

Державне підприємство
«Національна атомна енергогенеруюча компанія «Енергоатом»

ДП НАЕК "ЕНЕРГОАТОМ"
ФОНД
НОРМАТИВНИХ ДОКУМЕНТІВ

**СТАНДАРТ ДЕРЖАВНОГО ПІДПРИЄМСТВА
«НАЦІОНАЛЬНА АТОМНА ЕНЕРГОГЕНЕРУЮЧА КОМПАНІЯ
«ЕНЕРГОАТОМ»**

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

СОУ НАЕК 173:2020

НА НАЕК
ОРИГІНАЛ

ПЕРЕДМОВА

1 РОЗРОБЛЕНО: дирекція з нагляду за безпекою

2 РОЗРОБНИКИ: С. Ковальський, Д. Ксенофонов

3 ЗАТВЕРДЖЕНО: наказ ДП «НАЕК «Енергоатом» від 01.10.2020 № 787

4 ДАТА ВВЕДЕННЯ В ДІЮ: 21.10.2020

5 НА ЗАМІНУ: СОУ НАЕК 173:2019 «Забезпечення технічної безпеки. Технічні вимоги до будови та безпечної експлуатації технологічних трубопроводів та обладнання»

6 ПЕРЕВІРКА: 21.10.2020

7 КОД КНДК: 3.40

8 ПІДРОЗДІЛ, ЩО ЗДІЙСНЮЄ ВЕДЕННЯ НД: дирекція з нагляду за безпекою

9 МІСЦЕЗНАХОДЖЕННЯ ОРИГІНАЛУ НД: відділ стандартизації департаменту з управління документацією та стандартизації виконавчої дирекції з якості та управління

АРКУШ ПОГОДЖЕННЯ СОУ НАЕК 173:2020

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

Тимчасово виконуючий обов'язки
першого віце-президента – технічного
директора

«17» 09 2020

Ю. Шейко

Генеральний інспектор – директор з
безпеки

«15» 09 2020

Д. Білей

Заступник генерального інспектора –
директор з нагляду за безпекою

«11» 09 2020

О. Остаповець

Виконавчий директор з виробництва

«14» 09 2020

В. Кравець

Виконавчий директор з якості та
управління

«11» 09 2020

С. Бриль

Начальник відділу
стандартизації ДУДС ВДЯУ

«11» 09 2020

А. Нелепов

ВП ЗАЕС

№63-86.1/18798

від 02.09.2020

ВП РАЕС

№13141/031

від 04.09.2020

ВП ЮУАЕС

№28/14866

від 01.09.2020

ВП ХАЕС

№44-14-1575/8646

від 07.09.2020

ВП АРС

№31-20/77/1820

від 02.06.2020

ВП АЕМ

№3402/10

від 12.06.2020

ВП «КБ «Атомприлад»

№48/882

від 05.08.2020

ВП «Автоматика та
машинобудування»

№05-05/1403

від 11.06.2020

17.07.2020

14.09.2020

11.09.2020

Григорук

ЗМІСТ

1 Сфера застосування.....	1
2 Нормативні посилання.....	2
3 Терміни та визначення понять.....	5
4 Позначки та скорочення.....	9
5 Загальні положення.....	11
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).....	20
6.3 Підземні трубопроводи.....	21
6.4 Тимчасові трубопроводи.....	22
7 Вимоги до будови та експлуатації обладнання.....	22
7.1 Посудини, що працюють під тиском.....	22
7.2 Резервуари сталеві.....	27
7.3 Котли електродні.....	28
7.4 Автономні електростанції.....	29
7.5 Насосні агрегати.....	31
7.6 Станції компресорні стаціонарні.....	34
8 Арматура, контрольно-вимірювальні прилади та запобіжні пристрої.....	39
8.1 Загальні вимоги до арматури.....	39
8.2 Арматура запірна, регулююча та зворотна.....	42
8.3 Контрольно-вимірювальні прилади.....	43
8.4 Запобіжні пристрої.....	45
9 Матеріали.....	50
10 Зварювання та контроль.....	55
10.1 Вимоги до виконання зварювальних робіт.....	55
10.2 Контроль зварних з'єднань. Загальні положення.....	61
10.3 Візуальний контроль.....	67
10.4 Радіографічний та ультразвуковий контроль.....	68
10.5 Капілярний і магнітопорошковий контроль.....	69
10.6 Спектральний аналіз.....	69
10.7 Додатковий контроль основного металу та зварних з'єднань.....	70
10.8 Додаткові вимоги до контролю зварних з'єднань посудин.....	72
10.9 Норми оцінки якості.....	77
10.10 Виправлення дефектів у зварних з'єднаннях.....	77
11 Випробування.....	78
12 Облік трубопроводів та обладнання.....	84
13 Технічне опосвідчення.....	85
Додаток А Вимоги до заповнення та форма паспорта трубопровода.....	90
Додаток Б Вимоги до заповнення та форма паспорта посудини.....	94
Додаток В Вимоги до заповнення та форма паспорта резервуара.....	98
Додаток Г Вимоги до заповнення та форма паспорта насоса.....	101
Додаток Д Вимоги до заповнення та форма паспорта арматури.....	105

Додаток Е Вимоги до ведення паспортів в електронній базі даних обладнання	108
Додаток Ж Класифікація трубопроводів та обладнання	125
Додаток И Тип ущільнювальної поверхні фланців	128
Додаток К Норми і обсяг випробувань та вимірювань параметрів електродних котлів.....	129
Додаток Л Розподіл сталей на типи і класи	132
Додаток М Норми оцінки якості зварних з'єднань	133
Додаток Н Обсяги та терміни технічного опосвідчення обладнання та трубопроводів.....	140
Додаток П Експлуатація, обслуговування, ремонт обладнання та трубопроводів, зареєстрованих у філіях ВП АЕС (змінено, зм. №3).....	143a
Аркуш реєстрації змін	144

**СТАНДАРТ ДЕРЖАВНОГО ПІДПРИЄМСТВА
«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), технічного опосвідчення, проектування та виготовлення трубопроводів та обладнання, зазначених в 1.4.

1.2 Вимоги цього стандарту є обов'язковими для персоналу підрозділів АТ «НАЕК «Енергоатом», діяльність яких пов'язана з експлуатацією, ремонтом, модифікацією, перевіркою технічного стану, виготовленням та поставкою обладнання та трубопроводів ВП АТ «НАЕК «Енергоатом». Вимоги цього стандарту є обов'язковими для включення до тендерної документації та/або договору з проектними, конструкторськими, монтажними, ремонтними та експертними організаціями, що здійснюють проектування, конструювання, монтаж, експлуатацію, модифікацію і ремонт обладнання та трубопроводів ВП АТ «НАЕК «Енергоатом», виготовлення, поставку продукції і послуг для ВП АТ «НАЕК «Енергоатом» (змінено, зм. №3).

1.3 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.

1.4 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: (змінено, зм. №3)

- сталеві трубопроводи та обладнання, що працюють під тиском від 0,001 МПа (0,01 кгс/см²) (вакуум) 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 перебільшує 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;

- зливні, продувальні та випускні трубопроводи котлів, трубопроводів, посудин, редуційно-охолоджувальних, запобіжних та інших пристроїв, з'єднаних з атмосферою;

- 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 частоти 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 П). (додучено, зміна №2)

1.5 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 контрольно-вимірювальних приладів після відсічної арматури.

1.6 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 1.5 за умови виробничої необхідності, якщо вони не протирічать діючим нормам і правилам з охорони праці, ядерної та радіаційної безпеки. (змінено, зм. №3)

2 НОРМАТИВНІ ПОСИЛАННЯ (змінено, зм. № 1)

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» від 05.06.2014 № 1314-VII

«Технічний регламент знаків безпеки і захисту здоров'я працівників», затверджений постановою КМУ від 25.11.2009 № 1262

«Порядок проведення огляду, випробування та експертного обстеження (технічного діагностування) машин, механізмів, устаткування підвищеної небезпеки», затверджений Постановою КМУ від 26.05.2004 № 687

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

НП 306.2.245-2024 «Загальні положення безпеки атомних станцій»
(змінено, зм. №3)

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

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

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 0.00-1.69-13 «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 0.00-1.04-07 «Правила вибору та застосування засобів індивідуального захисту органів дихання»

ПУЕ «Правила улаштування електроустановок», затверджені наказом Міненерговугілля від 21.07.2017 № 476

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

ДСТУ ГОСТ 12.2.085:2007 «Посудини, що працюють під тиском. Клапани запобіжні. Вимоги щодо безпеки»

ДСТУ ГОСТ 6134:2009 (ИСО 9906:1999) «Насосы динамические. Методы испытаний»

ДСТУ ГОСТ 2.001:2006 «Єдина система конструкторської документації. Загальні положення».

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»

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» (змінено, зм. №3)

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

ОСТ 34-42-663-84 «Детали и сборочные единицы трубопроводов АС $P_{\text{раб}} < 2,2 \text{ МПа}$ (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» (змінено, зм. №3)

СОУ НАЕК 011:2024 «Інженерна, наукова і технічна підтримка. Метрологічне забезпечення експлуатації АЕС. Організація робіт із забезпечення єдності вимірювань та порядок їх проведення» (змінено, зм. №3)

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» (змінено, зм. №3)

СОУ НАЕК 018:2022 «Експлуатація технологічного комплексу. Норми вібраційного стану обертових механізмів АЕС» (змінено, зміна №2)

СОУ НАЕК 027:2014 «Техническое обслуживание и ремонт. Контроль неразрушающий ультразвуковой. Методика контроля основных материалов (полуфабрикатов)»

СОУ НАЕК 028:2022 «Технічне обслуговування та ремонт. Контроль неруйнівний ультразвуковий. Методика вимірювання товщини монометалів, біметалів та антикорозійних покриттів» (змінено, зміна №2)

СОУ НАЕК 032:2014 «Техническое обслуживание и ремонт. Контроль неразрушающий ультразвуковой. Методика контроля сварных соединений и наплавов»

СОУ НАЕК 033:2024 «Технічне обслуговування та ремонт. Правила організації технічного обслуговування та ремонту обладнання енергоблоків і загальностанційного обладнання атомних електростанцій» (змінено, зм. №3)

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

СОУ НАЕК 050:2015 «Техническое обслуживание и ремонт. Контроль неразрушающий радиографический. Методика контроля сварных соединений и наплавов»

СОУ НАЕК 066:2022 «Технічне обслуговування та ремонт. Контроль неруйнівний магнітопорошковий. Методика контролю основних матеріалів (напівфабрикатів), зварних з'єднань і наплавлень» (змінено, зміна №2)

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» (змінено, зм. №3)

СОУ НАЕК 084:2023 «Технічне обслуговування та ремонт. Сталеві виливки для атомних енергетичних установок. Правила контролю» (змінено, зм. №3)

СОУ НАЕК 113:2023 «Технічне обслуговування та ремонт. Організація ремонту обладнання атомних електростанцій за технічним станом» (змінено, зм. №3)

СОУ НАЕК 114:2023 «Інженерна, наукова і технічна підтримка. Модернізація діючих атомних станцій. Загальні положення» (змінено, зм. №3)

СОУ НАЕК 131:2023 «Технічне обслуговування та ремонт. Вимоги до атестації персоналу в сфері контролю металу» (змінено, зміна №2)

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

191-03-П-СНРиПЭ «Положения о работе с системой управления базой данных оборудования ОП РАЭС»

СОУ НАЕК 158:2020 «Обеспечение технической безопасности. Технические требования к устройству и безопасной эксплуатации оборудования и трубопроводов атомных электрических станций с реакторами ВВЭР» (додучено, зміна №2)

СОУ НАЕК 159:2020 «Обеспечение технической безопасности. Сварка и наплавка оборудования и трубопроводов атомных электрических станций с реакторами ВВЭР. Технические требования» (додучено, зміна №2)

СОУ НАЕК 160:2020 «Обеспечение технической безопасности. Контроль качества основного металла, сварных соединений и наплавки оборудования атомных электрических станций с реакторами ВВЭР. Технические требования» (додучено, зміна №2)

3 ТЕРМІНИ ТА ВИЗНАЧЕННЯ ПОНЯТЬ

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

3.1 власник трубопроводу чи обладнання

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

3.2 дефект

Неприпустиме відхилення від вимог, встановлених НД або КД (використовується в цьому стандарті)

3.3 діаметр умовний

діаметр номінальний

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

3.4 допуск

Допуск-комплекс організаційно-технічних заходів, що здійснюються допускателем, після виконання яких бригада має право стати до роботи на робочому місці, куди вона допускається за нарядом-допуском або розпорядженням (НПАОП 0.00-1.69-13)

3.5 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)

3.6 експлуатація

Стадія життєвого циклу обладнання або трубопроводу (використання за призначенням, технічне обслуговування, ремонт), на якій реалізуються, підтримуються та відновлюються його споживчі якості (використовується в цьому стандарті)

3.7 елемент трубопроводу

Складова одиниця трубопроводу, що призначена для виконання однієї з функцій трубопроводу (прямолінійна ділянка, коліно, трійник, конусний перехід, фланець тощо) (СОУ-Н ЯЕК 0.031)

3.8 зона термічного впливу

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

3.9 консервація

Комплекс заходів щодо забезпечення певного терміну 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)

3.10 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. (ДСТУ ГОСТ 2.001)

3.11 межі (границі) трубопроводу

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

3.12 модифікація

Внесення змін у конструкцію обладнання (трубопроводів) під тиском, що перебуває в експлуатації, з метою зміни технічних характеристик або підвищення безпеки, технічного рівня чи поліпшення економічних характеристик. Модифікація залежно від змін, що вносяться в конструкцію обладнання під тиском, поділяється на реконструкцію і модернізацію (НПАОП 0.00-1.81-18)

3.13 наряд-допуск

Викладене на спеціальному бланку завдання на безпечне проведення роботи, яке визначає її зміст, місце, час початку і закінчення, необхідні заходи безпеки, склад бригади та осіб, що відповідають за безпечне виконання роботи (НПАОП 0.00-1.69-13)

3.14 обладнання

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

3.15 посудина

Герметично закрита ємність, призначена для ведення хімічних, теплових та інших технологічних процесів, а також для зберігання і перевезення газоподібних, рідких та інших речовин. Границею посудини є входні та вихідні штуцери (НПАОП 0.00-1.81-18)

3.16 посудина багатоканальна (комбінована)

Посудина, яка має дві або більше робочі порожнини (наприклад, парова сорочка та трубна система), що використовуються за різних або однакових умов (тиск, температура, середовище) (використовується в цьому стандарті)

3.17 резервуар

Ємність вертикальної чи горизонтальної циліндричної або прямокутної форми зі сталі, яка призначена для приймання, зберігання та видачі рідини, що працює під гідростатичним тиском (використовується в цьому стандарті)

3.18 ремонт

Комплекс операцій з підтримки працездатного стану об'єкта та/або відновлення його ресурсу (НП 306.2.245-2024) *(змінено, зм. №3)*

3.19 розрахунковий ресурс обладнання (елемента)

Тривалість експлуатації обладнання (елемента), протягом якої виробник гарантує надійність його роботи за умови дотримання режиму експлуатації, вказаного в інструкції підприємства-виробника, і розрахункового числа пусків з холодного і гарячого стану (використовується в цьому стандарті)

3.20 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)

3.21 розрахункова товщина стінки

Товщина стінки, теоретично необхідна для забезпечення міцності деталі під дією сукупності навантажень (внутрішнього або зовнішнього тиску, навантажень від ваги, вигину, скручування, зрізу тощо) (СОУ-Н ЯЕК 0.031)

3.22 розрахункова температура

Температура стінки обладнання чи трубопроводів, яка дорівнює максимальному середньоарифметичному значенню температур на його зовнішній та внутрішній поверхнях в одному перетині при нормальних умовах експлуатації (використовується в цьому стандарті)

3.23 технічне обслуговування

Комплекс операцій з контролю і підтримання працездатного стану систем (елементів і конструкцій) (НП 306.2.245-2024) *(змінено, зм. №3)*

3.24 технічне опосвідчення (технічний огляд)

Комплекс робіт з контролю технічного стану, що здійснюється переважно з використанням органолептичних методів і засобів вимірювальної техніки, номенклатуру яких встановлено організаційно-методичними документами, та випробування устаткування (повний технічний огляд), або тільки з огляду (частковий технічний огляд), що проводяться у строк, у випадках та в обсязі, визначених нормативно-правовими актами з охорони праці, організаційно-методичними та експлуатаційними документами («Порядок проведення огляду, випробування та експертного обстеження (технічного діагностування) машин, механізмів, устаткування підвищеної небезпеки»)

3.25 технологічні трубопроводи та обладнання

Трубопроводи та обладнання 4 класу безпеки за НП 306.2.245-2024 та трубопроводи і обладнання, які не класифікуються за НП 306.2.245-2024, що призначені для транспортування, зберігання та перетворення технологічного середовища, та які є власністю філій Компанії (використовується в цьому стандарті) *(змінено, зм. №3)*

3.26 тиск дозволений

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

3.27 тиск пробний

Надлишковий тиск, при якому повинно проводитись гідростатичне випробування обладнання або його елементів на міцність і щільність (НПАОП 0.00-1.81-18)

3.28 тиск робочий

Надлишковий тиск в обладнанні та трубопроводі при нормальних умовах експлуатації, який визначається з урахуванням гідравлічного опору та гідростатичного тиску (використовується в цьому стандарті)

3.29 тиск розрахунковий

Максимальний надлишковий тиск в деталі, на який проводиться розрахунок на міцність при обґрунтуванні основних розмірів, що забезпечують надійну роботу протягом розрахункового ресурсу (НПАОП 0.00-1.81-18)

3.30 тиск надлишковий

Різниця абсолютного тиску і тиску навколишнього середовища, показаного барометром (НПАОП 0.00-1.81-18)

**3.31 тиск умовний
тиск номінальний**

Розрахунковий тиск в кг/см^2 (бар) при температурі 20°C , який використовується при розрахунку на міцність обладнання під тиском (вузлів, деталей, арматури), в позначенні не має одиниці вимірювання (використовується в цьому стандарті)

3.32 трубопровід

Герметично з'єднані труби (окрема труба), якими (якою) транспортують газ, рідину, багатофазові середовища (СОУ-Н ЯЕК 0.031)

3.33 тимчасовий трубопровід

Трубопровід, строк експлуатації якого не перевищує 1 рік (використовується в цьому стандарті)

4 ПОЗНАКИ ТА СКОРОЧЕННЯ (змінено, зм. №3)

$P_{\text{роб}}$	– робочий тиск в елементі трубопроводу, МПа (кгс/см^2)
P_y	– умовний тиск в елементі трубопроводу
P_n	– пробний тиск при гідравлічному (пневматичному) випробуванні, МПа (кгс/см^2)
P_N	– номінальний тиск
S	– товщина стінки, мм
D_y	– умовний діаметр
DN	– діаметр номінальний
$[\sigma]^t$	– допустиме напруження для матеріалу елемента конструкції з максимальною позитивною розрахунковою температурою
$[\sigma]^{20}$	– допустиме напруження для матеріалу при температурі 20°C
BK	– 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

Компанія або	
АТ «НАЕК	
«Енергоатом»	— акціонерне товариство «Національна атомна енергогенеруюча компанія «Енергоатом» <i>(змінено, зм. №3)</i>
КС (КСU, КСV)	— ударна в'язкість, Дж/см ² (кгс м/см ²)
ЛЗР	— легкозаймисті рідини
МПК	— магнітопорошковий контроль
НВ	— твердість за Бринелем, МПа (кгс/мм ²)
НД	— нормативний документ
ОПС	— опорно-підвісна система
ОРД	— організаційно-розпорядча документація
СВНтаПБ	— служба відомчого нагляду та пожежної безпеки
РГК	— радіографічний контроль
РП	— розмірний показник
ТОіР	— технічне обслуговування і 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» <i>(змінено, зм. №3)</i>

5 ЗАГАЛЬНІ ПОЛОЖЕННЯ

5.1 Кожне обладнання та трубопровід повинні експлуатуватися на об'єктах ВП Компанії у відповідності до інструкцій з експлуатації. Інструкції складаються з урахуванням вимог цього стандарту на основі заводських інструкцій і проектних рішень, НД, досвіду експлуатації і результатів випробувань.

