб в трубні дошки (решітки) і колектори, трубні дошки технологічних та інших каналів.

10.1.35 Відстань від осі поперечного зварного з'єднання трубопроводу до краю опори або підвіски вибирається виходячи з можливості проведення передбачених НД огляду, контролю і термообробки.

10.1.36 Зварні елементи повинні мати клеймо чи інше умовне позначення, що дозволяє визначити прізвище зварника, який виконав зварювання. Маркування має бути здійснене методами, що забезпечують його збереженість упродовж експлуатації обладнання і не погіршують його якості. Метод і місце маркування мають бути зазначені на кресленнях та/або в конструкторській документації.

10.1.37 Ремонт з використанням зварювання має виконуватися відповідно до ТУ на ремонт, за програмами, інструкціями або іншою технологічною документацією, узгодженою в установленому порядку.

10.1.38 Необхідність і методи термічної обробки нероз'ємних з'єднань елементів зазначаються в технологічній інструкції на зварювальні роботи. Термічна обробка виконується за програмами, узгодженими в установленому порядку.

10.1.39 Додаткові вимоги до конструкції та зварювання посудин, що працюють під тиском - відповідно до 7.1.

10.2 Контроль зварних з'єднань. Загальні положення

10.2.1 Контроль якості зварювання та зварних з'єднань охоплює:

- перевірку атестації персоналу;
- перевірку складально-зварювального, термічного та контрольного устаткування, апаратури, приладів та інструментів;
- контроль якості основних матеріалів, зварювальних матеріалів, матеріалів для дефектоскопії;
- операційний контроль;
- неруйнівний контроль якості зварних з'єднань;
- руйнівний контроль якості зварних з'єднань;
- контроль виправлення дефектів.

10.2.2 До контролю зварних з'єднань методами неруйнівного контролю допускаються фахівці, які атестовані у роботодавця відповідно до вимог СОУ НАЕК 131 та/або мають дійсний сертифікат відповідного рівня кваліфікації з певного методу контролю, виданий органом із сертифікації персоналу, згідно з вимогами НПАОП 0.00-1.63-13. Кожний фахівець може бути допущений до виконання тих методів контролю, які зазначені у його кваліфікаційному посвідченні.

10.2.3 При контролі складально-зварювального устаткування слід перевірити:

- справність обладнання і пристосувань, а також відповідність їх параметрів майбутнім операціям зі складання та зварювання конкретних деталей (виробів);
- наявність і справність пристроїв для попереднього та супутнього підігріву при зварюванні, а також наявність перевірених згідно з 10.2.10 приладів (або інших засобів) для контролю температури підігріву (у разі зварювання без підігріву контроль за цим пунктом не проводиться);
- наявність перевірених згідно з 10.2.10 амперметрів і вольтметрів на апаратурі для автоматичного зварювання;
- наявність перевірених амперметрів на постах для ручного дугового зварювання (при монтажі допускається застосування переносних амперметрів для періодичного контролю значення зварювального струму);
- дотримання вимог виробничої та технологічної документації за родом застосовуваного струму, за відхиленнями напруги електричної мережі, за підключенням до самостійних джерел живлення, за промиванням пальників і шлангів.

10.2.4 При контролі термічного обладнання слід перевіряти:

- справність обладнання, оснащення та пристосувань, а також відповідність їх параметрів майбутнім операціям з підігрівання і термічної обробки конкретних зварних виробів (зварних з'єднань);
- наявність перевірених згідно з 10.2.10 контрольно-вимірювальних приладів та/або інших засобів контролю температурного режиму.

10.2.5 Контроль за 10.2.4 та 10.2.5 має проводитися за графіком. Результати контролю мають фіксуватися в порядку, який встановлюється виробником (монтажною організацією), що здійснює контроль справності обладнання та пристосувань.

10.2.6 Контроль якості основних матеріалів має відповідати вимогам 9.5 цього стандарту.

10.2.7 Контроль якості зварювальних матеріалів має відповідати вимогам 10.1.8 – 10.1.12.

10.2.8 Кожна партія матеріалів для дефектоскопії (пенетранти, порошки, суспензії, радіографічна плівка, хімічні реактиви тощо) до початку їх використання має бути піддана вхідному контролю.

10.2.9 Метрологічне забезпечення засобів контролю повинно здійснюватися відповідно до вимог Закону України «Про метрологію та метрологічну діяльність» і СОУ НАЕК 011.

Вимоги до метрологічного забезпечення засобів контролю основного металу, зварних з'єднань та наплавлень викладені в стандартах АТ «НАЕК «Енергоатом» з методів контролю.

Метрологічне підтвердження засобів контролю слід проводити періодично за графіком, складеним відповідно до встановлених міжпівірочних/міжкалібровочних інтервалів, а також після ремонту.

Засоби контролю повинні мати відбитки повірочного тавра та/або свідоцтва про метрологічне підтвердження, видані в установленому порядку.

Засоби контролю, виготовлені для власних потреб, повинні мати паспорт та підлягають періодичному метрологічному підтвердженню.

10.2.10 У процесі виконання робіт слід здійснювати операційний контроль. Операційний контроль передбачає:

- перевірку якості підготовки елементів трубопроводу та деталей під зварювання (форма та розміри кромки, форма та розміри розточки або роздачі труб);
- перевірку якості збирання зварних з'єднань (збіг крайок, зазор між крайками перед зварюванням, злам осей зібраних під зварювання деталей у стикових зварних з'єднаннях, перпендикулярність (відхилення від нормалі) зібраних під зварювання деталей у кутових зварних з'єднаннях, якість прихоплювань, їх кількість та розташування);
- перевірку температури попереднього підігріву;
- перевірку якості та технології зварювання (режиму зварювання, порядку накладання зварних з'єднань і проходів, якості зачистки багатопрхідних зварних з'єднань);
- перевірку режимів термічного оброблення зварних з'єднань;
- контроль виправлення дефектів (повноти видалення дефекту, чистоти вибірки та прилеглих поверхонь, глибини та довжини вибірки);
- перевірку чистоти (відсутність візуально спостережуваних забруднень, пилу, продуктів корозії, мастила тощо) на кромках, що підлягають зварюванню (наплавленню), та прилеглих до них поверхонь, а також ділянок основного металу, що підлягають неруйнівному контролю;
- перевірку допуску зварників до виконання прихоплень і зварювання.

10.2.11 Приймальний контроль виробу, складальних одиниць і зварних з'єднань виконується після закінчення всіх технологічних операцій, пов'язаних з нагріванням виробу вище 450 °С, термічною обробкою, деформуванням і наклепуванням металу.

10.2.12 Основними методами неруйнівного контролю металу та зварних з'єднань трубопроводів є:

- візуальний;
- радіографічний;
- ультразвуковий;
- капілярний або магнітопорошковий.

Крім цього, можуть застосовуватись інші методи контролю, що можуть виявити невідповідність металу та зварних з'єднань заданим характеристикам.

10.2.13 Методи контролю встановлюються в проєкті відповідно до вимог цього стандарту, НД на виріб і зварювання та вказуються в конструкторській документації.

10.2.14 При руйнівному контролі слід проводити випробування механічних властивостей, металографічні дослідження. Для аустенітних, феритно-аустенітних (двофазних) корозійно-тривких сталей та сплавів також слід проводити випробування на стійкість проти міжкристалітної корозії.

10.2.15 Візуальний контроль, а також спектральний аналіз мають передувати контролю іншими методами.

10.2.16 Результати за кожним видом контролю та місця контролю (в тому числі операційного) мають фіксуватись у звітній документації та документах технічного контролю (журналах, формулярах, протоколах тощо).

10.2.17 Обсяг контролю зварних з'єднань встановлюється в проєкті відповідно до вимог цього стандарту, НД на виріб і зварювання та вказується в конструкторській документації.

Обсяг і методи контролю зварних з'єднань трубопроводів встановлюється відповідно до таблиці 10.4.

Обсяг контролю зварних з'єднань посудин встановлюється відповідно до таблиці 10.5.

10.2.18 Методи та обсяги контролю зварних з'єднань приварних деталей, що не працюють під внутрішнім тиском, встановлюються НД на виріб та конструкторською документацією.

Таблиця 10.4 – Обсяг і методи контролю зварних з'єднань трубопроводів

№	Види об'єктів і типи зварних з'єднань	Зовнішній діаметр, мм	Товщина стінки, мм	Метод контролю	Обсяг контролю	Мінімальна кількість зварних з'єднань
1	Категорія I					
1.1 ²	З'єднання стикові поперечні	незалежно	≥15	ВК	100%	-
				УЗК або РГК	100%	
1.2 ²		≥200	<15	ВК	100%	-
				УЗК або РГК	100%	-
1.3		<200	<15	ВК	100%	-
				УЗК або РГК	20%	5
2	Категорія II					
2.1 ²	З'єднання стикові поперечні	незалежно	≥15	ВК	100%	-
				УЗК або РГК	100%	-
2.2		≥200	<15	ВК	100%	-
				УЗК або РГК	20%	5
2.3		<200	<15	ВК	100%	-
				УЗК або РГК	10%	4
3	Категорія III					
3.1	З'єднання стикові поперечні	≤465	незалежно	ВК	100%	-
				УЗК або РГК	5%	3
		>465 до ≤900	незалежно	ВК	100%	-
				УЗК або РГК	10%	4
		>900	незалежно	ВК	100%	-
				УЗК або РГК	15%	4

Продовження таблиці 10.4

4	Категорія IV					
4.1	З'єднання стикові поперечні	≤465	незалежно	ВК	100%	-
				УЗК або РГК	3%	2
		>465	незалежно	ВК	100%	-
				УЗК або РГК	6%	3
5	Категорія V					
5.1	З'єднання стикові поперечні	незалежно		ВК	100%	-
6	Зварні з'єднання трубопроводів Р _y >10МПа (100 кгс/см ²) і I категорії при проектній температурі нижче - 40°С	незалежно		ВК	100%	-
				УЗК або РГК	100%	-
7	Поздовжні з'єднання трубопроводів та їх деталей ³	незалежно		ВК	100%	-
				УЗК або РГК	100%	-
8	Кутові зварні з'єднання трубопроводів з перлітних сталей (приварка штуцерів, труб, фланців) (для категорій I÷IV)	>100	>15	ВК	100%	-
				УЗК або РГК	100%	-
		>100	<15	ВК	100%	-
				УЗК або РГК	Згідно таблиці 10.4 п.1÷4 (залежно від категорії)	-
		<100	незалежно	ВК	100%	
				РГК	Згідно таблиці 10.4 п.1÷4 (залежно від категорії)	
	Кутові зварні з'єднання трубопроводів з аустенітних сталей (приварка штуцерів, труб, фланців) (для категорій I÷IV)	>100	незалежно	ВК	100%	
				РГК	100%	
		<100	незалежно	ВК	100%	
				РГК	Згідно таблиці 10.4 п.1÷4 (залежно від категорії)	

Кінець таблиці 10.4

9	Місця спряження поперечних та поздовжніх зварних з'єднань	незалежно		ВК	100%	-
				РГК	100%	-
10	З'єднання поперечні секторних колін					
10.1	категорія III	≤465	незалежно	ВК	100%	-
				УЗК або РГК	15%	6
		>465	незалежно	ВК	100%	-
				УЗК або РГК	30%	8
10.2	категорія IV, V	≤465	незалежно	ВК	100%	-
				УЗК або РГК	10%	4
		>465	незалежно	ВК	100%	-
				УЗК або РГК	20%	9
11	Кутові зварні з'єднання елементів					
11.1	З хромомолібденових сталей	-	>45	ВК	100%	-
				МПК або КК	100%	-
11.2	З хромомолібдено-ванадієвих сталей	-	>35	ВК	100%	-
				МПК або КК	100%	-
12	Коренева частина зварного шва	незалежно		ВК	100%	-
13	Ремонтні заварки по пунктах 1-4, 6-9 цієї таблиці (включаючи зону термічного впливу)	незалежно		ВК	100%	-
				УЗК або РГК	100%	-
				КК або МПК	100%	-
14	Пелюсткові переходи ⁴	незалежно		ВК	100%	-
				УЗК або РГК	100%	-

Примітка 1. При технічній неможливості проведення УЗК або РГК необхідно виконувати пошаровий ВК з наступним проведенням МПК або КК за виключенням пункту 1 цієї таблиці.

Примітка 2. Вибір методу контролю УЗК або РГК встановлюється з врахуванням вимог 10.4.3.

Примітка 3. Контроль електрозварних трубопроводів за пунктом 7 повинен виконуватись на підприємстві виробнику. Контроль трубопроводів за пунктом 7 під час експлуатації виконується лише в місцях ремонту.

Примітка 4. Обсяг контролю зазначено для зварних з'єднань пелюсток між собою.

Примітка 5. Категорія зазначена відповідно до додатку Б.

10.2.21 Експлуатаційний контроль неруйнівними методами елементів трубопроводів та/або обладнання, що схильні до ерозійно-корозійного зношення, здійснюється відповідно до робочої програм контролю, що розробляється філіями ВП АЕС.

10.2.22 Експлуатаційний контроль металу обладнання (трубопроводів), за необхідності, має передувати проведенню технічного опосвідчення. Результати контролю мають бути проаналізовані перед проведенням технічного опосвідчення.

10.2.23 Якщо виявлено дефекти, наявність яких ставить під сумнів безпеку та працездатність ділянок трубопроводів та/або обладнання (що схильні до ерозійно-корозійних процесів), філія ВП АЕС в установленому порядку розробляє рішення про заходи щодо усунення дефектів і щодо можливості подальшої експлуатації обладнання й трубопроводів. До складу рішення додається акт дефектного вузла з результатами обстеження дефектного вузла та розрахунки на міцність (за потреби).

Звітні документи про проведений контроль та запропоновані рішення щодо усунення виявлених дефектів надаються головному інженеру філії ВП АЕС або заступнику головного інженера за відповідним напрямом діяльності для прийняття остаточного рішення щодо їх усунення.

10.3 Візуальний контроль

10.3.1 Візуальний контроль проводиться з метою виявлення поверхневих несутцільностей та оцінки їх відповідності вимогам НД, в тому числі:

- відхилень від геометричних розмірів і взаємного розташування елементів;
- тріщин, непроварів, відшарувань, пропалень, свищів, натікань, усадкових раковин та бризків металу, підрізів, припікань, поверхневих включень, скупчень та інших недопустимих несутцільностей.

10.3.2 Візуальний контроль виконується відповідно до СОУ НАЕК 009.

10.3.3 Візуальний контроль зварних з'єднань має проводитись із внутрішньої та зовнішньої сторін на всій довжині відповідно до НД. У випадку недоступності для візуального контролю внутрішньої поверхні зварного з'єднання контроль проводиться тільки з зовнішньої сторони.

10.3.4 Поверхневі дефекти, виявлені при візуальному контролі, мають виправлятися до проведення контролю іншими неруйнівними методами.

10.3.5 Допуски на геометричні розміри готових виробів не мають перевищувати вказаних в НД і кресленнях і бути більшими від встановлених цим стандартом. Методика та кількість контрольних вимірювань і розміщення ділянок, що перевіряються, встановлюється НД.

10.3.6 В циліндричних і конічних елементах, виготовлених із листів або поковок (штамповок), допускаються такі відхилення:

- за діаметром - не більше $\pm 1\%$ номінального зовнішнього або внутрішнього діаметра;
- за овальністю поперечного перерізу - не більше 1% ;

Овальність вираховується за формулою:

$$a = \frac{2(D_{\max} - D_{\min})}{D_{\max} + D_{\min}} \cdot 100\% \quad (10.1)$$

де $D_{\max}$, $D_{\min}$ - відповідно максимальний та мінімальний зовнішні або внутрішні діаметри, що

вимірюються в одному перерізі;

- від прямолінійності твірної - не більше 0,3% всієї довжини циліндричної частини обичайки, а також на будь-якій ділянці довжиною 5 м;
- стоншення в окремих місцях не мають виводити товщину стінки за границі допустимого значення;
- глибина вм'ятин та інші місцеві відхилення форми не мають перевищувати значень, встановлених НД на виріб, а при відсутності НД - мають обґрунтовуватись розрахунком на міцність.

10.3.7 Відхилення по діаметру та овальності поперечного перерізу елементів трубопроводів не мають перевищувати значень, встановлених в НД на виріб.

10.3.8 Контроль товщини стінки гнутих ділянок труб має проводитися за допомогою ультразвукового товщиноміра або вимірюванням після розрізу, проведеного вибірково із партії гнутих ділянок з однаковими розмірами. Методика, порядок і обсяг контролю товщини стінки на гнутих ділянках труб встановлюється в НД на виріб.

10.4 Радіографічний та ультразвуковий контроль

10.4.1 Радіографічний та ультразвуковий контроль застосовуються для виявлення внутрішніх дефектів в основному металі та зварних з'єднаннях (тріщин, непроварів, пор, шлакових включень тощо).

10.4.2 РГК зварних з'єднань проводиться згідно з вимогами СОУ НАЕК 050, УЗК - згідно з СОУ НАЕК 032.

10.4.3 Обов'язковому УЗК трубопроводів (і їх елементів) із сталей перлітного та мартенситно-феритного класів підлягають:

- всі стикові та кутові з повним проплавленням шва зварні з'єднання трубопроводів I і II категорій з товщиною стінки 15 мм і більше - по всій довжині з'єднання, за винятком зварних з'єднань литих деталей;
- зварні з'єднання, ультразвуковий контроль яких передбачений НД на зварювання.

Всі зварні з'єднання труб контролюються УЗК з двох сторін від осі шва. Зварні з'єднання труб з литими та іншими фасонними деталями, якщо нема можливості замінити УЗК на РГК, - з однієї сторони (зі сторони труби).

УЗК підлягають тільки з'єднання з повним проплавленням (без конструктивного непровару).

10.4.4 На виробках зі сталі аустенітного класу, а також в місцях сполучення елементів із сталі аустенітного класу з елементами зі сталі перлітного та мартенситно-феритного класів обов'язковому РГК підлягають:

- всі стикові зварні з'єднання елементів трубопроводів – по всій довжині з'єднання в місцях сполучення елементів із сталі аустенітного класу з елементами зі сталі перлітного та мартенситно-феритного класів;
- стикові зварні з'єднання елементів трубопроводів із сталі аустенітного класу в обсязі, встановленому у таблиці 10.4.
- всі стикові зварні з'єднання литих елементів, а також труб з литими деталями - по всій довжині з'єднання;
- всі кутові з'єднання деталей та елементів трубопроводів з внутрішнім

діаметром приварюваних штуцерів (труб, патрубків) 100 мм і більше незалежно від товщини стінки - по всій довжині з'єднання;

– інші зварні з'єднання (в тому числі кутові), не вказані в цьому пункті, - в обсязі, встановленому вимогами НД на зварювання.

10.4.5 Зварні з'єднання деталей із легованих теплостійких сталей перлітного класу, виконані при температурі нижче 0 °С без попереднього та супутнього підігрівання в зоні зварювання, мають контролюватися по всій довжині з'єднань РГК або УЗК.

10.4.6 Стикові зварні з'єднання, що піддавались ремонту із застосуванням зварювання, контролюються РГК або УЗК по всій довжині зварних з'єднань, якщо ці методи контролю передбачені для нових зварних з'єднань за пунктами 1-9 таблиці 10.4.

Ремонтні заварювання вибірок металу контролюються РГК або УЗК на всій ділянці заварювання, включаючи зону термічного впливу зварювання в основному металі, якщо ці методи контролю передбачені для нових зварних з'єднань за пунктами 1-9 таблиці 10.4.

10.4.7 У разі виявлення дефектів при вибіркового контролю будь-яким методом проводять додатковий контроль тим же методом в подвоєному обсязі (при обсязі вибіркового контролю 50% проводять суцільний контроль) з обов'язковим контролем ділянок, що примикають до дефектних. При негативних результатах додаткового контролю проводять суцільний контроль зварного з'єднання.

10.4.8 Додатковий контроль непроконтрольованих ділянок проводять у подвоєному обсязі однотипних зварних з'єднань, виконаних зварником за одну зміну (в яку зварена дефектна ділянка шва) при автоматичному зварюванні і за дві зміни при ручному дуговому зварюванні (зміну, в яку було зварено дефектну ділянку шва, і в попередню). Якщо при додатковому контролі знову будуть виявлені дефекти, то обсяг контролю однотипних зварних з'єднань, виконаних цим зварником за зазначений час, збільшується до 100%.