Інструкції затверджуються головним інженером ВП або заступником головного інженера за відповідним напрямком 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 повинен здійснювати персонал зміни відповідно до посадових інструкцій, а також особи, відповідальні за справний стан і безпечну експлуатацію трубопроводів та обладнання. Всі виявлені при щозмінних обходах дефекти повинні бути занесені в журнал дефектів.

5.3 Технічне опосвідчення повинно бути організоване в строки, установлені цим стандартом, але не рідше періодичності, встановленої в технічній документації заводу-виробника. У разі відсутності вимог НД і вказівок заводу-виробника періодичність проведення технічного опосвідчення — не рідше одного разу на 8 років. Результати технічного опосвідчення повинні бути оформлені актом та занесені в паспорти. Форма акту розробляється ВП.

Дозволяється підтверджувати проведення технічного опосвідчення звітною документацією за результатами ремонту та модифікації за умови відповідності складу комісії 13.17.

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

5.5 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. Технічне опосвідчення обладнання та арматури в процесі експлуатації виконується сумісно з трубопровідною системою, в якій вони працюють.

5.6 Експлуатаційний контроль металу повинен виконуватись в обсязі контролю відповідно до переліку трубопроводів та обладнання, що схильні до ерозійно-корозійних процесів.

5.7 Обладнання, що постачається для потреб Компанії та працює з середовищем, тиск якого перевищує 0,05 МПа (0,5 кгс/см²), повинно бути випробувано заводом-виробником на міцність та щільність відповідно до розрахункових параметрів. Випробування на міцність та щільність мають відповідати вимогам цього стандарту та конструкторській документації. Результати випробувань повинні бути занесені в паспорти.

У разі постачання обладнання в розібраному стані, випробування на міцність та щільність повинні бути проведені одразу після збирання та/або монтажу обладнання.

5.8 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.

5.9 Виконання ремонтних робіт на трубопроводах та обладнанні, що знаходяться під тиском, забороняється.

5.10 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 і зниження температури технологічного середовища нижче 45 °С у відключеній ділянці трубопроводу. Усунення нещільності має виконуватися за участю двох працівників, а саме - виконавця робіт і спостерігача, із застосуванням ними відповідних ЗІЗ.

Якщо відключення трубопроводу неможливе, або небажане за умов режиму роботи енергоблоку, усунення нещільності можливе із застосуванням ущільнюючих паст відповідно до галузевого технічного рішення №ТР-Н.1.2.3.4.03.29-2 «Об устранении протечек с помощью уплотняющих паст» від 15.08.2002 окрім сальникових ущільнень арматури.

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

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

5.13 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.

5.14 Для обслуговування елементів обладнання, арматури, пристроїв для вимірювання, керування і регулювання розташованих на висоті 1,3 м і більше, повинні бути влаштовані стаціонарні майданчики і сходи до них. Зазначена висота обчислюється від рівня землі, настилів, перекриття до верхнього положення деталі, що обслуговується. За відсутності можливості організації стаціонарних майданчиків для обслуговування арматури, що на момент введення в дію цього стандарту знаходиться в експлуатації, мають бути передбачені пересувні та тимчасові засоби для обслуговування.

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

5.16 Температура зовнішніх поверхонь трубопроводів та обладнання не повинна перевищувати 43 °С. На імпульсні трубопроводи КВП теплоізоляцію допускається не встановлювати.

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

5.18 Усі гарячі ділянки поверхонь обладнання і 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.

5.19 На трубопроводах необхідно встановлювати знаки безпеки відповідно до вимог «Технічного регламенту знаків безпеки і захисту здоров'я працівників».

5.20 При виготовленні, ремонті та модифікації трубопроводів та обладнання для перевірки якості приварки кілець, що зміцнюють отвори для люків, лазів, штуцерів, штуцерів трійників $DN > 350$, повинен 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.

5.21 Не допускається застосування додаткових важелів під час відкривання і закривання арматури, що знаходиться під тиском.

5.22 Територія, на якій виконуються ремонтні роботи, має бути огорожена, та повинні бути вивішені попереджувальні знаки у відповідності до виду робіт, що виконуються.

5.23 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 та виробничих інструкцій по роботі з вантажопідйомними механізмами.

5.24 За необхідності виводу з експлуатації трубопроводу чи обладнання на постійній основі, їх відключення від джерела тиску та/або споживача повинно виконуватись 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 експлуатуватись, не допускається.

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

5.26 Вивід з експлуатації трубопроводу (обладнання) за допомогою міжфланцевої заглушки дозволяється на строк не більше 1 року з подальшим монтажем постійної заглушки. На хвостовій частині міжфланцевої заглушки, додатково до 5.25, має бути вказана дата, до якої встановлено цю заглушку.

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

5.28 Модифікація повинна виконуватись у відповідності до проектних 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.

5.29 Після проведення модифікації мають бути внесені до паспорту 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.

5.30 Після модифікації проводяться приймальні випробування. За результатами випробувань складаються протокол випробувань та акт приймання, які затверджуються головним інженером ВП. Форма протоколу та акту розробляється у ВП. Результати випробувань зазначаються в паспорті.

5.31 Забороняється виконувати випробування на міцність та щільність трубопроводів та обладнання, відключення ділянок трубопроводів на тривалий строк (консервацію), а також ремонт, технічний огляд, експертне обстеження (якщо вони пов'язані з розбиранням трубопроводу чи обладнання) без відповідної підготовки.

Під час підготовки необхідно здійснити:

- 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 Ж;
- промивання та (або) продування трубопроводів (обладнання) з технологічним середовищем класу Б згідно з додатком Ж перед ремонтом, якщо ремонт пов'язаний з проведенням вогневих робіт;
- аналіз середовища в трубопроводі (обладнанні).

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

Промивання трубопроводів необхідно здійснювати водою, мастилом або хімічними реагентами залежно від розчинності технологічного середовища зі швидкістю від 1 м/с до 1,5 м/с.

Промивання обладнання виконують за інструкціями заводу-виробника.

Під час промивання або продування трубопроводу запірну арматуру, встановлену на спускових лініях і тупикових ділянках, необхідно повністю відкривати, а після закінчення промивання або продування ретельно оглядати й очищувати.

Після промивання трубопровід необхідно повністю випорожнити стисненим повітрям або інертним газом.

5.33 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).

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

5.35 Після виконання ремонту обладнання, яке має у своєму складі внутрішні трубопроводи (системи ущільнення, охолодження, підігріву тощо) та для яких відсутня можливість їх внутрішнього огляду, повинні бути виконані випробування на проходження робочого середовища. Для обладнання, яке відповідає за несення навантаження АЕС, випробування повинні виконуватись із підтвердженням регламентованої витрати робочої рідини.

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 наряд-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 дотримання 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 Установлена цим стандартом вимога з уточненням «як правило» є переважаючою, а відступ від неї повинен бути обґрунтований відповідно до діючого в Компанії порядку.

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 і 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 ВП Компанії повинна бути розроблена програма (інструкція), де має бути вказана методика, періодичність і обсяг обстеження, виконання яких забезпечує своєчасне виявлення і усунення дефектів.

6.1.2 Трубопроводи під тиском до 10 МПа (100 кгс/см²), що транспортують речовини (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 (I, II, III, IV, V). Класифікація наведена в додатку Ж. (змінено, зм. №3)

6.1.3 Категорії трубопроводів установлюються розробником проекту для кожного трубопроводу і вказуються в проектній документації.

Для трубопроводів, які були введені в експлуатацію до введення в дію цього стандарту та відсутня інформація щодо категорій, категорію визначає цех-власник згідно з додатком Ж. (змінено, зм. №3)

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

Категорію трубопроводу слід встановлювати за параметром, який вимагає

віднесення до більш відповідальної категорії.

Для вакуумних трубопроводів слід враховувати абсолютний робочий тиск, а не умовний тиск.

Трубопроводи, які транспортують речовини 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 I категорії.

Трубопроводи, які транспортують гарячу воду або пару, слід відносити:

- 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 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 іншими параметрами - за додатком Ж.

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

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

Група трубопроводу, який транспортує середовища, складені 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.

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

6.1.5 По кожному цеху складається перелік трубопроводів відповідно до 12.2 і розробляється експлуатаційна документація.

6.1.6 На всі трубопроводи тиску вище 1 МПа (10 кгс/см²) або температури вище 45 °С складається паспорт. Вимоги до заповнення та форму паспорта трубопроводу наведено у додатку А.

На трубопроводи V категорії дозволяється складати паспорт технологічної системи відповідно до 12.5.

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

Для трубопроводів, які були введені в експлуатацію до введення в дію цього стандарту, в паспорт повинна бути внесена інформація, яка є в наявності. Паспорти повинні доповнюватись відсутньою інформацією під час виконання ремонтів та модифікацій.

6.1.7 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 із результатів періодичного контролю металу та досвіду експлуатації. Значення швидкості корозії приймається по елементу, що зазнає

найбільшого корозійного або ерозійного впливу.

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

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

На трубопроводі (тепловій ізоляції, окремій табличці) повинна 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.

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

6.1.11 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).

6.1.12 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

6.1.13 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.

6.1.14 При виборі типу ущільнюючої поверхні фланців слід використовувати дані, які наведені у додатку И.

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.

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

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

6.1.17 Виготовлення складальних одиниць повинно проводитися підприємствами, які мають технічні можливості та персонал, що забезпечують якість виготовлення складальних одиниць у повній відповідності до вимог стандартів або технічних умов.

6.1.18 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.

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

6.1.20 Зварювання складальних одиниць повинно проводитися у відповідності 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.

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

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

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

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

6.1.24 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 на заводі-виробнику.

6.1.25 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 контролю зварних з'єднань УЗК або РГК. Кут сектора не повинен перевищувати 30° . Відстань між сусідніми зварними швами на внутрішній стороні коліна повинна забезпечувати можливість контролю цих швів з обох боків на зовнішній поверхні. Спиральношовні труби для виготовлення секторних колін не застосовуються.

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

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

6.1.28 Зварні концентричні і 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).

6.1.29 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°C .

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

Пелюсткові переходи слід зварювати з наступним суцільним (100%) УЗК або РГК зварних швів.

Після виготовлення пелюсткові переходи повинні підлягати високотемпературному відпусканню.

6.1.30 Швидкознімні заглушки випускаються і встановлюються у відповідності до проекту.

Приварні плоскі і 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.

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

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

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

6.1.33 Матеріал елементів опор і підвісок, які приварюються до трубопроводу, повинен відповідати матеріалу трубопроводу.

6.1.34 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.

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

6.1.36 Контроль трубопроводів та їх елементів, що знаходяться в роботі, в резерві, і на консервації повинен здійснюватися згідно графіку 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 табличок 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.

6.1.37 При виявленні пропарювання через теплову ізоляцію персонал зобов'язаний:

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

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

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

6.1.39 Налагодження трубопроводів та їх ОПС повинно виконуватись 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 рознімних з'єднань слід застосовувати фланці різьбові і фланці, які приварені у стик.

6.2.4 В трубопроводах, які працюють під тиском до 30 МПа (300 кгс/см²), допускається уварювання штуцерів на прямих ділянках, а також застосування трійників, які зварені із труб, штампозварних колін з двома поздовжніми швами за умови проведення суцільного (100%) 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 із 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 і діаметра основної труби менше 0,25, використовують трійники або штуцери.

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

6.2.9 Коліна гнуті із сталі марок 20, 15ГС, 14ХГС після холодного гнуття підлягають відпусканню при умові, що до холодного гнуття труби піддавались гартуванню з відпусканням або нормалізацією.

6.2.10 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. Їх кількість і місце проведення затверджуються головним інженером ВП 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, повинні 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 з застосуванням зварювання, трубопроводи слід промити до повного освітлення води і виконати гідравлічні випробування відповідно до 11.15.

6.3.7 Технічне опосвідчення підземних трубопроводів проводиться періодично під час експлуатації у відповідності до експлуатаційної документації або НД, але не рідше ніж 1 раз в 8 років.

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

6.4 Тимчасові трубопроводи

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

6.4.2 Встановлена арматура та КВП повинні 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 Антикорозійне 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 1 рік, вони повинні 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 або закуплене до введення в дію цього стандарту. 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 повинна забезпечувати працездатність, надійність, довговічність і безпеку експлуатації протягом розрахованого строку служби і 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. Вимоги до заповнення та форму паспорта посудини наведено у додатку Б.

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

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 повинен бути передбачений вентиль, кран або інший пристрій, що дозволяє здійснювати контроль за відсутністю тиску в посудині перед її відкриванням, при цьому відвід середовища повинен 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 заводська табличка. Для посудин із зовнішнім діаметром менше 325 мм допускається табличку не встановлювати. При цьому всі необхідні дані повинні бути нанесені на корпус посудини.

На табличці повинні бути нанесені:

- назва або товарний знак заводу-виробника;
- заводський номер;
- 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 указувати ці дані для кожної порожнини.

7.1.8 Посудини повинні 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 і найбільшими осями на провіт повинні бути не менше 325 мм × 400 мм.

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

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

7.1.11 При наявності на посудинах штуцерів, фланцевих роз'єднань, 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 відбортки не менше 0,1 внутрішнього діаметра днища;
- внутрішній радіус кривизни центральної частини не більше внутрішнього діаметра днища.

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

- внутрішній радіус сфери днища повинен 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 повинна бути не більше $1/5$ внутрішнього діаметра днища. Кругові шви випуклих днищ повинні розташовуватися на відстані не більше $1/3$ внутрішнього діаметра днища.

7.1.16 Плоскі днища з кільцевою канавкою і циліндричною частиною (бортом), виготовлені механічною розточкою, повинні виготовлятися з поковки. Допускається виготовлення відбортаного плоского днища з листа, якщо відбортка виконується штамповкою або обкаткою кромки листа з вигином 90° .

7.1.17 Для відбортаних і перехідних елементів посудин, за винятком випуклих днищ, компенсаторів і витягнутих горловин під приварку штуцерів, відстань L від початку закруглення відбортаного елемента до відбортаної кромки в залежності від товщини S стінки відбортаного елемента має бути не меншою за вказану в табл. 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 і кутові зварні з'єднання з повним проплавленням для приварювання плоских днищ, плоских фланців, трубних решіток, штуцерів, люків, оболонок.

Застосування зварних швів в напуск допускається при приварюванні 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 повинні 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

7.1.21 Поздовжні шви суміжних обичайок і шви днищ посудин повинні 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 змішувати відносно один одного в посудинах, призначених для роботи під тиском не більше 1,6 МПа (16 кгс/см²) і при температурі стінки не вище 400 °С, 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 %.

7.1.22 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.

7.1.23 У разі приварювання опор або інших елементів до корпусу посудини відстань між кінцем зварного шва посудини і кінцем шва приварки елементів повинна 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 і кінцем шва приварки елемента повинна бути не менше 20 мм.

7.1.24 У горизонтальних посудинах допускається місцеве перекриття сідловими опорами кільцевих (поперечних) зварних швів на загальній довжині не більше 0,35 πD, а за наявності підкладного листа - не більше 0,5 πD, де D - зовнішній діаметр посудини. При цьому ділянки зварних швів, які перекриваються, по всій довжині повинні бути перевірені методом радіографії або ультразвуковою дефектоскопією.

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

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

При стикуванні литої деталі з деталями із труб, прокату або поковок 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 повинен бути виконаний таким чином, щоб товщина кінця литої деталі була не менше номінальної розрахункової величини.

7.1.26 Отвори для люків, лючків і штуцерів повинні 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 (100%) перевірки зварних швів днищ методом радіографії або ультразвуковою дефектоскопією.

Зварні шви штуцерів і люків повинні виконуватись з повним проплавленням.

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

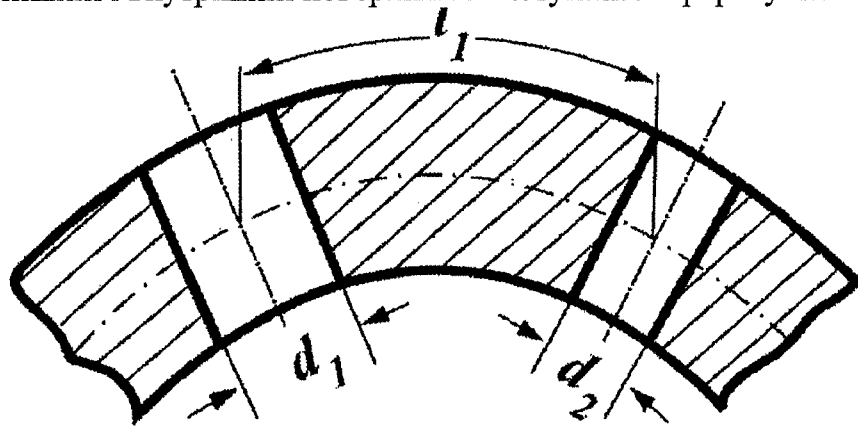


Рис. 7.1 Розташування отворів по криволінійній поверхні $l_1 \geq 1,4 \frac{d_1 + d_2}{2}$

7.1.28 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_v (рис. 7.2).