10.5 Капілярний і магнітопорошковий контроль

10.5.1 Методами контролю для виявлення поверхневих або підповерхневих дефектів є капілярний та магнітопорошковий контроль зварних з'єднань та виробів.

10.5.2 Капілярний контроль проводиться за СОУ НАЕК 014, магнітопорошковий – за СОУ НАЕК 066.

10.6 Спектральний аналіз

10.6.1 Спектральний аналіз проводиться з метою підтвердження відповідності легування металу деталей та зварних швів вимогам, встановленим в НД на виріб та конструкторській документації.

10.6.2 Спектральному аналізу піддаються:

– всі деталі (частини конструкцій), що зварюються, які виготовляються із легованої сталі;

– метал шва всіх зварних з'єднань, що виконуються легованим присадним матеріалом.

10.6.3 Зварні з'єднання трубопроводів із легованих сталей з R_{m} вище 10 МПа (100 кгс/см²) підлягають спектральному аналізу в обсязі 100%. Спектральний аналіз проводять до термічної обробки за методами та в обсязі відповідно до вимог НД.

10.6.4 Результати спектрального аналізу вважаються задовільними, якщо при контролі підтверджена наявність (відсутність) і вміст відповідних хімічних елементів в наплавленому або основному металі. При незадовільних результатах спектрального аналізу хоча б одного зварного з'єднання у випадку вибіркового контролю аналізу підлягають всі зварні шви, які виконані з використанням тієї ж партії зварювальних матеріалів та, за необхідності, зварником, який виконав це зварне з'єднання.

10.7 Додатковий контроль основного металу та зварних з'єднань

10.7.1 Вимірювання твердості проводяться для зварних з'єднань, виготовлених із хромокремнемарганцевистих, хромомолібденових, хромомолібденованадієвих, хромованадієвольфрамових і хромомолібденованадієвольфрамових сталей.

10.7.2 Вимірювання твердості необхідно проводити на кожному термічно обробленому зварному з'єднанні по центру шва, в зоні термічного впливу, по основному металу. Результати вимірювання твердості мають відповідати вимогам НД на виріб та конструкторській документації. У разі відсутності таких вимог значення твердості не мають перевищувати вказаних у додатку Н згідно з оцінкою якості зварних з'єднань з твердості.

10.7.3 При твердості, яка перевищує допустиму, зварні з'єднання слід піддавати спектральному аналізу і при позитивних його результатах – повторній термообробці. На зварних з'єднаннях зовнішнім діаметром менше 50 мм вимірювання твердості не проводиться.

10.7.4 При цьому твердість слід заміряти на контрольних зварних з'єднаннях і заносити до паспорту трубопроводу чи обладнання.

10.7.5 Механічні властивості стикових зварних з'єднань мають підтверджуватися результатами механічних випробувань контрольних зварних з'єднань.

10.7.6 Контрольні зварні з'єднання мають зварюватися на партію однотипних виробничих зварних з'єднань. До партії входять зварені за період не більше трьох місяців до ста включно однотипних стикових з'єднань з умовним діаметром D_y до 150 мм або не більше п'ятдесяти зварних з'єднань з D_y 175 мм і вище.

10.7.7 Однотипними є з'єднання зі сталей однієї марки, виконані одним зварником за єдиним технологічним процесом, які відрізняються товщиною стінки не більше ніж на 50 %.

10.7.8 Однотипними по умовному діаметру є з'єднання: від D_y 6 мм до D_y 32 мм, від D_y 50 мм до D_y 150 мм, D_y 175 мм і вище.

10.7.9 Кількість контрольних зварних з'єднань для проведення механічних випробувань і металографічних досліджень вказана в додатку Н.

10.7.10 За необхідності проведення випробувань на стійкість проти міжкристалітної корозії має бути зварено на два з'єднання більше, ніж вказано для D_y від 6 мм до 32 мм, і на одне з'єднання більше для D_y 50 мм і вище. При діаметрі труб D_y 450 мм і вище допускається зварювати контрольні зварні з'єднання із пластин.

10.7.11 Із контрольних зварних з'єднань мають виготовлятися зразки для видів випробувань:

- на статичний розтяг при температурі 20 °С – два зразки;
- на ударний вигин (KCU) при температурі 20 °С – три зразки з надрізом по центру шва;

- на ударний вигин (КСУ) при робочій температурі для трубопроводів з температурою стінки мінус 20 °С і нижче – три зразки з надрізом по центру шва;
- на статичний вигин – два зразки;
- для металографічних досліджень – два зразки (за вимогами проєкту);
- на ударний вигин (КСУ) при температурі 20 °С – три зразки з надрізом по зоні термічного впливу (за вимогами проєкту);
- для випробувань на стійкість до міжкристалітної корозії – чотири зразки (за вимогами проєкту).

Випробування на ударний вигин проводяться на зразках з концентратом типу «U» (КСУ).

10.7.12 Зразки необхідно вирізати методами, які не змінюють структуру і механічні властивості металу. Не допускається застосування правки заготовок зразків як в холодному, так і в гарячому стані.

10.7.13 Випробування на статичне розтягування стикових з'єднань труб з умовним проходом до 50 мм може бути замінено випробуванням на розтягування цілих зварних з'єднань зі знятим підсиленням.

10.7.14 Випробування на статичний вигин зварних з'єднань труб з умовним проходом до 50 мм може бути замінено випробуванням цілих зварних з'єднань на сплющування.

10.7.15 Результати випробувань механічних властивостей зварних з'єднань мають задовольняти вимогам додатку Н.

10.7.16 Показники механічних властивостей зварних з'єднань мають визначатись як середньоарифметичне значення результатів випробувань окремих зразків. Результати випробувань на статичне розтягування та статичний згин вважаються незадовільними, якщо хоча б один із зразків показує значення нижче встановлених вимог більше ніж на 10 %. Результати випробувань на ударний згин вважаються незадовільними, якщо хоча б один із зразків показує значення нижче установлених вимог.

10.7.17 Випробуванню на ударний вигин підлягають зварні з'єднання труб з товщиною стінки 12 мм і більше. В обґрунтованих випадках випробування на ударний вигин проводять для труб з товщиною стінки від 6 мм до 11 мм.

10.7.18 В різномірних з'єднаннях міцність оцінюється по сталі з більш низькими механічними властивостями, а ударна в'язкість і кут вигину – по менш пластичній сталі.

10.7.19 При проведенні металографічних досліджень (за вимогами проєкту) визначається наявність в зварному з'єднанні недопустимих дефектів і відповідність форми та розмірів зварного шва установленим вимогам.

10.7.20 Якість зварних з'єднань за результатами випробувань на стійкість проти міжкристалітної корозії (за вимогами проєкту) вважається задовільною, якщо результати випробувань відповідають установленим вимогам.

10.8 Додаткові вимоги до контролю зварних з'єднань посудин

10.8.1 Види контролю визначаються розробником відповідно до вимог цього стандарту, НД на виробу і зварювання та вказуються в конструкторській документації посудин.

10.8.2 Обсяг контролю має бути не менш передбаченого цим стандартом.

10.8.3 У процесі виготовлення посудин мають перевірятися:

- відповідність металу зварюваних деталей і зварювальних матеріалів вимогам НД;
- відповідність якості підготовки кромок і збирання під зварювання вимогам НД і креслень;
- дотримання технологічного процесу зварювання і термічної обробки, розроблених відповідно до вимог НД.

10.8.4 Виріб визнається придатним, якщо при контролі в ньому не буде виявлено внутрішніх і зовнішніх несучильностей, що виходять за межі допустимих норм, установлених цим стандартом та НД на виріб і зварювання.

10.8.5 Відомості про контроль зварних з'єднань основних елементів посудини повинні заноситись у паспорт посудини.

10.8.6 Встановлення методів і обсягів контролю зварних з'єднань визначається залежно від розрахункового тиску, температури стінки і характеристики середовища за таблицею 10.5:

- у тих випадках, коли в таблиці 10.5 відсутні вказані сполучення параметрів за тиском і температурою, для визначення необхідно керуватися максимальним параметром;
- температура стінки визначається на підставі теплотехнічного розрахунку або результатів замірів, а при відсутності даних приймається рівною температурі середовища, яке стикається із стінкою посудини.

10.8.7 Зварні з'єднання посудин, обладнаних швидкознімними кришками, підлягають РГК або УЗК в обсязі 100% незалежно від групи посудини.

10.8.8 Обсяг контролю РГК або УЗК стикових, кутових, таврових та інших зварних з'єднань, посудин та інших елементів (днищ, обичайок, штуцерів, люків, фланців тощо), включаючи з'єднання люків і штуцерів із корпусом посудини, повинен відповідати вказаному в таблиці 10.5.

Вказаний обсяг контролю застосовується до кожного зварного з'єднання. Місця сполучення (перетину) зварних з'єднань підлягають обов'язковому РГК або УЗК.

10.8.9 РГК або УЗК швів приварки внутрішніх і зовнішніх пристроїв до корпусу посудин мають проводитись за наявності вимоги в технічній документації.

10.8.10 Для посудин за пунктами 3 і 4 таблиці 10.5 місця РГК або УЗК встановлюються за результатами візуального контролю після закінчення зварювальних робіт.

10.8.11 Перед контролем відповідної ділянки зварні з'єднання мають бути марковані таким чином, щоб їх можна було легко виявити на картах контролю та радіографічних знімках.

10.8.12 При виготовленні чи ремонті, в разі виявлення дефектів у зварних з'єднаннях, які підлягають РГК або УЗК в обсязі, меншому 100%, обов'язковому контролю тим же методом, в подвоєному обсязі, підлягають однотипні шви цього виробу, виконані цим зварником, по всій довжині з'єднання.

Під однотипними зварними з'єднаннями маються на увазі з'єднання, однакові за маркою сталі з'єднуваних деталей, за конструкцією з'єднань, за марками та сортаментом зварювальних матеріалів, які використовуються, за способом, положенням і режимом зварювання, за режимами підігрівання та термообробки, з відношеннями мінімальних (максимальних) товщин і зовнішніх діаметрів зварюваних деталей, що не перевищують 1,65.

Допускається для деталей із зовнішнім діаметром більше 500 мм і плоских деталей співвідношення зовнішніх діаметрів не враховувати. Допускається при визначенні однотипних кутових і таврових з'єднань деталей з основними деталями (складальними одиницями) співвідношення зовнішніх діаметрів основних деталей (складальних одиниць) не враховувати.

Допускається об'єднувати в одну групу однотипних з'єднань ідентичні зварні з'єднання. Під ідентичними з'єднаннями мають на увазі з'єднання, що повністю задовольняють наведеним вище вимогам щодо технологічного процесу зварювання та мають однакові товщини і діаметри зварюваних деталей зі сталі різних марок одного структурного класу, близьких за хімічним складом, механічними та фізичними властивостями.

10.8.13 У разі неможливості здійснення УЗК або РГК через недоступність окремих зварних з'єднань або при неефективності цих методів контролю (зокрема, швів приварки штуцерів і труб внутрішнім діаметром менше 100 мм) контроль якості цих зварних з'єднань має проводитись іншими методами відповідно до інструкції розробника проекту. Метод контролю зазначається в паспорті посудини.

10.8.14 Контроль механічних властивостей, випробування на стійкість проти міжкристалітної корозії та металографічні дослідження, дослідження зварних з'єднань мають проводитися на зразках, виготовлених із контрольних зварних з'єднань.

Контрольні зварні з'єднання мають відтворювати одне з стикових зварних з'єднань посудини, що визначають його міцність (поздовжні шви обичайок, хордові та меридіональні шви випуклих днищ), а також кільцеві шви посудин, які не мають поздовжніх швів.

Контрольні зварні з'єднання мають бути однотипними з контрольованими виробничими зварними з'єднаннями (за марками сталі, товщиною листа або розмірами труб, формою обробки кромки, методом зварювання, зварювальними матеріалами, розташуванням шва, режимами і температурою підігрівання, термообробкою), виконані тим самим зварником і на тому ж зварювальному обладнанні одночасно з контрольованим виробничим з'єднанням.

Контроль зварних з'єднань для кільцевих швів багат шарових посудин встановлюється НД на виготовлення цих посудин.

Таблиця 10.5 - Обсяг контролю зварних з'єднань посудин

№ п. п.	Розрахунковий тиск, МПа (кгс/см ²)	Температура стінки, °С	Характер робочого середовища	Довжина ділянки швів, що контролюються, від довжини кожного шва, %
1	Понад 0,05 (0,5) включно	Незалежно	Вибухонебезпечне, або пожежонебезпечне, або 1, 2 класів небезпеки за ДСТУ-Н Б А.3.2-1	100

Продовження таблиці 10.5

2	До 2,5 (25)	Нижче мінус 70 включно, вище 400 включно	Будь-яке, за винятком зазначеного для 1 цієї таблиці	100
	Понад 2,5 (25) включно до 4 (40)	Нижче мінус 70 включно, вище 200 включно		
	Понад 4 (40) включно до 5 (50)	Нижче мінус 40 включно, вище 200 включно		
	Понад 5 (50) включно	Незалежно		
3	До 1,6 (16)	Від мінус 70 включно до мінус 20 Від 200 до 400 включно	Будь-яке, за винятком зазначеного для 1 цієї таблиці	Не менше 50
	Понад 1,6 (16) включно до 2,5 (25)	Від мінус 70 включно до 400 включно		
	Понад 2,5 (25) включно до 4 (40)	Від мінус 70 включно до 200 включно		
	Понад 4 (40) включно до 5 (50)	Від мінус 40 включно до 200 включно		
4	До 1,6 (16)	Від мінус 20 включно до 200 включно	Будь-яке, за винятком зазначеного для 1 цієї таблиці	Не менше 25

10.8.15 При зварюванні контрольних з'єднань (пластин), призначених для перевірки механічних властивостей і проведення випробування на стійкість проти міжкристаліної корозії і металографічного дослідження, пластини треба прихоплювати до зварювальних елементів так, щоб шов контрольних пластин був продовженням шва зварюваного виробу. Зварювання контрольних пластин для перевірки з'єднань елементів посудин, до яких прихоплювання пластин неможливо, може виконуватись окремо від них, але з обов'язковим дотриманням усіх умов зварювання контрольованих стикових з'єднань.

10.8.16 При автоматичному (механізованому) зварюванні посудин на кожній посудині має бути зварене одне контрольне з'єднання. Якщо протягом робочої зміни за одним технологічним процесом зварюється кілька однотипних посудин, дозволяється на всю партію посудин, зварених у цей період, виконати одне контрольне

з'єднання. При ручному зварюванні посудин кількома зварниками кожен з них повинен зварити по одному контрольному з'єднанню на кожну посудину.

10.8.17 При серійному виготовленні посудин у разі суцільного контролю стикових зварних з'єднань методами РГК або УЗК допускається на кожний вид зварювання зварювати по одному контрольному з'єднанню на всю партію посудин. При цьому в одну партію можуть бути об'єднані посудини, аналогічні за призначенням і типом, що виготовляються з одного виду металопродукції (листа, труби, поковки тощо), однієї марки металу, що мають однакову форму обробки кромки, виконані за технологічним процесом і підлягають термообробці за одним режимом, якщо цикл виготовлення всіх виробів за складально-зварювальними роботами, термообробкою і контрольними операціями не перевищує трьох місяців.

10.8.18 Для контролю якості зварних з'єднань у трубчатих елементах із стиковими швами одночасно із зварюванням останніх мають виготовлятися в тих самих виробничих умовах контрольні зварні з'єднання для проведення випробувань механічних властивостей з'єднань. Кількість контрольних зварних з'єднань повинна складати 1 % від загальної кількості зварених кожним зварником однотипних зварних з'єднань, але не менше одного стика на кожного зварника.

10.8.19 Зварювання контрольних з'єднань в усіх випадках має здійснюватися зварниками, які виконують зварні з'єднання на посудинах.

10.8.20 Розміри контрольних з'єднань мають бути достатніми для вирізування з них необхідної кількості зразків для всіх передбачених видів механічних випробувань, випробувань на стійкість проти міжкристалітної корозії, металографічного дослідження, а також для повторних випробувань.

10.8.21 Із контрольних стикових, кутових і таврових зварних з'єднань зразки (шліфи) вирізуються тільки для металографічного дослідження.

10.8.22 Контрольні зварні з'єднання мають виконуватися та контролюватися до виготовлення виробничих зварних з'єднань. Контрольні зварні з'єднання підлягають РГК або УЗК по всій довжині.

10.8.23 Механічним випробуванням підлягають контрольні стикові зварні з'єднання з метою перевірки відповідності їх механічних властивостей вимогам цього стандарту і технічних умов на виготовлення посудини.

10.8.24 Обов'язкові види механічних випробувань:

- на статичне розтягування;
- на статичний вигин або сплющування;
- на ударний вигин - для посудин за пунктами 1, 2, 3 таблиці 10.5, призначених для роботи при тиску більше 5 МПа (50 кгс/см²) або температурі вище 450 °С, і посудин, виготовлених із сталей, схильних до підгартування при зварюванні;
- на ударний вигин - для посудин за пунктами 1, 2, 3 таблиці 10.5, призначених для роботи при температурі нижче мінус 20 °С.

Випробування на ударний вигин зварних з'єднань проводиться для посудин та їх елементів з товщиною стінки 12 мм і більше за третьою позицією переліку цього пункту при температурі 20 °С, а за четвертою позицією переліку цього пункту - при робочій температурі.

10.8.25 Із кожного контрольного стикового зварного з'єднання мають бути вирізані:

- два зразки для випробування на статичне розтягування;

- два зразки для випробування на статичний вигин або сплющування;
- три зразки для випробування на ударний вигин.

10.8.26 Випробування на статичний вигин контрольних стиків трубчатих елементів посудин з умовним проходом труб менш 400 мм і товщиною стінки менше 12 мм можуть бути замінені випробуванням на сплющування.

10.8.27 Тимчасовий опір розриву металу зварних швів при 20 °С має відповідати значенням, встановленим в НД на основний метал.

10.8.28 Для посудин із неметалевих і композиційних матеріалів повинні передбачатися зразки-свідки. Конструкція, технологія виготовлення і види їх випробування визначаються технічними умовами на цю посудину.

10.8.29 Металографічному дослідженню повинні підлягати контрольні стикові зварні з'єднання, що визначають міцність посудин та їх елементів:

- призначених для роботи при тиску більше 5 МПа, або температурі вище 450 °С чи температурі нижче мінус 40 °С незалежно від тиску;
- виготовлених з легованих сталей, схильних до підгартування при зварюванні; двошарових сталей; сталей, схильних до утворення гарячих тріщин (установлюються проєктом).

Металографічні дослідження допускається не проводити для посудин та їх елементів товщиною до 20 мм, виготовлених із сталей аустенітного класу.

10.8.30 Зразки (шліфи) для металографічного дослідження зварних з'єднань мають вирізатися поперек шва та виготовлятися відповідно до вимог НД. Зразки для металографічних досліджень зварних з'єднань мають включати весь переріз шва, обидві зони термічного впливу зварювання, прилеглі до них ділянки основного металу, а також підкладне кільце, якщо таке застосовувалось при зварюванні та не підлягає видаленню. Зразки для металографічних досліджень зварних з'єднань елементів з товщиною стінки 25 мм і більше можуть включати лише частину перерізу з'єднання. При цьому відстань від лінії сплавлення до країв зразка має бути не менше 12 мм, а площа контрольованого перерізу 25 мм × 25 мм.

10.8.31 При отриманні незадовільних результатів металографічного дослідження допускається проведення повторних досліджень на двох зразках, вирізаних з того самого контрольного з'єднання.

У разі отримання незадовільних результатів при повторних металографічних дослідженнях шви вважаються незадовільними.

10.8.32 Необхідність, обсяг і порядок металографічних досліджень зварних з'єднань литих і кованих елементів, труб із литими деталями, елементів із сталі різноманітних класів, а також інших одиничних зварних з'єднань установлюються технічними умовами на виготовлення або НД на виріб.

Випробування зварних з'єднань на стійкість проти міжкристалітної корозії має проводитися для посудин та їх елементів, виготовлених із сталей аустенітного, феритного, аустенітно-феритного класів і двошарових сталей з корозійностійким шаром з аустенітних і феритних сталей за наявності вимог у технічних умовах або в конструкторській документації.

10.9 Норми оцінки якості

10.9.1 Допуски на геометричні розміри готових виробів мають відповідати вимогам цього стандарту та НД на виріб.