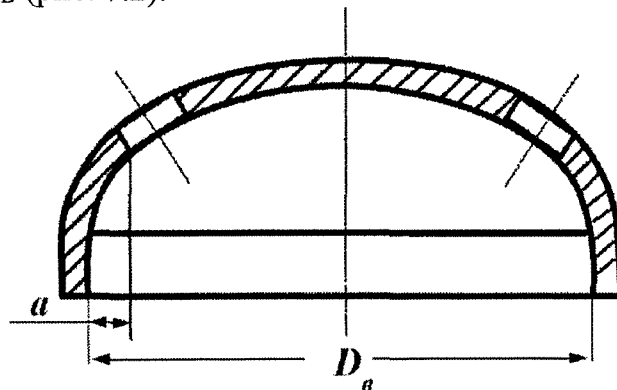


Рис. 7.2. Розташування отворів в днищі

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

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

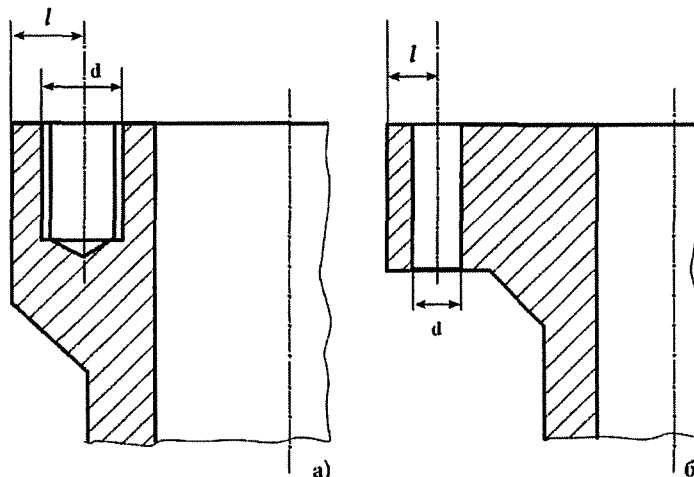


Рис. 7.3. Розташування отворів під шпильки (а) та болти (б)

7.2 Резервуари сталеві

7.2.1 Резервуари сталеві вертикальні циліндричні для зберігання рідкого палива і води місткістю від 100 м³ до 50000 м³ експлуатуються відповідно до ГНД 34.21.522-2004.

7.2.2 При експлуатації горизонтальних циліндричних сталевих резервуарів місткістю від 3 м³ до 200 м³ слід керуватись ГНД 34.21.522-2004. Оцінка технічного стану виконується за окремо розробленою програмою.

7.2.3 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 (далі резервуари) експлуатуються відповідно до 7.2.4 – 7.2.9.

7.2.4 Для кожного резервуара має бути складений паспорт. Вимоги до заповнення та форму паспорта резервуара наведено у додатку В.

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

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

7.2.6 Резервуари повинні бути захищені від переповнення. Наповнення робочим середовищем вище проектного рівня під час проектної експлуатації не допускається.

7.2.7 Експлуатація резервуарів з пошкодженим антикорозійним покриттям зі сторони середовища, що знаходиться 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 і встановлення відповідності наданої документації вимогам проекту.

7.2.9 Перед проведенням гідравлічних випробувань резервуарів необхідно закінчити роботи по влаштуванню 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 частоти 50 Гц напругою до і понад 1 кВ, призначені для систем опалення, гарячого водо- і паропостачання.

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

- граничні значення питомого електроопору котлової води за температури 20°C, 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 повинні бути передбачені дренажні пристрої для забезпечення аварійного та ремонтного відведення води з системи опалення або гарячого водозабезпечення. У цьому самому приміщенні можуть бути розміщені: 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 повинно 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 і добавками 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 повинна 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 відповідати температурі води, що нагрівається, згідно з тепловим графіком.

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

7.3.11 Не допускається робота електродного котла при:

- електричній потужності вище номінальної.
- зникнення напруги на пристроях дистанційного, автоматичного керування і на контрольно-вимірювальних приладах;
- підвищення значення тиску в котлі вище допустимого на 10 %;
- припинення подачі чи зниження 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, повинен бути заведений експлуатаційний журнал, у який заносяться дата, характер виду ремонту, огляду, інформація про заміну деталей, аварійні ситуації тощо. Для котлів на напругу до 1 кВ повинен бути заведений один журнал на ряд котлів.

7.3.13 Технічне опосвідчення електродних котлів повинно виконуватись один раз на рік, перед опалювальним періодом.

7.3.14 Випробування електродних котлів повинні виконуватись відповідно до графіків, затверджених особою, відповідальною за справний стан і безпечну експлуатацію, з урахуванням вимог додатка К.

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 перевіряти не рідше 1 разу на 6 місяців. Результати перевірки та налаштування заносять в експлуатаційний журнал.

7.4 Автономні електростанції

7.4.1 Вимоги цього розділу поширюються на 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.

7.4.2 Схеми підключення до електромережі споживачів повинні унеможлилювати 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 і 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 захисні заходи з електробезпеки повинні 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 і в мережу електропередавальної організації.

7.4.6 Автоматичне увімкнення резервної автономної електростанції у разі зникнення напруги з боку електромережі електропередавальної організації повинно 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 оперативних переговорів з оперативними працівниками електропередавальної організації та право оперативних перемикачів;
- 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 підприємства-виробника електростанції, інструкції щодо її обслуговування й експлуатації та цього стандарту.

7.4.9 На кожну автономну електростанцію повинен бути встановлений регламент технічного обслуговування її обладнання, технологія і періодичність регламентних робіт.

Регламент технічного обслуговування повинен передбачати:

- візуальний огляд обладнання;
- контроль кріплення обладнання і вузлів;
- перевірку справності систем автоматики, захистів і діагностики (у тому числі тестування), стану ЗВТ;
- проведення спеціальних вимірювань, перевірок, регулювання і 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 повинен бути визначений строк з урахуванням документації підприємства-виробника та розроблені відповідні інструкції. Огляд станції, що перебуває у резерві, повинен проводитися не рідше ніж один раз на 3 місяці.

7.4.11 Відомості про готовність до пуску автономної електростанції, тривалість її роботи на холостому ході або під навантаженням, а також результати оглядів і перевірок роботи станції повинні оформлятися в експлуатаційному журналі та відображатись 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 підприємства-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 підприємства-виробника.

7.4.15 Технічне опосвідчення повинно проводитись в період капітального ремонту автономної електростанції. Період між капітальними ремонтами повинен бути зазначений в документації підприємства-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, повинні виготовлятися, випробовуватись та поставлятися у відповідності до ДСТУ 4132. *(змінено, зм. № 1)*

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. *(змінено, зм. №3)*

7.5.2 Насосні агрегати перед поставкою до кінцевого користувача мають бути випробувані відповідно до ДСТУ ГОСТ 6134 та ДСТУ 4132.

7.5.3 На насосних агрегатах повинні бути нанесені стрілки, що вказують напрямок обертання двигуна і механізму (насоса).

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

7.5.5 Кожний насос повинен мати паспорт відповідно до додатку Г.

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

В разі поставки насосного агрегата як однієї одиниці обладнання з електродвигуном, до паспорта повинні бути включені дані двигуна в відповідності до 7.5.6. та внесені в електронну базу даних обладнання.

7.5.6 Кожний електродвигун, який постачається для потреб ВП без виконавчого механізму, повинен комплектуватись паспортом.

В паспорті повинні бути вказані такі дані, але не обмежуючись:

- номер креслення або ТУ;
- марка електродвигуна;
- заводський номер;
- дата виготовлення, найменування підприємства-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.

7.5.7 Насос, який планується постачати для потреб ВП з дати введення в дію цього стандарту, повинен бути обладнаний пристроєм для спуску повітря в верхній точці та дренажем в нижній точці для можливості повного дренажу порожнин.

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

7.5.9 При виконанні ремонту насоса, дренажна арматура повинна бути повністю відкрита та заблокована в такому положенні. Вихід середовища з дренажного штуцера повинен бути візуально доступним.

7.5.10 Кожний насосний агрегат і допоміжне обладнання повинні бути забезпечені комплектом запасних частин і запасом експлуатаційних матеріалів згідно з відомчими нормативами і вимогами заводу-виробника.

7.5.11 Агрегати, що знаходяться в резерві, повинні бути постійно готові до негайного пуску, періодично оглядатися і випробуватися за затвердженим графіком.

7.5.12 Вібрація агрегатів, виміряна на кожному підшипнику, не повинна перевищувати значень, вказаних в заводській документації, та відповідати вимогам СОУ НАЕК 018.

7.5.13 Забороняється регулювання продуктивності насосного агрегату засувкою на всмоктуючому трубопроводі. Під час роботи насоса засувка на всмоктуючому трубопроводі повинна бути повністю відкрита.

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

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

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

7.5.16 Гранична температура підшипників, якщо інше не зазначено в заводській документації, не повинна перевищувати 80 °С для підшипників ковзання (нормальна - 65 °С) і 95 °С - для підшипників кочення (нормальна - до 70 °С).

7.5.17 Тиск води в системі охолодження підшипників повинен бути нижче тиску оливи в системі змащування. Якщо відсутні дані заводу-виробника, тиск води повинен 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 заводській документації.

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

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

- відсутність сторонніх предметів на насосі і електродвигуні;
- наявність мастила в підшипниках з рідинною змазкою;
- наявність осевого розбігу між напівмуфтами до 8 мм, якщо інше не зазначено в заводській документації, цілісність амортизаторів і надійність затягування пальців при пальцевих сполучних муфтах;
- положення засувок на трубопроводах. На всмоктуючому трубопроводі засувка повинна бути повністю відкрита, а на напірному - повністю закрита;
- повна заливка 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 - 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.

7.5.19 Насосний агрегат (насос), який знаходився в зупиненому стані більше 3-х днів і піддавався під час зупину будь-якому ремонту, повинен перед пуском прокручуватися.

7.5.20 Робота насоса із закритою арматурою на напорі більше 3 хвилин забороняється, якщо інше не зазначено в заводській документації.

7.5.21 При роботі насосного агрегату повинні 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.

7.5.22 Експлуатація агрегату забороняється при:

- появи явного стуку і 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 допустимої температури, зазначеної в інструкції заводу-виробника;
- падінні тиску в оливосистемі;
- падінні тиску води в системі охолодження та/або відсутності течії з ревізійних штуцерів;
- виникненні підвищеної вібрації валу;
- 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.

7.5.23 Технічне опосвідчення корпусів насосів проводиться при капітальному ремонті. Період між капітальними ремонтами повинен бути зазначений в документації підприємства-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 і обладнання, які технологічно не пов'язані з компресорами. Допускається розміщення компресорної станції в приміщеннях з іншим тепломеханічним обладнанням, якщо це передбачено проектом.

7.6.4 Приміщення в якому розташовується компресорна станція повинно бути обладнане засобами сповіщення пожежі або пожежогашіння. Компресорна станція модульного типу (контейнерного типу) повинна 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 і гідравлічного випробування трубопроводів повинні заноситися до журналу (формуляру) ремонту компресорної станції з подальшим складанням акту. Форма акту розробляється у ВП та затверджується головним інженером або заступником головного інженера за відповідним напрямом діяльності.

7.6.6 Розміщення горизонтальних ділянок трубопроводів, які приєднані до компресорного обладнання, повинні відповідати вимогам проекту.

У разі відсутності проектних 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 повинна забезпечувати застосування метрологічних засобів 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:

- Манометрами (або іншими засобами для вимірювання тиску), встановленими після кожного ступеня стиснення і на лінії нагнітання після компресора, а також на повітрозбірниках або газозбірниках; при тиску на останньому щаблі стиснення 30 МПа (300 кгс/см²) і вище повинні встановлюватися два манометра;

- термометрами або іншими датчиками для показання температури стисненого повітря або газу, що встановлюються на кожному ступені компресора, а також на зливі води. Замір температури повинен проводитися стаціонарними механічними або електричними термометрами. Застосування переносних ртутних (спиртових) термометрів для постійного (регулярного) вимірювання температур забороняється.

- приладами для вимірювання тиску (лише в разі використання примусової системи змащування із застосуванням окремого масляного насосу), і температури мастила, що надходить для змащення механізму руху.

7.6.9 Усі встановлені контрольно-вимірювальні прилади повинні проходити періодичні перевірки (державні або відомчі) з інтервалом, передбаченим графіком перевірки.

7.6.10 Кожна компресорна станція повинна бути обладнана системою аварійного захисту, яка забезпечує світлову або звукову і світлову сигналізацію у разі припинення подавання охолоджувальної води, підвищення температури стиснуваного

повітря чи газу вище допустимої і автоматичне зупинення компресора у разі зниження тиску мастила в разі використання примусової системи змащування із застосуванням окремого масляного насосу.

7.6.11 Експлуатація компресорної станції забороняється, якщо не увімкнута систему автоматики і захисту, передбачену заводом-виробником.

7.6.12 Запобіжні клапани повинні 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 повинні 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 і оболонок компресора повинні бути передбачені відповідні спускні пристосування.

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

7.6.16 Забір (всмоктування) повітря повітряним компресором продуктивністю більше 10 м³/хв включно повинен 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 всмоктуючий повітропровід компресора повинен бути обладнаний фільтром, що захищає від попадання в нього атмосферних опадів.

7.6.19 Конструкція фільтруючого пристрою повинна забезпечувати безпечний і зручний доступ до фільтру для його очищення і розбирання.

Фільтруючий пристрій не повинен деформуватися і вібрувати в процесі засмоктування повітря компресором.

Фільтруючі пристрої можуть бути індивідуальними або спільними для декількох компресорів. В останньому випадку для кожного компресора повинна 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 повинні бути передбачені збірники повітря або газозбірники (буферні ємності).

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

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

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

В окремих випадках дозволяється встановлювати в приміщеннях гідроакумулятори і 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 і 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 проводити 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 6 міс. Після закриття клапан повинен зберігати герметичність.

7.6.23 При відсутності автоматичного продування ручне продування вологомастиловідділювача (проміжних і кінцевого) повинне проводитися два рази на зміну, якщо заводською інструкцією не передбачено коротший період продувки; збірники повітря або газозбірники, що входять в компресорну установку, повинні 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 виміру тиску на будь-якому рівні компресора, а також на нагнітальній лінії показують тиск вище допустимого;
- якщо манометр або інший датчик виміру тиску системи змащування механізму руху показує тиск нижче допустимого нижньої межі;
- при раптовому припиненні подачі охолоджуючої води або іншої аварійної несправності системи охолодження;
- якщо чути стуки, удари в компресорі або двигуні, або виявлені їх несправності, які можуть привести до аварії;
- при температурі стисненого повітря понад гранично допустимої норми, встановленої паспортом або інструкцією з експлуатації;
- при пожежі в приміщенні;
- при появі запаху гару або диму з компресора або 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 повинні записуватися обслуговуючим персоналом в журналі обліку роботи компресора або оперативному журналі.

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

Журнал обліку роботи компресора або оперативний журнал повинен перевірятися і підписуватися особою відповідальною за справний стан та безпечну експлуатацію компресорної установки.

7.6.27 Повітряні фільтри повинні 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 повинен очищатися.

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

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

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

7.6.30 При температурі в приміщеннях станції +2 °С з охолоджуючих систем непрацюючого обладнання повинна бути спущена охолоджуюча вода, а повітряні або інші газові порожнини ретельно продуті.

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

7.6.32 Норми міжремонтних періодів, тривалість і обсяг робіт під час ремонтів установлюються на основі діючої в Компанії 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 заводом-виробником або спеціалізованою організацією.

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 повинно бути занесено дані ревізії, перевірок і ремонтів компресорів;
- протоколи лабораторного аналізу мастила;
- паспорти обладнання та трубопроводів, що працюють разом з компресором;
- заводський паспорт компресора;
- графік планово-попереджувального ремонту компресорної станції;
- протоколи перевірки вібраційних характеристик.

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

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

7.6.36 Технічне опосвідчення корпусів компресорів проводиться при капітальному ремонті. Період між капітальними ремонтами повинен бути зазначений в документації підприємства-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, редуційними та запобіжними пристроями, контрольно-вимірювальними приладами.

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

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

8.1.4 Запірна, зворотня і запірно-регулювальна арматура повинна 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 повинна виготовлятися та поставлятися відповідно до ТУ.

8.1.6 В ТУ мають бути наведені креслення арматури з наведеними габаритними характеристиками (включаючи монтажні розміри), приєднувальними розмірами, ескіз розділу кромки під зварювання або фланцевого з'єднання, місця додаткового кріплення до будівельних конструкцій та допустимі навантаження на місця кріплення.

8.1.7 Арматуру з ковкого чавуну марки не нижче КЧ 30-6 та з сірого чавуну марки не нижче СЧ 18-36 допускається застосовувати для трубопроводів, які транспортують речовини групи В, з урахуванням 8.1.8 цього стандарту.

8.1.8 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, при температурі 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 вибухопожежонебезпечних та токсичних речовин.

8.1.9 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.

8.1.10 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).

8.1.11 На трубопроводах з робочою температурою середовища мінус 40 °С слід застосовувати арматуру із відповідних легированих 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).

8.1.12 Арматура з номінальним діаметром 50 мм і більше повинна постачатися з паспортом, в якому зазначаються дані про хімічний склад, механічні властивості металу, режими термічної обробки, та результатами неруйнівного контролю, якщо проведення цих операцій було передбачено ТУ. Дані повинні стосуватись основних деталей арматури: корпусу, кришки, шпинделя, затвора і кріплення.

Арматура з номінальним діаметром менше 50 мм постачається з паспортом на партію.

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

Запобіжні пристрої, незалежно від умовного проходу, повинні постачатися з паспортом.

Вимоги до заповнення та форму паспорта арматури наведено у додатку Д.

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

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

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

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

8.1.15 На корпусі арматури повинно бути нанесено чітке маркування з зазначенням такої інформації:

- назва або товарний знак підприємства-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.

8.1.16 У разі неможливості нанесення на корпусі арматури маркування в відповідності 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.

8.1.17 Поковки, штампування, лиття підлягають неруйнівному контролю.

Обов'язковому контролю підлягають також патрубки литої приварювальної арматури.

Різьба на корпусі патрубків і фланців повинна бути метричною з крупним кроком і полем допуску 6g. Форма западин різби закруглена. Ущільнювальні поверхні повинні бути притерті. Раковини, свищі, плени, волосовини, тріщини, закати, риси та інші дефекти, які знижують герметичність, міцність і надійність ущільнень, неприпустимі. Не допускаються зриви різби шпинделя, втулки та зовнішньої різби патрубків корпусу та фланців.

8.1.18 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 з 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 нарізним калібром, округлення 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.

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

8.1.20 Випробування корпусів арматури після виготовлення повинні 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 P_y більше 4 МПа (40 кгс/см²);
- клас D — для речовин групи В на тиск P_y менше 4 МПа (40 кгс/см²).

8.2.6 Запірна арматура з номінальним діаметром (DN) більше 400 мм повинна застосовуватись 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 повинне проводитись 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'єднаній з кронштейном ланцюгового колеса та закріпленій 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 повинен 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 знаходилась 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, повинен 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, як дублюючий, знижений манометр.

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

8.3.7 На посудинах, що працюють під тиском понад 2,5 МПа (25 кгс/см²) чи при температурі середовища вище 250 °С, 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 клеймо з відміткою про повірку або метрологічне підтвердження;
- прострочений термін повірки або метрологічне 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 позначитись на правильності його показань або правильності визначення припустимого тиску.

8.3.10 Повірку манометрів з їх опломбуванням або клеймуванням відповідно до видів діяльності (ст.3 п.п.1,3,4 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) виконувати 1 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 повинна проводитись відповідно до вимог СОУ НАЕК 011.

Метрологічне підтвердження виконувати згідно графіків з періодичністю, встановленою та затвердженою у ВП.

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 і реперами визначаються проектом і повинні 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, повинні застосовуватися 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 підприємства-виробника, при цьому забезпечувати добру видимість рівня рідини. Для забезпечення зняття показань рівнемірів, 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 повинні бути вказані допустимі верхній і нижній рівні.

8.3.18 Висота прозорого показчика рівня рідини повинна 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 розміщувати так, щоб вони забезпечили рівність показу рівня рідини.

8.3.20 Показчики рівня повинні бути обладнані арматурою (кранами і вентилями) для їх відключення від посудини і продувки 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.

8.4 Запобіжні пристрої

8.4.1 В якості запобіжних пристроїв застосовуються:

- пружинні запобіжні клапани;
- важільно-вантажні запобіжні клапани;
- імпульсні запобіжні пристрої, що складаються із головного запобіжного клапана і 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 повинна 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 повинна 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 повинна виключати можливість самовільної зміни регулювання.

8.4.6 В корпусі запобіжного клапана, в місцях можливого скупчення конденсату, повинен 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 повинна здійснюватися на стендах.

8.4.9 Кількість запобіжних клапанів, їх розміри і 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 проектом, відображене в паспорті та підтверджена працездатність запобіжних клапанів.

8.4.10 Кількість запобіжних клапанів та їх пропускна здатність визначаються згідно з ДСТУ ГОСТ 12.2.085.

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

- конструкція запобіжного клапана і допоміжних пристроїв повинна виключати можливість виникнення неприпустимих ударів при відкриванні та закриванні;
- запобіжні клапани з електроприводом повинні 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 повинна передбачати можливість керування ним вручну і в необхідних випадках дистанційного керування;
- конструкція клапана повинна забезпечувати його закривання при тиску не менше 90% робочого тиску по якому вибиралася уставка на спрацювання;
- діаметр прохідного імпульсного клапана повинен бути не менше 15 мм;
- внутрішній діаметр імпульсних ліній (підвідних і відвідних) повинен 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 повинен 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 повинен додаватися паспорт та інструкція з експлуатації. Розділ паспорта «Основні технічні дані і характеристики» повинен містити такі дані:

- найменування підприємства-виробника або його товарний знак;
- порядковий номер за системою нумерації підприємства-виробника або номер серії;
- рік виготовлення;
- тип клапана;
- умовний діаметр (номінальний діаметр) на вході і виході з клапана;
- розрахунковий діаметр;
- розрахункова площа перерізу сідла запірного органу;
- вид середовища та його параметри;
- характеристика і 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 повинен бути вказаний коефіцієнт витрати клапана для стислих і нестислих середовищ, а також площа, до якої він віднесений.

8.4.14 Запобіжні пристрої повинні встановлюватись 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 повинні 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 повинні 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 повинно перевищувати 3% від тиску початку відкриття запобіжного клапана. В підвідних трубопроводах запобіжних клапанів, керованих за допомогою допоміжних пристроїв, падіння тиску не повинно 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 патрубку запобіжного клапана.

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

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

8.4.26 На ділянці між запобіжним клапаном і звукоглушником повинен 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 повинна 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 повинен 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 і 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 підприємства-виробника;
- номер партії мембран, що відповідає номеру технічного завдання (замовлення);
- позначення та назва нормативного документа, відповідно до якого виготовлені мембрани;
- підприємство-замовник;
- кількість мембран у партії;
- тип мембран, умовний діаметр, робочий діаметр;
- матеріал;
- мінімальний і максимальний тиск спрацювання мембран в партії при заданій температурі і при температурі 20 °С;
- гарантійні зобов'язання підприємства-виробника;
- порядок допуску мембран до експлуатації;
- зразок журналу експлуатації мембран.

Паспорт має бути підписаний керівником підприємства-виробника..

8.4.32 Мембранні запобіжні пристрої мають бути розміщені в місцях, відкритих і доступних для огляду і монтажу та демонтажу, приєднувальні трубопроводи повинні 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 трубою з манометром (для контролю справності мембрани).

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

8.4.35 Порядок і терміни перевірки справності дії запобіжних мембранних пристроїв в залежності від умов технологічного процесу повинні бути вказані в інструкції з експлуатації запобіжних пристроїв, розробленій відповідно до вказівок заводу-виробника і затвердженій в установленому порядку.

8.4.36 Перевірка функціональної здатності (справності) дії запобіжних клапанів, в тому числі схем управління, з викидом робочого середовища повинна проводитися перед першим пуском обладнання і трубопроводів на робочі параметри і при експлуатації з періодичністю не рідше ніж один раз на рік з урахуванням вимог заводської документації. Допускається перенос перевірки на строк не більше шести місяців, 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 повинні бути встановлені причини виникнення дефектів або відмов, виконаний ремонт і проведена їх повторна перевірка.

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

Після налаштування запобіжного клапана вузол налаштування повинен бути опломбований.

Параметри налаштування повинні 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 ВП. Результати перевірок фіксуються в паспорті трубопроводу (системи) чи обладнання, що захищаються запобіжними пристроями.

8.4.39 Розрахунок пропускної здатності запобіжних клапанів виконується за ДСТУ ГОСТ 12.2.085.

9 МАТЕРІАЛИ

9.1 Матеріали для виготовлення, ремонту чи модифікації обладнання та трубопроводів повинні вибиратися з урахуванням необхідних фізико-механічних характеристик, технологічності, зварюваності і працездатності в умовах експлуатації протягом встановленого строку служби.

9.2 Розподіл сталей на типи і класи наведений у додатку Л.

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

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

9.5 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.

9.6 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.

9.7 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 на підприємствах-виробниках напівфабрикат піддається гарячому формоутворенню, суміщеному з термічною обробкою, або наступній термічній обробці.

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

9.8 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 є необов'язковим.

9.9 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 проекту, 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.

9.10 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 проектно-конструкторської організації, яка вказується в НД на виріб або в конструкторській документації.

9.11 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 табл. 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 повинне бути не нижчим за КСУ, рівне 30 Дж/см² (3,0 кгс•м/см²), і не нижчим за КСВ, рівне 25 Дж/см² (2,5 кгс•м/см²).

При оцінці ударної в'язкості визначається середня арифметична величина із 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 КСУ або КСВ проводиться конструкторською організацією і вказується в НД або в конструкторській документації.

9.12 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.

9.13 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% повинна нормуватись як здавальна характеристика, а тимчасовий опір, відносне звуження або подовження визначаються як довідкові дані.

9.14 Труби і фасонні деталі трубопроводів повинні 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 КСУ=30 Дж/см² (3,0 кгс м/см²) з мінімальною розрахунковою температурою стінки елемента трубопроводу.

9.15 Безшовні труби повинні виготовлятися з катаної, кованої або відцентроволитої і безперервнолитої заготовки.

9.16 Безшовні труби, виготовлені із зливка, а також фасонні деталі із 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.

9.17 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 із зварних з'єднань у повному обсязі, у тому числі і 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).

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

9.19 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 повинні пройти термообробку та випробування зварних швів на загин або ударну в'язкість.

Зварні шви електрозварних труб, при виготовленні, повинні піддаватися суцільному (100%) неруйнівному контролю (УЗК або РГК).

9.20 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.

9.21 Кожна безшовна або зварна труба при виготовленні повинна 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.

9.22 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%.

9.23 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 на підприємстві-виробнику прокату (або на підприємстві-виробнику трубопроводів і їх елементів).

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

Прокат, що підлягає термічній обробці, повинен пройти неруйнівний контроль з метою виявлення поверхневих дефектів.

9.24 Метал труб і поковок із сталі марки 03Х17Н14М3 слід контролювати на вміст феритної фази. Вміст феритної фази не повинен перевищувати 2 %.

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

9.26 Контроль металу лиття повинен відповідати вимогам СОУ НАЕК 084.

9.27 Кожний порожнистий виливок повинен піддаватись гідравлічному випробуванню пробним тиском.

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

9.28 Матеріали деталей кріплення повинні вибиратись з 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.

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

9.30 Не допускається виготовляти кріпильні деталі із киплячої, напівспокійної, бесемерівської і автоматної сталей.

Матеріал заготовки або готові кріпильні вироби із якісних вуглецевих, а також теплостійких і жароміцних легованих сталей повинні 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.

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

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

9.33 Виливки із ковкого або високоміцного чавуну повинні використовуватись в термічно обробленому стані.

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

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

9.36 Для виготовлення корпусних деталей арматури, корпусів кришок і

деталей контрольно-вимірювальних приладів при температурі не вище 250 °С допускається використовувати бронзу та латунь.

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

9.38 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).

9.39 Плаковані і наплавлені листи, поковки повинні 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 і поковки.

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

9.41 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, повинні підлягати поштучному контролю ультразвуковим або іншим рівноцінним методом.

Дефектоскопії повинні підлягати не менше 50 % обсягу поковки, що контролюється.

9.42 Вимоги до оцінки якості основного металу повинні 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 і ремонті трубопроводів, обладнання та їх елементів допускаються до застосування всі промислові методи зварювання у встановленому 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.

10.1.3 Зварювальники (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 6 міс, 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 повинні піддаватися візуальному контролю, механічним випробуванням відповідно до розділу М.7 додатку М, а також перевірці

якості іншими методами неруйнівного контролю.

У випадках незадовільної якості зварювання контрольних зварних з'єднань:

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

– виявленої при перевірці якості іншими методами неруйнівного контролю - зварювальник, 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, дані 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 зварювальник, який виконував зварювання забракованих контрольних зварних з'єднань, може бути допущений повторно до зварювання даних зварних з'єднань лише після переатестації.

10.1.5 Газове (ацетилено-кисневе) зварювання допускається для труб із вуглецевих і низьколегованих непідгартуваних сталей 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 загартуваних сталей слід застосовувати при монтажі і 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 унеможливує утворення тріщин або погіршує якість металу на кромках, а також у зоні термічного впливу.

10.1.8 Зварювальні матеріали, які застосовуються для зварювання, повинні відповідати технічним умовам і підтверджуватись сертифікатом заводу-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 і підготовка до використання зварювальних матеріалів повинні відповідати ТУ на ці матеріали.

10.1.11 Зварювальні матеріали повинні 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 (типів Э-09Х1М, 09Х1МФ, аустенітних тощо)

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

в) кожна бухта (моток, котушка) легованого 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 розраховуватись з урахуванням 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 повинні бути очищені від продуктів корозії і забруднень до металевого блиску і знежирені.

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

10.1.16 При збиранні труб та інших елементів з поздовжніми швами останні повинні бути зміщені один відносно іншого. Зміщення повинно 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 повинні бути зміщені відносно один одного не менш ніж на $\frac{1}{4}$ обводу труби (елемента).

10.1.17 Конструкція та розташування зварних з'єднань повинні 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 і 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 кромок за рахунок похилого розміщення поверхні шва.

10.1.20 Вимоги 10.1.19 не розповсюджуються на зварні з'єднання з деталями литва, кованими і штампованими деталями, а також з крутозагнутими колінами. Кути переходів на кінцях таких деталей, а також кути нахилу поверхні швів не повинні 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 повинно 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 повинно 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 кожному сторону від осі шва (до найближчих приварних деталей і елементів, початку вигину, осі сусіднього поперечного шва тощо) повинна 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) кромок з зовнішнього боку шва при збиранні елементів (деталей) під зварювання, не повинно перевищувати значень, вказаних в таблиці 10.2.

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

Таблиця 10.1 – Довжина вільної прямої ділянки труби

Номинальна товщина стінки зварюваних труб (елементів) S, мм	Мінімальна довжина вільної прямої ділянки труби (елемента) в кожену 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 повинно бути перевищено ні з зовнішньої, ні 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 кожену зі сторін від осі шва (до найближчих приварних труб і елементів, початку вигину, сусіднього

поперечного шва тощо) повинна 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 крутозагнутих, штампованих і штампованозварних колін є допустимим розміщення поперечних зварних з'єднань біля початку заокруглення і зварювання між собою крутозагнутих 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 водночас не менше трикратної розрахункової висоти кутового шва h і трикратної номінальної товщини стінки деталі яка приварюється (рис. 10.1).

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

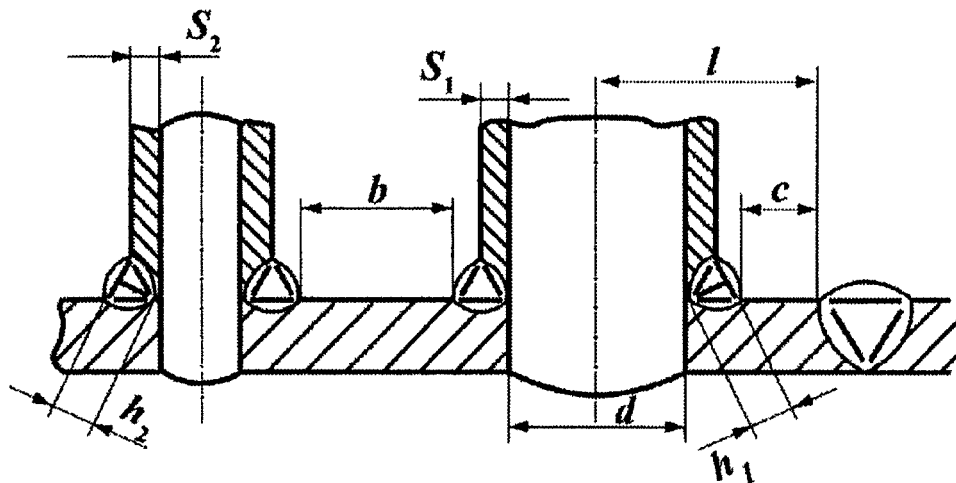


Рисунок 10.1 – Розташування зварних з'єднань приварки патрубків:
 $c > 3h_1$; $c > 3S_1$; $l > 0,9d$; $b > 3h_2$; $b > 3S_2$ ($S_2 > S_1$, $h_2 > h_1$)

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 повинно здійснюватися після термічної обробки (якщо таке передбачено) стикового зварного з'єднання і 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 повинна бути не нижче межі текучості основного металу; ця вимога не є обов'язковою у разі приварювання патрубків (штуцерів) і труб без розвальцьовування, якщо напруга в стиковому зварному з'єднанні обладнання або трубопроводу не перевищує межі текучості металу шва і основного металу при розрахунковій температурі;

– внутрішня поверхня отворів повинна бути піддана капілярному або магнітопорошковому контролю.

Зазначені вимоги повинні 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 повинна бути не менше трьох розрахункових висот кутового шва або трьох номінальних товщин стінок патрубків чи труб, які приварюються (рис. 10.1). При різних значеннях зазначених висот або товщини 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 повинно 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 повинен виконуватись в відповідності 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 включає:

– 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 Атестація фахівців з НК (надалі - фахівці) включає перевірку їх теоретичних знань та практичних навиків.

10.2.3 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 вимог НПАОП 0.00-1.63-13. Кожний фахівець може бути допущений до виконання тих методів контролю, які зазначені у його кваліфікаційному посвідченні.

10.2.4 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 і супутнього підігріву при зварюванні, а також наявність перевірених згідно 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 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 виробничо-технологічної документації за родом застосовуваного струму, за відхиленнями напруги електричної мережі, за підключення до самостійних джерел живлення, за промиванням пальників і шлангів.

10.2.5 При контролі термічного обладнання слід перевіряти:

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

10.2.6 Контроль за 10.2.4 та 10.2.5 повинен проводитися за графіком. Результати контролю повинні фіксуватися в порядку, що встановлюється підприємством - виробником (монтажною організацією), що здійснює контроль справності обладнання та пристосувань.

10.2.7 Контроль якості основних матеріалів повинен відповідати вимогам 9.5 даного стандарту.

10.2.8 Контроль якості зварювальних матеріалів повинен відповідати вимогам 10.1.8 - 10.1.12.

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

10.2.10 Засоби контролю (дефектоскопи) повинні проходити перевірку, при застосуванні згідно ст. 3 п. 4 Закону України «Про метрологію та метрологічну діяльність», а саме контроль безпеки умов праці, 1 раз на рік відповідно до «Міжпівірочних 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 перевірка повинна проводитись відповідно до вимог СОУ НАЕК 011.

Метрологічне підтвердження виконувати згідно графіків з періодичністю, встановленою та затвердженою у ВП.

10.2.11 У процесі виконання робіт повинен здійснюватися операційний контроль. Операційний контроль передбачає:

- перевірку якості підготовки елементів трубопроводу і 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); *(змінено, зм. №3)*
- перевірку температури попереднього підігріву;
- перевірку якості і технології зварювання (режиму зварювання, порядку накладання зварних з'єднань та проходів, якості зачистки багато прохідних 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 спостерігаємих забруднень, пилу, продуктів корозії, мастила та т.п.) на кромках що відлягають зварюванню (наплавленню) та прилягаючих до них поверхонь, а також ділянок основного металу, що підлягають неруйнівному контролю;
- перевірку допуску зварювальників до виконання прихваток та зварювання.

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

10.2.13 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.

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

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

10.2.16 Візуальний контроль, а також спектральний аналіз повинні передувати контролю іншими методами.

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

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

Обсяг контролю зварних з'єднань трубопроводів встановлюється відповідно до таблиці 10.4. (змінено, зм. №3)

Обсяг контролю зварних з'єднань посудин встановлюється відповідно до таблиці 10.5. (змінено, зм. №3)

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

10.2.20 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 контролю зварних з'єднань

№	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%	
≥200		<15	ВК	100%	-	
			УЗК або РГК	100%	-	
1.2 ²		<200	<15	ВК	100%	-
				УЗК або РГК	20%	5
1.3						
2	Категорія II					
2.1 ²	З'єднання стикові поперечні	незалежно	≥15	ВК	100%	-
				УЗК або РГК	100%	-

Продовження таблиці 10.4

№	Види об'єктів і типи зварних з'єднань	Зовнішній діаметр, мм	Товщина стінки, мм	Метод контролю	Обсяг контролю	Мінімальна кількість зварних з'єднань
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
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%	-
				(змінено, зм. №3)		
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%	-

Продовження таблиці 10.4

№	Види об'єктів і типи зварних з'єднань	Зовнішній діаметр, мм	Товщина стінки, мм	Метод контролю	Обсяг контролю	Мінімальна кількість зварних з'єднань
7	Поздовжні з'єднання трубопроводів та їх деталей ³	незалежно		БК	100%	-
				УЗК або РГК	100%	-
8	Кутові зварні з'єднання (приварка штуцерів, труб)	>100	незалежно	БК	100%	-
				УЗК або РГК	100%	-
		≤100	≥15	БК	100%	-
				УЗК або РГК	100%	-
			<15	БК	100%	-
				УЗК або РГК	20%	5
9	Місця спряження поперечних та поздовжніх зварних з'єднань	незалежно	БК	100%	-	
			РГК	100%	-	
10	З'єднання поперечні секторних колін					
10.1	категорія III	≤465	незалежно	БК	100%	-
				УЗК або РГК	15%	6
		>465	незалежно	БК	100%	-
				УЗК або РГК	30%	8
10.2	категорія IV, V	≤465	незалежно	БК	100%	-
				УЗК або РГК	10%	4
		>465	незалежно	БК	100%	-
				УЗК або РГК	20%	9
11	Кутові зварні з'єднання елементів					
11.1	З хромомолібденових сталей	-	>45	БК	100%	-
				МПК або КК	100%	-
11.2	З хромомолібдено-ванадієвих сталей	-	>35	БК	100%	-
				МПК або КК	100%	-
12	Коренева частина зварного шва	незалежно		БК	100%	-

Кінець таблиці 10.4

№	Види об'єктів і типи зварних з'єднань	Зовнішній діаметр, мм	Товщина стінки, мм	Метод контролю	Обсяг контролю	Мінімальна кількість зварних з'єднань
13	Ремонтні заварки по пунктах 1-9 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. Об'єм контролю зазначено для зварних з'єднань пелюсток між собою.