10.9.2 Норми оцінки якості зварних з'єднань наведено в додатку Н.

10.9.3 Слід користуватися нормами оцінки якості зварних з'єднань, що встановлюються НД на виготовлення, монтаж, модифікацію та ремонт, зварювання, якщо ці норми більш жорсткіші ніж наведені у цьому стандарті.

10.9.4 Результати контролю мають фіксуватися в журналі обліку результатів контролю зварних з'єднань, наплавлень і основного металу.

10.9.5 Звітна документація з контролю (акт, протокол, висновок чи повідомлення) оформляється на підставі записів у журналі контролю з урахуванням вимог СОУ НАЕК 078.

10.10 Виправлення дефектів у зварних з'єднаннях

10.10.1 Дефекти, виявлені в процесі виготовлення, монтажу, ремонту, випробування, експлуатації, слід усунути з наступним контролем виправлених ділянок.

10.10.2 Видалення дефектів слід проводити механічним способом з забезпеченням плавних переходів в місцях вибірок. Максимальні розміри та форма вибірок, що підлягають заварюванню, мають бути встановлені в НД на виріб.

Повнота видалення дефектів має бути перевірена методом візуального контролю та поверхневим методом неруйнівного контролю (капілярним або магнітопорошковим). Після повного видалення дефекту повинен проводитись замір глибини вибірки з визначенням залишкової товщини трубопроводу.

10.10.3 Виправлення дефектів без заварювання місць їх вибірки можливе у випадку збереження мінімально допустимої товщини стінки деталі в місці максимальної глибини вибірки.

10.10.4 Якщо при контролі виправленої ділянки будуть виявлені дефекти, то дозволяється проведення повторного виправлення в такому ж порядку, що і попереднє.

Виправлення дефектів на одній і тій же ділянці зварного з'єднання допускається проводити не більше трьох разів.

З'єднання, що розрізаються на зварному шві з вилученням металу шва та зони термічного впливу вважаються новими зварними з'єднаннями.

У випадку вирізання дефектного зварного з'єднання труб з наступним вварюванням вставки у вигляді відрізка труби, два заново виконані зварні з'єднання не вважаються виправленими.

11 ВИПРОБУВАННЯ

11.1 Трубопроводи та обладнання, на які поширюються вимоги цього стандарту, після закінчення монтажних і зварювальних робіт, термооброблення (при необхідності), контролю якості зварних з'єднань неруйнівними методами, а також після встановлення та остаточного закріплення всіх опор, підвісок (пружини пружинних опор і підвісок на період випробувань мають бути розвантажені) і оформлення документів, що підтверджують якість виконаних робіт, а також у процесі експлуатації підлягають випробуванням на міцність і щільність (за необхідності, додатковим випробуванням на герметичність з визначенням падіння тиску) та іншим випробуванням, які регламентовані КД.

11.2 Вид випробувань (на міцність і щільність, додаткові випробування на герметичність), спосіб випробування (гідравлічний, пневматичний) і величина тиску випробування вказуються у проєкті.

11.3 Після виконання ремонту обладнання, яке має у своєму складі внутрішні трубопроводи (системи ущільнення, охолодження, підігріву тощо) та для яких відсутня можливість їх внутрішнього огляду, мають бути виконані випробування на проходження робочого середовища. Для обладнання, яке відповідає за несення навантаження АЕС, випробування слід виконувати із підтвердженням регламентованої витрати робочої рідини.

11.4 Випробуванню, як правило, підлягає весь трубопровід повністю. Допускається проводити випробування трубопроводу окремими ділянками.

11.5 При проведенні випробувань вся запірна арматура, яка встановлена на трубопроводі, має бути повністю відкрита, окрім арматури, що слугує межею випробувань, сальники – ущільнені; на місці регулюючих клапанів і вимірювальних пристроїв, за необхідності, мають бути встановлені трубопровідні вставки.

11.6 Місця розташування заглушок на період проведення випробувань мають бути відмічені попереджувальними знаками.

Перебування людей поблизу трубопроводу під час випробувань не допускається.

11.7 Тиск при випробуванні повинен контролюватися двома манометрами, що мають чинне метрологічне підтвердження. Манометри мають бути класу точності не нижче 1,5, з діаметром корпусу не менше 160мм. Манометр треба вибирати з такою шкалою, щоб межа вимірювання тиску перебувала у другій третині шкали.

11.8 Випробування трубопроводів та обладнання з умовним тиском до 10 МПа (100 кгс/см²) можуть бути гідравлічними або пневматичними. Як правило, випробування проводяться гідравлічним способом.

Заміна гідравлічного випробування на пневматичне допускається у випадках:

- якщо несуча будівельна конструкція або опори не розраховані на заповнення трубопроводу та/або обладнання водою;
- коли значення температури навколишнього середовища нижче 0 °С та існує небезпека промерзання окремих відрізків трубопроводу;
- якщо використання рідини (води) неприпустимо з інших причин.

11.9 Випробування трубопроводів з умовним тиском вище 10 МПа (100 кгс/см²) проводяться лише гідравлічним способом.

11.10 При сумісному випробуванні трубопроводів обв'язки з обладнанням величину тиску при випробуванні трубопроводів (до найближчої запірної засувки) слід приймати як для обладнання.

Для насосних агрегатів робочий тиск визначається як тиск, який виникає при роботі насоса на закриту напірну арматуру з урахуванням тиску у всмоктувальному трубопроводі. Значення робочого тиску приймається для корпусу насоса та ділянки напірного трубопроводу до першої запірної арматури.

11.11 Проведення гідравлічних випробувань деталей або складальних одиниць трубопроводів, виготовлених на монтажних майданчиках, допускається суміщати з гідравлічними випробуваннями на міцність після завершення монтажу.

11.12 Порядок і методика проведення випробувань на міцність визначаються робочою програмою.

11.13 Під час контролю якості з'єднувального зварного з'єднання трубопроводу з діючою магістраллю (при наявності між ними тільки однієї засувки для відключення), а також під час контролю якості зварних з'єднань, які виконані при ремонті трубопроводів та обладнання, гідравлічне випробування може бути замінено на РГК або УЗК в обсязі, зазначеному в таблиці 10.4.

11.14 Під час експлуатації обладнання та трубопроводів гідравлічні (пневматичні) випробування можливо замінити на випробування робочим середовищем та робочим тиском, якщо проектом не передбачено інше, в строки, зазначені в додатку П. Умови проведення випробувань мають бути зазначені в інструкції з експлуатації або у робочій програмі.

11.15 При незадовільних результатах випробування виявлені дефекти мають бути усунені, а випробування повторені.

11.16 Гідравлічні випробування мають виконуватися при позитивній температурі навколишнього середовища. Для гідравлічного випробування має застосовуватися вода з температурою не нижче 5 °С і не вище 40 °С (якщо інше не передбачено КД) або спеціальні суміші.

11.17 Величина пробного тиску на міцність (гідравлічним або пневматичним способом) встановлюється у проекті та має складати не менше:

$$P_{np} = 1,25 \times P \times \frac{[\sigma]^{20}}{[\sigma]^t}, \text{ але не менш } 0,2 \text{ МПа (2 кгс/см}^2\text{)}, \quad (11.1)$$

де:

P_{np} – пробний тиск, МПа;

P – розрахунковий тиск при випробуваннях на підприємстві-виробнику або робочий тиск при випробуваннях після монтажу та в процесі експлуатації, МПа;

$[\sigma]^{20}$ – допустиме напруження для матеріалу при температурі 20°С;

$[\sigma]^t$ – допустиме напруження для матеріалу елемента конструкції з максимальною позитивною розрахунковою температурою.

Відношення $[\sigma]^{20} / [\sigma]^t$ приймається по тому з використаних матеріалів елементів, що беруть участь в випробуваннях, для якого воно є найменшим.

У всіх випадках величина пробного тиску повинна прийматися такою, щоб еквівалентне напруження в стінці трубопроводу при пробному тиску не перевищувало 90 % границі текучості матеріалу при температурі випробування.

Величину пробного тиску на міцність для вакуумних трубопроводів і трубопроводів без надлишкового тиску для токсичних і вибухобезпечних середовищ слід приймати рівною 0,2 МПа (2 кгс/см²).

11.18 Гідравлічні випробування деталей на міцність, виготовлених методом лиття, мають проводитись пробним тиском, який визначається за формулою:

$$P_{np} = 1,5 \times P_{роз} \times \frac{[\sigma]^{20}}{[\sigma]^t} \quad (11.2)$$

де:

$P_{роз}$ – розрахунковий тиск, МПа;

Випробування виливків дозволяється проводити після складання та зварювання в зібраному вузлі або готовому обладнанні пробним тиском, прийнятим для обладнання за умови суцільного контролю виливків неруйнівними методами.

11.19 Гідравлічні випробування на міцність посудин і деталей, виготовлених з неметалевих матеріалів з ударною в'язкістю понад 20 Дж/см² (2 кгс•м/см²), мають проводитися пробним тиском, що визначається за формулою:

$$P_{np} = 1,3 \times P_{роз} \times \frac{[\sigma]^{20}}{[\sigma]^t} \quad (11.3)$$

Гідравлічні випробування на міцність посудин і деталей, виготовлених із неметалевих матеріалів з ударною в'язкістю 20 Дж/см² (2 кгс•м/см²) і менше, мають проводитися пробним тиском, що визначається за формулою:

$$P_{np} = 1,6 \times P_{роз} \times \frac{[\sigma]^{20}}{[\sigma]^t} \quad (11.4)$$

11.20 Гідравлічні випробування металопластикових посудин на міцність мають проводитися пробним тиском, що визначається за формулою:

$$P_{np} = [1,25 \times K_M + a \times (1 - K_M)] \times \frac{[\sigma]^{20}}{[\sigma]^t} \quad (11.5)$$

де K_M - відношення маси металоконструкції до загальної маси посудини;

$a=1,3$ - для неметалевих матеріалів з ударною в'язкістю понад 20 Дж/см²;

$a=1,6$ - для неметалевих матеріалів з ударною в'язкістю 20 Дж/см² і менше.

11.21 Випробування за 11.18 – 11.21, 11.23 виконуються після виготовлення або монтажу. В конструкції трубопроводів та обладнання має бути передбачено можливість виконання 11.18 в процесі експлуатації.

11.22 У посудинах з двома і більше робочими порожнинами (трубними системами), розрахованими на різні тиски, гідравлічному випробуванню підлягає кожна порожнина пробним тиском, який визначається залежно від розрахункового (робочого) тиску порожнини (трубної системи).

11.23 Арматура після виготовлення підлягає гідравлічному випробуванню на міцність і в процесі експлуатації - на щільність.

11.24 При заповненні трубопроводу чи обладнання водою, повітря слід видаляти повністю. Тиск середовища слід підвищувати повільно. Швидкість підйому тиску має бути вказана в технічній документації.

11.25 Тиск для проведення випробувань створюється гідравлічним пресом або насосом.

11.26 Пробний тиск при випробуванні на міцність витримують не менше 10 хвилин. Після витримки під пробним тиском тиск знижується до розрахункового (робочого), при якому проводять огляд зовнішньої поверхні трубопроводів та обладнання, всіх роз'ємних і зварних з'єднань.

Тривалість випробування на щільність визначається терміном огляду та перевірки герметичності.

11.27 При випробуваннях та огляді обстукування зварних з'єднань та основного металу не допускається.

11.28 Час витримки посудини під пробним тиском встановлюється в конструкторській документації. При відсутності вказівок в конструкторській документації час витримки має бути не меншим за значення, наведені в таблиці 11.1.

11.29 Результати гідравлічних випробувань на міцність і щільність вважаються задовільними, якщо під час випробувань не відбулося розривів, видимих деформацій, падіння тиску по манометру, а в основному металі, зварних швах, корпусах арматури, роз'ємних з'єднаннях і у всіх врізаннях не виявлено течі і запітніння.

Таблиця 11.1 – Час витримки під пробним тиском

Товщина стінки посудини, мм	Час витримки, хв
До 50 включно	10
Понад 50 до 100 включно	20
Понад 100	30
Для литих, неметалевих і багатошарових незалежно від товщини стінки	60

11.30 Допускається одночасне гідравлічне випробування декількох трубопроводів, змонтованих на загальних несучих будівельних конструкціях або естакаді, якщо це встановлено в проєкті.

11.31 Випробування резервуарів проводять наливом води до проєктного рівня наповнення водою або до рівня контрольного патрубка (переливного трубопроводу), передбаченого для обмеження висоти наповнення резервуара. Налив води слід здійснювати поступово з проміжками часу, необхідними для витримки та проведення контрольних оглядів і вимірювань відповідно до програми випробувань. В обґрунтованих випадках дозволяється проводити випробування робочою рідиною.

Програма випробувань має містити:

- етапи випробувань із зазначенням рівня наливу (зливу) води та часу витримки;
- схему проведення візуального огляду та вказівки щодо вимірювання необхідних геометричних параметрів елементів конструкцій резервуара і фундаменту;
- заходи з охорони праці під час випробувань, зокрема у разі неможливості випробування водою;
- обробку результатів випробувань, проведення перевірочних розрахунків (за необхідності).

Програму випробувань дозволяється не розробляти, якщо вищенаведена інформація є в інструкції з експлуатації.

11.32 Пневматичні випробування на міцність, в обґрунтованому випадку, дозволяється проводити для трубопроводів та обладнання на P_y 10 МПа (100 кгс/см²) та нижче.

11.33 Пневматичні випробування мають проводитися повітрям або інертним газом і тільки в світлий період доби.

11.34 Пневматичні випробування трубопроводів на міцність та щільність в цехах, а також на естакадах і в каналах, де укладені трубопроводи, які перебувають в експлуатації, допускається проводити в обґрунтованих випадках безпечними методами.

11.35 Пневматичні випробування слід проводити згідно з вимогами документації, узгодженої і затвердженої в установленому порядку.

11.36 Величина пробного пневматичного тиску приймається рівною величині пробного гідравлічного тиску. Час витримки під пробним тиском установлюється розробником проєкту, але має бути не менше 5 хвилин.

11.37 При пневматичному випробуванні на міцність підйом тиску слід проводити повільно зі швидкістю, яка дорівнює 5 % від $P_{пр}$ за хвилину, але не більше 0,2 МПа (2 кгс/см²) за хвилину з періодичним оглядом трубопроводу на етапах:

- з робочим тиском до 0,2 МПа (2 кгс/см²) – огляд проводиться під тиском, який дорівнює 0,6 пробного тиску, і з робочим тиском;
- з робочим тиском вище 0,2 МПа (2 кгс/см²) огляд проводиться під тиском, який дорівнює 0,3 і 0,6 пробного тиску, і з робочим тиском.

Під час огляду не допускається:

- підйом тиску;
- обстукування молотком.

Місця витікання визначаються по звуку повітря, що просочується, а також при утворенні пузирів при покритті зварних швів і фланцевих з'єднань мильною емульсією.

Дефекти усуваються при зниженні надлишкового тиску до нуля та відключенні джерела тиску.

11.38 Під час проведення пневматичного випробування трубопроводу на міцність як усередині приміщення, так і зовні має бути встановлена зона, яка огорожується. Відстань від випробовуваного трубопроводу до межі зони, яка огорожується, в будь-якому місці має бути не менше ніж 25 м при надземному прокладанню і не менше ніж 10 м при підземному прокладанні трубопроводів.

Під час підйому тиску в трубопроводі (обладнанні) й при досягненні в ньому випробувального тиску перебування людей в зоні, яка огорожена, не допускається.

11.39 Кінцевий огляд трубопроводу (обладнання) проводиться згідно з установленим порядком і допускається після того, як випробувальний тиск буде знижено до робочого.

11.40 Компресор і манометри, які використовуються при проведенні пневматичних випробувань, слід розташовувати ззовні зони, що огорожена.

11.41 Для проведення гідравлічних (пневматичних) випробувань на міцність після монтажу та в процесі експлуатації має бути складена робоча програма випробувань.

11.42 Робоча програма гідравлічних (пневматичних) випробувань на міцність повинна містити такі дані:

- 1) найменування та межі випробуваної системи (частини системи, обладнання, трубопроводів);
- 2) робочий тиск;
- 3) тиск гідравлічних (пневматичних) випробувань;
- 4) температура гідравлічних (пневматичних) випробувань;
- 5) випробувальні середовища та вимоги до їх якості;
- 6) допустимі швидкості підвищення та зниження тиску;
- 7) допустимі швидкості підвищення та зниження температури;
- 8) тиск, при якому має проводитися огляд;
- 9) способи заповнення та дренажу випробувального середовища;
- 10) метод нагріву випробувального середовища (при необхідності);
- 11) допустимі межі коливання тиску та температури в процесі витримки;
- 12) джерело створення тиску та місце його підключення;
- 13) перелік використовуваних датчиків і приладів контролю тиску й температури із зазначенням класу точності та місця їх установки;
- 14) графік проведення випробувань (ступені підйому і скидання тиску, підйому і зниження температури, час витримки тощо);

15) способи контролю стану випробуваного обладнання та трубопроводів в процесі огляду і після завершення випробувань;

16) заходи з підготовки до проведення випробувань (із зазначенням арматури, яка обмежує випробувану систему або її частину);

17) перелік місць зняття теплової ізоляції;

18) заходи захисту від перевищення тиску понад випробувальний;

19) вимоги з охорони праці;

20) організаційні заходи (включаючи призначення особи, відповідальної за випробування);

21) технологічні схеми проведення випробувань із зазначенням границь випробувань;

22) критерії успішності випробувань.

Робоча програма має бути затверджена головним інженером філії ВП АЕС або заступником головного інженера за відповідним напрямом діяльності.

11.43 Після завершення випробувань на міцність або щільність має бути складений акт, який повинен містити такі дані:

- 1) найменування організації, яка проводила випробування;
- 2) найменування випробуваної системи (частини системи, обладнання, трубопроводів, складальних одиниць, деталей);
- 3) розрахунковий (робочий) тиск;
- 4) розрахункові температури;
- 5) тиск випробувань;
- 6) температура випробувань;
- 7) випробувальне середовище;
- 8) час витримки при тиску випробувань;
- 9) тиск, при якому проводиться огляд;
- 10) номер робочої програми або іншого документу, за яким проводилися випробування;
- 11) результат випробувань;
- 12) підпис відповідальної особи за випробування і дата;
- 13) підписи членів комісії.

11.44 У разі обґрунтованої неможливості виконання гідравлічних або пневматичних випробувань під час експлуатації допускається їх заміна іншими неруйнівними методами контролю відповідно до таблиці 10.4 з обов'язковим виконанням експлуатаційного контролю металу.

У разі неможливості виконання гідравлічних або пневматичних випробувань після монтажу розроблюється та затверджується головним інженером філії ВП АЕС відповідне технічне рішення, де зазначається, що допускається їх заміна за умови виконання ВК + УЗК в обсязі 100% або ВК + РГК в обсязі 100%.

12 ОБЛІК ТРУБОПРОВОДІВ ТА ОБЛАДНАННЯ

12.1 Трубопроводи та обладнання, на які поширюється дія цього стандарту, підлягають обліку в підрозділах (цехах)-власниках.

12.2 По кожному підрозділу (цеху) складається перелік трубопроводів та обладнання, на які поширюється дія цього стандарту. Перелік має містити, зокрема, такі обов'язкові відомості:

- назва трубопроводу (системи трубопроводів), обладнання (включаючи технологічне позначення);
- технічні характеристики та параметри;
- обліковий номер трубопроводу (системи трубопроводів), обладнання, за наявності;
- обліковий (реєстраційний) номер трубопроводу (системи трубопроводів), обладнання.

12.3 У кожному підрозділі (цеху)-власнику систем (обладнання та трубопроводів), на які поширюється дія цього стандарту, складається графік технічного опосвідчення закріпленого обладнання та трубопроводів.

12.4 На обладнання та трубопроводи (на які поширюється дія цього стандарту) мають бути складені паспорти відповідно до вимог 6.1.2.

12.5 Для трубопроводів V категорії та трубопроводів тиском до 1 МПа (10 кгс/см²) дозволяється складати паспорт на систему. На обладнання, що входить до такої технологічної системи, окремий паспорт дозволяється не складати, натомість інформація про це обладнання та арматуру повинна міститися в паспорті технологічної системи.

Форма паспорту технологічної системи розробляється у філії ВП АЕС.