Примітка 5. Категорія зазначена відповідно до додатку Ж.

10.3 Візуальний контроль

10.3.1 Кожний виріб і його зварні з'єднання підлягають візуальному контролю з метою виявлення зовнішніх дефектів, в тому числі:

- 1) відхилень від геометричних розмірів і взаємного розташування елементів;
- 2) тріщин, непроварів, відшарувань, пропалень, свищів, натікань, усадкових раковин та бризків металу, підрізів, припікань, поверхневих включень, скупчень та інших недопустимих несудільностей. (змінено, зм. №3)

10.3.2 Візуальний контроль виконувати відповідно СОУ НАЕК 009.

10.3.3 Візуальний контроль зварних з'єднань повинен проводитись з 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, повинні виправлятися до проведення контролю іншими неруйнівними методами.

10.3.5 Допуски на геометричні розміри готових виробів не повинні перевищувати вказаних в НД і кресленнях і не повинні 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:

- по діаметру - не більше $\pm 1\%$ номінального зовнішнього або внутрішнього діаметра;
- по овальності 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 повинні виводити товщину стінки за границі допустимого значення;
- глибина вм'ятин та інші місцеві відхилення форми не повинні перевищувати значень, встановлених НД на виріб, а при відсутності НД - повинні обґрунтовуватись розрахунком на міцність.

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

10.3.8 Контроль товщини стінки гнутих ділянок труб повинен проводитись з 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;
- 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 щтуцерів (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, повинні контролюватись 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. Ремонтні заварювання вибірок металу контролюються РГК або УЗК на всій ділянці заварювання, включаючи зону термічного впливу зварювання в основному металі. Крім цього, поверхня ділянки, що піддавалася ремонту, контролюється МПК або КК. При заварюванні по всій товщині стінки контроль поверхні проводиться з двох сторін, за винятком випадків недоступності внутрішньої сторони для контролю.

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 легової сталі;

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

матеріалом.

10.6.3 Зварні з'єднання трубопроводів із легованих сталей з R_y вище 10 МПа (100 кгс/см^2) 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. Розподіл сталей на типи і класи наведено у додатку Л.

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 повинні відповідати вимогам НД на виріб та конструкторській документації. У разі відсутності таких вимог значення твердості не повинні перевищувати вказаних у додатку М 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 замір 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 повинні підтверджуватись результатами механічних випробувань контрольних зварних з'єднань.

10.7.6 Контрольні зварні з'єднання повинні зварюватись 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 по єдиному технологічному процесу, 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 у додатку М.

10.7.10 При необхідності проведення випробувань на стійкість проти міжкристалітної корозії повинно 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 повинні виготовлятися зразки для видів випробувань:

- на статичний розтяг при температурі $+20\text{ }^{\circ}\text{C}$ – два зразки;
- на ударний вигин (КСУ) при температурі $+20\text{ }^{\circ}\text{C}$ – три зразки з надрізом по центру шва;
- на ударний вигин (КСУ) при робочій температурі для трубопроводів з температурою стінки мінус $20\text{ }^{\circ}\text{C}$ і нижче – три зразки з надрізом по центру шва;
- на статичний вигин – два зразки;
- для металографічних досліджень – два зразки (за вимогами проекту);
- на ударний вигин (КСУ) при температурі $+20\text{ }^{\circ}\text{C}$ – три зразки з надрізом по зоні термічного впливу (за вимогами проекту);
- для випробувань на стійкість до міжкристалітної корозії – чотири зразки (за вимогами проекту).

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 повинні задовольняти вимогам додатку М.

10.7.16 Показники механічних властивостей зварних з'єднань повинні визначатись як середньоарифметичне значення результатів випробувань окремих зразків. Результати випробувань на статичне розтягування і 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 різнорідних 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 проекту) визначається наявність в зварному з'єднанні недопустимих дефектів і відповідність форми і розмірів зварного шва установленим вимогам.

10.7.20 Якість зварних з'єднань по результатам випробувань на стійкість проти міжкристалітної корозії (за вимогами проекту) 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 вироби і зварювання та вказуються в конструкторській документації посудин.

10.8.2 Обсяг контролю повинен бути не менш передбаченого цим стандартом.

10.8.3 У процесі виготовлення посудин повинні перевірятися:

- відповідність металу зварюваних деталей і зварювальних матеріалів вимогам НД;

- відповідність якості підготовки кромки 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 несучільностей, 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 повинні проводитись при 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 повинні бути марковані таким чином, щоб їх можна було легко виявити на картах контролю і 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 і сортаментом зварювальних матеріалів, які використовуються, за способом, положенням і режимом зварювання, за режимами підігрівання і 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 і мають однакові товщини і діаметри зварюваних деталей із сталі різних марок одного структурного класу, близьких за хімічним складом, механічними і 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 повинен 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 і металографічного дослідження, дослідження зварних з'єднань повинні проводитись 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 і меридіональні шви випуклих днищ), а також кільцеві шви посудин, які не мають поздовжніх швів.

Контрольні зварні з'єднання повинні 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) і виконані тим самим зварником і на тому ж зварювальному обладнанні одночасно з контрольованим виробничим з'єднанням.

Контроль зварних з'єднань для кільцевих швів багатопарових 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
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 3 місяців.

10.8.18 Для контролю якості зварних з'єднань у трубчатих елементах із стиковими швами одночасно із зварюванням останніх повинні 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 повинно 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 повинні виконуватись та контролюватися до виготовлення виробничих зварних з'єднань. Контрольні зварні з'єднання повинні підлягати РГК або УЗК по всій довжині.

10.8.23 Механічним випробуванням повинні підлягати 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 четверта позиція переліку цього пункту - при робочій температурі.

10.8.25 Із кожного контрольного стикового зварного з'єднання повинні 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 повинен 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 проектом).

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 повинні вирізатися поперек шва і виготовлятися відповідно до вимог НД. Зразки для металографічних досліджень зварних з'єднань повинні включати весь переріз шва, обидві зони термічного впливу зварювання, прилеглі до них ділянки основного металу, а також підкладне кільце, якщо таке застосовувалось при зварюванні і 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 проводитись 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 повинні відповідати вимогам цього стандарту та НД на виріб.

10.9.2 Норми оцінки якості зварних з'єднань наведено в додатку М.

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 повинні 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. *(змінено, зм. №3)*

10.10 Виправлення дефектів у зварних з'єднаннях

10.10.1 Дефекти, виявлені в процесі виготовлення, монтажу, ремонту, випробування і в 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 повинна 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.

Не вважаються повторно виправленими з'єднання, що розрізаються на зварному шві з вилученням металу шва та зони термічного впливу.

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 і остаточного закріплення всіх опор, підвісок (пружини пружинних опор і підвісок на період випробувань повинні бути розвантажені) і оформлення документів, що підтверджують якість виконаних робіт, підлягають зовнішньому огляду, випробуванню 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 проекті.

11.3 При зовнішньому огляді перевіряються: відповідність змонтованого трубопроводу та обладнання проектній документації; правильність встановлення запірних пристроїв, легкість їх закривання та відкривання; встановлення всіх проектних кріплень і зняття всіх тимчасових кріплень, закінчення всіх зварювальних робіт, включаючи врізання повітряних хідників та дренажів; завершення робіт з термооброблення (при необхідності).

11.4 Випробуванню, як правило, підлягає увесь трубопровід повністю. Допускається проводити випробування трубопроводу окремими ділянками.

11.5 При проведенні випробувань вся запірна арматура, яка встановлена на трубопроводі, повинна бути повністю відкрита, окрім арматури, що слугує межею випробувань, сальники – ущільнені; на місці регулюючих клапанів і вимірювальних пристроїв, за необхідності, повинні бути встановлені трубопровідні вставки.

11.6 Місця розташування заглушок на період проведення випробувань повинні бути відмічені попереджувальними знаками.

Перебування людей навколо трубопроводу під час гідравлічних випробувань не допускається.

11.7 Тиск при випробуванні повинен контролюватись двома манометрами, що пройшли повірку. Манометри повинні бути класу точності не нижче 1,5, з діаметром корпусу не менше 160мм. Манометр треба вибирати з такою шкалою, щоб межа вимірювання тиску знаходилась у другій третині шкали.

11.8 Випробування на міцність і щільність 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;
- з температурою навколишнього середовища нижче 0 °С і небезпеки промерзання окремих відрізків трубопроводу;

– якщо використання рідини (води) неприпустимо з інших причин.

11.9 Випробування на міцність і щільність трубопроводів з умовним тиском вище 10 МПа (100 кгс/см²) проводяться лише гідравлічним способом.

11.10 При сумісному випробуванні трубопроводів обов'язки з обладнанням величину тиску при випробуванні трубопроводів на міцність і щільність (до найближчої запірної засувки) слід приймати як для апарату.

Для насосних агрегатів робочий тиск визначається як тиск, який виникає при роботі насоса на закриту напірну засувку з урахуванням тиску у всмоктуючому трубопроводі. Значення робочого тиску приймається для корпусу насоса та ділянки напірного трубопроводу до першої запірної арматури.

11.11 Короткі (до 20 м) відвідні трубопроводи від запобіжних клапанів, які пов'язані безпосередньо з атмосферою, випробуванню не підлягають, якщо вказівки у проекті відсутні.

11.12 Проведення гідравлічних випробувань деталей або складальних одиниць трубопроводів, виготовлених на монтажних майданчиках, допускається суміщати з гідравлічними випробуваннями на міцність після завершення монтажу.

11.13 Порядок і методика проведення випробувань на міцність визначаються робочою програмою.

11.14 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 об'ємі зазначеному в таблиці 10.4.

11.15 Під час експлуатації проводять гідравлічні (пневматичні) випробування робочим тиском, якщо проектом не передбачено інше, в строки, зазначені у додатку Н. Умови проведення випробувань повинні бути зазначені в інструкції з експлуатації.

11.16 При незадовільних результатах випробування виявлені дефекти повинні бути усунені, а випробування повторені.

11.17 Гідравлічні випробування повинні виконуватися при позитивній температурі навколишнього середовища. Для гідравлічного випробування повинна застосовуватися вода з температурою не нижче плюс 5 °С і не вище 40 °С (якщо інше не передбачено КД) або спеціальні суміші.

11.18 Величина пробного тиску на міцність (гідравлічним або пневматичним способом) встановлюється у проекті і повинна 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 плинності 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).

11.19 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 і зварювання в зібраному вузлі або готовому обладнанні пробним тиском, прийнятим для обладнання за умови суцільного (100%) контролю виливків неруйнівними методами.

11.20 Гідравлічні випробування на міцність посудин і деталей, виготовлених з неметалевих матеріалів з ударною в'язкістю понад 20 Дж/см² (2 кгс•м/см²), повинні 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 посудин і деталей на міцність, виготовлених із неметалевих матеріалів з ударною в'язкістю 20 Дж/см² (2 кгс•м/см²) і менше, повинні проводитися пробним тиском, що визначається за формулою:

$$P_{np} = 1,6 \times P_{роз} \times \frac{[\sigma]^{20}}{[\sigma]^t} \quad (11.4)$$

11.21 Гідравлічні випробування металопластикових посудин на міцність повинні 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.

11.22 Випробування за 11.18 – 11.21 виконуються після виготовлення або монтажу. В конструкції трубопроводів та обладнання, що планується до закупівлі та виготовлення після введення в дію цього стандарту, повинно бути передбачено можливість виконання 11.18 в процесі експлуатації.

11.23 У посудинах з двома і більше робочими порожнинами (трубними системами), розрахованими на різні тиски, гідравлічному випробуванню повинна підлягати кожна порожнина пробним тиском, який визначається залежно від розрахункового (робочого) тиску порожнини (трубної системи).

11.24 Арматура після виготовлення повинна підлягати гідравлічному випробуванню на міцність і в процесі експлуатації на щільність.

11.25 При заповненні трубопроводу чи обладнання водою, повітря слід видаляти повністю. Тиск середовища слід підвищувати повільно. Швидкість підйому тиску повинна бути вказана в технічній документації.

11.26 Тиск, для проведення випробувань, створюється гідравлічним пресом або насосом.

11.27 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 рознімних і зварних з'єднань.

Тривалість випробування на щільність визначається терміном огляду і перевірки герметичності.

11.28 При випробуваннях та огляді обстукування зварних з'єднань та основного металу не допускається.

11.29 Час витримки посудини під пробним тиском встановлюється в конструкторській документації. При відсутності вказівок в конструкторській документації час витримки повинен бути не меншим за значення, наведені в таблиці 11.1.

11.30 Результати гідравлічних випробувань на міцність і щільність вважаються задовільними, якщо під час випробувань не трапилось 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 багат шарових незалежно від товщини стінки	60

11.31 Допускається одночасне гідравлічне випробування декількох трубопроводів, змонтованих на загальних несучих будівельних конструкціях або естакаді, якщо це встановлено у проекті.

11.32 Випробування резервуарів проводять наливом води на проектний рівень наповнення водою або до рівня контрольного патрубку (переливного трубопроводу), передбаченого для обмеження висоти наповнення резервуара. Налив води слід здійснювати ступенями з проміжками часу, необхідними для витримки і проведення контрольних оглядів і вимірювань відповідно до програми випробувань. В обґрунтованих випадках дозволяється проводити випробування робочою рідиною.

Програма випробувань повинна включати в себе:

- етапи випробувань із зазначенням рівня наливу (зливу) води і часу витримки;
- схему проведення візуального огляду і вказівки щодо вимірювання необхідних геометричних параметрів елементів конструкцій резервуара і фундаменту;
- заходи з охорони праці під час випробувань, зокрема при неможливості випробування водою;

– обробку результатів випробувань, проведення перевірочних розрахунків (при необхідності).

Програму випробувань дозволяється не розробляти, якщо вищенаведена інформація є в інструкції з експлуатації.

11.33 Пневматичні випробування на міцність, в обґрунтованому випадку, дозволяється проводити для трубопроводів та обладнання на P_y 10 МПа (100 кгс/см²) та нижче.

11.34 Пневматичні випробування повинні проводитися повітрям або інертним газом і тільки в світлий період доби.

11.35 Пневматичні випробування трубопроводів на міцність та щільність в діючих цехах, а також на естакадах і в каналах, де укладені трубопроводи, які знаходяться в експлуатації, допускається проводити в обґрунтованих випадках безпечними методами.

11.36 Пневматичні випробування слід проводити згідно з вимогами документації, узгодженої і затвердженої в установленому порядку.

11.37 Величина пробного пневматичного тиску приймається рівною величині пробного гідравлічного тиску. Час витримки під пробним тиском установлюється розробником проекту, але має бути не менше 5 хвилин.

11.38 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 пазирів при покритті зварних швів і фланцевих з'єднань мильною емульсією.

Дефекти видаляються при зниженні надлишкового тиску до нуля і відключенні компресору.

11.39 На період проведення пневматичних випробувань як всередині приміщення, так і ззовні повинна встановлюватись зона, яка охороняється. Мінімальна відстань зони повинна складати не менше 25 м при наземній прокладці трубопроводу і не менше 10 м при підземній. Межі зони огорожуються.

11.40 Під час підйому тиску в трубопроводі і при досягненні в ньому випробувального тиску перебування людей в зоні, яка охороняється, не допускається.

11.41 Кінцевий огляд трубопроводу проводиться згідно з установленим порядком і допускається після того, як випробувальний тиск буде знижено до робочого.

11.42 Компресор і манометри, які використовуються при проведенні пневматичних випробувань, слід розташовувати ззовні зони, що охороняється.

11.43 Для проведення гідравлічних (пневматичних) випробувань на міцність після монтажу повинна бути складена робоча програма випробувань.

11.44 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 і вимоги до їх якості;
- 6) допустимі швидкості підвищення і зниження тиску;
- 7) допустимі швидкості підвищення і зниження температури;
- 8) тиск, при якому повинен проводитися огляд;
- 9) способи заповнення і дренування випробувального середовища;
- 10) метод нагріву випробувального середовища (при необхідності);
- 11) допустимі межі коливання тиску і температури в процесі витримки
- 12) джерело створення тиску та місце його підключення;
- 13) перелік використовуваних датчиків і приладів контролю тиску і 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 і 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 відповідальної за випробування особи);

Робоча програма повинна бути затверджена головним інженером ВП або заступником головного інженера за відповідним напрямком діяльності.

11.45 Після завершення випробувань на міцність або щільність повинен бути складений акт, який повинен містити такі дані:

- 1) найменування підприємства, яке проводило 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.

11.46 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, за письмовим обґрунтуванням, допускається їх заміна, при умові 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) власників.

12.2 По кожному підрозділу (цеху) складається перелік трубопроводів (системи трубопроводів відповідно до 12.5) та обладнання, на які розповсюджується дія цього стандарту. Перелік має містити обов'язкові відомості, але не обмежуючись:

- назва трубопроводу (системи трубопроводів), обладнання (включаючи технологічне позначення);
- технічні характеристики і параметри;
- обліковий (реєстраційний) номер тр-ду (системи тр-дів), обладнання, за наявності.

12.3 По кожному підрозділу (цеху) складається графік технічних опосвідчень.

12.4 На трубопроводи повинні бути складені паспорти відповідно до вимог 6.1.6.

12.5 Для трубопроводів V категорії 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 ВП.

До паспорту технологічної системи має бути включена така обов'язкова інформація:

- запис про відповідального за справний стан і безпечну експлуатацію;
- виконавча схема (креслення) 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 і параметри відповідно до А.2, Б.2, В.2 та Г.2;
- технічна характеристика і параметри арматури відповідно до Д.2;
- відомості про ремонт і модернізацію;
- записи результатів технічного опосвідчення;
- результати випробувань.

12.6 Частина трубопроводів або його елементи, які працюють одночасно з середовищем V та IV категорії і вище, повинні відноситись до більш відповідальної категорії.

12.7 Паспорти, які були складені до введення в дію цього стандарту, не підлягають переоформленню. До паспортів трубопроводів IV категорії і вище та обладнання, яке працює з цими трубопроводами, повинні бути додані відсутні відомості. Паспорти на арматуру мають входити до складу паспорта трубопроводу чи обладнання.

Після введення в дію цього стандарту паспорти на трубопроводи та обладнання, які поставляються та монтуються для потреб ВП, мають відповідати додаткам А, Б, В, Г та Д або додатку Е.

12.8 Для трубопроводів, обладнання чи систем трубопроводів наказом ВП повинні 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;
- розробку виробничих інструкцій для обслуговуючого персоналу та контроль за їх виконанням.

12.10 Дозвіл на експлуатацію та включення в роботу трубопроводів та обладнання 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 ВП служби відомчого нагляду контроль виконує служба охорони праці.

12.12 Відступ від вимог цього стандарту повинен бути обґрунтований відповідно до діючого в Компанії порядку.

13 ТЕХНІЧНЕ ОПОСВІДЧЕННЯ

13.1 Технічне опосвідчення виконується для підтвердження того, що обладнання та трубопроводи знаходяться в справному стані і можлива їх подальша експлуатація при встановлених параметрах.

13.2 Технічному опосвідченню підлягають обладнання і трубопроводи, на які поширюються вимоги цього стандарту:

- посудини;
- корпуси насосів;
- елементи арматури (корпус, кришка);
- трубопроводи;
- резервуари сталеві;
- котли електродні;
- автономні електростанції;
- компресорні станції.

13.3 Технічне опосвідчення обладнання та трубопроводів повинно проводитися в обсязі і строки, які вказані в додатку Н.

13.4 Технічне опосвідчення проводиться у таких випадках:

- після реєстрації 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 аварії трубопроводу чи обладнання або їх елементів, якщо це вимагається обсягом відновлювальних робіт;
- 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 і встановлено на новому місці;
- на вимогу особи, відповідальної за справний стан та безпечну експлуатацію обладнання та трубопроводів.

13.5 Технічне опосвідчення включає в себе:

- перевірку технічної документації;
- зовнішній та внутрішній (в доступних місцях) огляд обладнання і трубопроводів;
- випробування;
- оформлення результатів технічного опосвідчення.

13.6 Перевірка документації повинна включати в себе, але не обмежуватись:

- 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) повинні включати в себе, але не обмежуватись:

- огляд на наявність на внутрішній та зовнішній поверхнях основного металу тріщин, надривів, язв, раковин, забоїв;
- 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 повинні включати в себе гідравлічні (пневматичні) випробування або інші види випробувань, передбачені конструкторською документацією та НД.

13.9 Результати технічного опосвідчення оформляються актами і заносяться в паспорт обладнання (трубопроводу) з визначенням терміну наступного технічного опосвідчення особою, відповідальною за справний стан і безпечну експлуатацію цього обладнання і трубопроводів.

Дозволяється підтверджувати проведення технічного опосвідчення звітною документацією за результатами ремонту та модифікації за умови відповідності складу комісії 13.18 маркер 3.

13.10 Трубопроводи та обладнання повинні бути виведені з експлуатації не пізніше терміну технічного опосвідчення, зазначеного в паспорті.

13.11 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 і достроковому – що обладнання (трубопроводи) знаходяться у справному стані та можлива їх подальша експлуатація при встановлених параметрах.

13.12 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).

13.13 Зовнішній огляд трубопроводів, прокладених в непрохідних каналах, а також у випадках безканального прокладання проводиться шляхом огляду поверхні місця прокладання трубопроводу.

13.14 Місця зняття теплової ізоляції для проведення технічного опосвідчення відповідно до 2 та 3 таблиця Н.1 додатку Н 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.

13.15 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.

13.16 Заново змонтовані трубопроводи до накладання ізоляції підлягають зовнішньому огляду та гідравлічному (пневматичному) випробуванню.

13.17 Експлуатаційний контроль металу обладнання (трубопроводів), за необхідності, повинен передувати проведенню технічного опосвідчення. Результати контролю повинні бути проаналізовані перед проведенням технічного опосвідчення.

13.18 Технічне опосвідчення обладнання і трубопроводів, на які поширюються вимоги цього стандарту, проводяться комісією, визначеною розпорядчим документом ВП.

До складу комісії залежно від умов проведення технічного опосвідчення повинні бути включені:

1) за умовами пункту 1 додатку Н:

- 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 підприємств і організацій за погодженням з цими підприємствами і організаціями;

2) за умовами 2.1, 2.2 та пункту 3 додатку Н: *(змінено, зм. № 1)*

- особа, відповідальна за справний стан і безпечну експлуатацію обладнання і трубопроводів, що підлягають опосвідченню;
- особа з числа цеху-власника обладнання, відповідальна за проведення ремонту обладнання;
- інші представники виробничих підрозділів за рішенням особи відповідальної за справний стан і безпечну експлуатацію за погодженням з цими підрозділами.

3) за умовами пункту 4 додатку Н:

- 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 підприємств і організацій за погодженням з цими підприємствами і організаціями.

4) за умовами пунктів 5, 6 та 7 додатку Н:

- особа, відповідальна за справний стан і безпечну експлуатацію обладнання і трубопроводів, що підлягають опосвідченню;
- представник СВНтаПБ;
- представник служби (відділу) контролю металу.

5) за умовами 2.4, 2.5, 2.6 та 2.7 додатку Н: *(змінено, зм. № 1)*

- особа, відповідальна за справний стан і безпечну експлуатацію обладнання і трубопроводів, що підлягають опосвідченню;
- представник ремонтного цеху (підрозділу);
- особа з числа 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 іншими представниками служб та цехів. Комісія повинна збиратися в кількості не менше трьох осіб.

За відсутності у ВП 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 ВП.

Подальше проведення технічного опосвідчення можливе після усунення дефектів.

13.20 Якщо під час технічного опосвідчення буде встановлено, що обладнання чи трубопровід знаходяться 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 ВП порядку з відповідним записом у паспорті.

Трубопроводи та обладнання можуть бути повторно допущені в експлуатацію при понижених параметрах (тиску і температури) після розрахунку на міцність і розрахунку пропускної спроможності запобіжних клапанів.

13.21 Якщо в ході аналізу дефектів, виявлених при технічному опосвідченні посудини, буде встановлено, що їх виникнення пов'язане з режимом експлуатації посудин у цьому підрозділі або властиве посудинам цієї конструкції, то особа, відповідальна за справний стан і безпечну експлуатацію цього обладнання і трубопроводів, повинна вимагати проведення позачергового технічного опосвідчення всіх установлених в підрозділі посудин цієї конструкції, експлуатація яких проводилась за таким же (або важчим) режимом.

13.22 Конкретна дата технічного опосвідчення обладнання і трубопроводів повинна встановлюватися власником у відповідності до вимог розділів 6, 7 та додатку Н, але повинна бути не пізніше дати, зазначеної в паспортах.

Допускається перенос технічного опосвідчення на строк не більше шести місяців, в обґрунтованих випадках, після позитивних результатів зовнішнього огляду при робочих параметрах особою, відповідальною за справний стан і безпечну експлуатацію цього обладнання (трубопроводів) на підставі резолюції головного інженера ВП. Результат огляду та дату перенесеного технічного опосвідчення заносять в паспорт.

ДОДАТОК А

(обов'язковий)

ВИМОГИ ДО ЗАПОВНЕННЯ ТА ФОРМА ПАСПОРТА ТРУБОПРОВОДА

А.1 Вимоги до заповнення паспорта трубопроводу

А.1.1 Основним документом, що підтверджує характеристики трубопроводу, якість виготовлення, монтажу, працездатність в процесі експлуатації і відповідність конструкторській документації, є паспорт трубопроводу.

А.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 трубопроводи.

А.1.3 Паспорт трубопроводу складається власником трубопроводів.

Обов'язковими документами, які подаються разом з паспортом, є:

- свідоцтва про монтаж;
- свідоцтва про ремонт трубопроводу або заміну окремих частин та елементів;
- схема (креслення) 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;

А.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.

А.1.5 Паспорти разом з додатками і результатами контролю трубопроводів повинні зберігатися в підрозділі власника протягом усього строку експлуатації.

А.1.6 Оригінали сертифікатів і протоколи результатів контролю повинні зберігатися на підприємстві, яке проводило цей контроль, або в підрозділі власника трубопроводу протягом всього строку служби трубопроводу.

А.1.7 Паспорти на трубопроводи, які підпадають під дію НПАОП 0.00-1.81-18, повинні відповідати вимогам цього нормативно-правового акта.

А.1.8 Для трубопроводів, які були введені в експлуатацію до введення в дію цього стандарту, в паспорт повинна бути внесена інформація, яка є в наявності. Паспорти повинні доповнюватись відсутньою інформацією під час виконання ремонтів та модифікацій.

А.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 трубопроводу¹⁾

№ і дата наказу про призначення	Посада, П.І.Б.	Підпис відповідальної особи	Номер посвідчення та термін його дії ²⁾

Примітки: 1 Під цей розділ повинно бути виділено не менше 5 сторінок.
2. Поле обов'язкове для трубопроводів, які підпадають під дію НПАОП 0.00-1.81-18.

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 повинно бути виділено не менше 5 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: Для трубопроводів, які підпадають під дію НПАОП 0.00-1.81-18, під цей розділ повинно 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 перевіряльника	Підпис	Примітки

6. Результати випробувань (останні результати)

Вид і умови випробувань		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 Б
(обов'язковий)

ВИМОГИ ДО ЗАПОВНЕННЯ ТА ФОРМА ПАСПОРТА ПОСУДИНИ

Б.1 Вимоги до заповнення

Б.1.1 Основним документом, що підтверджує характеристики посудини, якість виготовлення, монтажу, працездатність в процесі експлуатації і відповідність конструкторській документації, є паспорт посудини.

Б.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.

Б.1.3 Паспорт посудини складається власником посудини.

Обов'язковими документами, які подаються разом з паспортом, є:

- свідоцтва про монтаж;
- свідоцтва про ремонт посудини або заміну елементів;
- креслення (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;

Б.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.

Б.1.5 Паспорти разом з додатками і результатами контролю повинні зберігатися в підрозділі власника протягом усього строку експлуатації.

Оригінали сертифікатів і протоколи результатів контролю повинні зберігатися на підприємстві, яке проводило цей контроль, або у підрозділі власника посудини протягом всього строку служби.

Б.1.6 Паспорти на посудини, які підпадають під дію НПАОП 0.00-1.81-18, повинні відповідати вимогам цього нормативно-правового акта.

Б.1.7 Для посудин, які були введені в експлуатацію до введення в дію цього стандарту, в паспорт повинна бути внесена інформація, яка є в наявності. Паспорти повинні доповнюватись відсутньою інформацією під час виконання ремонтів та модифікацій.

Б.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 корпусу, °C		
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 посудини¹⁾

№ і дата наказу про призначення	Посада, П.І.Б.	Підпис відповідальної особи	Номер посвідчення та термін його дії ²⁾

Примітки: 1 Під цей розділ повинно бути виділено не менше 5 сторінок.
2. Поле обов'язкове для посудин, які підпадають під дію НПАОП 0.00-1.81-18.

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 повинно бути виділено не менше 5 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: Для посудин, які підпадають під дію НПАОП 0.00-1.81-18, під цей розділ повинно 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		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 В (обов'язковий)

ВИМОГИ ДО ЗАПОВНЕННЯ ТА ФОРМА ПАСПОРТА РЕЗЕРВУАРА

В.1 Вимоги до заповнення паспорта резервуара

В.1.1 Основним документом, що підтверджує характеристики резервуара, якість виготовлення, монтажу, працездатність в процесі експлуатації і відповідність конструкторській документації, є паспорт резервуара.

В.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 резервуар.

В.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;
- креслення (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;

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 та безпечну експлуатацію резервуара.

В.1.5 Паспорти разом з додатками і результатами контролю резервуарів повинні зберігатися в підрозділі власника протягом усього строку експлуатації.

В.1.6 Оригінали сертифікатів і протоколи результатів контролю повинні зберігатися на підприємстві, яке проводило цей контроль, або в підрозділі-власнику резервуару протягом всього строку служби.

В.1.7 Для резервуарів, які були введені в експлуатацію до введення в дію цього стандарту, в паспорт повинна бути внесена інформація, яка є в наявності. Паспорти повинні доповнюватись відсутньою інформацією під час виконання ремонтів та модифікацій

В.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 заводу 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, °C		
Категорія посудини		
Мінімально допустима мінусова температура стінки, °C		
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 стілки, мм	Бракувальний розмір, мм	Товщина за заміром, мм	Метод заміру	Прізвище перевірятьника	Підпис	Примітка

ДОДАТОК Г
(обов'язковий)
ВИМОГИ ДО ЗАПОВНЕННЯ ТА ФОРМА ПАСПОРТА НАСОСА

Г.1 Вимоги до заповнення

Г.1.1 Основним документом, що підтверджує характеристики насоса, якість виготовлення, монтажу, працездатність в процесі експлуатації і відповідність конструкторській документації, є паспорт.

Г.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.

Г.1.3 Паспорт насоса складається власником.

Обов'язковими документами, які подаються разом з паспортом, є:

- свідоцтва про монтаж;
- свідоцтва про ремонт або заміну елементів;
- креслення (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;

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 насоса.

Г.1.5 Паспорти разом з додатками і результатами контролю повинні зберігатися в підрозділі власника протягом усього строку експлуатації.

Оригінали сертифікатів і протоколи результатів контролю повинні зберігатися на підприємстві, яке проводило цей контроль, або у підрозділі власника насоса протягом всього строку служби.

Г.1.6 Для насосів, які були введені в експлуатацію до введення в дію цього стандарту, в паспорт повинна бути внесена інформація, яка є в наявності. Паспорти повинні доповнюватись відсутньою інформацією під час виконання ремонтів та модифікацій.

Г.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 безпеки	
	Вибухопожежонебезпечність	
	Корозійні властивості	
Ерозійні властивості		
Максимальний напор, МПа		
Тиск на вході, МПа		
Розрахунковий тиск корпусу, МПа		
Розрахункова температура корпусу, °С		
Номінальна витрата, м ³ /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 повинно бути виділено не менше 5 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 креслення	Основний матеріал				
			Марка	Стандарт або ТУ	Вид зварювання або інший метод кріплення (з'єднання)	Марка зварювальних або ущільнюючих матеріалів	Метод та об'єми контролю

6. Результати випробувань (останні результати)

Вид і умови випробувань		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 Д (обов'язковий)

ВИМОГИ ДО ЗАПОВНЕННЯ ТА ФОРМА ПАСПОРТА АРМАТУРИ

Д.1 Вимоги до заповнення паспорта арматури

Д.1.1 Основним документом, що підтверджує характеристики арматури, якість виготовлення, монтажу, працездатність в процесі експлуатації і відповідність конструкторській документації, є паспорт арматури.

Д.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.

Д.1.3 Паспорт арматури складається власником.

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 трубопроводу, в склад якого входить ця арматура.

Д.1.5 Паспорти разом з додатками і результатами контролю арматури повинні зберігатися в підрозділі власника трубопроводу, в склад якого входить ця арматура, протягом усього строку експлуатації арматури.

Д.1.6 Оригінали сертифікатів і протоколи результатів контролю повинні зберігатися на підприємстві, яке проводило цей контроль, або в підрозділі власника трубопроводу, в склад якого входить ця арматура, протягом всього строку служби арматури.

Д.1.7 Для арматури, яка була введена в експлуатацію до введення в дію цього стандарту, в паспорт повинна бути внесена інформація, яка є в наявності. Паспорти повинні доповнюватись відсутньою інформацією під час виконання ремонтів та модифікацій.

Д.1.8 У разі відсутності паспорта на арматуру, що закуплена та прийнята в експлуатацію до введення в дію цього стандарту, допускається оформлення одного паспорта на групу однотипної арматури або внесення даних про неї до паспорта трубопроводу (системи трубопроводів, обладнання).

Д.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		
Завод виробник		
Заводський номер		
Технічні умови		
Дата виготовлення		
Дата вводу в експлуатацію		
Клас герметичності		
Номінальний діаметр, DN (умовний діаметр Du)		
Номінальний тиск, PN, МПа (умовний тиск Pu, 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 (наплавки)	вид зварювання	електроди, електрода, зварювальний дріт (тип, марка, стандарт або ТУ)	Методи та об'єм 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 сідла або кільця в корпусі, їх ущільнювальна наплавка, запірні елементи, шток, диски, клин, сильфони та їх ущільнювальна наплавка.

ДОДАТОК Е
(обов'язковий)
ВИМОГИ ДО ВЕДЕННЯ ПАСПОРТІВ В ЕЛЕКТРОННІЙ БАЗІ ДАНИХ
ОБЛАДНАННЯ

Е.1 Процедура оформлення паспорта трубопроводу в електронній базі обладнання

Е.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-СНРиПЭ (для філії «ВП РАЕС») (колонка «Дані електронної бази обладнання» таблиці Е.1) (змінено, зм. №3)

Таблиця Е.1 - відповідність даних паспорту трубопроводу та електронної бази обладнання філій ВП АЕС (змінено, зм. №3)

№ з/п	Дані паспорта	Дані електронної бази обладнання
1	Назва паспорта трубопроводу	Поле «Наименование»
2	Обліковий №	Поле «Регистрационный номер»
1. Технічна характеристика і параметри		
3	Найменування суб'єкта господарювання	Не застосовується (електронна база відповідної філії ВП АЕС) (змінено, зм. №3)
4	Цех	Поле «Цех»
5	Назва трубопроводу, його номер згідно з технологічною схемою або специфікацією	Поле «Позиция» Поле «Наименование»
6	Найменування виробника (монтажної організації) та його місце знаходження	Поле «Завод-производитель»
7	Рік виготовлення (монтажу)	Поле «Дата изготовления» Поле «Дата монтажа на позиции»
8	Характеристика речовин технологічного середовища: Клас небезпеки	Закладка «Характеристики» Необхідно доповнити класифікатор «Вид характеристики» значенням «Клас опасности»
9	Характеристика речовин технологічного середовища: Вибухопожежонебезпечність	Закладка «Характеристики» Необхідно доповнити класифікатор «Вид характеристики» значенням «Взрывопожароопасность»
10	Характеристика речовин технологічного середовища: Корозійні властивості	Закладка «Характеристики» Необхідно доповнити класифікатор «Вид характеристики» значенням «Коррозионные свойства»
11	Характеристика речовин технологічного середовища: Ерозійні властивості	Закладка «Характеристики» Необхідно доповнити класифікатор «Вид характеристики» значенням «Эрозионные свойства»

Продовження таблиці Е.1

12	Робочий тиск (максимально робочий тиск), МПа	Закладка «Характеристики» → «Вид характеристики» → «Давление рабочее»
13	Розрахунковий тиск, МПа	Закладка «Характеристики» Необхідно доповнити класифікатор «Вид характеристики» значенням «Давление расчетное»
14	Розрахункова температура стінки, °C	Закладка «Характеристики» → «Вид характеристики» → «Температура расчетная»
15	Робоча температура, °C	Закладка «Характеристики» → «Вид характеристики» → «Температура рабочая»
16	Категорія	Закладка «Характеристики» Необхідно доповнити класифікатор «Вид характеристики» значенням «Категория»
17	Група	Закладка «Характеристики» Необхідно доповнити класифікатор «Вид характеристики» значенням «Группа»
18	Тиск гідравлічного (пневматичного) випробування, МПа	Закладка «Характеристики» → «Вид характеристики» → «Давление гидроиспытаний»
19	Мінімально допустима мінусова температура стінки, °C	Закладка «Характеристики» Необхідно доповнити класифікатор «Вид характеристики» значенням «Температура минимально допустимая»
20	Швидкість корозії, мм/рік	Закладка «Характеристики» Необхідно доповнити класифікатор «Вид характеристики» значенням «Скорость коррозии»
21	Розрахунковий строк служби тр-воду, років (годин, циклів навантаження)	Поле «Срок службы»
2. Відповідальні за справний стан і безпечну експлуатацію трубопроводу		
22	№ і дата наказу про призначення	Закладка «Документы» Необхідно доповнити класифікатор «Документы УБДН» відповідним ОРД (наказом)
23	Посада, П.І.Б.	
24	Підпис відповідальної особи	
3. Відомості про ремонт і модифікацію трубопроводу		
25	Дата запису	Відомості про ремонт і модифікацію містяться в звітних документах за результатами ремонту (відповідно до
26	Підстава	
27	Запис про ремонт, модифікацію	

Кінець таблиці Е.1

	трубопроводу	СОУ НАЕК 033:2024), модифікації (відповідно до СОУ НАЕК 114:2023). (змінено, зм. №3) Місцезнаходження звітних документів вказується в закладці «Документи»
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. (змінено, зм. №3) 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. (змінено, зм. №3) 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)		
42	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. (змінено, зм. №3) Місцезнаходження звітних документів вказується в закладці «Документи»
43	Випробування на щільність (гідравлічні, пневматичні): – тиск випробування, МПа – тривалість витримки, год/хв – результати випробувань	
44	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	

Е.1.2 Для трубопроводів, які були введені в експлуатацію до введення в дію цього стандарту, в паспорт повинна бути внесена інформація, яка є в наявності. Паспорти повинні доповнюватись відсутньою інформацією під час виконання ремонтів або модифікацій.