До паспорту технологічної системи має бути включена така обов'язкова інформація:

- запис про відповідального за справний стан і безпечну експлуатацію;
- виконавча схема (кресленик) трубопроводу із зазначенням розмірів ділянок, номінального діаметра, місць встановлення обладнання, опор, арматури, фланців, заглушок та інших деталей, місць випускних, продувальних і дренажних засобів, зварних з'єднань;
- технічні характеристики та параметри відповідно до В.2, Г.2, Д.2 та Е.2;
- технічна характеристика та параметри арматури відповідно до Ж.2;
- відомості про ремонт і модернізацію;
- записи результатів технічного опосвідчення;
- результати випробувань.

12.6 Частина трубопроводів або їх елементи, які працюють одночасно з середовищем V та IV категорії і вище, мають відноситись до більш відповідальної категорії.

12.7 Паспорти, які були складені до 04.04.2019 (дата введення в дію вперше цього стандарту), не підлягають переоформленню. До паспортів трубопроводів IV категорії і вище та обладнання, яке працює з цими трубопроводами, мають бути додані відсутні відомості. Паспорти на арматуру мають входити до складу паспорта трубопроводу чи обладнання.

12.8 Для трубопроводів, обладнання чи систем трубопроводів наказом філії ВП АЕС мають бути призначені особи, відповідальні за справний стан і безпечну експлуатацію трубопроводів та обладнання.

12.9 Особа, відповідальна за справний стан і безпечну експлуатацію, повинна забезпечувати:

- утримання трубопроводів та обладнання у справному стані;
- проведення контролю за станом металу і зварних з'єднань елементів трубопроводів та обладнання під час експлуатації;

- своєчасну підготовку трубопроводів та обладнання до технічного опосвідчення;
- своєчасне усунення виявлених несправностей;
- обслуговування трубопроводів та обладнання навченим та атестованим персоналом, який проходить періодичну перевірку знань;
- розроблення виробничих інструкцій для обслуговуючого персоналу та контроль за їх виконанням.

12.10 Дозвіл на експлуатацію та включення в роботу трубопроводів та обладнання після монтажу видається особою, відповідальною за справний стан і безпечну експлуатацію, на підставі перевірки документації (акти виконаних робіт, акти приймання в експлуатацію, зварювальні формуляри та інше) і результатів проведеного технічного опосвідчення. Дозвіл на експлуатацію записується в паспорт трубопроводів, обладнання чи системи зазначеною вище особою.

12.11 Контроль за дотриманням вимог цього стандарту виконується СВНтаПБ. За відсутності у філії АТ «НАЕК «Енергоатом» служби відомчого нагляду контроль виконує служба охорони праці.

12.13 Під час визначення меж обліку обладнання й трубопроводів керуються такими вимогами:

- межами обліку посудини є вхідні (вихідні) патрубки та штуцера (зварний шов приварки трубопроводу до штуцера посудини належить до трубопроводу). Спільно з посудиною допускається брати на облік тільки окремі короткі ділянки трубопроводу (наприклад, для приєднання запобіжної арматури);
- якщо за параметрами середовища або за належністю до певних груп обліку підлягає хоча б одна порожнина обладнання, то таке обладнання обліковується як обладнання вищої групи;
- арматура береться на облік в складі трубопроводу, а арматура, встановлена безпосередньо на патрубку посудини, обліковується у складі обладнання;
- ділянки трубопроводів низького тиску спільно з запобіжними пристроями та першим по ходу середовища запірним пристроєм береться на облік спільно з трубопроводами високого тиску;
- межами насоса є вхідні та вихідні патрубки;
- якщо на трубопроводі відбору пари від турбіни до бака (посудини) відсутній запірний орган, то межею невід'ємної частини трубопроводу є зворотний клапан, а у разі відсутності останнього – зварне з'єднання приварки трубопроводу до посудини;
- межею між обладнанням і/або трубопроводами різних груп є запірна арматура та/або запобіжні пристрої. Водночас сама арматура та пристрої відносяться до групи з вищими вимогами;
- межею між обладнанням і трубопроводами можуть бути зварні з'єднання, що їх сполучають;
- у системах із насосами, що живляться від баків, межею є запірна арматура на всасі насосів або (у разі їх відсутності) зварні з'єднання всмоктуючих патрубків насоса з трубопроводами.

При зміні обліку трубопроводів та/або обладнання (у зв'язку зі зміною підвідомчості), обсяг контролю металу дорівнює обсягу контролю зварних з'єднань, який був встановлений раніше в діючих нормативних документах (або інструкціях з проведення технічного опосвідчення), але не менше обсягу контролю зварних з'єднань, зазначеного в таблицях 10.4 та 10.5.

13 ТЕХНІЧНЕ ОПОСВІДЧЕННЯ

13.1 Технічне опосвідчення виконується для підтвердження того, що обладнання та трубопроводи перебувають в справному стані та можлива їх подальша експлуатація при встановлених параметрах.

13.2 Обладнання і трубопроводи, на які поширюються вимоги цього стандарту та які обліковуються у підрозділах (цехах)-власниках, підлягають технічному опосвідченню.

13.3 Технічне опосвідчення обладнання та трубопроводів, як правило, повинно проводитися в період ППР енергоблоку, в обсязі та з періодичністю, зазначеними в додатку П.

Технічне опосвідчення обладнання та трубопроводів, що мають резерв та можливість виводу резерву з роботи, може проводитися під час роботи енергоблоку на потужності.

Технічне опосвідчення обладнання в процесі експлуатації проводиться сумісно з трубопровідною системою, в якій вони обліковані.

13.4 Технічне опосвідчення проводиться у таких випадках:

- після взяття на облік перед пуском в роботу заново змонтованих трубопроводів та обладнання;
- настання терміну планового технічного опосвідчення (періодичне технічне опосвідчення);
- перед зміною функціонального призначення;
- після відпрацювання нормативного строку експлуатації;
- після ремонту із застосуванням зварювання;
- якщо трубопроводи чи обладнання не експлуатувалися більше 12 місяців;
- перед пуском трубопроводу чи обладнання після перебування на консервації більше двох років;
- якщо обладнання було демонтовано та встановлено на новому місці;
- на вимогу особи, відповідальної за справний стан та безпечну експлуатацію обладнання та трубопроводів.

13.5 Технічне опосвідчення охоплює:

- перевірку технічної документації;
- зовнішній (в доступних місцях) огляд обладнання і трубопроводів;
- внутрішній (в доступних місцях) огляд обладнання;
- випробування;
- оформлення результатів технічного опосвідчення.

13.6 Перевірка документації має, зокрема, охоплювати:

- перевірку паспортів обладнання і трубопроводів на наявність в них записів про проведення попереднього технічного опосвідчення, виконання контролю металу, випробувань, ремонтів;
- перевірку відомостей про порушення меж безпечної експлуатації, що відбулися в процесі експлуатації, та оцінку їх можливого впливу на подальшу працездатність і надійність;
- аналіз актів, приписів тощо, які пов'язані з експлуатацією та ремонтом обладнання та трубопроводів, що підлягають опосвідченню.

13.7 Зовнішні та внутрішні огляди (в доступних місцях) мають, зокрема, охоплювати:

- огляд на наявність на внутрішній та зовнішній поверхнях основного металу тріщин, надривів, язв, раковин, забоїн;
- огляд на наявність на внутрішній та зовнішній поверхнях зварних з'єднань тріщин, надривів, підрізів, невідповідність форм та розмірів вимогам конструкторської документації;
- огляд на наявність на поверхні антикорозійних покриттів тріщин, пор, вздуття, корозійних уражень;
- огляд технічного стану фундаменту та елементів кріплення.

13.8 Випробування мають охоплювати гідравлічні (пневматичні) випробування або інші види випробувань, передбачені конструкторською документацією та НД.

13.9 Технічне опосвідчення має бути організоване в строки не рідше періодичності, встановленої в технічній документації виробника. У разі відсутності вимог НД і/або вказівок виробника періодичність проведення технічного опосвідчення — не рідше одного разу на вісім років (до початку дев'ятої паливної кампанії, відрахованої з дати проведення останнього КР).

Для обладнання систем, що не впливають на безпеку (при роботі енергоблока на потужності) періодичність проведення технічного опосвідчення, встановлюється з урахуванням періодичності проведення ТОтаР (КР).

13.10 Результати технічного опосвідчення оформляються актами і заносяться в паспорт обладнання (трубопроводу) з визначенням терміну проведення наступного технічного опосвідчення особою, відповідальною за справний стан і безпечну експлуатацію цього обладнання і трубопроводів.

Форма акту розробляється філією ВП АЕС.

Дозволяється підтверджувати проведення технічного опосвідчення звітною документацією за результатами виконаного капітального ремонту або модифікації за умови відповідності складу комісії (див. пункт 13.18 маркер 3).

13.11 Трубопроводи та обладнання мають бути виведені з експлуатації не пізніше терміну технічного опосвідчення, зазначеного в паспорті.

13.12 Під час проведення технічного опосвідчення необхідно встановити:

- при первинному - що обладнання (трубопроводи) змонтовані та обладнані згідно з вимогами цього стандарту та конструкторської документації, а також що обладнання (трубопроводи) та їх елементи не мають пошкоджень;
- при періодичному та достроковому – що обладнання (трубопроводи) перебувають у справному стані та можлива їх подальша експлуатація при встановлених параметрах.

13.13 Трубопроводи та обладнання мають бути пред'явлені до гідравлічного (пневматичного) випробування з установленою на них арматурою. Гідравлічні (пневматичні) випробування дозволяється виконувати лише після позитивних результатів зовнішнього та внутрішнього оглядів (в доступних місцях).

13.14 Зовнішній огляд трубопроводів, прокладених в непрохідних каналах, а також у випадках безканалного прокладання проводиться шляхом огляду поверхні місця прокладання трубопроводу.

13.15 Місця зняття теплової ізоляції для проведення технічного опосвідчення відповідно до 2 та 3 таблиці П.1 додатку П визначаються комісією з урахуванням попередньо проведеної перевірки документації за 13.6.

У випадку виявлення небезпечного стану стінок або зварних швів комісія, яка проводить технічне опосвідчення, має право вимагати повного зняття ізоляції або часткового в інших місцях.

13.16 Перед внутрішнім оглядом (в доступних місцях) відповідне обладнання має бути зупинене, охолоджене, звільнене від робочого середовища, відключене заглушками від усіх трубопроводів, які з'єднують обладнання з джерелом тиску або з іншими трубопроводами та обладнанням, що не підлягають опосвідченню в цей момент, електричні схеми розібрані.

13.17 Заново змонтовані трубопроводи до накладання ізоляції підлягають зовнішньому огляду та гідравлічному (пневматичному) випробуванню.

13.18 Технічне опосвідчення обладнання і трубопроводів, на які поширюються вимоги цього стандарту, проводяться комісією, визначеною розпорядчим документом філії ВП АЕС.

До складу комісії, залежно від умов проведення технічного опосвідчення, мають бути включені:

- 1) за умовами пункту 1 додатку П:
 - особа, відповідальна за справний стан і безпечну експлуатацію обладнання і трубопроводів, що підлягають опосвідченню;
 - представник СВНтаПБ;
 - представник служби (відділу) контролю металу;
 - особа, відповідальна за монтажні (зварювальні) роботи, або працівники служб технічного контролю монтажних, ремонтних організацій за погодженням з цими організаціями;
- 2) за умовами пунктів 2.1, 2.2 та 3 додатку П:
 - особа, відповідальна за справний стан і безпечну експлуатацію обладнання і трубопроводів, що підлягають опосвідченню;
 - особа з числа працівників цеху-власника обладнання, відповідальна за проведення ремонту обладнання;
 - представник служби (відділу) контролю металу (якщо передбачено проведення контролю за станом металу обладнання (трубопроводів));
 - інші представники виробничих підрозділів за рішенням особи, відповідальної за справний стан і безпечну експлуатацію обладнання та трубопроводів, за погодженням з цими підрозділами.
- 3) за умовами пункту 4 додатку П:
 - особа, відповідальна за справний стан і безпечну експлуатацію обладнання і трубопроводів, що підлягають опосвідченню;
 - представник служби (відділу) контролю металу;
 - особа, відповідальна за монтажні (зварювальні) роботи, або працівники служб технічного контролю монтажних, ремонтних організацій за погодженням з цими організаціями.
- 4) за умовами пунктів 5, 6 та 7 додатку П:
 - особа, відповідальна за справний стан і безпечну експлуатацію обладнання і трубопроводів, що підлягають опосвідченню;

- представник СВНтаПБ;
 - представник служби (відділу) контролю металу.
- 5) за умовами пунктів 2.4, 2.5, 2.6 та 2.7 додатку П:
- особа, відповідальна за справний стан і безпечну експлуатацію обладнання і трубопроводів, що підлягають опосвідченню;
 - представник ремонтного цеху (підрозділу);
 - особа з числа працівників цеху-власника обладнання, відповідальна за проведення ремонту обладнання;
 - представник служби (відділу) контролю металу (у випадку виконання робіт із застосуванням зварювання).

За необхідності, комісія може бути доповнена представниками інших служб та цехів. Комісія повинна збиратися в кількості не менше трьох осіб.

За відсутності у філії АТ «НАЕК «Енергоатом» служби відомчого нагляду до комісії має бути включений представник служби охорони праці.

13.19 У разі виявлення дефектів при внутрішньому та зовнішньому огляді складається акт обстеження дефектного вузла. Форма акту розробляється у філії ВП АЕС.

Подальше проведення технічного опосвідчення можливе після усунення дефектів.

13.20 Якщо під час технічного опосвідчення буде встановлено, що обладнання чи трубопровід перебувають в аварійному стані або мають дефекти, що викликають сумніви в їх надійності або міцності та які неможливо усунути, то подальша експлуатація такого обладнання (трубопроводу) забороняється у встановленому у філії ВП АЕС порядку з відповідним записом у паспорті.

Трубопроводи та обладнання можуть бути повторно допущені в експлуатацію при понижених параметрах (тиску та температури) після розрахунку на міцність і розрахунку пропускної спроможності запобіжних клапанів.

ДОДАТОК А
(обов'язковий)

**ЕКСПЛУАТАЦІЯ, ОБСЛУГОВУВАННЯ, РЕМОНТ ОБЛАДНАННЯ ТА
ТРУБОПРОВІДІВ, ЗАРЕЄСТРОВАНІХ У ФІЛІЯХ ВП АЕС**

А.1 Експлуатацію, обслуговування та ремонт обладнання і трубопроводів, які віднесені до 4 класу безпеки та зареєстровані у філіях ВП АЕС, здійснювати в такому порядку:

а) експлуатацію обладнання та трубопроводів, які були спроектовані, виготовлені, змонтовані та зареєстровані за «Правилами устройства и безопасной эксплуатации оборудования атомных электростанций, опытных и исследовательских ядерных реакторов и установок», проводити згідно з вимогами НП 306.2.227-2020, СОУ НАЕК 158, з визначеною класифікаційною належністю:

– експлуатувати обладнання та трубопроводи відповідно до вимог, що застосовуються до групи С згідно з НП 306.2.227-2020;

– застосовувати категорію зварних з'єднань ІІІ відповідно до вимог НП 306.2.227-2020, а підкатегорію - відповідно до робочого тиску.

б) зварювальні роботи виконувати згідно з вимогами СОУ НАЕК 159.

в) контроль якості металу виконувати згідно з вимогами СОУ НАЕК 160.

А.2 Нагляд на діючих енергоблоках АЕС за дотриманням вимог чинного законодавства, правил і норм під час монтажу та експлуатації обладнання та трубопроводів 4 класу безпеки здійснює АТ «НАЕК «Енергоатом».

А.3 Трубопроводи пари та гарячої води, посудини, що працюють під тиском, які були виготовлені відповідно до вимог нормативних документів «Правила устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара та горячей воды» та «Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением» експлуатувати згідно з вимогами діючого НПА ОП 0.00-1.81-18.

ДОДАТОК Б
(обов'язковий)

КЛАСИФІКАЦІЯ ТРУБОПРОВІДІВ ТА ОБЛАДНАННЯ

Таблиця Б.1 – Класифікація трубопроводів та обладнання

Група	Технологічна речовина	Категорія									
		I		II		III		IV		V	
		Р _{роз.} , МПа (кгс/см ²)	t _{роз.} , °C	Р _{роз.} , МПа (кгс/см ²)	t _{роз.} , °C	Р _{роз.} , МПа (кгс/см ²)	t _{роз.} , °C	Р _{роз.} , МПа (кгс/см ²)	t _{роз.} , °C	Р _{роз.} , МПа (кгс/см ²)	t _{роз.} , °C
А	Речовини з токсичною дією										
	а) надзвичайно та високонебезпечні речовини класів 1, 2	Неза- лежно	Неза- лежно	-	-	-	-	-	-	-	-
	б) помірно небезпечні речовини класу 3	Вище 2,5 (25)	Вище 300 та нижче мінус 40	Від 0,08 (0,8) (абс.) до 2,5 (25)	Від мінус 40 до 300	-	-	-	-	-	-
		Вакуум нижче 0,08 (0,8) (абс.)	Неза- лежно	-	-	-	-	-	-	-	-

Продовження таблиці Б.1

Б	Вибухо та пожежонебезпечні речовини										
	а) горючі гази, у т.ч. зріджені вуглеводневі гази	Вище 2,5 (25)	Вище 300 та нижче мінус 40 включно	Від 0,08 (0,8) до 2,5 (25)	Від мінус 40 до 300	-	-	-	-	-	-
		Вакуум нижче 0,08 (0,8) (абс.)	Незалежно	-	-	-	-	-	-	-	-
	б) легкозаймисті рідини	Вище 2,5 (25)	Вище 300 та нижче мінус 40	Вище 1,6 (16) до 2,5 (25)	Від 120 до 300	До 1,6 (16)	Від мінус 40 до 120	-	-	-	-
		Вакуум нижче 0,08(0,8) (абс)	Незалежно	Вакуум вище 0,08(0,8) (абс)	Від мінус 40 до 300	-	-	-	-	-	-

Продовження таблиці Б.1

Б	в) горючі рідини	Вище 6,3(63)	Вище 350 та нижче мінус 40	Вище 2,5(25) до 6,3(63)	Вище 250 до 350	Вище 1,6(16) до 2,5(25)	Вище 120 до 250	До 1.6 (16)	Від мінус 40 до 120	-	-
		Вакуум нижче 0,003 (0.03) (абс)	Вище 350 та нижче мінус 40	Вакуум нижче 0,08(0,8) (абс)	Вище 250 до 350	Вакуум до 0,08(0,8) (абс)	Від мінус 40 до 250	-	-	-	-
В	Важкогорючі та негорючі речовини з урахуванням 6.1.3	Вище 8,0 (80) Вакуум нижче 0,003 (0,03) (абс)	Вище 450	Вище 4,0 (40) до 8,0 (80) вакуум нижче 0,08 (0,8) (абс)	Вище 350 до 450	Вище 2,5 (25) до 4,0 (40)	Від 250 до 350	Вище 1,6 (16) До 2,5 (25)	Вище 110 до 250	До 1.6 (16)	Від мінус 40 до 110

Примітка 1. Клас безпеки шкідливих речовин, вибухо- та пожежонебезпечність слід визначати за національними стандартами.

Примітка 2. Шкідливі речовини класу безпеки 4 слід відносити: вибухо- та пожежонебезпечні - до групи Б, негорючі - до групи В.

Приклад

а) трубопровід, який транспортує гідрозин. Згідно з ДСТУ-Н Б А.3.2-1 клас безпеки гідрозину – 1. Незалежно від параметрів трубопровід, який транспортує гідрозин, відносимо до групи А (а), категорія І.

б) трубопровід, який транспортує водень під тиском до 2,5 МПа (до 25 кгс/см²). Згідно з ДСТУ 8829 водень за значенням показника пожежної безпеки відноситься до горючих газів. Трубопровід відносимо до групи Б (а), категорія ІІ.

в) трубопровід, який транспортує водень під тиском більше 10 МПа (100 кгс/см²). Згідно з ДСТУ 8829 водень за значенням показника пожежної безпеки відноситься до горючих газів. Трубопровід визначаємо як трубопровід під тиском більше 10 МПа (100 кгс/см²) за цим стандартом.

ДОДАТОК В

(обов'язковий)

ВИМОГИ ДО ЗАПОВНЕННЯ ТА ФОРМА ПАСПОРТА ТРУБОПРОВОДА

В.1 Вимоги до заповнення паспорта трубопроводу

В.1.1 Основним документом, що підтверджує характеристики трубопроводу, якість виготовлення, монтажу, працездатність в процесі експлуатації і відповідність конструкторській документації, є паспорт трубопроводу.

В.1.2 Додаток не вимагає обов'язкового заповнення всіх таблиць і граф паспорта. Види та обсяг даних, що підлягають включенню в паспорт, визначаються конструкторською документацією та НД на трубопроводи.

В.1.3 Паспорт трубопроводу складається власником трубопроводів.

Обов'язковими документами, які подаються разом з паспортом, є:

- звітні документи за результатами монтажу;
- звітні документи за результатами ремонту (відповідно до СОУ НАЕК 033);
- схема (кресленик) трубопроводу із зазначенням розмірів ділянок, номінального діаметра, вихідної і бракувальної товщини стінки елементів трубопроводу, місць встановлення опор, арматури, фланців, заглушок та інших деталей, місць випускних, продувальних і дренажних засобів, зварних з'єднань;
- паспорта (сертифікати, атестати) трубопровідної арматури;
- розрахунок на міцність.

Вимоги щодо відображення зварних з'єднань виконувати у разі доступності трубопроводу для огляду та вимірювань (відсутність теплоізоляції, трасування у доступних місцях, що не потребує встановлення риштувань чи інших заходів для обстеження та вимірювань).

В.1.4 Форма таблиць паспортів є обов'язковою. Допускається зміна розмірів аркушів і граф, а також заміна таблиць копіями сертифікатів та іншою документацією, що містять необхідні дані.

Допускається доповнення додатковою інформацією за рішенням особи, відповідальної за справний стан і безпечну експлуатацію трубопроводу.

В.1.5 Паспорти разом з додатками та результатами контролю трубопроводів мають зберігатися в підрозділі-власнику протягом усього строку експлуатації.

В.1.6 Оригінали сертифікатів і протоколи результатів контролю мають зберігатися в організації, яка проводила цей контроль, або в підрозділі-власнику трубопроводу протягом всього строку служби трубопроводу.

В.1.7 Паспорти на трубопроводи, які підпадають під дію НПАОП 0.00-1.81-18, мають відповідати вимогам цього нормативно-правового акта.

В.1.8 Для трубопроводів, які були введені в експлуатацію до 04.04.2019 (дата введення в дію вперше цього стандарту), в паспорт має бути внесена інформація, яка є в наявності. Паспорти слід доповнювати відсутньою інформацією під час виконання ремонтів та модифікацій.

В.2 Форма паспорта трубопроводу**ПАСПОРТ ТРУБОПРОВОДА**

(назва)

Обліковий № _____

1. Технічна характеристика і параметри

Найменування суб'єкта господарювання		
Цех		
Назва трубопроводу, його номер згідно з технологічною схемою або специфікацією		
Найменування виробника (монтажної організації) та його місцезнаходження		
Рік виготовлення (монтажу)		
Категорія та група		
Характеристика речовин технологічного середовища	Клас небезпеки	
	Вибухопожежонебезпечність	
	Корозійні властивості	
	Ерозійні властивості	
Робочий тиск (максимально робочий тиск), МПа		
Розрахунковий тиск, МПа		
Розрахункова температура стінки, °C		
Робоча температура, °C		
Тиск випробування, МПа	Гідравлічного	
	Пневматичного	
Мінімально допустима мінусова температура стінки, °C		
Швидкість корозії, мм/рік		
Розрахунковий строк служби трубопроводу, років (годин, циклів навантаження)		

2. Відповідальні за справний стан і безпечну експлуатацію трубопроводу

№ і дата наказу про призначення	Посада, П.І.Б.	Підпис відповідальної особи	Номер посвідчення та термін його дії
Примітка. Під цей розділ має бути виділено не менше п'яти сторінок			

3. Відомості про ремонт і модифікацію трубопроводу

Дата запису	Підстава	Запис про ремонт, модифікацію трубопроводу	Підпис особи, відповідальної за справний стан і безпечну експлуатацію
Примітка. Під цей розділ має бути виділено не менше п'яти сторінок			

4. Записи результатів технічного опосвідчення (експертного обстеження, приймальних випробувань після проведення модифікації) трубопроводу

Дата	Вид контролю за технічним станом	Результат контролю за технічним станом	Строк наступного контролю за технічним станом
Примітка. Під цей розділ має бути виділено не менше 32 сторінок			

5. Формуляр заміру деталей трубопроводу (додаток до записів технічного огляду)

№ точок за схемою	Первісний діаметр і товщина стінки, мм	Бракувальний розмір, мм	Товщина за заміром, мм	Метод заміру	Прізвище перевірального	Підпис	Примітки

6. Результати випробувань (останні результати)

Вид і умови випробувань		Дата, результати
Випробування на міцність (гідравлічні, пневматичні)	Тиск випробування, МПа	
	Середовище випробування	
	Результати випробувань	
Випробування на щільність (гідравлічні, пневматичні)	Тиск випробування, МПа	
	Тривалість витримки, год., хв.	
	Результати випробувань	
Пневматичні випробування на щільність з визначенням падіння тиску під час випробування*	Тиск випробувань, МПа	
	Середовище випробування	
	Тривалість витримки, год., хв.	
	Падіння тиску за час випробування, % за годину	
* Проводяться для трубопроводів груп А, Б (а), Б (б), а також вакуумних трубопроводів.		

ДОДАТОК Г (обов'язковий)

ВИМОГИ ДО ЗАПОВНЕННЯ ТА ФОРМА ПАСПОРТА ПОСУДИНИ

Г.1 Вимоги до заповнення

Г.1.1 Основним документом, що підтверджує характеристики посудини, якість виготовлення, монтажу, працездатність в процесі експлуатації і відповідність конструкторській документації, є паспорт посудини.

Г.1.2 Додаток не вимагає обов'язкового заповнення всіх таблиць і граф паспорта. Види та обсяг даних, що підлягають включенню в паспорт, визначаються конструкторською документацією та НД на виріб.

Г.1.3 Паспорт посудини складається власником посудини.

Обов'язковими документами, які подаються разом з паспортом, є:

- свідоцтва про монтаж;
- звітні документи за результатами ремонту (відповідно до СОУ НАЕК 033);
- кресленики (ескізи) посудини із зазначенням розмірів, вихідної і бракувальної товщини стінки елементів посудини, місць встановлення опор, арматури, фланців, заглушок та інших деталей, місць випускних, продувальних і дренажних засобів, зварних з'єднань;
- паспорта (сертифікати, атестати) трубопровідної арматури;
- розрахунок на міцність.

Г.1.4 Форма таблиць паспортів є обов'язковою. Допускається зміна розмірів аркушів і граф, а також заміна таблиць копіями сертифікатів та іншою документацією, що містять необхідні дані.

Допускається доповнення додатковою інформацією за рішенням особи, відповідальної за справний стан і безпечну експлуатацію посудини.

Г.1.5 Паспорти разом з додатками і результатами контролю мають зберігатися в підрозділі-власнику протягом усього строку експлуатації.

Оригінали сертифікатів і протоколи результатів контролю мають зберігатися в організації, яка проводила цей контроль, або у підрозділі-власнику посудини протягом всього строку служби.

Г.1.6 Для посудин, які були введені в експлуатацію до 04.04.2019 (дата введення в дію вперше цього стандарту), в паспорт має бути внесена інформація, яка є в наявності. Паспорти слід доповнювати відсутньою інформацією під час виконання ремонтів та модифікацій.

Г.2 Форма паспорта посудини

ПАСПОРТ ПОСУДИНИ _____

(назва)

Обліковий № _____

1. Технічна характеристика і параметри

Найменування суб'єкта господарювання		
Цех		
Назва посудини, її номер згідно з технологічною схемою або специфікацією		
Найменування виробника та його місцезнаходження, рік виготовлення		
Заводський (серійний) номер		
Рік виготовлення		
Призначення посудини		
Категорія та група		
Характеристика технологічного середовища		
Характеристика речовин технологічного середовища в корпусі	Клас небезпеки	
	Вибухопожежонебезпечність	
	Корозійні властивості	
	Ерозійні властивості	
Характеристика речовин технологічного середовища в трубній частині	Клас небезпеки	
	Вибухопожежонебезпечність	
	Корозійні властивості	
	Ерозійні властивості	
Робочий тиск в корпусі (максимально робочий тиск), МПа		
Розрахунковий тиск в корпусі, МПа		
Розрахункова температура стінки корпуса, °С		

Робочий тиск в трубній частині (максимально робочий тиск), МПа		
Розрахунковий тиск в трубній частині, МПа		
Розрахункова температура стінки трубної частини °С		
Категорія посудини		
Тиск випробування корпусу, МПа	Гідравлічного	
	Пневматичного	
Тиск випробування трубної частини, МПа	Гідравлічного	
	Пневматичного	
Мінімально допустима мінусова температура стінки, °С		
Швидкість корозії корпусу/трубної частини, мм/рік		
Розрахунковий строк служби посудини, років (годин, циклів навантаження)		

2. Відповідальні за справний стан і безпечну експлуатацію посудини

№ і дата наказу про призначення	Посада, П.І.Б.	Підпис відповідальної особи	Номер посвідчення та термін його дії
Примітка. Під цей розділ має бути виділено не менше п'яти сторінок.			

3. Відомості про ремонт і модифікацію посудини

Дата запису	Підстава	Запис про ремонт, модифікацію посудини	Підпис особи, відповідальної за справний стан і безпечну експлуатацію
Примітка. Під цей розділ має бути виділено не менше п'яти сторінок			

4. Записи результатів технічного опосвідчення (експертного обстеження, приймальних випробувань після проведення модифікації) посудини

Дата	Вид контролю за технічним станом	Результат контролю за технічним станом	Строк наступного контролю за технічним станом
Примітка. Під цей розділ має бути виділено не менше 32 сторінок			

5. Формуляр заміру деталей посудини (додаток до записів технічного опосвідчення)

№ точок за схемою	Первісний діаметр і товщина стінки, мм	Бракувальний розмір, мм	Товщина за заміром, мм	Метод заміру	Прізвище перевіряльника	Підпис	Примітка

6. Результати випробувань (останні результати)

Вид і умови випробувань		Дата, результати
Випробування на міцність (гідравлічні, пневматичні)	Тиск випробування корпусу/трубної частини, МПа	
	Середовище випробування корпусу/трубної частини	
	Результати випробувань корпусу	
	Результати випробувань трубної частини	
Випробування на щільність (гідравлічні, пневматичні)	Тиск випробування корпусу/трубної частини, МПа	
	Тривалість витримки корпусу/трубної частини, год., хв.	
	Результати випробувань корпусу	
	Результати випробувань трубної частини	

ДОДАТОК Д (обов'язковий)

ВИМОГИ ДО ЗАПОВНЕННЯ ТА ФОРМА ПАСПОРТА РЕЗЕРВУАРА

Д.1 Вимоги до заповнення паспорта резервуара

Д.1.1 Основним документом, що підтверджує характеристики резервуара, якість виготовлення, монтажу, працездатність в процесі експлуатації і відповідність конструкторській документації, є паспорт резервуара.

Д.1.2 Додаток не вимагає обов'язкового заповнення всіх таблиць і граф паспорта. Види та обсяг даних, що підлягають включенню в паспорт, визначаються конструкторською документацією та НД на резервуар.

Д.1.3 Паспорт резервуара складається власником.

Обов'язковими документами, які подаються разом з паспортом, є:

- свідоцтва про монтаж;
- свідоцтва про ремонт резервуара або заміну елементів;
- кресленики (ескізи) резервуара із зазначенням розмірів, вихідної і бракувальної товщини стінки елементів резервуара, місць встановлення опор, арматури, фланців, заглушок та інших деталей, місць випускних, продувальних і дренажних засобів, зварних з'єднань;
- паспорта (сертифікати, атестати) трубопровідної арматури;
- розрахунок на міцність.

Д.1.4 Форма таблиць паспортів є обов'язковою. Допускається зміна розмірів аркушів і граф, а також заміна таблиць копіями сертифікатів та іншою документацією, що містять необхідні дані.

Допускається доповнення додатковою інформацією за рішенням особи, відповідальної за справний стан та безпечну експлуатацію резервуара.

Д.1.5 Паспорти разом з додатками і результатами контролю резервуарів мають зберігатися в підрозділі-власнику протягом усього строку експлуатації.

Д.1.6 Оригінали сертифікатів і протоколи результатів контролю мають зберігатися в організації, яка проводила цей контроль, або в підрозділі-власнику резервуару протягом всього строку служби.

Д.1.7 Для резервуарів, які були введені в експлуатацію до 04.04.2019 (дата введення в дію вперше цього стандарту), в паспорт має бути внесена інформація, яка є в наявності. Паспорти слід доповнювати відсутньою інформацією під час виконання ремонтів та модифікацій.

Д.2 Форма паспорта резервуара

ПАСПОРТ РЕЗЕРВУАРА _____

(назва)

Обліковий № _____

1. Технічна характеристика і параметри

Найменування суб'єкта господарювання		
Цех		
Назва резервуара, його номер згідно з технологічною схемою або специфікацією		
Номер виробника (проект)		
Призначення резервуара		
Характеристика технологічного середовища		
Категорія та група		
Характеристика речовин технологічного середовища	Категорія та група	
	Клас небезпеки	
	Вибухопожежонебезпечність	
	Корозійні властивості	
	Ерозійні властивості	
Об'єм повний, м ³		
Об'єм робочий, м ³		
Висота, м		
Діаметр, м		
Маса, кг		
Розрахункова температура стінки, °С		
Категорія посудини		
Мінімально допустима мінусова температура стінки, °С		

Швидкість корозії, мм/рік	
Розрахунковий строк служби резервуара, років (годин, циклів навантаження)	

2. Відповідальні за справний стан і безпечну експлуатацію резервуара

№ і дата наказу про призначення	Посада, П.І.Б.	Підпис відповідальної особи

3. Відомості про ремонт і модифікацію резервуара

Дата запису	Підстава	Запис про ремонт, модифікацію посудини	Підпис особи, відповідальної за справний стан і безпечну експлуатацію

4. Записи результатів технічного опосвідчення резервуара

Дата	Результат контролю за технічним станом	Строк наступного контролю за технічним станом

5. Формуляр заміру деталей резервуара (додаток до записів технічного опосвідчення)

№ точок за схемою	Первісний діаметр і товщина стінки, мм	Бракувальний розмір, мм	Товщина за заміром, мм	Метод заміру	Прізвище перевірятьника	Підпис	Примітка

ДОДАТОК Е (обов'язковий)

ВИМОГИ ДО ЗАПОВНЕННЯ ТА ФОРМА ПАСПОРТА НАСОСА

Е.1 Вимоги до заповнення

Е.1.1 Основним документом, що підтверджує характеристики насоса, якість виготовлення, монтажу, працездатність в процесі експлуатації і відповідність конструкторській документації, є паспорт.

Е.1.2 Додаток не вимагає обов'язкового заповнення всіх таблиць і граф паспорта. Види і обсяг даних, що підлягають включенню в паспорт, визначаються конструкторською документацією та НД на виріб.

Е.1.3 Паспорт насоса складається власником.

Обов'язковими документами, які подаються разом з паспортом, є:

- свідоцтва про монтаж;
- звітні документи за результатами ремонту (відповідно до СОУ НАЕК 033);
- кресленики (ескізи) насоса із зазначенням розмірів, вихідної і бракувальної товщини стінки корпусу, місць зазначенням опор, арматури, фланців, заглушок та інших деталей, місць випускних, продувальних і дренажних засобів, зварних з'єднань;
- паспорта (сертифікати, атестати) трубопровідної арматури;
- розрахунок на міцність.

Е.1.4 Форма таблиць паспортів є обов'язковою. Допускається зміна розмірів аркушів і граф, а також заміна таблиць копіями сертифікатів та іншою документацією, що містять необхідні дані.

Допускається доповнення додатковою інформацією за рішенням особи, відповідальної за справний стан і безпечну експлуатацію насоса.

Е.1.5 Паспорти разом з додатками і результатами контролю мають зберігатися в підрозділі-власнику протягом усього строку експлуатації.

Оригінали сертифікатів і протоколи результатів контролю мають зберігатися в організації, яка проводила цей контроль, або у підрозділі-власнику насоса протягом всього строку служби.

Е.1.6 Для насосів, які були введені в експлуатацію до 04.04.2019 (дата введення в дію вперше цього стандарту), в паспорт має бути внесена інформація, яка є в наявності. Паспорти слід доповнювати відсутньою інформацією під час виконання ремонтів та модифікацій.

Е.2 Форма паспорта насоса (компресора)

ПАСПОРТ НАСОСА _____

(назва)

Обліковий № _____

1. Технічна характеристика і параметри

Найменування суб'єкта господарювання		
Цех		
Назва насоса, його номер згідно з технологічною схемою або специфікацією		
Найменування виробника та його місцезнаходження		
Заводський (серійний) номер		
Дата виготовлення		
Марка насоса		
Робоче середовище		
Характеристика технологічного середовища		
Категорія та група		
Характеристика речовин технологічного середовища в корпусі	Категорія та група	
	Клас небезпеки	
	Вибухопожежонебезпечність	
	Корозійні властивості	
	Ерозійні властивості	
Максимальний напор, МПа		
Тиск на вході, МПа		
Розрахунковий тиск корпусу, МПа		
Розрахункова температура корпусу, °C		
Номінальна витрата, м³/год		
Тиск гідравлічного випробування корпусу, МПа		

Температура гідравлічних випробувань, °С	
Розрахунковий строк служби, років (годин, циклів навантаження)	

2. Відповідальні за справний стан і безпечну експлуатацію насоса

№ і дата наказу про призначення	Посада, П.І.Б.	Підпис відповідальної особи	Номер посвідчення та термін його дії

3. Відомості про ремонт і модифікацію насоса

Дата запису	Підстава	Запис про ремонт, модифікацію насоса	Підпис особи, відповідальної за справний стан і безпечну експлуатацію
Примітка. Під цей розділ має бути виділено не менше п'яти сторінок.			

4. Записи результатів технічного опосвідчення (експертного обстеження, приймальних випробувань після проведення модифікації) насоса

Дата	Вид контролю за технічним станом	Результат контролю за технічним станом	Строк наступного контролю за технічним станом

5. Відомості про основні елементи насоса

Назва елемента	Кількість, шт	Номер кресленика	Основний матеріал				
			Марка	Стандарт або ТУ	Вид зварювання або інший метод кріплення (з'єднання)	Марка зварювальних або ущільнюючих матеріалів	Метод та обсяги контролю

6. Результати випробувань (останні результати)

Вид і умови випробувань		Дата, результати
Випробування на міцність	Тиск випробування корпусу, МПа	
	Середовище випробування корпусу	
	Результати випробувань корпусу	
Випробування на щільність	Тиск випробування корпусу, МПа	
	Тривалість витримки корпусу, год., хв.	
	Результати випробувань корпусу	

ДОДАТОК Ж (обов'язковий)

ВИМОГИ ДО ЗАПОВНЕННЯ ТА ФОРМА ПАСПОРТА АРМАТУРИ

Ж.1 Вимоги до заповнення паспорта арматури

Ж.1.1 Основним документом, що підтверджує характеристики арматури, якість виготовлення, монтажу, працездатність в процесі експлуатації і відповідність конструкторській документації, є паспорт арматури.

Ж.1.2 Додаток не вимагає обов'язкового заповнення всіх таблиць і граф паспорта. Види і обсяг даних, що підлягають включенню в паспорт, визначаються конструкторською документацією та НД на виріб.

Ж.1.3 Паспорт арматури складається власником.

Ж.1.4 Форма таблиць паспортів є обов'язковою. Допускається зміна розмірів аркушів і граф, а також заміна таблиць копіями сертифікатів та іншою документацією, що містять необхідні дані.

Допускається доповнення додатковою інформацією за рішенням особи, відповідальної за справний стан та безпечну експлуатацію трубопроводу, в склад якого входить ця арматура.

Ж.1.5 Паспорти разом з додатками і результатами контролю арматури мають зберігатися в підрозділі-власнику трубопроводу, в склад якого входить ця арматура, протягом усього строку експлуатації арматури.

Ж.1.6 Оригінали сертифікатів і протоколи результатів контролю мають зберігатися в організації, яка проводила цей контроль, або в підрозділі-власнику трубопроводу, в склад якого входить ця арматура, протягом всього строку служби арматури.