Е.1.3 В закладці «Документи» необхідно вказати місцезнаходження (при 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 (креслення) 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.

Е.2 Процедура оформлення паспорта посудини в електронній базі обладнання

Е.2.1 Внесення необхідних даних щодо посудин, зазначених в додатку Б, 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.2). *(змінено, зм. №3)*

Таблиця Е.2 - відповідність даних паспорту посудини та електронної бази обладнання філій ВП АЕС *(змінено, зм. №3)*

№ з/п	Дані паспорта	Дані електронної бази обладнання
1	Назва паспорта посудини	Поле «Наименование»
2	Обліковий №	Поле «Регистрационный номер»
1. Технічна характеристика і параметри		
3	Найменування суб'єкта господарювання	Не застосовується (електронна база відповідної філії ВП АЕС) <i>(змінено, зм. №3)</i>
4	Цех	Поле «Цех»
5	Назва посудини, її номер згідно з технологічною схемою або специфікацією	Поле «Позиция» Поле «Наименование»
6	Найменування виробника та його місцезнаходження, рік виготовлення	Поле «Завод-производитель» Поле «Дата изготовления»
7	Заводський (серійний) номер	Поле «Заводской номер»

Продовження таблиці Е.2

8	Рік виготовлення	Поле «Дата изготовления»
9	Призначення посудини	Закладка «Характеристики» Необхідно доповнити класифікатор «Вид характеристики» значенням «Назначение сосуда»
10	Характеристика технологічного середовища	Закладка «Характеристики» → «Вид характеристики» → «Среда рабочая»
11	Категорія	Закладка «Характеристики» Необхідно доповнити класифікатор «Вид характеристики» значенням «Категория»
12	Група	Закладка «Характеристики» Необхідно доповнити класифікатор «Вид характеристики» значенням «Группа»
13	Характеристика речовин технологічного середовища в корпусі: Клас небезпеки	Закладка «Характеристики» Необхідно доповнити класифікатор «Вид характеристики» значенням «Клас опасности среды в корпусе»
14	Характеристика речовин технологічного середовища в корпусі: Вибухопожежонебезпечність	Закладка «Характеристики» Необхідно доповнити класифікатор «Вид характеристики» значенням «Взрывопожароопасность среды в корпусе»
15	Характеристика речовин технологічного середовища в корпусі: Корозійні властивості	Закладка «Характеристики» Необхідно доповнити класифікатор «Вид характеристики» значенням «Коррозионные свойства среды в корпусе»
16	Характеристика речовин технологічного середовища в корпусі: Ерозійні властивості	Закладка «Характеристики» Необхідно доповнити класифікатор «Вид характеристики» значенням «Эрозионные свойства среды в корпусе»
17	Характеристика речовин технологічного середовища в трубній частині: Клас небезпеки	Закладка «Характеристики» Необхідно доповнити класифікатор «Вид характеристики» значенням «Клас опасности среды в трубной части»
18	Характеристика речовин технологічного середовища в трубній частині: Вибухопожежонебезпечність	Закладка «Характеристики» Необхідно доповнити класифікатор «Вид характеристики» значенням «Взрывопожароопасность среды в трубной части»

Продовження таблиці Е.2

19	Характеристика речовин технологічного середовища в трубній частині: Корозійні властивості	Закладка «Характеристики» <i>Необхідно доповнити класифікатор «Вид характеристики» значенням «Коррозионные свойства среды в трубной части»</i>
20	Характеристика речовин технологічного середовища в трубній частині: Ерозійні властивості	Закладка «Характеристики» <i>Необхідно доповнити класифікатор «Вид характеристики» значенням «Эрозионные свойства среды в трубной части»</i>
21	Робочий тиск в корпусі (максимально робочий тиск), МПа	Закладка «Характеристики» <i>Необхідно доповнити класифікатор «Вид характеристики» значенням «Давление рабочее в корпусе»</i>
22	Розрахунковий тиск в корпусі, МПа	Закладка «Характеристики» <i>Необхідно доповнити класифікатор «Вид характеристики» значенням «Давление расчетное в корпусе»</i>
23	Розрахункова температура стінки корпусу, °С	Закладка «Характеристики» <i>Необхідно доповнити класифікатор «Вид характеристики» значенням «Температура расчетная стенки корпуса»</i>
24	Робочий тиск в трубній частині (максимально робочий тиск), МПа	Закладка «Характеристики» <i>Необхідно доповнити класифікатор «Вид характеристики» значенням «Давление рабочее в трубной части»</i>
25	Розрахунковий тиск в трубній частині, МПа	Закладка «Характеристики» <i>Необхідно доповнити класифікатор «Вид характеристики» значенням «Давление расчетное в трубной части»</i>
26	Розрахункова температура стінки трубної частини, °С	Закладка «Характеристики» <i>Необхідно доповнити класифікатор «Вид характеристики» значенням «Температура расчетная трубной части»</i>
27	Тиск гідравлічного випробування корпусу, МПа	Закладка «Характеристики» <i>Необхідно доповнити класифікатор «Вид характеристики» значенням «Давление гидроиспытаний корпуса»</i>
28	Тиск пневматичного випробування корпусу, МПа	Закладка «Характеристики» <i>Необхідно доповнити класифікатор «Вид характеристики» значенням «Давление пневмоиспытаний корпуса»</i>

Продовження таблиці Е.2

29	Тиск гідравлічного випробування трубної частини, МПа	Закладка «Характеристики» Необхідно доповнити класифікатор «Вид характеристики» значенням «Давление гидроиспытаний трубной части»
30	Тиск пневматичного випробування трубної частини, МПа	Закладка «Характеристики» Необхідно доповнити класифікатор «Вид характеристики» значенням «Давление пневмоиспытаний трубной части»
31	Мінімально допустима мінусова температура стінки, °С	Закладка «Характеристики» Необхідно доповнити класифікатор «Вид характеристики» значенням «Температура минимально допустимая»
32	Швидкість корозії корпусу/трубної частини, мм/рік	Закладка «Характеристики» Необхідно доповнити класифікатор «Вид характеристики» значенням «Скорость коррозии»
33	Розрахунковий строк служби посудини, років (годин, циклів навантаження)	Поле «Срок служби»
2. Відповідальні за справний стан і безпечну експлуатацію посудини		
34	№ і дата наказу про призначення	Закладка «Документи» Необхідно доповнити класифікатор «Документы 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 033:2024), модифікації (відповідно до СОУ НАЕК 114:2023). (змінено, зм. №3) 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. (змінено, зм. №3) Дата та результат технічного опосвідчення може визначатися
43	Вид контролю за технічним станом	
44	Результат контролю за технічним станом	

Продовження таблиці Е.2

45	Строк наступного контролю за технічним станом	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»
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. (змінено, зм. №3) 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, реонструкції) проводиться відповідно до встановленого у філії ВП АЕС порядку. (змінено, зм. №3) 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	
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.	

Кінець таблиці Е.2

60	Випробування на щільність (гідравлічні, пневматичні): Результати випробувань корпусу	
61	Випробування на щільність (гідравлічні, пневматичні): Результати випробувань трубною частини	

Е.2.2 Для посудин, які були введені в експлуатацію до введення в дію цього стандарту, в паспорт повинна бути внесена інформація, яка є в наявності. Паспорти повинні доповнюватись відсутньою інформацією під час виконання ремонтів та модифікацій.

Е.2.3 В закладці «Документи» необхідно вказати місцезнаходження (при наявності) нижчезазначених документів:

- звітні документи за результатами ремонту, модифікації (технічного опосвідчення) разом з додатками;
- свідоцтва про монтаж;
- свідоцтва про ремонт посудини або заміну елементів;
- креслення (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.

Е.3 Процедура оформлення паспорта резервуара в електронній базі обладнання

Е.3.1 Внесення необхідних даних щодо резервуара, зазначених в додатку В, 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). *(змінено, зм. №3)*

Таблиця Е.3 - відповідність даних паспорту резервуара та електронної бази обладнання філій ВП АЕС *(змінено, зм. №3)*

№ з/п	Дані паспорта	Дані електронної бази обладнання
1	Назва паспорта резервуара	Поле «Наименование»
2	Обліковий №	Поле «Регистрационный номер»
1. Технічна характеристика і параметри		
3	Найменування суб'єкта господарювання	Не застосовується (електронна база відповідної філії ВП АЕС) <i>(змінено, зм. №3)</i>
4	Цех	Поле «Цех»

Продовження таблиці Е.3

5	Назва резервуара, його номер згідно з технологічною схемою або специфікацією	Поле «Позиция» Поле «Наименование»
6	Номер заводу виробника (проект)	Поле «Заводской номер»
7	Призначення резервуара	Закладка «Характеристики» <i>Необхідно доповнити класифікатор «Вид характеристики» значенням «Назначение резервуара»</i>
8	Характеристика технологічного середовища	Закладка «Характеристики» → «Вид характеристики» → «Среда рабочая»
9	Характеристика речовин технологічного середовища: Клас небезпеки	Закладка «Характеристики» <i>Необхідно доповнити класифікатор «Вид характеристики» значенням «Клас опасности»</i>
10	Характеристика речовин технологічного середовища: Вибухопожежонебезпечність	Закладка «Характеристики» <i>Необхідно доповнити класифікатор «Вид характеристики» значенням «Взрывопожароопасность»</i>
11	Характеристика речовин технологічного середовища: Корозійні властивості	Закладка «Характеристики» <i>Необхідно доповнити класифікатор «Вид характеристики» значенням «Коррозионные свойства»</i>
12	Характеристика речовин технологічного середовища: Ерозійні властивості	Закладка «Характеристики» <i>Необхідно доповнити класифікатор «Вид характеристики» значенням «Эрозионные свойства»</i>
13	Об'єм повний, м ³	Закладка «Характеристики» → «Вид характеристики» → «Объем»
14	Об'єм робочий, м ³	Закладка «Характеристики» → «Вид характеристики» → «Объем рабочей среды»
15	Висота, м	Закладка «Характеристики» → «Вид характеристики» → «Высота»
16	Діаметр, м	Закладка «Характеристики» → «Вид характеристики» → «Диаметр»
17	Маса, кг	Закладка «Характеристики» → «Вид характеристики» → «Масса»
18	Розрахункова температура стінки, °C	Закладка «Характеристики» → «Вид характеристики» → «Температура расчетная»
19	Категорія	Закладка «Характеристики» <i>Необхідно доповнити класифікатор «Вид характеристики» значенням «Категория»</i>
20	Група	Закладка «Характеристики» <i>Необхідно доповнити класифікатор «Вид</i>

Продовження таблиці Е.3

		характеристики» значенням «Група»
21	Мінімально допустима мінусова температура стінки, °C	Закладка «Характеристики» Необхідно доповнити класифікатор «Вид характеристики» значенням «Температура минимально допустимая»
22	Швидкість корозії, мм/рік	Закладка «Характеристики» Необхідно доповнити класифікатор «Вид характеристики» значенням «Скорость коррозии»
23	Розрахунковий строк служби резервуара, років (годин, циклів навантаження)	Поле «Срок служби»
2. Відповідальні за справний стан і безпечну експлуатацію резервуара		
24	№ і дата наказу про призначення	Закладка «Документи» Необхідно доповнити класифікатор «Документы 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. (змінено, зм. №3) 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. (змінено, зм. №3) Місцезнаходження звітних
35	Первісний діаметр і товщина стінки, мм	
36	Бракувальний розмір, мм	
37	Товщина за заміром, мм	

Кінець таблиці Е.3

38	Метод заміру	документів вказується в закладці «Документы»
39	Прізвище перевіряльника	
40	Підпис	
41	Примітка	

Е.3.2 Для резервуарів, які були введені в експлуатацію до введення в дію цього стандарту, в паспорт повинна бути внесена інформація, яка є в наявності. Паспорти повинні доповнюватись відсутньою інформацією під час виконання ремонтів та модифікацій.

Е.3.3 В закладці «Документы» необхідно вказати місцезнаходження (при наявності) нижчезазначених документів:

- звітні документи за результатами ремонту, модифікації, технічного опосвідчення разом з додатками;
- свідоцтва про монтаж;
- свідоцтва про ремонт резервуара або заміну елементів;
- креслення (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.

Е.4 Процедура оформлення паспорта арматури в електронній базі обладнання

Е.4.1 Внесення необхідних даних щодо арматури, 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.4). *(змінено, зм. №3)*

Таблиця Е.4 - відповідність даних паспорта арматури та електронної бази обладнання філій ВП АЕС *(змінено, зм. №3)*

№ з/п	Дані паспорта	Дані електронної бази обладнання
1	Назва паспорта арматури	Поле «Наименование»
2	Обліковий №	Поле «Регистрационный номер»
1. Технічна характеристика і параметри		
3	Найменування суб'єкта господарювання	Не застосовується (електронна база відповідної філії ВП АЕС) <i>(змінено, зм. №3)</i>
4	Цех	Поле «Цех»
5	Тип	Поле «тип (марка)»
6	Номер згідно з технологічною схемою або специфікацією	Поле «регистрационный номер»

Продовження таблиці Е.4

7	Завод виробник		Поле «завод-производитель»
8	Заводський номер		Поле «заводской номер»
9	Технічні умови		Закладка «Документи»
10	Дата виготовлення		Поле «дата изготовления»
11	Дата вводу в експлуатацію		Поле «начало эксплуатации на АЭС»
12	Клас герметичності		Закладка «Характеристики» <i>Необхідно доповнити класифікатор «Вид характеристики» значенням «Класс герметичности»</i>
13	Номінальний діаметр, DN (умовний діаметр D _y)		Закладка «Характеристики» → «Вид характеристики» → «Диаметр условный»
14	Номінальний тиск, PN, МПа (умовний тиск P _y , МПа)		Закладка «Характеристики» → «Вид характеристики» → «Давление рабочее»
15	Розрахунковий (максимальний робочий) тиск, МПа		Закладка «Характеристики» <i>Необхідно доповнити класифікатор «Вид характеристики» значенням «Давление расчетное»</i>
16	Розрахункова температура, °C		Закладка «Характеристики» → «Вид характеристики» → «рабочая температура»
17	Матеріал корпусу		Закладка «Характеристики» → «Вид характеристики» → «Материал корпуса»
18	Робоче середовище		Закладка «Характеристики» → «Вид характеристики» → «среда рабочая»
19	Привід	Тип	Поле «тип (марка)»
20		Виконання	Закладка «Характеристики» → «Вид характеристики» → «Исполнение»
21		Заводський номер	Поле «заводской номер»
22		Номінальний крутний момент, Нм	Закладка «Характеристики» → «Вид характеристики» → «Момент крутящий»
23		Передаточне число	Закладка «Характеристики» → «Вид характеристики» → «Число передаточное»
24		Напруга живлення, В	Закладка «Характеристики» → «Вид характеристики» → «Напряжение»
25	Розрахунковий строк служби корпусу, років (годин, циклів навантаження)		Поле «Срок службы»
2. Результати випробування			
26	Тиск випробування, МПа (кгс/см ²)		Облік результатів випробувань під час технічного опосвідчення (ремонт, модифікації) проводиться відповідно до встановленого у філії ВП АЕС порядку. (змінено, зм. №3) 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)		

Кінець таблиці Е.4

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		
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 об'єм 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		

Е.4.2 Для арматури, яка була введена в експлуатацію до введення в дію цього стандарту, в паспорт повинна бути внесена інформація, яка є в наявності. Паспорти повинні доповнюватись відсутньою інформацією під час виконання ремонтів або модифікацій.

Е.4.3 В закладці «Документи» необхідно вказати місцезнаходження (при 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.