Ж.1.7 Для арматури, яка була введена в експлуатацію до 04.04.2019 (дата введення в дію вперше цього стандарту), в паспорт має бути внесена інформація, яка є в наявності. Паспорти слід доповнювати відсутньою інформацією під час виконання ремонтів та модифікацій.

Ж.1.8 У разі відсутності паспорта на арматуру, що закуплена та прийнята в експлуатацію до 04.04.2019 (дата введення в дію вперше цього стандарту), допускається оформлення одного паспорта на групу однотипної арматури або внесення даних про неї до паспорта трубопроводу (системи трубопроводів, обладнання).

Ж.2 Форма паспорта арматури**ПАСПОРТ АРМАТУРИ** _____

(назва)

Обліковий № _____

1. Технічна характеристика і параметри

Найменування суб'єкта господарювання		
Цех		
Тип		
Номер згідно з технологічною схемою або специфікацією		
Виробник		
Заводський номер		
Технічні умови		
Дата виготовлення		
Дата вводу в експлуатацію		
Клас герметичності		
Номінальний діаметр, DN (умовний діаметр Dy)		
Номінальний тиск, PN, МПа (умовний тиск Py, МПа)		
Розрахунковий (максимальний робочий) тиск, МПа		
Розрахункова температура, °C		
Матеріал корпусу		
Робоче середовище		
Привід	Тип	
	Виконання	
	Заводський номер	
	Номінальний крутний момент, Н·м	
	Передаточне число	
	Напруга живлення, В	
Розрахунковий строк служби корпусу, років (годин, циклів навантаження)		

2. Результати випробування

Тиск випробування, МПа (кгс/см ²)	Температура випробування, °С	Тиск, при якому проводився огляд, МПа (кгс/см ²)	Протікання ¹ , м ³ /хв (см ³ /хв)	Номер акту та дата випробування

3. Відомості про основні частинах та кріпильні вироби

№	Найменування деталей ²	Основний метал		Дані про зварювання (наплавку)			
		марка	стандарт або ТУ	спосіб виготовлення зварного з'єднання (наплавлення)	вид зварювання	електроди, зварювальний дріт (тип, марка, стандарт або ТУ)	Методи та обсяг контролю зварних з'єднань

4. Відомості про ремонт арматури

Дата запису	Підстава	Запис про ремонт арматури	Підпис особи, відповідальної за справний стан і безпечну експлуатацію

¹ Графа заповнюється в разі випробування арматури на протікання в запірному органі.

² Перераховуються деталі, навантажені тиском, а також сидла або кільця в корпусі, їх ущільнювальна наплавка, запірні елементи, шток, диски, клин, сильфони та їх ущільнювальна наплавка.

ДОДАТОК К
(обов'язковий)

**ВИМОГИ ДО ВЕДЕННЯ ПАСПОРТІВ В ЕЛЕКТРОННІЙ БАЗІ ДАНИХ
ОБЛАДНАННЯ**

К.1 Процедура оформлення паспорта трубопроводу в електронній базі обладнання

К.1.1 Внесення необхідних даних щодо трубопроводу, зазначених в додатку А, виконувати відповідно до РК-У.41.049 (для філій «ВП ХАЕС», «ВП ЗАЕС», «ВП ПАЕС»), 191-03-П-СНРтаПЕ (для філії «ВП РАЕС») (колонка «Дані електронної бази обладнання» таблиці К.1)

Таблиця К.1 - відповідність даних паспорту трубопроводу та електронної бази обладнання філій ВП АЕС

№ з/п	Дані паспорта	Дані електронної бази обладнання
1	Назва паспорта трубопроводу	Поле «Найменування»
2	Обліковий №	Поле «Реєстраційний номер»
1. Технічна характеристика і параметри		
3	Найменування суб'єкта господарювання	Не застосовується (електронна база відповідної філії ВП АЕС)
4	Цех	Поле «Цех»
5	Назва трубопроводу, його номер згідно з технологічною схемою або специфікацією	Поле «Позиція» Поле «Найменування»
6	Найменування виробника (монтажної організації) та його місце знаходження	Поле «Виробник»
7	Рік виготовлення (монтажу)	Поле «Дата виготовлення» Поле «Дата монтажу на позиції»
8	Характеристика речовин технологічного середовища: Клас небезпеки	Закладка «Характеристики» Необхідно доповнити класифікатор «Вид характеристики» значенням «Клас небезпеки»
9	Характеристика речовин технологічного середовища: Вибухопожежонебезпечність	Закладка «Характеристики» Необхідно доповнити класифікатор «Вид характеристики» значенням «Вибухопожежонебезпечність»
10	Характеристика речовин технологічного середовища: Корозійні властивості	Закладка «Характеристики» Необхідно доповнити класифікатор «Вид характеристики» значенням «Корозійні властивості»

Продовження таблиці К.1

11	Характеристика речовин технологічного середовища: Ерозійні властивості	Закладка «Характеристики» Необхідно доповнити класифікатор «Вид характеристики» значенням «Ерозійні властивості»
12	Робочий тиск (максимально робочий тиск), МПа	Закладка «Характеристики» → «Вид характеристики» → «Тиск робочий»
13	Розрахунковий тиск, МПа	Закладка «Характеристики» Необхідно доповнити класифікатор «Вид характеристики» значенням «Тиск розрахунковий»
14	Розрахункова температура стінки, °С	Закладка «Характеристики» → «Вид характеристики» → «Температура розрахункова»
15	Робоча температура, °С	Закладка «Характеристики» → «Вид характеристики» → «Температура робоча»
16	Категорія	Закладка «Характеристики» Необхідно доповнити класифікатор «Вид характеристики» значенням «Категорія»
17	Група	Закладка «Характеристики» Необхідно доповнити класифікатор «Вид характеристики» значенням «Група»
18	Тиск гідравлічного (пневматичного) випробування, МПа	Закладка «Характеристики» → «Вид характеристики» → «Тиск гідровипробувань»
19	Мінімально допустима мінусова температура стінки, °С	Закладка «Характеристики» Необхідно доповнити класифікатор «Вид характеристики» значенням «Температура мінімально допустима»
20	Швидкість корозії, мм/рік	Закладка «Характеристики» Необхідно доповнити класифікатор «Вид характеристики» значенням «Швидкість корозії»
21	Розрахунковий строк служби трубопроводу, років (годин, циклів навантаження)	Поле «Строк служби»
2. Відповідальні за справний стан і безпечну експлуатацію трубопроводу		
22	№ і дата наказу про призначення	Закладка «Документи». Необхідно доповнити класифікатор «Документи УБДН» відповідним ОРД (наказом)
23	Посада, П.І.Б.	
24	Підпис відповідальної особи	

Продовження таблиці К.1

3. Відомості про ремонт і модифікацію трубопроводу		
25	Дата запису	Відомості про ремонт і модифікацію містяться в звітних документах за результатами ремонту (відповідно до СОУ НАЕК 033), модифікації (відповідно до СОУ НАЕК 114). Місцезнаходження звітних документів вказується в закладці «Документи»
26	Підстава	
27	Запис про ремонт, модифікацію трубопроводу	
28	Підпис особи, відповідальної за справний стан і безпечну експлуатацію	
4. Записи результатів технічного опосвідчення (експертного обстеження, приймальних випробувань після проведення модифікації) трубопроводу		
29	Дата	Облік результатів контролю під час технічного опосвідчення та визначення строків наступного контролю проводиться відповідно до встановленого у філії ВП АЕС порядку. Місцезнаходження звітних документів вказується в закладці «Документи»
30	Вид контролю за технічним станом	
31	Результат контролю за технічним станом	
32	Строк наступного контролю за технічним станом	
5. Формуляр заміру деталей трубопроводу (додаток до записів технічного огляду)		
33	№ точок за схемою	Облік результатів (формуляр заміру деталей, протоколи результатів контролю тощо) під час технічного опосвідчення проводиться відповідно до встановленого у філії ВП АЕС порядку. Місцезнаходження звітних документів вказується в закладці «Документи»
34	Первісний діаметр і товщина стінки, мм	
35	Бракувальний розмір, мм	
36	Товщина за заміром, мм	
37	Метод заміру	
38	Прізвище перевіряльника	
39	Підпис	
40	Примітка	
6. Результати випробувань (останні результати)		
41	Випробування на міцність (гідравлічні, пневматичні): – тиск випробування, МПа – середовище випробування – результати випробувань	Облік результатів випробувань під час технічного опосвідчення (ремонт, модифікації) проводиться відповідно до встановленого у філії ВП АЕС порядку. Місцезнаходження звітних документів вказується в закладці «Документи»
42	Випробування на щільність (гідравлічні, пневматичні): – тиск випробування, МПа – тривалість витримки, год (хв) – результати випробувань	
43	Пневматичні випробування на щільність з визначенням падіння тиску під час випробування: – тиск випробування, МПа – середовище випробування – тривалість витримки, год (хв) падіння тиску за час випробування, % за годину	

К.1.2 В закладці «Документи» необхідно вказати місцезнаходження (за наявності) нижчезазначених документів:

- звітні документи за результатами ремонту, модифікації, технічного опосвідчення разом з додатками;
- свідоцтва про монтаж;
- свідоцтва про ремонт трубопроводу або заміну окремих частин та елементів;
- схема (кресленник) трубопроводу із зазначенням розмірів ділянок, номінального діаметра, вихідної і бракувальної товщини стінки елементів трубопроводу, місць встановлення опор, арматури, фланців, заглушок та інших деталей, місць випускних, продувальних і дренажних засобів, зварних з'єднань;
- паспорта (сертифікати, атестати) трубопровідної арматури;
- розрахунок на міцність;
- формуляр заміру деталей трубопроводу, оригінали сертифікатів і протоколи результатів контролю трубопроводів тощо.

К.2 Процедура оформлення паспорта посудини в електронній базі обладнання

К.2.1 Внесення необхідних даних щодо посудин, зазначених в додатку Г, виконувати відповідно до РК-У.41.049 (для філій «ВП ХАЕС», «ВП ЗАЕС», «ВП ПАЕС»), 191-03-П-СНРиПЭ (для філії «ВП РАЕС») (колонка «Дані електронної бази обладнання» таблиці К.2).

Таблиця К.2 - відповідність даних паспорту посудини та електронної бази обладнання філій ВП АЕС

№ з/п	Дані паспорта	Дані електронної бази обладнання
1	Назва паспорта посудини	Поле «Найменування»
2	Обліковий №	Поле «Реєстраційний номер»
1. Технічна характеристика і параметри		
3	Найменування суб'єкта господарювання	Не застосовується (електронна база відповідної філії ВП АЕС)
4	Цех	Поле «Цех»
5	Назва посудини, її номер згідно з технологічною схемою або специфікацією	Поле «Позиція» Поле «Найменування»
6	Найменування виробника та його місцезнаходження, рік виготовлення	Поле «Виробник» Поле «Дата виготовлення»
7	Заводський (серійний) номер	Поле «Заводський номер»
8	Рік виготовлення	Поле «Дата виготовлення»

Продовження таблиці К.2

9	Призначення посудини	Закладка «Характеристики» Необхідно доповнити класифікатор «Вид характеристики» значенням «Призначення сосуда»
10	Характеристика технологічного середовища	Закладка «Характеристики» → «Вид характеристики» → «Середовище робоче»
11	Категорія	Закладка «Характеристики» Необхідно доповнити класифікатор «Вид характеристики» значенням «Категорія»
12	Група	Закладка «Характеристики» Необхідно доповнити класифікатор «Вид характеристики» значенням «Група»
13	Характеристика речовин технологічного середовища в корпусі: Клас небезпеки	Закладка «Характеристики» Необхідно доповнити класифікатор «Вид характеристики» значенням «Клас небезпеки середовища в корпусі»
14	Характеристика речовин технологічного середовища в корпусі: Вибухопожежонебезпечність	Закладка «Характеристики» Необхідно доповнити класифікатор «Вид характеристики» значенням «Вибухопожежонебезпечність середовища в корпусі»
15	Характеристика речовин технологічного середовища в корпусі: Корозійні властивості	Закладка «Характеристики» Необхідно доповнити класифікатор «Вид характеристики» значенням «Корозійні властивості середовища в корпусі»
16	Характеристика речовин технологічного середовища в корпусі: Ерозійні властивості	Закладка «Характеристики» Необхідно доповнити класифікатор «Вид характеристики» значенням «Ерозійні властивості середовища в корпусі»
17	Характеристика речовин технологічного середовища в трубній частині: Клас небезпеки	Закладка «Характеристики» Необхідно доповнити класифікатор «Вид характеристики» значенням «Клас небезпеки середовища в трубній частині»
18	Характеристика речовин технологічного середовища в трубній частині: Вибухопожежонебезпечність	Закладка «Характеристики» Необхідно доповнити класифікатор «Вид характеристики» значенням «Вибухопожежонебезпечність середовища в трубній частині»

Продовження таблиці К.2

19	Характеристика речовин технологічного середовища в трубній частині: Корозійні властивості	Закладка «Характеристики» Необхідно доповнити класифікатор «Вид характеристики» значенням «Корозійні властивості середовища в трубній частині»
20	Характеристика речовин технологічного середовища в трубній частині: Ерозійні властивості	Закладка «Характеристики» Необхідно доповнити класифікатор «Вид характеристики» значенням «Ерозійні властивості середовища в трубній частині»
21	Робочий тиск в корпусі (максимально робочий тиск), МПа	Закладка «Характеристики» Необхідно доповнити класифікатор «Вид характеристики» значенням «Тиск робочий в корпусі»
22	Розрахунковий тиск в корпусі, МПа	Закладка «Характеристики» Необхідно доповнити класифікатор «Вид характеристики» значенням «Тиск розрахунковий в корпусі»
23	Розрахункова температура стінки корпусу, °С	Закладка «Характеристики» Необхідно доповнити класифікатор «Вид характеристики» значенням «Температура розрахункова стінки корпусу»
24	Робочий тиск в трубній частині (максимально робочий тиск), МПа	Закладка «Характеристики» Необхідно доповнити класифікатор «Вид характеристики» значенням «Тиск робочий в трубній частині»
25	Розрахунковий тиск в трубній частині, МПа	Закладка «Характеристики» Необхідно доповнити класифікатор «Вид характеристики» значенням «Тиск робочий в трубній частині»
26	Розрахункова температура стінки трубої частини, °С	Закладка «Характеристики» Необхідно доповнити класифікатор «Вид характеристики» значенням «Температура розрахункова трубої частині»
27	Тиск гідравлічного випробування корпусу, МПа	Закладка «Характеристики» Необхідно доповнити класифікатор «Вид характеристики» значенням «Тиск гідровипробувань корпусу»
28	Тиск пневматичного випробування корпусу, МПа	Закладка «Характеристики» Необхідно доповнити класифікатор «Вид характеристики» значенням «Тиск пневмовипробувань корпусу»

Продовження таблиці К.2

29	Тиск гідравлічного випробування трубної частини, МПа	Закладка «Характеристики» Необхідно доповнити класифікатор «Вид характеристики» значенням «Тиск гідровипробувань трубної частини»
30	Тиск пневматичного випробування трубної частини, МПа	Закладка «Характеристики» Необхідно доповнити класифікатор «Вид характеристики» значенням «Тиск пневмовипробувань трубної частини»
31	Мінімально допустима мінусова температура стінки, °С	Закладка «Характеристики» Необхідно доповнити класифікатор «Вид характеристики» значенням «Температура мінімально допустима»
32	Швидкість корозії корпусу/трубної частини, мм/рік	Закладка «Характеристики» Необхідно доповнити класифікатор «Вид характеристики» значенням «Швидкість корозії»
33	Розрахунковий строк служби посудини, років (годин, циклів навантаження)	Поле «Строк служби»
2. Відповідальні за справний стан і безпечну експлуатацію посудини		
34	№ і дата наказу про призначення	Закладка «Документи» Необхідно доповнити класифікатор «Документи УБДН» відповідним ОРД (наказом)
35	Посада, П.І.Б.	
36	Підпис відповідальної особи	
37	Номер посвідчення та термін його дії	
3. Відомості про ремонт і модифікацію резервуара		
38	Дата запису	Відомості про ремонт і модифікацію містяться в звітних документах за результатами ремонту (відповідно до СОУ НАЕК 033), модифікації (відповідно до СОУ НАЕК 114). Місцезнаходження звітних документів вказується в закладці «Документи»
39	Підстава	
40	Запис про ремонт, модифікацію посудини	
41	Підпис особи, відповідальної за справний стан і безпечну експлуатацію	
4. Записи результатів технічного опосвідчення (експертного обстеження, приймальних випробувань після проведення модифікації) посудини		
42	Дата	Облік результатів випробувань під час технічного опосвідчення проводиться відповідно до встановленого у філії ВП АЕС порядку
43	Вид контролю за технічним станом	

Продовження таблиці К.2

44	Результат контролю за технічним станом	Дата та результат технічного опосвідчення може визначатися звітною документацією за результатами ремонту та модифікації, дата наступного технічного опосвідчення зазначається в річному графіку ремонту відповідно до встановленої періодичності. Місцезнаходження звітних документів вказується в закладці «Документи»
45	Строк наступного контролю за технічним станом	
5. Формуляр заміру деталей посудини (додаток до записів технічного опосвідчення)		
46	№ точок за схемою	Облік результатів (формуляр заміру деталей, протоколи результатів контролю тощо) під час технічного опосвідчення проводиться відповідно до встановленого у філії ВП АЕС порядку. Місцезнаходження звітних документів вказується в закладці «Документи»
47	Первісний діаметр і товщина стінки, мм	
48	Бракувальний розмір, мм	
49	Товщина за заміром, мм	
50	Метод заміру	
51	Прізвище перевіряльника	
52	Підпис	
53	Примітка	
6. Результати випробувань (останні результати)		
54	Випробування на міцність (гідравлічні, пневматичні): Тиск випробування корпусу/трубної частини, МПа	Облік результатів випробувань під час технічного опосвідчення (ремонт, реконструкції) проводиться відповідно до встановленого у філії ВП АЕС порядку. Місцезнаходження звітних документів вказується в закладці «Документи»
55	Випробування на міцність (гідравлічні, пневматичні): Середовище випробування корпусу/трубної частини	
56	Випробування на міцність (гідравлічні, пневматичні): Результати випробувань корпусу	Облік результатів випробувань під час технічного опосвідчення (ремонт, реконструкції) проводиться відповідно до встановленого у філії ВП АЕС порядку. Місцезнаходження звітних документів вказується в закладці «Документи»
57	Випробування на міцність (гідравлічні, пневматичні): Результати випробувань трубної частини	
58	Випробування на щільність (гідравлічні, пневматичні): Тиск випробування корпусу/трубної частини, МПа	
59	Випробування на щільність (гідравлічні, пневматичні): Тривалість витримки корпусу/трубної частини, год., хв.	

Продовження таблиці К.2

60	Випробування на щільність (гідрравлічні, пневматичні): Результати випробувань корпусу	
61	Випробування на щільність (гідрравлічні, пневматичні): Результати випробувань трубної частини	

К.2.2 В закладці «Документи» необхідно вказати місцезнаходження (за наявності) нижчезазначених документів:

- звітні документи за результатами ремонту, модифікації (технічного опосвідчення) разом з додатками;
- свідоцтва про монтаж;
- свідоцтва про ремонт посудини або заміну елементів;
- кресленники (ескізи) посудини із зазначенням розмірів, вихідної і бракувальної товщини стінки елементів посудини, місць зазначенням опор, арматури, фланців, заглушок та інших деталей, місць випускних, продувальних і дренажних засобів, зварних з'єднань;
- паспорта (сертифікати, атестати) трубопровідної арматури;
- розрахунок на міцність;
- формуляр заміру деталей посудини, оригінали сертифікатів і протоколи результатів контролю посудин тощо.

К.3 Процедура оформлення паспорта резервуара в електронній базі обладнання

К.3.1 Внесення необхідних даних щодо резервуара, зазначених в додатку Д, виконувати відповідно до РК-У.41.049 (для філій «ВП ХАЕС», «ВП ЗАЕС», «ВП ПАЕС»), 191-03-П-СНРиПЭ (для філії «ВП РАЕС») (колонка «Дані електронної бази обладнання» таблиці Е.3).