Е.5 Процедура оформлення паспорта насоса в електронній базі обладнання

Е.5.1 Внесення необхідних даних щодо насоса відповідно до додатку Г виконувати згідно з 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.5). *(змінено, зм. №3)*

Таблиця Е.5 - відповідність даних паспорта насоса та електронної бази обладнання філій ВП АЕС *(змінено, зм. №3)*

№ з/п	Дані паспорта	Дані електронної бази обладнання
1	Назва паспорта насоса	Поле «Наименование»
2	Обліковий №	Поле «Регистрационный номер»
1. Технічна характеристика і параметри		
3	Найменування суб'єкта господарювання	Не застосовується (електронна база відповідної філії ВП АЕС) <i>(змінено, зм. №3)</i>
4	Цех	Поле «Цех»
5	Назва насоса, його номер згідно з технологічною схемою або специфікацією	Поле «Позиция» Поле «Наименование»
6	Заводський (серійний) номер	Поле «Заводской номер»
	Дата виготовлення	Поле «Дата изготовления»
	Марка насоса	Поле «Тип (марка)»
7	Робоче середовище	Закладка «Характеристики» → «Вид характеристики» → «Среда рабочая»
8	Характеристика речовин технологічного середовища: Клас небезпеки	Закладка «Характеристики» <i>Необхідно доповнити класифікатор «Вид характеристики» значенням «Клас опасности»</i>
9	Характеристика речовин технологічного середовища: Вибухопожежонебезпечність	Закладка «Характеристики» <i>Необхідно доповнити класифікатор «Вид характеристики» значенням «Взрывопожароопасность»</i>
10	Характеристика речовин технологічного середовища: Корозійні властивості	Закладка «Характеристики» <i>Необхідно доповнити класифікатор «Вид характеристики» значенням «Коррозионные свойства»</i>
11	Характеристика речовин технологічного середовища: Ерозійні властивості	Закладка «Характеристики» <i>Необхідно доповнити класифікатор «Вид характеристики» значенням «Эрозионные свойства»</i>

Продовження таблиці Е.5

12	Максимальний напір	Закладка «Характеристики» → «Вид характеристики» → «Давление максимальное»
13	Тиск на вході	Закладка «Характеристики» → «Вид характеристики» → «Давление на входе»
14	Розрахунковий тиск корпусу	Закладка «Характеристики» → «Вид характеристики» → «Давление расчетное»
15	Розрахункова температура корпусу	Закладка «Характеристики» → «Вид характеристики» → «Температура расчетная»
16	Номінальна витрата	Закладка «Характеристики» → «Вид характеристики» → «Подача»
17	Тиск гідравлічних (пневматичних) випробувань корпусу	Закладка «Характеристики» → «Вид характеристики» → «Давление гидроиспытаний»
18	Температура гідравлічних (пневматичних) випробувань	Закладка «Характеристики» → «Вид характеристики» → «Температура гидроиспытаний»
19	Розрахунковий строк служби	Поле «Срок службы»
2. Відповідальні за справний стан і безпечну експлуатацію насоса (компресора)		
20	№ і дата наказу про призначення	Закладка «Документи» <i>Необхідно доповнити класифікатор «Документи УБДН» відповідним ОРД (Наказом)</i>
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 ВП АЕС
28	Результат контролю за технічним станом	

Кінець таблиці Е.5

29	Строк наступного контролю за технічним станом	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»
5. Відомості про основні елементи насоса (компресора)		
30	Назва елемента	Місцезнаходження документації з зазначеною інформацією вказується в закладці «Документи»
31	Кількість	
32	Номер креслення	
33	Марка основного матеріалу	
34	Стандарт або ТУ основного матеріалу	
35	Вид зварювання або інший метод кріплення (з'єднання)	
36	Марка зварювальних або ущільнюючих матеріалів	
37	Метод та об'єми контролю	

Е.5.2 Для насосів, які були введені в експлуатацію до введення в дію цього стандарту, в паспорт повинна бути внесена інформація, яка є в наявності. Паспорти повинні доповнюватись відсутньою інформацією під час виконання ремонтів та модифікацій.

Е.5.3 В закладці «Документи» необхідно вказати місцезнаходження (при наявності) нижчезазначених документів:

- звітні документи за результатами ремонту, модифікації технічного опосвідчення разом з додатками;
- свідоцтва про монтаж;
- креслення (ескізи) насоса із зазначенням розмірів;
- паспорта, оригінали сертифікатів і протоколи результатів контролю насоса тощо.

ДОДАТОК Ж
(обов'язковий)

КЛАСИФІКАЦІЯ ТРУБОПРОВІДІВ ТА ОБЛАДНАННЯ

Таблиця Ж.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 Ж.1

Гру- па	Технологічна речовина	Категорія									
		I		II		III		IV		V	
		P _{роз.} , МПа (кгс/см ²)	t _{роз.} , °C	P _{роз.} , МПа (кгс/см ²)	t _{роз.} , °C	P _{роз.} , МПа (кгс/см ²)	t _{роз.} , °C	P _{роз.} , МПа (кгс/см ²)	t _{роз.} , °C	P _{роз.} , МПа (кгс/см ²)	t _{роз.} , °C
Б	Вибухо та пожежонебезпечні речовини										
	а) горючі гази, у т.ч. зріджені вуглеводневі гази	Вище 2,5 (25)	Вище 300 та нижче мінус 40 включ но	Від 0,08 (0,8) (абс.) до 2,5 (25)	Від мінус 40 до 300	-	-	-	-	-	-
		Вакуум нижче 0,08 (0,8) (абс.)	Неза- лежно	-	-	-	-	-	-	-	-
	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)	Неза- лежно	Вакуум вище 0,08(0,8) (абс)	Від мінус 40 до 300	-	-	-	-	-	-

Кінець таблиці Ж.1

Група	Технологічна речовина	Категорія									
		I		II		III		IV		V	
		Р _{роз.} , МПа (кгс/см ²)	t _{роз.} , °С	Р _{роз.} , МПа (кгс/см ²)	t _{роз.} , °С	Р _{роз.} , МПа (кгс/см ²)	t _{роз.} , °С	Р _{роз.} , МПа (кгс/см ²)	t _{роз.} , °С	Р _{роз.} , МПа (кгс/см ²)	t _{роз.} , °С
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 небезпеки шкідливих речовин, вибухо- та пожежонебезпечність слід визначати за національними стандартами.

Примітка 2. Шкідливі речовини класу небезпеки 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 небезпеки гідрозину – 1. Незалежно від параметрів трубопроводу, 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 И

(обов'язковий)

ТИП УЩІЛЬНЮВАЛЬНОЇ ПОВЕРХНІ ФЛАНЦІВ

Таблиця И.1

Середовище	Тиск, МПа (кгс/см ²)	Тип ущільнювальної поверхні
Речовини групи В	$\leq 2,5$ (25)	гладка
Речовини груп А, Б, крім А(а) і ВОТ	$\leq 2,5$ (25)	гладка
Речовини груп А, Б, В, крім ВОТ	$> 2,5$ (25) $< 6,3$ (63)	виступ-западина
Речовини групи А (а)	$\leq 0,25$ (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	$\geq 6,3$ (63)	під лінзову прокладку або прокладку овального перетину

ДОДАТОК К

(обов'язковий)

НОРМИ І ОБСЯГ ВИПРОБУВАНЬ ТА ВИМІРЮВАНЬ ПАРАМЕТРІВ ЕЛЕКТРОДНИХ КОТЛІВ

Таблиця К.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 повинен 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 повинне 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 4 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 повинно 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 К.1

Найменування перевірки	Вид перевірки	Нормативне значення	Вказівки
5. Перевірка дії захисної апаратури котла	К, П, М	Проводиться відповідно до інструкцій підприємств-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, повинні 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

Кінець таблиці И.1

Найменування перевірки	Вид перевірки	Нормативне значення	Вказівки
			перевіряється, відповідно до пункту 6 цієї таблиці. У мережі зовнішнього освітлення перевіряється спрацьовування захисту тільки для найвіддаленіших світильників кожної лінії. Спрацьовування захисту в разі замикання на корпус інших світильників перевіряється вимірюванням перехідного опору між PEN (PE)-провідником та корпусом світильника. Перевірку спрацьовування захисту групових ліній різних приймачів, що використовуються короткочасно, допускається здійснювати на штепсельних розетках із захисним контактом.
б) перевірка спрацьовування 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 5а цієї таблиці, але кратність струмів повинна бути такою, щоб час спрацьовування 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 4а 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 ТОіР, але не рідше ніж К - один раз на рік, П або М - два рази на рік			

ДОДАТОК Л
(обов'язковий)
РОЗПОДІЛ СТАЛЕЙ НА ТИПИ І КЛАСИ

Таблиця Л.1 – Розподіл сталей на типи і класи

№	Тип, клас сталі	Марка сталі
1	Вуглецеві	Ст2сп2, Ст2сп3, Ст3сп2, Ст3сп3, Ст3пс3, Ст3Гпс3, Ст3пс4, Ст3сп4, Ст3сп5, Ст2сп6, Ст3Гпс4, Ст4пс3, Ст4сп3, Ст5сп2*, 08, 10, 15, 20, 25, 30*, 35*, 40*, 15К, 16К, 18К, 20К, 22К, 15Л, 20Л, 30Л, 35Л
2	Низьколеговані марганцевисті і кремніймарганцевисті	10Г2, 15ГС, 16ГС, 17ГС, 17Г1С, 17Г1СУ, 09Г2С, 10Г2С1, 14ХГС
3	Низьколеговані хромисті	35Х*, 40Х*
4	Низьколеговані молібденові, хромомолібденові та хромомолібденованадієві	12МХ, 12ХМ, 15ХМ, 10Х2М, 15Х1М1Ф, 12Х1МФ, 20ХМЛ, 20ХМФЛ, 15Х1МФЛ, 20Х1МФ*, 25Х1М1Ф1ТР*, 20Х1М2Ф1БР*
5	Низьколеговані хромонікельмолібденованадієві	38ХН3МФА*
6	Мартенситні хромисті	20Х13, 12Х11В2МФ*, 13Х11М2В2МФ*, 20Х12ВНМФ*, 18Х12ВМВФР*
7	Аустенітні хромонікелеві	08Х18Н10Т, 12Х18Н9Т, 12Х18Н10Т, 12Х18Н12Т, 12Х18Н9ТЛ, 12Х18Н12М3ТЛ, ХН35ВТ
* При використанні вказаних матеріалів для деталей кріплення вони не підлягають зварюванню		

ДОДАТОК М

(обов'язковий)

НОРМИ ОЦІНКИ ЯКОСТІ ЗВАРНИХ З'ЄДНАНЬ

М.1 Загальні положення

М.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); *(змінено, зм. №3)*
- за номінальною товщиною більш тонкої деталі – для стикових, кутових, таврових та зварних з'єднань внапусток; *(змінено, зм. №3)*
- 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. *(змінено, зм. №3)*

М.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).

М.1.3 Число і сумарна приведена площа поодиноких включень і скупчень, що виявлені використаними методами неруйнівного контролю, не повинні перевищувати значень, що вказані в даних 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.

М.2 Візуальний контроль

М.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 валиками шва;
- непровари в корені шва (крім випадків, що передбачені в НД на виріб);

- напливи (натікання) і бризки металу;
- незаварені кратери;
- свищі;
- пропали;
- подрізи;
- відхилення розмірів шва понад встановлені норми;
- відшарування; (додучено, зм. №3)
- випадкові дуги (припіки); (додучено, зм. №3)
- усадкові раковини; (додучено, зм. №3)
- скупчення. (додучено, зм. №3)

М.2.2 Норми допустимих дефектів, що виявлені при проведенні візуального контролю, наведені в таблиці М.1.

Таблиця М.1 – Норми поверхневих дефектів в зварних з'єднаннях

Дефект	Допустимий максимальний розмір, мм	Число дефектів
Випуклість шва із зовнішньої сторони	Встановлюється НД або конструкторською документацією залежно від виду зварювання і типу з'єднання	-
Западини (заглиблення) між валиками і лускоподібність поверхні шва.	$0,12RP + 0,6$, але не більше 2	-
Поодинокі включення	$0,12RP + 0,2$, але не більше 2,5	При РП від 2 до 10 включно - $0,2RP + 3$ При РП більше 10 до 20 включно - $0,1RP + 4$ При РП більше 20 - $0,05RP + 5$, але не більше 8
Випуклість 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	-
Увігнутість кореня шва при односторонньому зварюванні труб без підкладних кілець.	$0,12RP + 0,4$, але не більше 1,5	-
РП - розмірний показник, вказаний в М.1.1 Двн – внутрішній діаметр, мм		

М.3 Капілярний контроль

М.3.1 При контролі зварних з'єднань за індикаторними слідами не допускаються подовжені і непоодинокі округлі індикаторні сліди. Кількість поодиноких округлих індикаторних слідів не повинна перевищувати норм, що вказані в таблиці М.1 для поодиноких включень, а найбільший розмір кожного індикаторного сліду не повинен перевищувати трикратних значень цих норм. (змінено, зм. №3)

М.3.2 Виявлені при контролі згідно з М.3.1 дефекти допускається оцінювати за їхніми фактичними показниками після видалення реактиву. При цьому слід

керуватись вимогами М.2.1 і таблиці М.1 цього додатка. Результати цієї оцінки є кінцевими.

М.4 Магнітопорошковий контроль

М.4.1 Норми оцінки якості при магнітопорошковому контролі повинні відповідати вимогам М.2.1 і таблиці М.1 цього додатка.

М.4.2 Виявлені при контролі згідно з М.4.1 дефекти допускається оцінювати за їх фактичним розміром після видалення емульсії або порошку. Результати цієї оцінки є кінцевими.

М.5 Радіографічний контроль

М.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 увігнутості кореня шва по таблиці М.1, а розмір, кількість і сумарно зведена площа поодиноких включень і скупчень не перевищують норм, що наведені в таблиці М.3 і НД на виріб.

М.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 М.2.

Таблиця М.2 – Необхідна чутливість контролю.

Радіаційна товщина (у місці встановлення еталона чутливості), мм	Необхідна чутливість, мм	
	Для трубопроводів на P_y 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		

М.5.3 Необхідний рівень чутливості знімку для обладнання встановлюється НД на виріб та конструкторською документацією.

Таблиця М.3 - Норми допустимих дефектів зварних з'єднань, виявлених при РГК

Дефект	Розмірний показник зварного з'єднання (РП), мм	Максимальний розмір, мм	Кількість дефектів 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 (змінено, зм. №3)
	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	$1,5(0,025РП+3)$, 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

М.6 Ультразвуковий контроль

М.6.1 Якість зварних з'єднань вважається задовільною при дотриманні таких умов:

- виявлені несучільності не є протяжними (умовна протяжність несучільності не повинна перевищувати умовну протяжність відповідного еталонного відбивача);
- відстань на поверхні сканування між двома сусідніми несучільностями не менше умовної протяжності несучільності з більшим значенням цього показника (несучільності є поодинокими);
- еквівалентні площі і кількість поодиноких несучільностей не перевищують норми, що встановлені в НД на виріб та конструкторській документації.

М.6.2 За відсутності встановлених норм допустимих дефектів в НД на виріб та конструкторській документації необхідно користуватись даними таблиці М.4

М.6.3 Для стикових зварних з'єднань із номінальною товщиною до 5,5 мм виконувати РГК. (змінено, зм. №3)

Таблиця М.4 – Норми максимально допустимих несучільностей, виявлених при УЗК

Номинальна товщина зварного з'єднання, мм	Еквівалент на площа одиничних несучільностей, мм ²	Число одиничних несучільностей, що фіксуються, на будь яких 100 мм довжини зварного з'єднання	Протяжність несучільностей	
			Сумарна в корені шва	Одиничних в перерізі шва
від 5,5 включно до 8 включно	1,3	7	20% внутрішнього периметру зварного з'єднання	Умовна протяжність компактної (точкової) несучільності
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.				

М.7 Механічні випробування

М.7.1 Якість зварних з'єднань за результатами механічних випробувань вважається задовільною за умови виконання таких вимог:

– тимчасовий опір повинен 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 М.5;

– ударна в'язкість зварних з'єднань менше зазначеної в таблиці М.7.

– значення твердості зварного з'єднання має задовольняти вимоги НД на виріб.

За відсутності нормативних вимог, твердість зварного з'єднання не повинна перевищувати значення наведені в таблиці М.6.

М.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 М.5 – Значення кута згину

Сталь	Границі міцності при температурі 20 °С	Кут згину, не менше, при товщині стінки, град		
		Електродугове, контактне та електрошлакове зварювання		Газове зварювання
		до 20 мм включно	більше 20 мм	До 4 мм
Вуглецеві	Не нижче нижньої межі міцності 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, хромомолібденованадієвольфрамові		50	40	30
Мартенситні		50	40	-
Феритні		80	60	-
Аустенітно-феритні		100	100	-
Сплави на залізонікелевій і нікелевій основі		150	120	-
Хромонікелеві аустенітного класу				

Таблиця М.6 – Оцінка якості зварних з'єднань з твердості

Марка сталі	Допустима твердість металу шва і зони термічного впливу, НВ, не більше
14ХГС	230
15ХМ, 12Х1МФ, 15Х1М1Ф, 15Х2М1, 15Х5М, 15Х5МУ, 15Х5ВФ	240
30ХМА, 20Х2МА, 22Х3М, 18Х3МВ	270
20Х3МВФ	300

Таблиця М.7 – 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 Н

(обов'язковий)

ОБСЯГИ ТА ТЕРМІНИ ТЕХНІЧНОГО ОПОСВІДЧЕННЯ ОБЛАДНАННЯ ТА ТРУБОПРОВОДІВ

Таблиця Н.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				Для трубопроводів та обладнання які змонтовані після вводу в дію цього стандарту.
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 років)	Проводиться (раз в чотири років)	Проводиться (раз в вісім років)	
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	Проводиться	Проводиться	

Продовження таблиці Н.1

№	Об'єкти опосвідчення, умови і терміни проведення	Операції технічного опосвідчення			Примітки
		Зовнішній огляд	Внутрішній огляд	Гідравлічні (пневматичні) випробування	
2.4	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.
2.5	В період капітального ремонту компресорної станції	Проводиться	Проводиться	Проводиться	
2.6	Корпуси арматури при проведенні їх капітального ремонту	Проводиться	Проводиться	Проводиться	
2.7	Корпуси насосів при проведенні їх капітального ремонту	Проводиться	Проводиться	Проводиться	
3	Трубопроводи в процесі експлуатації зі зняттям знімної теплової ізоляції				
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 років)	Не проводиться	Проводиться (раз в вісім років)	

Продовження таблиці Н.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	Не проводиться	Проводиться	
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

ДОДАТОК П (додано, зміна №2)
(обов'язковий)

**ЕКСПЛУАТАЦІЯ, ОБСЛУГОВУВАННЯ, РЕМОНТ ОБЛАДНАННЯ ТА
ТРУБОПРОВІДІВ, ЗАРЕЄСТРОВАНІХ У ФІЛІЯХ ВП АЕС** (змінено, зм. №3)

П.1 Експлуатацію, обслуговування та ремонт обладнання і трубопроводів, які віднесені до 4 класу безпеки та зареєстровані у філіях ВП АЕС, здійснювати в наступному порядку: (змінено, зм. №3)

П.1.1 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», погодженими Госгортехнадзором СССР 20.04.1972, 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 III відповідно до вимог НП 306.2.227-2020, а підкатегорію - відповідно до робочого тиску.

П.1.2 Зварювальні роботи виконувати згідно з вимогами СОУ НАЕК 159.

П.1.3 Контроль якості металу виконувати згідно з вимогами СОУ НАЕК 160.

П.2 АТ «НАЕК «Енергоатом» здійснює нагляд на діючих енергоблоках АЕС за дотриманням вимог чинного законодавства, правил і норм під час монтажу та експлуатації обладнання та трубопроводів 4 класу безпеки. (змінено, зм. №3)

П.3 Трубопроводи пари та гарячої води, посудини, що працюють під тиском, які були виготовлені відповідно до вимог нормативних документів «Правила будови та безпечної експлуатації трубопроводів пари та гарячої води» та «Правила будови та безпечної експлуатації посудин, що працюють під тиском», експлуатувати згідно з вимогами діючого НПАОП 0.00-1.81-18.

Кінець таблиці Н.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 по пунктам 1, 2.1, 2.2, 2.7, 3, 4, 5, 6, 7 цієї таблиці, фіксуються в паспортах. Примітка 2. Результати технічного опосвідчення по пунктам 2.3, 2.4, 2.5 та 2.6 цієї таблиці, фіксуються в актах встановленої у ВП форми. Примітка 3. Інші види випробування та терміни їх проведення передбачаються конструкторською документацією або НД.					

АРКУШ РЕЄСТРАЦІЇ ЗМІН

[illegible]