Таблиця К.3 - відповідність даних паспорту резервуара та електронної бази обладнання філій ВП АЕС

№ з/п	Дані паспорта	Дані електронної бази обладнання
1	Назва паспорта резервуара	Поле «Найменування»
2	Обліковий №	Поле «Реєстраційний номер»
1. Технічна характеристика і параметри		
3	Найменування суб'єкта господарювання	Не застосовується (електронна база відповідної філії ВП АЕС)
4	Цех	Поле «Цех»
5	Назва резервуара, його номер згідно з технологічною схемою або специфікацією	Поле «Позиція» Поле «Найменування»

Продовження таблиці К.3

6	Номер виробника (проект)	Поле «Заводський номер»
7	Призначення резервуара	Закладка «Характеристики» Необхідно доповнити класифікатор «Вид характеристики» значенням «Призначення резервуара»
8	Характеристика технологічного середовища	Закладка «Характеристики» → «Вид характеристики» → «Середовище робоче»
9	Характеристика речовин технологічного середовища: Клас безпеки	Закладка «Характеристики» Необхідно доповнити класифікатор «Вид характеристики» значенням «Клас безпеки»
10	Характеристика речовин технологічного середовища: Вибухопожежонебезпечність	Закладка «Характеристики» Необхідно доповнити класифікатор «Вид характеристики» значенням «Вибухопожежонебезпечність»
11	Характеристика речовин технологічного середовища: Корозійні властивості	Закладка «Характеристики» Необхідно доповнити класифікатор «Вид характеристики» значенням «Корозійні властивості»
12	Характеристика речовин технологічного середовища: Ерозійні властивості	Закладка «Характеристики» Необхідно доповнити класифікатор «Вид характеристики» значенням «Ерозійні властивості»
13	Об'єм повний, м ³	Закладка «Характеристики» → «Вид характеристики» → «Об'єм»
14	Об'єм робочий, м ³	Закладка «Характеристики» → «Вид характеристики» → «Об'єм робочого середовища»
15	Висота, м	Закладка «Характеристики» → «Вид характеристики» → «Висота»
16	Діаметр, м	Закладка «Характеристики» → «Вид характеристики» → «Діаметр»
17	Маса, кг	Закладка «Характеристики» → «Вид характеристики» → «Маса»
18	Розрахункова температура стінки, °C	Закладка «Характеристики» → «Вид характеристики» → «Температура розрахункова»
19	Категорія	Закладка «Характеристики» Необхідно доповнити класифікатор «Вид характеристики» значенням «Категорія»
20	Група	Закладка «Характеристики» Необхідно доповнити класифікатор «Вид характеристики» значенням «Група»

Продовження таблиці К.3

21	Мінімально допустима мінусова температура стінки, °C	Закладка «Характеристики» Необхідно доповнити класифікатор «Вид характеристики» значенням «Температура мінімально допустима»
22	Швидкість корозії, мм/рік	Закладка «Характеристики» Необхідно доповнити класифікатор «Вид характеристики» значенням «Швидкість корозії»
23	Розрахунковий строк служби резервуара, років (годин, циклів навантаження)	Поле «Строк служби»
2. Відповідальні за справний стан і безпечну експлуатацію резервуара		
24	№ і дата наказу про призначення	Закладка «Документи» Необхідно доповнити класифікатор «Документи УБДН» відповідним ОРД (наказом)
25	Посада, П.І.Б.	
26	Підпис відповідальної особи	
3. Відомості про ремонт і модифікацію резервуара		
27	Дата запису	Відомості про ремонт і модифікацію містяться в звітних документах за результатами ремонту (відповідно до СОУ НАЕК 033), модифікації (відповідно до СОУ НАЕК 114). Місцезнаходження звітних документів вказується в закладці «Документи»
28	Підстава	
29	Запис про ремонт, модифікацію резервуара	
30	Підпис особи, відповідальної за справний стан і безпечну експлуатацію	
4. Записи результатів технічного опосвідчення резервуара		
31	Дата	Облік результатів випробувань під час технічного опосвідчення проводиться відповідно до встановленого у філіях ВП АЕС порядку. Дата та результат технічного опосвідчення може визначатися звітною документацією за результатами ремонту та модифікації, дата наступного технічного опосвідчення зазначається в річному графіку ремонту у відповідності до встановленої періодичності. Місцезнаходження звітних документів вказується в закладці «Документи»
32	Результат контролю за технічним станом	
33	Строк наступного контролю за технічним станом	
5. Формуляр заміру деталей резервуара (додаток до записів технічного опосвідчення)		
34	№ точок за схемою	Облік результатів (формуляр заміру деталей, протоколи результатів контролю тощо) під час технічного опосвідчення проводиться відповідно до встановленого у філіях ВП АЕС порядку. Місцезнаходження звітних документів вказується в закладці «Документи»
35	Первісний діаметр і товщина стінки, мм	
36	Бракувальний розмір, мм	
37	Товщина за заміром, мм	
38	Метод заміру	
39	Прізвище перевіряльника	

Кінець таблиці К.3

40	Підпис	
41	Примітка	

К.3.2 В закладці «Документи» необхідно вказати місцезнаходження (за наявності) нижчезазначених документів:

- звітні документи за результатами ремонту, модифікації, технічного опосвідчення разом з додатками;
- свідоцтва про монтаж;
- свідоцтва про ремонт резервуара або заміну елементів;
- кресленники (ескізи) резервуара із зазначенням розмірів, вихідної і бракувальної товщини стінки елементів резервуара, місць встановлення опор, арматури, фланців, заглушок та інших деталей, місць випускних, продувальних і дренажних засобів, зварних з'єднань;
- паспорта (сертифікати, атестати) трубопровідної арматури;
- розрахунок на міцність;
- формуляр заміру деталей резервуара, оригінали сертифікатів і протоколи результатів контролю резервуарів тощо.

К.4 Процедура оформлення паспорта арматури в електронній базі обладнання

К.4.1 Внесення необхідних даних щодо арматури, зазначених в додатку Ж, виконувати відповідно до РК-У.41.049 (для філій «ВП ХАЕС», «ВП ЗАЕС», «ВП ПАЕС»), 191-03-П-СНРиПЭ (для філії «ВП РАЕС») (колонка «Дані електронної бази обладнання» таблиці Е.4).

Таблиця К.4 - відповідність даних паспорта арматури та електронної бази обладнання філій ВП АЕС

№ з/п	Дані паспорта	Дані електронної бази обладнання
1	Назва паспорта арматури	Поле «Найменування»
2	Обліковий №	Поле «Реєстраційний номер»
1. Технічна характеристика і параметри		
3	Найменування суб'єкта господарювання	Не застосовується (електронна база відповідної філії ВП АЕС)
4	Цех	Поле «Цех»
5	Тип	Поле «тип (марка)»
6	Номер згідно з технологічною схемою або специфікацією	Поле «реєстраційний номер»
7	Виробник	Поле «завод- виробник»
8	Заводський номер	Поле «заводський номер»
9	Технічні умови	Закладка «Документи»
10	Дата виготовлення	Поле «дата виготовлення»
11	Дата вводу в експлуатацію	Поле «початок експлуатації на АЕС»

Продовження таблиці К.4

12	Клас герметичності		Закладка «Характеристики» Необхідно доповнити класифікатор «Вид характеристики» значенням «Клас герметичності»
13	Номінальний діаметр, DN (умовний діаметр D _y)		Закладка «Характеристики» → «Вид характеристики» → «Діаметр умовний»
14	Номінальний тиск, PN, МПа (умовний тиск P _y , МПа)		Закладка «Характеристики» → «Вид характеристики» → «Тиск робочий»
15	Розрахунковий (максимальний робочий) тиск, МПа		Закладка «Характеристики» Необхідно доповнити класифікатор «Вид характеристики» значенням «Тиск розрахунковий»
16	Розрахункова температура, °C		Закладка «Характеристики» → «Вид характеристики» → «Робоча температура»
17	Матеріал корпусу		Закладка «Характеристики» → «Вид характеристики» → «Матеріал корпусу»
18	Робоче середовище		Закладка «Характеристики» → «Вид характеристики» → «середовище робоче»
19	Привід	Тип	Поле «тип (марка)»
20		Виконання	Закладка «Характеристики» → «Вид характеристики» → «Виконання»
21		Заводський номер	Поле «Заводський номер»
22		Номінальний крутний момент, Нм	Закладка «Характеристики» → «Вид характеристики» → «Момент крутний»
23		Передаточне число	Закладка «Характеристики» → «Вид характеристики» → «Число передаточне»
24		Напруга живлення, В	Закладка «Характеристики» → «Вид характеристики» → «Напруга»
25	Розрахунковий строк служби корпусу, років (годин, циклів навантаження)		Поле «Строк служби»
2. Результати випробування			
26	Тиск випробування, МПа (кгс/см ²)		Облік результатів випробувань під час технічного опосвідчення (ремонту, модифікації) проводиться відповідно до встановленого у філії ВП АЕС порядку. Місцезнаходження звітних документів вказується в закладці «Документи»
27	Температура випробування, °C		
28	Тиск, при якому проводився огляд, МПа (кгс/см ²)		
29	Протікання, м ³ /хв (см ³ /хв)		
30	Номер акту та дата випробування		
3. Відомості про основні частини та кріпильні вироби			
31	№		Відомості про основні частини та кріпильні вироби разом з сертифікатами, атестатами зберігаються разом з паспортом трубопровідної арматури. Місцезнаходження звітних документів вказується в закладці «Документи»
32	Найменування деталей		

Продовження таблиці К.4

33	Основний метал	Марка	
		Стандарт або ТУ	
34	Дані про зварювання (наплавку)	Спосіб виготовлення зварного з'єднання (наплавки)	
		Вид зварювання	
		Електроди, зварювальний дріт (тип, марка, стандарт або ТУ)	
		Методи та обсяг контролю зварних з'єднань	
4. Відомості про ремонт арматури			
35	Дата запису	Відомості про ремонт і модифікацію містяться в звітних документах за результатами ремонту (відповідно до СОУ НАЕК 033), модифікації (відповідно до СОУ НАЕК 114). Місцезнаходження звітних документів вказується в закладці «Документи»	
36	Підстава		
37	Запис про ремонт арматури		
38	Підпис особи, відповідальної за справний стан і безпечну експлуатацію		

К.4.2 В закладці «Документи» необхідно вказати місцезнаходження (за наявності) нижчезазначених документів:

- звітні документи за результатами ремонту, модифікації, технічного опосвідчення разом з додатками;
- паспорта (сертифікати, атестати, відомості про основні частини, кріпильні вироби, технічні умови тощо) трубопровідної арматури;
- оригінали сертифікатів і протоколи результатів контролю арматури.

К.5 Процедура оформлення паспорта насоса в електронній базі обладнання

К.5.1 Внесення необхідних даних щодо насоса відповідно до додатку Е виконувати згідно з РК-У.41.049 (для філій «ВП ХАЕС», «ВП ЗАЕС», «ВП ПАЕС»), 191-03-П-СНРтаПЕ (для філії «ВП РАЕС») (колонка «Дані електронної бази обладнання» таблиці К.5).

Таблиця К.5 - відповідність даних паспорту насоса та електронної бази обладнання філій ВП АЕС

№ з/п	Дані паспорта	Дані електронної бази обладнання
1	Назва паспорта насоса	Поле «Найменування»
2	Обліковий №	Поле «Реєстраційний номер»
1. Технічна характеристика і параметри		
3	Найменування суб'єкта господарювання	Не застосовується (електронна база відповідної філії ВП АЕС)
4	Цех	Поле «Цех»
5	Назва насоса, його номер згідно з технологічною схемою або специфікацією	Поле «Позиція» Поле «Найменування»
6	Заводський (серійний) номер	Поле «Заводський номер»
	Дата виготовлення	Поле «Дата виготовлення»
	Марка насоса	Поле «Тип (марка)»
7	Робоче середовище	Закладка «Характеристики» → «Вид характеристики» → «Середовище робоче»
8	Характеристика речовин технологічного середовища: Клас небезпеки	Закладка «Характеристики» Необхідно доповнити класифікатор «Вид характеристики» значенням «Клас небезпеки»
9	Характеристика речовин технологічного середовища: Вибухопожежонебезпечність	Закладка «Характеристики» Необхідно доповнити класифікатор «Вид характеристики» значенням «Вибухопожежонебезпечність»
10	Характеристика речовин технологічного середовища: Корозійні властивості	Закладка «Характеристики» Необхідно доповнити класифікатор «Вид характеристики» значенням «Корозійні властивості»
11	Характеристика речовин технологічного середовища: Ерозійні властивості	Закладка «Характеристики» Необхідно доповнити класифікатор «Вид характеристики» значенням «Ерозійні властивості»
12	Максимальний напір	Закладка «Характеристики» → «Вид характеристики» → «Напір максимальний»
13	Тиск на вході	Закладка «Характеристики» → «Вид характеристики» → «Тиск на вході»
14	Розрахунковий тиск корпусу	Закладка «Характеристики» → «Вид характеристики» → «Тиск розрахунковий»
15	Розрахункова температура корпусу	Закладка «Характеристики» → «Вид характеристики» → «Температура розрахункова»

Продовження таблиці К.5

16	Номінальна витрата	Закладка «Характеристики» → «Вид характеристики» → «Подача»
17	Тиск гідравлічних (пневматичних) випробувань корпусу	Закладка «Характеристики» → «Вид характеристики» → «Тиск гідровипробувань»
18	Температура гідравлічних (пневматичних) випробувань	Закладка «Характеристики» → «Вид характеристики» → «Температура гідровипробувань»
19	Розрахунковий строк служби	Поле «Строк служби»

2. Відповідальні за справний стан і безпечну експлуатацію насоса (компресора)		
20	№ і дата наказу про призначення	Закладка «Документи» Необхідно доповнити класифікатор «Документи УБДН» відповідним ОРД (наказом)
21	Посада, П.І.Б.	
22	Підпис відповідальної особи	
3. Відомості про ремонт і модифікацію насоса (компресора)		
23	Дата запису	Відомості про ремонт і модифікацію містяться в звітних документах за результатами ремонту (відповідно до СОУ НАЕК 033), модифікації (відповідно до СОУ НАЕК 114). Місцезнаходження звітних документів вказується в закладці «Документи»
24	Підстава	
25	Запис про ремонт, модифікацію насоса	
26	Підпис особи, відповідальної за справний стан і безпечну експлуатацію	
4. Записи результатів технічного опосвідчення насоса (компресора)		
27	Дата	Облік результатів випробувань під час технічного опосвідчення проводиться відповідно до встановленого у філіях ВП АЕС порядку. Дата та результат технічного опосвідчення може визначатися звітною документацією за результатами ремонту та модифікацій, дата наступного технічного опосвідчення зазначається в річному графіку ремонту у відповідності до встановленої періодичності. Місцезнаходження звітних документів вказується в закладці «Документи»
28	Результат контролю за технічним станом	
29	Строк наступного контролю за технічним станом	
5. Відомості про основні елементи насоса (компресора)		
30	Назва елемента	Місцезнаходження документації з зазначеною інформацією вказується в закладці «Документи»
31	Кількість	
32	Номер кресленника	
33	Марка основного матеріалу	

Кінець таблиці К.5

34	Стандарт або ТУ основного матеріалу	Місцезнаходження документації з зазначеною інформацією вказується в закладці «Документи»
35	Вид зварювання або інший метод кріплення (з'єднання)	
36	Марка зварювальних або ущільнюючих матеріалів	
37	Метод та обсяг контролю	

К.5.2 В закладці «Документи» необхідно вказати місцезнаходження (за наявності) нижчезазначених документів:

- звітні документи за результатами ремонту, модифікації технічного опосвідчення разом з додатками;
- свідоцтва про монтаж;
- кресленник (ескізи) насоса із зазначенням розмірів;
- паспорта, оригінали сертифікатів і протоколи результатів контролю насоса тощо.

ДОДАТОК Л
(обов'язковий)

ТИП УЩІЛЬНЮВАЛЬНОЇ ПОВЕРХНІ ФЛАНЦІВ

Таблиця Л.1

Середовище	Тиск, МПа (кгс/см ²)	Тип ущільнювальної поверхні
Речовини групи В	≤ 2,5 (25)	гладка
Речовини груп А, Б, крім А(а) і ВОТ	≤ 2,5 (25)	гладка
Речовини груп А, Б, В, крім ВОТ	> 2,5 (25) < 6,3 (63)	виступ-западина
Речовини групи А (а)	≤ 0,25 (2,5)	гладка
Речовини групи А (а)	> 0,25 (2,5)	виступ-западина
ВОТ	Незалежно	шип-паз
Фреон, аміак	Незалежно	виступ-западина
Речовини груп А, Б, В при вакуумі	від 0,095 до 0,05 абс. (0,95 - 0,5)	гладка
Речовини груп А, Б, В при вакуумі	від 0,05 до 0,001 абс. (0,5 - 0,01)	шип-паз
Речовини груп А, Б, В	≥ 6,3 (63)	під лінзову прокладку або прокладку овального перетину

ДОДАТОК М
(обов'язковий)

НОРМИ І ОБСЯГ ВИПРОБУВАНЬ ТА ВИМІРЮВАНЬ ПАРАМЕТРІВ ЕЛЕКТРОДНИХ КОТЛІВ

Таблиця М.1

Найменування перевірки	Вид перевірки	Нормативне значення	Вказівки
1. Вимірювання значень опору стовпа води ізолювальної вставки	К, П або М	Опір стовпа води, Ом, у кожній із вставок має бути: – не менше ніж $0,6 \cdot U_{ф \cdot n}$, де $U_{ф}$ - фазна напруга електродного котла, В; n – число ізолювальних вставок усіх котлів котельної; – не менше ніж $200 \cdot n$	Вимірюється в котлах на напругу понад 1 кВ. Вимірюється в котлах на напругу до 1 кВ
2. Вимірювання значення питомого опору живильної (мережевої) води	К, М	При 20 °С значення питомого опору має бути в межах, вказаних заводом-виробником	Вимірюється перед пуском та під час зміни джерела водопостачання, а в разі водопостачання з відкритих водоймищ - не рідше ніж чотири рази на рік
3. Випробування підвищеною напругою частоти 50 Гц:	К	Тривалість випробування 1 хв.	
а) ізоляції корпусу котла разом з ізолювальними вставками, звільненими від води	-	Ізоляція котлів на напругу до 0,69 кВ випробується напругою 1 кВ. Для інших випадків значення випробної напруги приймається відповідно до «Правил технічної експлуатації електроустановок споживачів»	
б) ізолювальних вставок	-	Проводиться двократним номінальним значенням фазної напруги	
4. Вимірювання значення опору ізоляції котла без води	К	Значення опору ізоляції має бути не менше ніж 0,5 МОм, якщо заводом-виробником не обумовлені жорсткіші вимоги	Вимірюється у положенні електродів при максимальній та мінімальній потужностях відносно корпусу мегаомметром на напругу 2500 В

Продовження таблиці М.1

5. Перевірка дії захисної апаратури котла	К, П, М	Проводиться відповідно до інструкцій виробників	В електродних котлах на напругу до 1 кВ, що працюють в мережі із заземленою нейтраллю, характеристика пристроїв, які використовують для захисного автоматичного вимикання живлення, та повний опір кола замикання (кола «фаза-нуль») повинні забезпечувати автоматичне вимикання живлення в межах нормованого часу згідно з вимогами 1.7.82 ПУЕ
а) перевірка спрацьовування пристроїв захисту, які реагують на надструми (автоматичні вимикачі, запобіжники) і не виконують функції захисного автоматичного вимикання живлення в електроустановках з типом заземлення системи TN-C, TN-S і IT	-	Кратність струмів однофазного КЗ на віддалену відкриту провідну частину кола, що захищається, в електроустановці з типом заземлення системи TN-C, TN-S і подвійного кола замикання на віддалені одна від одної провідні частини в системі IT, мають бути не меншими ніж вказано в 3.1 ПУЕ	Перевіряються безпосереднім вимірюванням сили струму замикання або повного опору петлі «фаза-нуль» в системі TN-C, TN-S і повного опору петлі подвійного замикання в системі IT з подальшим визначенням відповідних струмів та часу автоматичного вимикання живлення згідно з захисними характеристиками пристроїв захисту, вказаними в каталогах підприємств-виробників цих пристроїв. В електроустановках, приєднаних до одного щитка, та тих, що знаходяться в межах одного приміщення, допускається здійснювати вимірювання з подальшою перевіркою спрацьовування захисту тільки на одній, найвіддаленішій від точки живлення установці (частині установки). Спрацьовування захисту на інших установках (частинах установок) визначається в цьому разі вимірюванням перехідного опору між перевіреною установкою і установкою, що перевіряється, відповідно до пункту 6 цієї таблиці.

Кінець таблиці М.1

			У мережі зовнішнього освітлення перевіряється спрацювання захисту тільки для найвіддаленіших світильників кожної лінії. Спрацювання захисту в разі замикання на корпус інших світильників перевіряється вимірюванням перехідного опору між PEN (PE)-провідником та корпусом світильника. Перевірку спрацювання захисту групових ліній різних приймачів, що використовуються короткочасно, допускається здійснювати на штепсельних розетках із захисним контактом
б) перевірка спрацювання пристроїв захисту, які реагують на надструми та виконують функцію захисного автоматичного вимикання живлення в електроустановках з типом заземлення системи TN-C, TN-S і IT	-	Те саме, що й в пункті 5, а) цієї таблиці, але кратність струмів має бути такою, щоб час спрацювання захисту: в групових колах з силою робочого струму до 32 А не перевищував допустимий, наведений в таблиці 1.7.1 пункту 1.7.82 ПУЕ; в розподільних колах, а також групових колах з силою робочого струму більше 32 А – не перевищував 5 с.	Розрахунок струму замикання проводиться відповідно до пункту 4, а) таблиці з подальшим визначенням часу автоматичного вимикання живлення згідно з захисними характеристиками пристроїв захисту, вказаними в каталогах підприємств-виробників цих пристроїв
Примітка 1. К - перевірка під час капремонту, П - безпосередня перевірка під час поточного ремонту та огляду особою, відповідальною за електрогосподарство, М - міжремонтна перевірка (візуальна перевірка під час чергових оглядів експлуатаційним персоналом). Примітка 2. К, П або М - проводяться у терміни, установлені системою ТОтаР, але не рідше ніж К - один раз на рік, П або М - два рази на рік			

ДОДАТОК Н

(обов'язковий)

НОРМИ ОЦІНКИ ЯКОСТІ ЗВАРНИХ З'ЄДНАНЬ

Н.1 Загальні положення

Н.1.1 Норми оцінки якості приймають згідно з такими розмірними показниками:

- за номінальною товщиною деталей, що зварюються - для стикових зварних з'єднань деталей однакової товщини (при попередній обробці крайок шляхом розточування, роздавання, калібрування або обтискування - за номінальною товщиною зварених деталей в зоні обробки);
- за номінальною товщиною більш тонкої деталі – для стикових, кутових, таврових та зварних з'єднань внапусток;
- за подвійною номінальною товщиною більш тонкої деталі (з двох, що зварені) - для торцевих зварних з'єднань (крім з'єднань вварювання труб в трубні дошки);
- за номінальною товщиною стінки труб - для зварних з'єднань вварювання труб в трубні дошки;
- при проведенні РГК зварних з'єднань через дві стінки – по номінальній товщині однієї стінки.

Н.1.2 Протяжність (довжина, периметр) зварних з'єднань визначається на зовнішній поверхні зварних деталей біля країв шва (для з'єднань штуцерів, а також для кутових і таврових з'єднань - на зовнішній поверхні деталі, що приварюється, біля краю кутового шва).

Н.1.3 Число і сумарна приведена площа поодиноких включень і скупчень, що виявлені використаними методами неруйнівного контролю, не повинні перевищувати значень, що вказані в цих нормах, на будь-якій ділянці зварного з'єднання довжиною 100 мм.

Для зварних з'єднань довжиною менше 100 мм норми за кількістю і сумарно зведеною площею поодиноких включень і скупчень зменшують пропорційно зменшенню протяжності з'єднання, що контролюється. Якщо при цьому виходить дробове число, то воно заокруглюється до найближчого цілого числа.

Н.2 Візуальний контроль

Н.2.1 При візуальному контролі зварних з'єднань не допускаються:

- тріщини всіх видів і напрямів;
- непровари (несплавлення) між основним металом і металом шва, а також між валками шва;
- непровари в корені шва (крім випадків, що передбачені в НД на виріб);
- напливи (натікання) і бризки металу;
- свищі;
- пропали;
- подрізи;
- відхили розмірів шва понад встановлені норми;
- відшарування;
- випадкові дуги (припіки);

- усадкові раковини;
- скупчення.

Н.2.2 Норми поверхневих несущільностей, що виявлені при проведенні візуального контролю, наведені в таблиці Н.1.

Таблиця Н.1 – Норми поверхневих несущільностей в зварних з'єднаннях

Несущільність	Допустимий максимальний розмір, мм	Число несущільностей
Випуклість шва із зовнішньої сторони	Встановлюється НД або конструкторською документацією залежно від виду зварювання і типу з'єднання	-
Западини (заглиблення) між валками і лускоподібність поверхні шва	$0,12РП + 0,6$, але не більше 2	-
Одиничні включення	$0,12РП + 0,2$, але не більше 2,5	При РП від 2 до 10 включно - $0,2РП + 3$ При РП більше 10 до 20 включно - $0,1РП + 4$ При РП більше 20 - $0,05РП + 5$, але не більше 8
Опуклість кореня шва при односторонньому зварюванні труб без підкладних кілець	1,5 - при Двн до 25 включно; 2,0 - при Двн більше 25 до 150 включно; 2,5 - при Двн більше 150	-
Угнутість кореня шва при односторонньому зварюванні труб без підкладних кілець	$0,12РП + 0,4$, але не більше 1,5	-
РП - розмірний показник, вказаний в Н.1.1 Двн – внутрішній діаметр, мм		

Н.3 Капілярний контроль

Н.3.1 При контролі зварних з'єднань за індикаторними слідами не допускаються подовжені та непоодинокі округлі індикаторні сліди. Кількість поодиноких округлих індикаторних слідів не має перевищувати норм, що вказані в таблиці Н.1 для непоодиноких включень, а найбільший розмір кожного індикаторного сліду не повинен перевищувати трикратних значень цих норм.

Н.3.2 Виявлені при контролі згідно з Н.3.1 несущільності допускається оцінювати за їхніми фактичними показниками після видалення реактиву. При цьому слід керуватись вимогами Н.2.1 і таблиці Н.1 цього додатка. Результати цієї оцінки є кінцевими.

Н.4 Магнітопорошковий контроль

Н.4.1 Норми оцінки якості при магнітопорошковому контролі повинні відповідати вимогам Н.2.1 і таблиці Н.1 цього додатка.

Н.4.2 Виявлені при контролі згідно з Н.4.1 несущільності допускається оцінювати за їх фактичним розміром після видалення емульсії або порошку. Результати цієї оцінки є кінцевими.

Н.5 Радіографічний контроль

Н.5.1 Якість зварних з'єднань вважається задовільною, якщо на радіографічному знімку не будуть зафіксовані тріщини, непровари (за винятком випадків, що передбачені в НД на виріб), пропалювання, свищі, недопустимі випуклості і увігнутість кореня шва за таблицею Н.1, а розмір, кількість і сумарно зведена площа одиничних включень і скупчень не перевищують норм, що наведені в таблиці Н.3 і НД на виріб.

Н.5.2 Чутливість контролю (найменший діаметр дроту дротяного еталону, який виявляється на знімку; найменша глибина канавки канавкового еталона, яка виявляється на знімку; найменша товщина пластинчастого еталона, при якій на знімку виявляється отвір з діаметром, рівним подвоєній товщині еталону), не повинна перевищувати значень, наведених у таблиці Н.2.

Таблиця Н.2 – Необхідна чутливість контролю

Радіаційна товщина (у місці встановлення еталона чутливості), мм	Необхідна чутливість, мм	
	Для трубопроводів на PN вище 10 МПа (100 кгс/см ²) категорій I та II	Для трубопроводів категорій III, IV та V
До 5 включно	0,10	0,20
Понад 5 до 9 включно	0,20	0,30
Понад 9 до 12 включно	0,30	0,40
Понад 12 до 20 включно	0,40	0,50
Понад 20 до 30 включно	0,50	0,60
Понад 30 до 40 включно	0,60	0,75
Понад 40 до 50 включно	0,75	1,00
Понад 50 до 70 включно	1,00	1,25
Понад 70 до 100 включно	1,25	1,50
Примітка. При використанні дрових еталонів чутливості значення 0,30, 0,60, 0,75 і 1,50 мм замінюються значеннями 0,32, 0,63, 0,80 і 1,60 мм відповідно		

Н.5.3 Необхідний рівень чутливості знімку для обладнання встановлюється НД на виріб та конструкторською документацією.

Таблиця Н.3 - Норми допустимих несущільностей зварних з'єднань, виявлених при РГК

Несущільність	Розмірний показник зварного з'єднання (РП), мм	Максимальний розмір, мм	Кількість несущільностей на 100 мм шва
Поодинокі включення	Від 2,0 до 15 включно	$0,15РП+0,5$	Сумарна кількість поодиноких включень і скупчень: – $0,25РП+12$ при РП від 2 до 40; – $0,1РП+18$, але не більше 27 при РП більш 40
	Більше 15 до 40 включно	$0,05РП+2,0$	
	Більше 40	$0,025РП+3,0$, але не більше 5	
Поодинокі скупчення	Від 2,0 до 15 включно	$1,5(0,15РП+0,5)$	
	Більше 15 до 40 включно	$1,5(0,05РП+2,0)$	
	Більше 40	$1,5(0,025РП+3,0)$, але не більше 8	
Поодинокі протяжні включення	Від 2,0 до 5 включно	$0,15РП + 5$, але не більше 14	2
	Більше 5 до 50 включно		3
	Більше 50		4

Н.6 Ультразвуковий контроль

Н.6.1 Якість зварних з'єднань вважається задовільною при дотриманні таких умов:

- виявлені несущільності не є протяжними (умовна протяжність несущільності не повинна перевищувати умовну протяжність відповідного еталонного відбивача);
- відстань на поверхні сканування між двома сусідніми несущільностями не менше умовної протяжності несущільності з більшим значенням цього показника (несущільності є поодинокими);
- еквівалентні площі і кількість поодиноких несущільностей не перевищують норми, що встановлені в НД на виріб та конструкторській документації.

Н.6.2 За відсутності встановлених норм допустимих несущільностей в НД на виріб та конструкторській документації необхідно користуватись даними таблиці Н.4.

Н.6.3 Для стикових зварних з'єднань із номінальною товщиною до 5,5 мм виконувати РГК.

Таблиця Н.4 – Норми максимально допустимих несущільностей, виявлених при УЗК

Номінальна товщина зварного з'єднання, мм	Еквіваленти а площа поодиноких несущільностей, мм ²	Число поодиноких несущільностей, що фіксуються, на будь яких 100 мм довжини зварного з'єднання	Протяжність несущільностей	
			Сумарна в корені шва	Поодиноких в перерізі шва
від 5,5 включно до 8 включно	1,3	7	20% внутрішнього периметру зварного з'єднання	Умовна протяжність компактної (точкової) несущільності
від 8 до 12 включно	2,6	8		
від 12 до 15 включно	3,5	8		
від 15 до 20 включно	5,0	8		
від 20 до 40 включно	7,0	9		
від 40 до 65 включно	10,0	10		
від 65 до 80 включно	15,0	11		
від 80 до 160 включно	20,0	12		
Примітка. Норми еквівалентної площі наведені для отворів з плоским дном за СОУ НАЕК 032. Допускається контроль за іншими відбивачами, якщо забезпечена ідентичність їх еквівалентної площі, підтверджена процедурами перерахунку або паспортом на зразок, які використовуються.				

Н.7 Механічні випробування

Н.7.1 Якість зварних з'єднань за результатами механічних випробувань вважається задовільною за умови виконання таких вимог:

– тимчасовий опір має бути не нижче мінімально допустимого для основного металу, а при випробуванні зварних з'єднань елементів з різними нормативними значеннями тимчасового опору цей показник – не нижче мінімально допустимого для менш міцного основного металу.

– кут згину при випробуванні на статичний згин відповідає вимогам таблиці Н.5;

– ударна в'язкість зварних з'єднань менше зазначеної в таблиці Н.6.

– значення твердості зварного з'єднання має задовольняти вимоги НД на виріб.

Н.7.2 Кількість контрольних зварних з'єднань для проведення механічних випробувань і металографічних досліджень має бути не менше 2-х для всіх умовних діаметрів труб.

Таблиця Н.5 – Значення кута згину

Сталь	Границі міцності за температури 20 °С	Кут згину, не менше, при товщині стілки, град		
		Електродугове, контактне та електрошлакове зварювання		Газове зварювання
		до 20 мм включно	більше 20 мм	До 4 мм
Вуглецеві	Не нижче нижньої границі міцнос- ті основного металу по стандартам або технічним умовам для цієї марки сталі	100	80	70
Марганцевисті, кремнемарганцевисті		80	60	50
Хромокремнемарганцевисті		70	50	-
Хромомолібденові, хромомолібденованадієві, хромованадієвольфрамові, хромомолібденованадіє- вольфрамові		50	40	30
Мартенситні Феритні		50	40	-
Аустенітно-феритні		80	60	-
Сплави на залізонікелевій і нікелевій основі		100	100	-
Хромонікелеві аустенітного класу		150	120	-

Таблиця Н.6 – Значення ударної в'язкості зварних з'єднань

Температура випробування, °С	Мінімальне значення ударної в'язкості, Дж/см ² (кгс•м/см ²)					
	Для всіх сталей, крім феритного, аустенітно- феритного та аустенітного класів		Для сталей феритного та аустенітно- феритного класу		Для сталей аустенітного класу	
	KCU	KCV	KCU	KCV	KCU	KCV
20	50(5)	35(3,5)	40(4)	30(3)	70(7)	50(5)
Нижче мінус 20	30(3)	20(2)	30(3)	20(2)	30(3)	20(2)

ДОДАТОК П

(обов'язковий)

ОБСЯГИ ТА ТЕРМІНИ ТЕХНІЧНОГО ОПОСВІДЧЕННЯ ОБЛАДНАННЯ ТА ТРУБОПРОВОДІВ

Таблиця П.1 - обсяги та терміни технічного опосвідчення обладнання та трубопроводів

№	Об'єкти опосвідчення, умови і терміни проведення	Операції технічного опосвідчення			Примітки
		Зовнішній огляд	Внутрішній огляд	Гідравлічні (пневматичні) випробування	
1	Після реєстрації до початку пусконаладжувальних робіт, пов'язаних з підвищенням параметрів (тиску і температури) середовища до нанесення теплоізоляції				
1.1	для обладнання	Проводиться	Проводиться	Проводиться	
1.2	для трубопроводів	Проводиться	Не проводиться	Проводиться	
2	Обладнання в процесі експлуатації зі зняттям теплової ізоляції				
2.1	Для посудин, резервуарів, що працюють із середовищем, яке викликає руйнування і фізико-хімічне перетворення матеріалу (корозія тощо) із швидкістю більше 0,1 мм/рік	Проводиться (раз в чотири роки) (до початку п'ятої паливної кампанії, відрахованої з дати проведення останнього КР)	Проводиться (раз в чотири роки) (до початку п'ятої паливної кампанії, відрахованої з дати проведення останнього КР)	Проводиться (раз в вісім років) (до початку дев'ятої паливної кампанії, відрахованої з дати проведення останнього КР)	
2.2	Не рідше одного разу в вісім років для посудин, резервуарів, що працюють із середовищем, яке викликає руйнування і фізико-хімічне перетворення матеріалу (корозія тощо) із швидкістю не більше 0,1 мм/рік включно	Проводиться (до початку дев'ятої паливної кампанії, відрахованої з дати проведення останнього КР)	Проводиться (до початку дев'ятої паливної кампанії, відрахованої з дати проведення останнього КР)	Проводиться (до початку дев'ятої паливної кампанії, відрахованої з дати проведення останнього КР)	

Продовження таблиці П.1

№	Об'єкти опосвідчення, умови і терміни проведення	Операції технічного опосвідчення			Примітки
		Зовнішній огляд	Внутрішній огляд	Гідравлічні (пневматичні) випробування	
2.3	В період капітального ремонту автономної електростанції	Проводиться	Проводиться	Проводиться	Внутрішній огляд проводиться в доступних місцях. Гідравлічні (пневматичні) випробування виконуються у разі наявності в автономній електростанції внутрішніх трубопроводів
2.4	В період капітального ремонту компресорної станції	Проводиться	Проводиться	Проводиться	
2.5	Корпуси арматури при проведенні їх капітального ремонту	Не проводиться	Проводиться	Не проводиться	
2.6	Корпуси насосів при проведенні їх капітального ремонту	Проводиться	Проводиться	Проводиться	
3	Трубопроводи в процесі експлуатації зі зняттям знімної теплової ізоляції (у місцях визначених комісією з технічного опосвідчення)				
3.1	Для трубопроводів, що транспортують середовище, яке викликає руйнування і фізико-хімічне перетворення матеріалу (корозія тощо) із швидкістю більше 0,1 мм/рік	Проводиться (раз в чотири роки) (до початку п'ятої паливної кампанії, відрахованої з дати проведення останнього КР)	Не проводиться	Проводиться (раз в вісім років) (до початку дев'ятої паливної кампанії, відрахованої з дати проведення останнього КР)	

Продовження таблиці П.1

№	Об'єкти опосвідчення, умови і терміни проведення	Операції технічного опосвідчення			Примітки
		Зовнішній огляд	Внутрішній огляд	Гідравлічні (пневматичні) випробування	
3.2	Не рідше одного разу в вісім років для трубопроводів, що транспортують середовище, яке викликає руйнування і фізико-хімічне перетворення матеріалу (корозія тощо) із швидкістю не більше 0,1 мм/рік включно	Проводиться (до початку дев'ятої паливної кампанії, відрахованої з дати проведення останнього КР)	Не проводиться	Проводиться (до початку дев'ятої паливної кампанії, відрахованої з дати проведення останнього КР)	
4	Обладнання і трубопроводи після ремонту або модифікацій із застосуванням зварювання	Проводиться	Проводиться	Проводиться	Внутрішній і зовнішній огляд проводиться тільки в місцях ремонтів зварних з'єднань. Огляд внутрішньої поверхні проводиться в доступних місцях. Допускається не проводити гідравлічні (пневматичні) випробування відремонтованих в процесі експлуатації за допомогою зварювання обладнання та ділянок трубопроводів (за винятком ділянок з поздовжніми зварними швами) безпосередньо після ремонту, а виконати їх при чергових випробуваннях за пунктами 2

Кінець таблиці П.1

№	Об'єкти опосвідчення, умови і терміни проведення	Операції технічного опосвідчення			Примітки
		Зовнішній огляд	Внутрішній огляд	Гідравлічні (пневматичні) випробування	
					або 3 цієї таблиці за умови проведення неруйнівного контролю всіх нових зварних з'єднань і місць ремонту в установленому обсязі
5	Обладнання після землетрусу, який за бальністю рівний або перевищує проектний	Проводиться	Проводиться	Проводиться	Обсяг технічного опосвідчення після землетрусу встановлюється комісією з обстеження обладнання
6	Трубопроводи після землетрусу, який за бальністю рівний або перевищує проектний	Проводиться	Не проводиться	Проводиться	Обсяг технічного опосвідчення після землетрусу встановлюється комісією з обстеження трубопроводів
7	Обладнання і трубопроводи достроково на вимогу особи, відповідальної за справний стан та безпечну експлуатацію	Проводиться	Проводиться (для обладнання)	Проводиться	Обсяг технічного опосвідчення встановлюється особою, відповідальною за справний стан та безпечну експлуатацію
Примітка 1. Результати технічного опосвідчення за пунктами 1, 2.1, 2.2, 2.3, 2.4, 2.6 3, 4, 5, 6, 7 цієї таблиці фіксуються в паспортах. Примітка 2. Результати технічного опосвідчення за пунктом 2.5 цієї таблиці фіксуються в актах встановленої у філії ВП АЕС форми. Примітка 3. Інші види випробування та терміни їх проведення передбачаються конструкторською документацією або НД.					

ДОДАТОК Р
(довідковий)

БІБЛІОГРАФІЯ

1. НПАОП 0.00-1.11-98 «Правила устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара та горячей воды».
2. НПАОП 0.00-1.59-87 «Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением».
3. «Правилами устройства и безопасной эксплуатации оборудования атомных электростанций, опытных и исследовательских ядерных реакторов и установок» 1972 р.

АРКУШ РЕЄСТРАЦІЇ ЗМІН

[illegible]